

ГЛАВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ГИДРОМЕТЕОРОЛОГИЧЕСКОЙ СЛУЖБЫ  
ПРИ СОВЕТЕ МИНИСТРОВ СССР

551.43

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ОРДЕНА ТРУДОВОГО КРАСНОГО ЗНАМЕНИ  
ГИДРОЛОГИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

Г12

А. М. ГАВРИЛОВ

# ОСНОВЫ УЧЕТА СТОКА НА ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

(ПОСОБИЕ ДЛЯ ГИДРОЛОГОВ)

201466

БИБЛИОТЕКА  
Ленинградского  
Гидрометеорологического  
Института



ГИДРОМЕТЕОРОЛОГИЧЕСКОЕ ИЗДАТЕЛЬСТВО  
ЛЕНИНГРАД • 1965

### АННОТАЦИЯ

В книге дано систематическое изложение кратких сведений по гидроэлектростанциям, гидроэнергетике и гидравлике, необходимых гидрологам для проведения работ по учету стока в створах ГЭС и гидроузлов. Кроме того, приведены сведения о состоянии учета стока на крупных и малых ГЭС с примерами из производственной практики по расчетным и контрольным определениям расходов воды через гидроагрегаты и водосбросные сооружения. В книге рассмотрены вопросы лабораторных гидравлических испытаний, связанных с учетом стока на ГЭС, и натуральных гидрометрических тарировок гидроагрегатов и водосбросных сооружений с примерами из отечественной и зарубежной практики. Приводятся указания по анализу и оценке надежности получаемых материалов при подготовке их к опубликованию в Гидрологическом ежегоднике. В отдельной главе дана сводка необходимых сведений по водному балансу водохранилищ, для которого данные по учету стока на ГЭС и гидроузлах являются важнейшей составляющей.

Книга предназначена в качестве пособия для гидрологов, связанных в своей деятельности со всем комплексом вопросов учета стока в створах гидросооружений и с гидрологическим обслуживанием водохранилищ, а также представляет интерес для гидроэнергетиков и водохозяйственников.

## ПРЕДИСЛОВИЕ

Книга «Основы учета стока на гидроэлектростанциях» вышла первым изданием в 1960 г. и быстро разошлась. Она помогла гидрологам, в первую очередь периферийным работникам Гидрометслужбы, в освоении и расширении знаний, необходимых для работы по учету стока непосредственно на ГЭС и при подготовке данных по стоку в створах ГЭС к помещению в Гидрологические ежегодники.

Книга использовалась также в качестве пособия студентами гидрометеорологических вузов и техникумов при прохождении курса гидрометрии и дипломантами при выполнении дипломных работ на темы, связанные с учетом стока на ГЭС, а также работниками Гидрометслужбы, повышающими свою квалификацию в порядке заочного обучения.

В последние годы гидроэнергостроительство продолжает интенсивно развиваться и в строй вступают все новые и новые ГЭС. Удельный вес сети стоковых пунктов в створах ГЭС заметно возрос, и на ряде крупных рек (Волга, Днепр) они приобрели доминирующее значение как в отношении дальнейшего изучения стока, так и водохозяйственного его использования в новых условиях. Естественно, возрастает значение регулярного учета стока в створах ГЭС, базирующееся на надежной расчетной основе.

В настоящее время в Гидрологических ежегодниках помещаются данные по стоку по более чем сорока крупным и нескольким десяткам малых ГЭС. В результате накоплен опыт, позволяющий полнее осветить ряд вопросов и оттенить неясные стороны дела, требующие дальнейшего исследования и особого внимания при практической работе со стороны гидрологов. Поэтому выпуск нового издания книги является вполне целесооб-

разным и своевременным. Компонировка книги во 2-м издании в основном не изменилась.

В первом издании книги глава III была составлена канд. геогр. наук К. С. Кабановой, а глава V — ею же совместно с канд. техн. наук А. К. Проскуряковым; в новом издании эти главы автором полностью переработаны.

Остальные разделы книги также дополнены новыми сведениями.

Кроме того, в книгу включена новая глава «Водный баланс водохранилищ», составленная канд. геогр. наук З. А. Викулиной при участии мл. научн. сотр. Т. Д. Кашиновой. Эта глава помещена в книгу, поскольку сведения о водном балансе водохранилищ связаны с учетом стока в створах крупных ГЭС и необходимы для гидрологов, обеспечивающих гидрологическое обслуживание ГЭС.

Составление ряда схем и примеров, в частности по проверке электроприборов и подсчетам по ним (в IV главе), принадлежит мл. научн. сотр. Г. К. Холодилину.

Подготовка рукописи к печати в части графических приложений, сверки текста и пр. в основном выполнена ст. техн. З. Д. Сергеевой.

Научное редактирование книги осуществлено проф. К. Е. Ивановым.



## ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ ПО ГИДРОЭНЕРГЕТИКЕ И ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМ

Суммарный расход воды в створе гидроэлектростанции или на гидроузле  $Q_{\text{сум}}$  складывается в общем случае из отдельных составляющих расходов воды, отличающихся друг от друга по своему целевому назначению, а также, и прежде всего, по способу их пропуска (прохождения) через створ сооружения.

Выражение для суммарного расхода воды в створе ГЭС может быть написано в следующем виде:

$$Q_{\text{сум}} = Q_{\text{т}} + Q_{\text{щ}} + Q_{\text{ф}} + Q_{\text{пр}},$$

где  $Q_{\text{т}}$  — расход воды, проходящий через турбины при их работе;  $Q_{\text{щ}}$  — расход воды, сбрасываемый через различные водосливные сооружения на плотине ГЭС или вне ее;  $Q_{\text{ф}}$  — расход воды, теряемый на фильтрацию через тело плотины (дамбы) и в обход ее и на утечку через неплотности в щитовых затворах и направляющих аппаратах турбин (в периоды, когда турбины не работают);  $Q_{\text{пр}}$  — расход воды на прочих потребителей в створе ГЭС или на гидроузле, как то: на шлюзование, лесосплав, собственные нужды станции.

При учете стока на ГЭС величины отдельных составляющих суммарного расхода воды приходится определять для каждой из них по данным наблюдений и по соответствующей методике. Суммарный расход воды в створе ГЭС получается путем арифметического суммирования расходов воды по отдельным составляющим, что на крупных ГЭС, как правило, производится регулярно за каждые сутки. Для лучшего уяснения существа учета стока на ГЭС и его организации гидрологам совершенно необходимо знать основные сведения по гидроэнергетике, включая общие понятия по использованию водной энергии, параметры и типы ГЭС, состав и назначение сооружений на них, типы турбин, а также гидравлическую основу и практическое приложение определения сбросных расходов воды через водосливные устройства.

В настоящей главе излагаются сведения по гидроэнергетике, необходимые для расчета и определения основной составляющей в суммарном расходе воды в створе ГЭС, которой, как правило, является расход воды через турбины  $Q_t$ .

Во второй главе излагаются сведения по водосливным отверстиям и гидравлическим расчетам, необходимые при определении сбросных расходов воды на ГЭС, т. е. второй составляющей в суммарном расходе  $Q_{ш}$ .

Рассмотрение специальных сведений, необходимых для определения фильтрационного расхода воды  $Q_f$  и расхода на прочих потребителях  $Q_{пр}$ , приводится частично в настоящей главе, а в большей мере в главах III и IV.

### 1. ВОДНОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ГЭС

Каждый водный поток обладает известной энергией, способной производить механическую работу. Работа определяется, как известно, произведением силы на путь. В водном потоке силой является вес воды, используемый на приведение в движение водяных двигателей, а путем или расстоянием — перемещение воды в направлении силы тяжести. Это перемещение выражается падением уровня воды по длине потока.

Расход воды на каком-либо участке реки, выраженный в весовых единицах, т. е. сила, отнесенная к единице времени и умноженная на падение, выразит валовую работу потока в 1 сек., или валовую мощность потока на рассматриваемом участке. Например, при расходе  $1 \text{ м}^3/\text{сек.}$ , что составляет по весу  $1000 \text{ кг/сек.}$ , и падении на участке, равном  $1 \text{ м}$ , валовая мощность  $N$  потока составит: в килограммометрах в секунду

$$N = 1000 \times 1 \times 1 = 1000 \text{ кгм/сек.},$$

в лошадиных силах ( $1 \text{ л. с.} = 75 \text{ кгм/сек.}$ )

$$N = \frac{1000 \times 1 \times 1}{75} = 13,3 \text{ л. с.},$$

в киловаттах ( $1 \text{ л. с.} = 0,736 \text{ квт}$ , или  $1 \text{ квт} = 1,36 \text{ л. с.}$ )

$$N = \frac{0,736 \times 1000 \times 1 \times 1}{75} = 9,81 \text{ квт.}$$

При обозначении и выражении расхода воды через  $Q$  в кубических метрах в 1 сек., а падения через  $H$  в метрах общее выражение для валовой мощности потока получается в следующем виде:

в килограммометрах в секунду

$$N = 1000QH \text{ кгм/сек.},$$

в лошадиных силах

$$N = \frac{1000QH}{75} = 13,3QH \text{ л. с.},$$

в киловаттах

$$N = \frac{0,736 \times 1000QH}{75} = 9,81QH \text{ квт.}$$

В СССР мощность выражают в настоящее время почти всегда в киловаттах или мегаваттах (1 мввт = 1000 квт), а за рубежом еще иногда и в лошадиных силах.

В целях использования энергии рек ее сосредоточивают различными способами в определенных местах — в створах рек или обходных каналов у гидроэлектростанций. Установленная мощность ГЭС определяется расчетным расходом воды ( $Q_p$ ), протекающим через турбины, и сосредоточенным у турбин падением воды, или расчетным напором ( $H_p$ ).

Используемая на ГЭС мощность всегда будет несколько меньше валовой мощности водотока вследствие потерь энергии при прохождении водного потока через турбинные тракты и в генераторах, а также вследствие потерь на передачу, если турбины и генераторы работают не на одном валу; подобные случаи встречаются в настоящее время почти исключительно на малых ГЭС.

Все потери учитываются введением в формулу валовой мощности коэффициента полезного действия  $\eta_{ст}$ . Выражение для установленной мощности ГЭС приобретает при этом вид

$$N_y = 9,81\eta_{ст}Q_pH_p \text{ квт.}$$

$Q_p$  — это наибольший расход воды, который в состоянии использовать все турбины ГЭС при одновременной их работе и напоре, равном расчетному. Например, на одной из волжских ГЭС установлено 8 турбин, каждая из которых использует 500 м<sup>3</sup>/сек. В этом случае  $Q_p = 8 \times 500 = 4000$  м<sup>3</sup>/сек.

Конечно, расчетный расход определяется не числом и пропускной способностью турбин, а, наоборот, первоначально получается на основании энерго-экономических расчетов, куда входят и гидрологические расчеты. Затем по расчетному расходу и расчетному напору подбираются агрегаты. При выборе последних величина расхода может в конечном счете несколько округлиться в ту или другую сторону. Чем больше естественная или искусственная зарегулированность стока, тем меньшей обеспеченности расход может быть принят за расчетный.

Обеспеченность расчетного расхода воды для упомянутой выше ГЭС составляет в многолетнем разрезе примерно 18% (рис. 1).

Величина используемого при эксплуатации ГЭС расхода

воды как для отдельных агрегатов, так и в целом по ГЭС будет, конечно, колебаться в широких пределах в зависимости от напора и режима нагрузки ГЭС.

Расчетный напор выбирается на основании различных технико-экономических соображений, из которых в равнинных условиях важнейшее значение имеют допустимые размеры затопления местности.

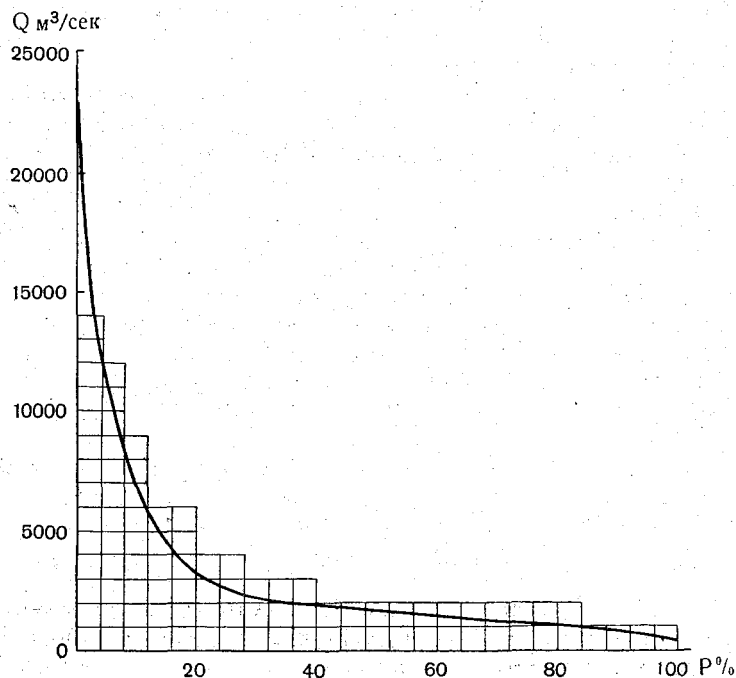


Рис. 1. Кривая обеспеченности среднемесячных расходов воды за 1911—1935 гг.

При расчетах мощности ГЭС в качестве напора принимается нередко геометрический напор ( $H_T$ ), или напор брутто, равный разности уровней верхнего бьефа (НПГ по проекту) и среднего уровня нижнего бьефа в створе будущей ГЭС или, в случае подпора от нижерасположенной ГЭС, соответствующего среднего подпорного уровня. Фактический напор на ГЭС будет несколько меньшим, чем геометрический напор, вследствие потерь напора на подходе к турбинной камере (эти потери не следует смешивать с потерями в турбинном тракте, начиная от входа в спиральную камеру до выхода из отсасывающей трубы, которые учитываются коэффициентом полезного действия турбины),

а также разности скоростных напоров у входа и сразу по выходе из турбинного тракта. Выражение для полезного напора, или напора нетто, таково (рис. 2):

$$H_{\text{п}} = H_{\text{г}} - \sum \Delta h + \frac{v_{\text{вх}}^2}{2g} - \frac{v_{\text{вых}}^2}{2g},$$

где  $H_{\text{п}}$  — полезный напор,  $H_{\text{г}}$  — геометрический напор,  $\sum \Delta h$  — суммарные потери на подходе к турбине,  $\frac{v_{\text{вх}}^2}{2g}$  — скоростной напор у входа в турбину,  $\frac{v_{\text{вых}}^2}{2g}$  — скоростной напор у выхода из турбинного тракта (отсасывающей трубы).

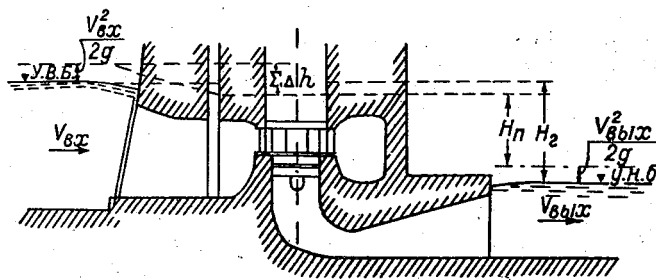


Рис. 2. Напор на турбине.

Подробнее вопрос об учете потерь напора рассмотрен в главе III. Здесь скажем только, что величина потерь напора весьма различна на разных ГЭС и зависит от местных условий. Главной составляющей потерь являются обычно потери за счет перепада на решетках. На некоторых ГЭС эти потери составляют всего несколько сантиметров, на других — достигают десятков сантиметров, а порой даже 1—3 м.

На ряде ГЭС, например на Волжской ГЭС им. В. И. Ленина, в настоящее время сооружены специальные сороудерживающие сооружения (СУС) перед фронтом ГЭС. В этих случаях, при отсутствии решеток и расположении самописцев уровня в водах ниже СУС, учет потерь напора на решетках отпадает.

В значительной мере учет потерь при выборе расчетного напора зависит и от величины напора. При напорах порядка 15—20 м и выше потери до 20—30 см при выборе расчетного напора не учитываются вполне закономерно. Очевидно, при значительных потерях напора, в первую очередь за счет перепада на решетках, необходим регулярный текущий учет этих потерь [14] на ГЭС с введением соответствующих поправок в величину геометрического напора для каждого гидроагрегата (гидроагрегат —

турбина и генератор, рассматриваемые как единая силовая единица) в отдельности, поскольку потери могут быть для разных агрегатов существенно различными. Учет потерь на решетках производится с помощью устанавливаемых на них специальных перепадометров или путем простейшего измерения уровней воды непосредственно выше и ниже решеток. Коэффициент полезного действия гидроэлектростанции  $\eta_{ст}$ , входящий в формулу установленной мощности, представляет среднее значение расчетных к. п. д. отдельных гидроагрегатов. При установке на ГЭС турбин и генераторов одного и того же типа и мощности к. п. д. станции  $\eta_{ст}$  принимается численно равным к. п. д. гидроагрегата  $\eta_a$ .

Выражение для мощности отдельного гидроагрегата идентично выражению для мощности станции

$$N_a = 9,81\eta_a QH;$$

только  $Q$  представляет здесь расход воды через один агрегат. Коэффициент полезного действия гидроагрегата  $\eta_a$  представляет произведение коэффициентов полезного действия турбины  $\eta_t$  и генератора  $\eta_r$

$$\eta_a = \eta_t \eta_r.$$

Коэффициент полезного действия турбины учитывает ту (в современных турбинах небольшую) часть энергии, которая теряется при прохождении воды через собственно турбинный тракт (спиральная камера, направляющий аппарат, рабочее колесо, отсасывающая труба) на преодоление гидравлических и механических сопротивлений в нем. Значения  $\eta_t$  у современных крупных турбин при оптимальном режиме достигают 0,92—0,94 (подробнее см. стр. 39).

Выражение для мощности на валу турбины получает вид

$$N_t = 9,81\eta_r QH.$$

Часть энергии, переданной с турбины на генератор, теряется в генераторе; обычные значения  $\eta_r$  у крупных современных генераторов равны 0,94—0,97. В результате выражение для мощности на зажимах генератора принимает вид

$$N_r = 9,81\eta_r \eta_t QH.$$

При значениях  $\eta_t$  порядка 0,92 и  $\eta_r = 0,95$  имеем

$$N_r = 8,5QH = kQH,$$

где  $k$  является коэффициентом пропорциональности между мощностью и произведением расхода и напора и служит для общих оценок величин к. п. д. агрегата при известных текущих значениях  $N$ ,  $Q$  и  $H$  и различных режимах работы агрегата.

У малых турбин к. п. д. почти всегда несколько меньше, чем у больших. Кроме того, на малых ГЭС в случаях работы тур-

бин и генераторов с передачей, а не на одном валу приходится вводить коэффициент полезного действия передачи  $\eta_{\text{п}}$ . Тогда выражение для мощности на зажимах генератора примет вид

$$N_{\text{г}} = 9,81 \eta_{\text{т}} \eta_{\text{п}} \eta_{\text{г}} QH;$$

при  $\eta_{\text{т}}$  порядка 0,80—0,85,  $\eta_{\text{п}}$ , равном 0,95, и  $\eta_{\text{г}}$  порядка 0,93—0,95 имеем для малых ГЭС

$$N_{\text{г}} = 7,0 - 7,5QH.$$

Выработку электроэнергии на ГЭС принято выражать в киловатт-часах (квт-ч). Выработка за какой-либо период, например за год, получается как сумма или интеграл выработок за все отдельные периоды, в которые мощность ГЭС была различной в зависимости от колебаний величин  $QH$  и к. п. д.

$$A = \int_0^t 9,81 \eta_{\text{т}} \eta_{\text{п}} QH dt \text{ (квт-ч)}.$$

Годовая выработка на крупных ГЭС выражается в сотнях миллионов и в миллиардах киловатт-часов. Например, выработка Волжской ГЭС имени В. И. Ленина при мощности  $2,3 \cdot 10^6$  квт составит  $11,5 \cdot 10^9$  квт-ч. Частное от деления годовой выработки на установленную мощность ГЭС дает среднее число часов работы в году на 1 квт установленной мощности ГЭС. Для Волжской ГЭС это число составит  $\frac{11,5 \cdot 10^9}{2,3 \cdot 10^6} \cong 5000$  час.

Поскольку в году 8760 час., число рабочих часов на 1 квт установленной мощности

$$t = \frac{\Sigma A}{N_{\text{у}}}$$

( $t$  — число часов работы за год,  $\Sigma A$  — годовая выработка в квт-ч,  $N_{\text{у}}$  — установленная мощность в киловаттах) не может превышать 8760. Это число на крупных ГЭС изменяется в очень широких пределах (от 3000 до 7000 час.) и определяется целым рядом факторов энерго-экономического порядка, прежде всего расчетной мощностью ГЭС и заданным графиком ее работы. Существенное значение имеет степень зарегулирования стока.

При заниженной установленной мощности ГЭС, т. е. при выборе заниженной величины расчетного расхода воды, можно получить большее число часов работы на 1 квт установленной мощности в год, чем получилось бы при правильно выбранной мощности, причем выработка в первом случае была бы меньшей, чем во втором.

*Пример.* Малая ГЭС при  $N_{\text{у}} = 1000$  квт вырабатывает в год  $\Sigma A = 7\,000\,000$  квт-ч, что дает число часов на 1 квт  $t = 7000$  час.

После переоборудования получено при  $N' = 2000$  квт  $\Sigma A' = 10\,000\,000$  квт-ч и  $t' = 5000$  час.

Во втором варианте ГЭС может быть рентабельнее, чем в первом. Оценивать правильность выбора установленной мощности ГЭС и ее рабочую эффективность по числу часов работы на 1 квт установленной мощности является ошибочным, хотя на малых ГЭС такого рода оценка еще нередко производится.

Показателем эффективности самой ГЭС и ее работы в различные периоды может служить удельный расход воды  $q_{уд}$ , представляющий объем воды, затрачиваемый на выработку 1 квт-ч энергии,

$$q_{уд} = \frac{\Sigma Q}{\Sigma A} \frac{м^3}{квт-ч}$$

На крупных ГЭС в настоящее время  $q_{уд}$  вычисляется на каждый день и строится график его изменения во времени. Осредненным показателем является значение  $q_{уд}$  за год. При вычислении  $q_{уд}$  можно брать  $\Sigma Q$  как полный объем воды, прошедший через створ ГЭС за тот или иной период времени, т. е. включая сбросы, или же как объем воды, соответствующий только полезному стоку, проходящему через турбины. Для оценки общей рентабельности ГЭС, т. е. степени использования ею водотока, следует вычислять  $q_{уд}$  по полному стоку, но на действующих ГЭС обычно вычисляют  $q_{уд}$  только по полезному объему. В таком случае  $q_{уд}$  служит показателем эффективности работы турбины, не характеризую степени использования водотока.

При использовании  $q_{уд}$ , вычисленного по полному стоку, для характеристики общей рентабельности ГЭС и при сравнении различных ГЭС по этому показателю необходимо приведение их к одному напору, так как чем больше расчетный или фактически используемый напор на ГЭС, тем больше будет и ее выработка независимо от полезного расхода воды. В качестве примера в табл. 1 приведены среднегодовые  $q_{уд}$  и приведенные к одному напору  $q' = q_{уд}H$  для ряда крупных и малых ГЭС.

Таблица 1

ГЭС	$N_y$		$H$ м	$\Sigma A$ $10^6$ квт-ч	$\Sigma Q$ $10^6$ м <sup>3</sup>	$t$ час.	$q_{уд}$ м <sup>3</sup> /квт-ч	$q' = q_{уд}H$
	$10^6$ квт	$10^3$ квт						
Волжская им. Ленина . . .	2,3	—	19	11,5	241	5000	~21,0	~400
Волховская . . .	0,06	60	10,5	0,38	22	6300	58,0	609
Кегумская . . . .	0,07	70	15	0,50	17,5	7100	35,0	525
Рыбинская . . . .	0,33	330	15	1,03	32,0	3100	31,0	455
Белогорская (р. Ордеж) . . .	—	0,2	4	0,001	0,17	5000	170	680



Из табл. 1 видно, что наименьший объем воды (с учетом напора) на единицу выработанной энергии затрачивается на Волжской и Рыбинской ГЭС благодаря высокому зарегулированию стока. Более высокие значения  $q'$  на Волховской ГЭС объясняются большими весенними сбросами. Показателем использования водотока служит также коэффициент использования стока

$$k_{\text{исп}} = \frac{Q_{\text{пз}}}{Q_{\text{пл}}},$$

где  $Q_{\text{пз}}$  — средний полезный расход воды через турбины ГЭС за какой-либо период времени и  $Q_{\text{пл}}$  — средний полный расход в створе ГЭС за тот же период.

Данные о полном и полезном стоке должны входить в отчет по ГЭС, причем желательно давать их в виде отчетных годовых гидрографов (рис. 3), на которые дополнительно наносятся графики  $k_{\text{исп}}$ .

Если на эти графики еще нанести выработку энергии, то можно весьма наглядно и просто видеть степень увязки работы ГЭС с гидрологическим режимом в том или ином году, а также в разные годы (см. пример и рис. 128 в гл. IV).

На крупных ГЭС с регулярным учетом стока отдельные данные о полном и полезном стоке легко получить из суточных и месячных ведомостей выработки стока.

На малых ГЭС, где учет стока налажен только на единичных объектах, работа ГЭС ведется, как правило, без гидрологического контроля, который во многих случаях мог бы выявить и выправить неправильность в эксплуатации ГЭС или доказать необходимость ее переоборудования (увеличения мощности) в целях повышения эффективности.

Из изложенного видно, как важно располагать гидрологическими показателями работы ГЭС в интересах энергетики, а следовательно, насколько необходим и в этом отношении точный и регулярный учет стока на ГЭС, как крупных, так и малых.

## 2. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВОДНОЙ ЭНЕРГИИ

Из выражения для мощности видно, что одну и ту же мощность можно получить при большом расходе воды и малом напоре или при малом расходе воды и большом напоре. На равнинных реках мощность получается в основном за счет расходов воды, а на горных реках — за счет падения. Последнее представляет большие преимущества в экономическом отношении и в отношении территориальной сосредоточенности запасов водной энергии. В горных районах запасы водной энергии относительно много выше, чем в равнинных.

Для примера использования водной энергии на равнине и в горном районе можно сравнить параметры одинаковых по мощности гидроэлектростанций: равнинной Рыбинской ГЭС на

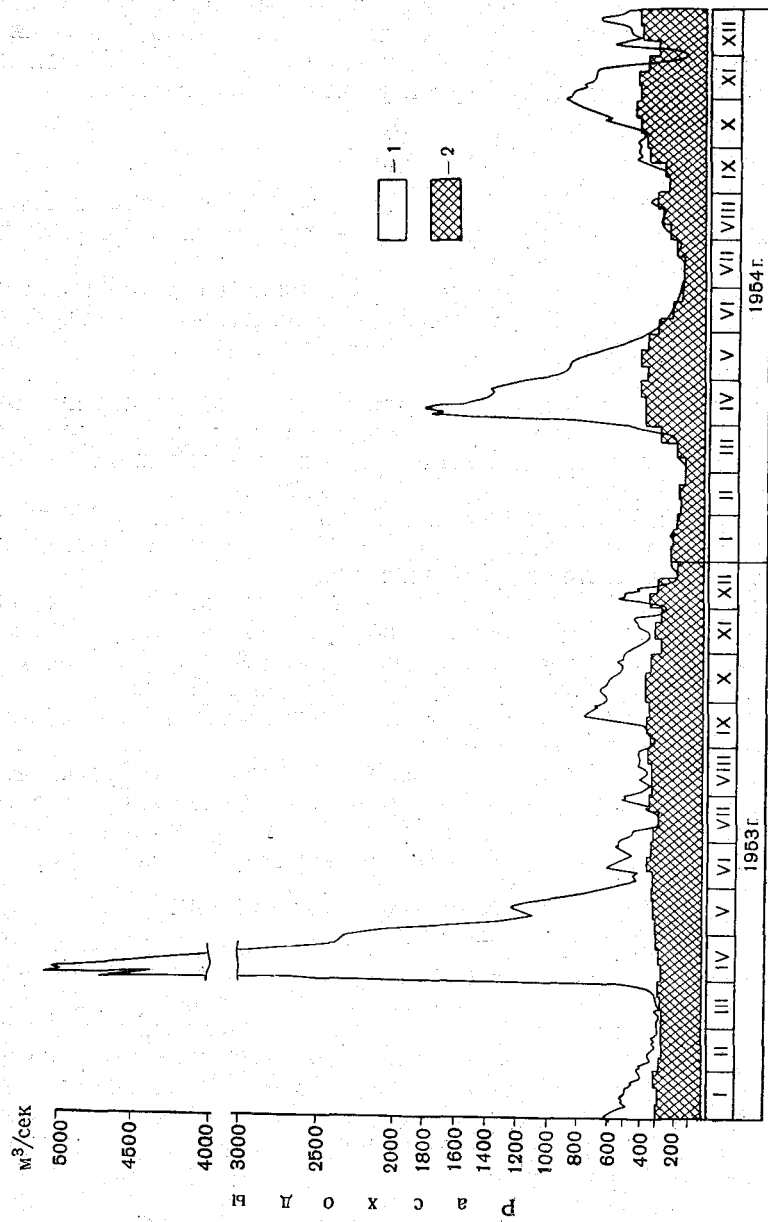


Рис. 3. Гидрографы полного и полезного стока.  
 1 — полный сток, 2 — полезный сток.

Волге и одной горной ГЭС на Кавказе. Рыбинская ГЭС имеет мощность 330 000 квт (330 мвт) при напоре 15 м и расходе воды 3000 м<sup>3</sup>/сек. Для ГЭС такой же мощности на Кавказе при напоре 400 м расход воды составляет всего около 100 м<sup>3</sup>/сек.

В высокогорных районах для получения крупных мощностей иногда достаточно расходов воды в несколько кубических метров в секунду. Например, ГЭС Шандолин на р. Диксенс в Швейцарии при мощности 184 000 квт (или 184 мвт) использует напор в 1750 м и расход воды всего 12 м<sup>3</sup>/сек.

Указанное не означает, что при любых условиях использование водной энергии должно ограничиваться по преимуществу горными районами. Там, где запасы водной энергии даны природой главным образом на равнине и притом в огромных размерах, эти запасы должны разумно использоваться. Так и поступают у нас в СССР.

Валовые запасы водной энергии в СССР, отнесенные к расходам воды 50%-ной обеспеченности, оцениваются в настоящее время в 500 млн. квт. Эта цифра во всяком случае не преувеличена. Около 80% запасов энергии падает на Сибирь. До настоящего времени в СССР сооружено более 100 крупных и около 6000 малых ГЭС.

Крупнейшие ГЭС в СССР сооружены и строятся на равнинных реках. По существу заканчивается строительство каскадов ГЭС на Волге и Днестре. Мощность отдельных крупных ГЭС непрерывно увеличивается. Мощные Волжские ГЭС имени В. И. Ленина ( $N=2,3 \cdot 10^6$  квт) и имени XXII съезда КПСС ( $N=2,5 \cdot 10^6$  квт) уже значительно уступают в мощности Братской ГЭС на р. Ангаре ( $N=4,5 \cdot 10^6$  квт) и тем более строящейся Красноярской ГЭС на р. Енисее ( $N=5-6 \cdot 10^6$  квт). На реках Восточной Сибири, в первую очередь на Ангаре и Енисее, в ближайшие 10—15 лет намечено соорудить каскады мощных гидроэлектростанций [73].

Каскад еще более мощных ГЭС намечено соорудить на р. Лене. По предварительным подсчетам, устьевая Нижне-Ленская ГЭС этого каскада будет мощностью в  $20 \cdot 10^6$  квт с выработкой до  $100 \cdot 10^9$  квт-ч энергии в год, а весь каскад будет давать около  $250 \cdot 10^9$  квт-ч в год.

Крупнейшие ГЭС будут сооружены и в Средней Азии — на реках Вахш (Нурекская и Рагунская) и Нарын (Токтогульская и Тогузтороуская). Из материалов XXII съезда КПСС видно, что в СССР «в течение двадцати лет предстоит построить сто восемьдесят мощных гидроэлектростанций».

### 3. КЛАССИФИКАЦИЯ ГЭС

В техническом обиходе и в специальной литературе ГЭС принято классифицировать главным образом по мощности, напору и по способу получения напора.

В официальных нормах, устанавливающих степень капитальности гидротехнических сооружений — СН и П 148, ГЭС разделяются на следующие категории:

- категория 1.  $N > 750\,000$  кВт
- „ 2.  $N = 300\,000—700\,000$  кВт
- „ 3.  $N = 25\,000—300\,000$  кВт
- „ 4.  $N < 25\,000$  кВт

Из неофициальных классификаций приведем следующие.

Разряды ГЭС по мощности:

- крупные  $> 200$  тыс. кВт,
- средние  $— 20—200$  тыс. кВт,
- малые  $< 20$  тыс. кВт.

В пределах малых ГЭС дается еще такая классификация:

- крупные малые ГЭС  $> 1000$  кВт,
- средние малые ГЭС  $— 250—1000$  кВт,
- мелкие малые ГЭС  $< 250$  кВт.

Разряды ГЭС по напору:

- высоконапорные  $> 100$  м,
- средненапорные  $— 20—100$  м,
- низконапорные  $< 20$  м.

Указанные пределы условны и с развитием гидротехнического строительства изменяются в сторону повышения разрядных норм. Волховская ГЭС в 1926 г. считалась крупной; сейчас же она относится к средним, так же, как и ряд других ГЭС. В установлении норм многое зависит от местных условий и от преобладания в тех или иных странах или районах определенного типа ГЭС. В Западной Европе, где строится относительно больше деривационных высоконапорных ГЭС, чем в СССР, за нижний предел для высоконапорных гидростанций иногда считают 200 м.

В СССР до настоящего времени наибольший удельный вес принадлежит средненапорным крупным ГЭС, но с сооружением высоконапорных сверхмощных сибирских и среднеазиатских ГЭС высоконапорные русловые ГЭС и у нас приобретают преобладающее значение.

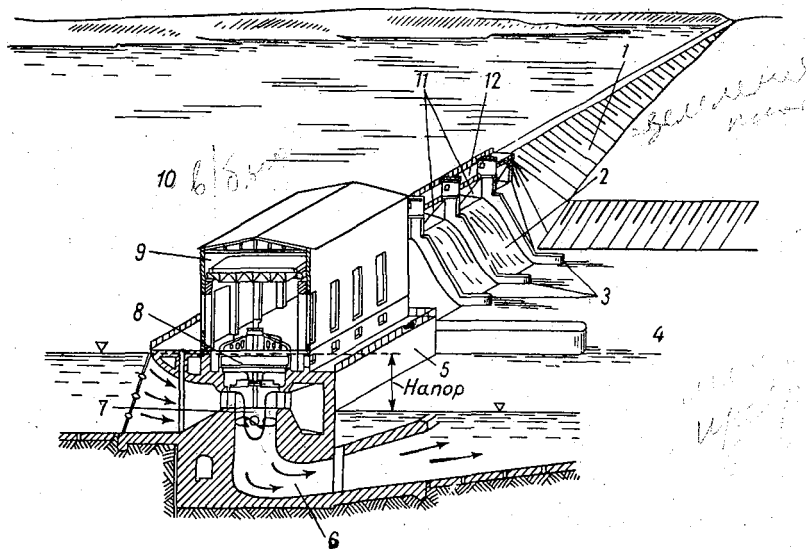
Гидротехническое (инженерно-строительное) и, пожалуй, также географическое обоснование имеет классификация ГЭС по способу получения напора.

Разряды ГЭС по способу получения напора в настоящее время приняты следующие.

Русловые ГЭС — напор образуется за счет подпора воды плотиной; здание ГЭС располагается в одном створе с плотиной (рис. 4) или примыкает к ней (обычно при высоких плотинах) со стороны нижнего бьефа (рис. 5), а также может быть полностью совмещено с плотиной. Сооружаются в условиях равнинной местности. Крупнейшие ГЭС в СССР — на равнинных реках — являются русловыми.

Смешанные ГЭС — напор образуется как плотиной в русле реки (обычно в меньшей степени), так и за счет разности в падении на реке и в обходном канале (деривации), отводящем воду к зданию ГЭС (рис. 6).

Деривационные ГЭС — напор образуется за счет выигрыша в падении на деривационном канале (трубопроводе, тоннеле) или за счет разности отметок двух соседних рек.



201466

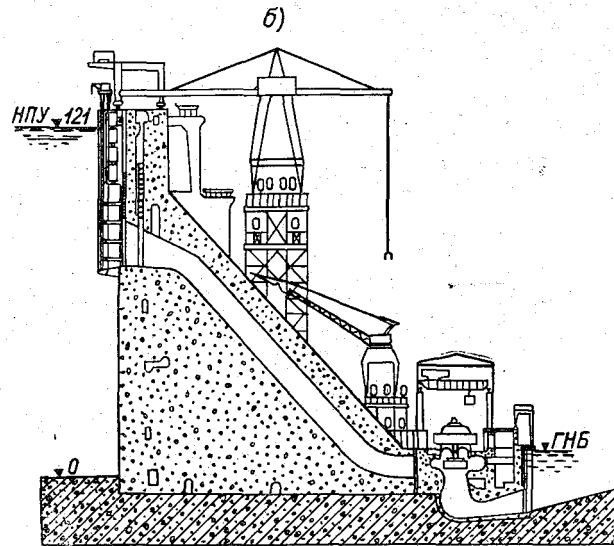
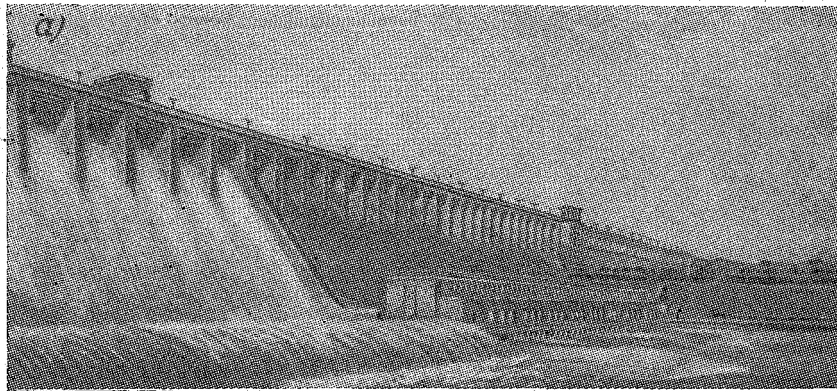
Рис. 4. Русловая приплотинная ГЭС.

1 — глухая земляная плотина, 2 — водосливная бетонная плотина, 3 — бычки, 4 — нижний бьеф, 5 — здание гидростанции, 6 — отсасывающая труба, 7 — турбина, 8 — генератор, 9 — мостовой кран, 10 — верхний бьеф, 11 — затворы, 12 — мост.

На практике смешанные ГЭС называют также деривационными; они преобладают в горных местностях.

Русловые ГЭС разделяют на две группы: 1) приплотинные и 2) совмещенные, или водосливные. На приплотинных ГЭС здание станции, как уже указывалось, располагается в одном створе с плотиной (волжские ГЭС) или выносится в нижний бьеф, где и возводится обычно непосредственно у плотины (высоконапорные сибирские ГЭС). На совмещенных ГЭС, которые в послевоенный период получили у нас известное распространение, водосливные отверстия частично или полностью совмещены со зданием ГЭС и располагаются в одних случаях в виде поверхностных водосливов над машинным залом (Камская и Кайракумская ГЭС), а в других — как донные и боковые напорные

водосбросы, в тесном соприкосновении с турбинными трактами (Дубоссарская, Иркутская, Каховская ГЭС и др.).

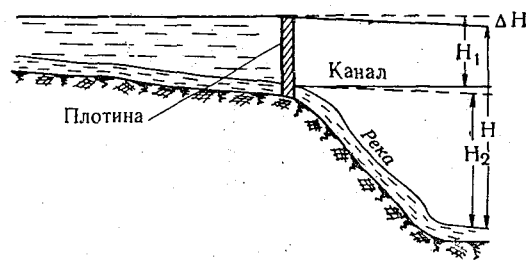


✓ Рис. 5. Братская ГЭС (мощность  $N_{уст} = 4500$  тыс. квт).  
 а — общий вид на плотину и здание ГЭС (по макету);  
 б — разрез по стационарному участку плотины и зданию ГЭС.

Степень совмещенности ГЭС определяется, по существу, пропускной способностью совмещенных со зданием ГЭС водосбросов по отношению к пропускной способности водосливной части плотины. Полностью совмещенными являются ГЭС, вовсе не

имеющие водосливной плотины,— Камская, Иркутская, Кайракумская и др. На ограниченно совмещенных ГЭС обычно значительная доля сбросных расходов отводится через плотину. Такого положение на низовых волжских ГЭС. Примеры приплотинных и совмещенных ГЭС приведены в табл. 14 (стр. 100).

Таким образом, к достоинствам совмещенных станций относится прежде всего возможность сократить длину водосливного фронта, а иногда вовсе отказаться от водосливной плотины.



✓ Рис. 6. Смешанная плотинно-деривационная установка.

$H = H_1 + H_2$ ;  $H_1$  — напор за счет плотины,  $H_2$  — напор за счет канала.

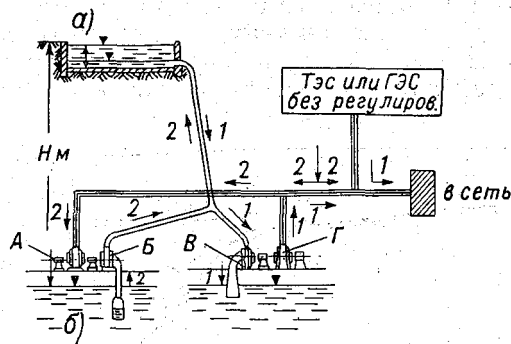
Кроме того, на совмещенных ГЭС достигается так называемый эжекционный эффект, выражающийся в понижении пьезометрического напора у устья отсасывающих труб вследствие отгонного действия сбросных вод на уровень воды в нижнем бьефе, непосредственно у турбин. Указанным преимуществам противостоят, однако, и крупные недостатки в виде конструктивных ухудшений, реальной опасности фильтрации воды в помещение для агрегатов и отрицательного влияния больших скоростей течения у входов в водосбросы на величину расхода воды и мощность турбин (в случаях донных и боковых водосбросов), сводящего в отдельных случаях на нет эжекционный эффект.

Заметим, что на совмещенных ГЭС, даже при отсутствии водосливной плотины, имеется глухая плотина или дамба, расположенная в одном створе с совмещенным зданием ГЭС. Очевидно, по этому основному признаку совмещенные ГЭС остаются приплотинными.

Помимо указанных признаков, классифицируют ГЭС еще по степени зарегулирования стока (с многолетним, годичным, сезонным, суточным регулированием), по характеру нагрузки (базисная, пиковая) и др. Специфически особыми признаками отличаются две группы гидростанций — турбонасосные (гидроаккумулирующие) и подземные [4, 56].

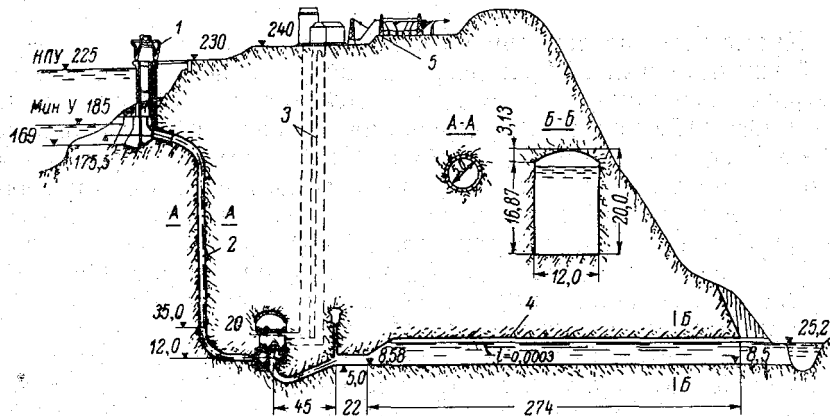
Для турбонасосных ГЭС характерно повторное использование

пропускаемой через ГЭС воды путем перекачки ее из нижнего бьефа в верхний за счет энергии какой-либо соседней силовой станции данной энергосистемы (главным образом ночью или в дни пониженной нагрузки) (рис. 7).



✓ Рис. 7. Схема основного устройства турбо-насосной ГЭС.

1 — подача воды и энергии на сеть, 2 — подача энергии и перекачка воды для аккумуляирования ее в верхнем водохранилище. А — мотор, Б — насос, В — турбина, Г — генератор; а — верхнее водохранилище или озеро, б — нижнее водохранилище.



✓ Рис. 8. Схематический разрез по подземной ГЭС.

1 — водоприемник, 2 — турбинные водоводы, 3 — грузовая шахта, 4 — отводящий туннель, 5 — подстанция.

Подземные станции представляют деривационные ГЭС с расположением здания ГЭС под землей. Разрез по одной из подземных ГЭС приведен на рис. 8. Подземные ГЭС еще недавно насчитывались в СССР единицами (Нива-3, Севанская и др.). В настоящее время сооружается и проектируется целый ряд под-



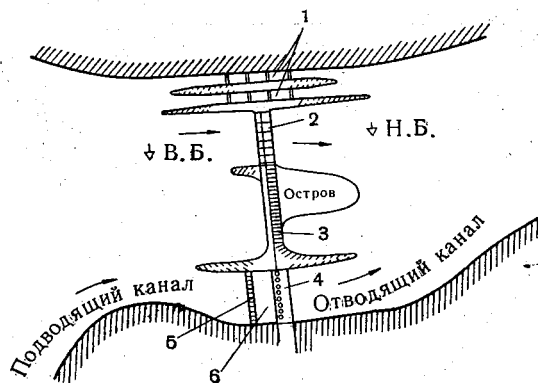
земных ГЭС как средних, так и крупных (Храмгэс-II, Ингуригэс, Чиркейская, Верхне-Туломская и др.). В дальнейшем роль подземных ГЭС будет возрастать и они будут сооружаться и на реках Восточной Сибири (Вилуйская ГЭС в бассейне р. Лены — полуподземная). За рубежом подземные ГЭС получили большое развитие в Швеции, Норвегии, Италии. Самой крупной подземной ГЭС за рубежом является ГЭС Кемано-Китимат ( $N = 1,5$  млн. квт) в Канаде.

В совершенно особую группу выделяются приливные гидростанции, на которых должна использоваться энергия морских приливов.

Опыта работы подобных станций еще не имеется. В СССР проектируется строительство приливной ГЭС в районе Белого моря.

#### 4. СОСТАВ СООРУЖЕНИЙ НА ГЭС

**Русловая приплотинная ГЭС.** Сооружения сосредоточены в одном узле. К ним относятся: здание ГЭС с водоподводящим



**Рис. 9.** Схема русловой приплотинной ГЭС.  
1 — шлюз, 2 — водосливная бетонная плотина, 3 — земляная плотина, 4 — здание ГЭС, 5 — сороудерживающее сооружение, 6 — аванкамера.

и водоотводящим каналами, плотина, дамбы, шлюзы, плотоходы и пр. (рис. 9) [26, 85].

Здание ГЭС обычно располагается у одного из берегов реки, чаще всего под прямым углом к ее оси; иногда оно отделяется от берега шлюзом. Длина здания определяется числом агрегатов, располагаемых в ряд вдоль него.

Водоподводящие, а иногда и водоотводящие каналы представляют для гидрологов особый интерес при организации тарировки ГЭС. Водоподводящие каналы к отдельным турбинам на крупных ГЭС равнинных рек обычно имеют длину 20—30 м и

состоят из 2—3 водоводов каждый. Ширина отдельных водоводов на крупных ГЭС 6—10 м (рис. 10). Водоводы разделяются бычками. В подводящих каналах располагаются решетки, щиты и шандоры, закрывающие доступ воды к турбине в случаях осмотра или ремонта ее, а также при авариях (рис. 11). В пазах или нишах для щитов в стенках канала (бычках водоводов) при тарировках помещают обычно рамы с вертушками, если в проекте тарировки не предусмотрено специального створа на подходе к турбинам. Глубина воды в подводящих каналах зависит от

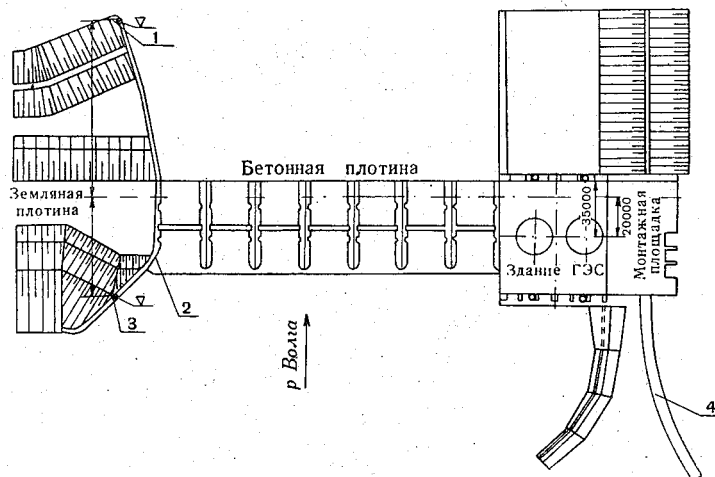


Рис. 10. Русловая ГЭС в плане с показанием расположения водомерных постов.

1 — водомерный пост нижнего бьефа, 2 — сопрягающий устой, 3 — водомерный пост верхнего бьефа, 4 — верховая эстакада.

расхода воды; она достигает иногда 25—30 м (Горьковская ГЭС, ГЭС Донзер-Мондрагон на р. Роне и др.). Тарировки с помощью вертушек становятся трудными уже при глубинах около 20 м.

Водоотводящие каналы у приплотинных ГЭС обычно менее удобны для тарировок, главным образом вследствие малой длины и резко выраженного турбулентного характера течения. На сооружаемых в настоящее время высоконапорных русловых ГЭС здание станции, как уже упоминалось, располагается в нижнем бьефе непосредственно у подошвы плотины и вода подводится к агрегатам стальными трубопроводами через тело плотины (см. рис. 5).

В последнее десятилетие в практику гидроэнергостроительства входят ГЭС открытого типа без высокого здания машинного зала; гидроагрегаты находятся под открытым небом (рис. 12).

Плотины ГЭС в СССР обычно принадлежат к типу щитовых,



строительных расходов воды (см. гл. II). Водосливные отверстия на низконапорных ГЭС располагаются, как правило, на

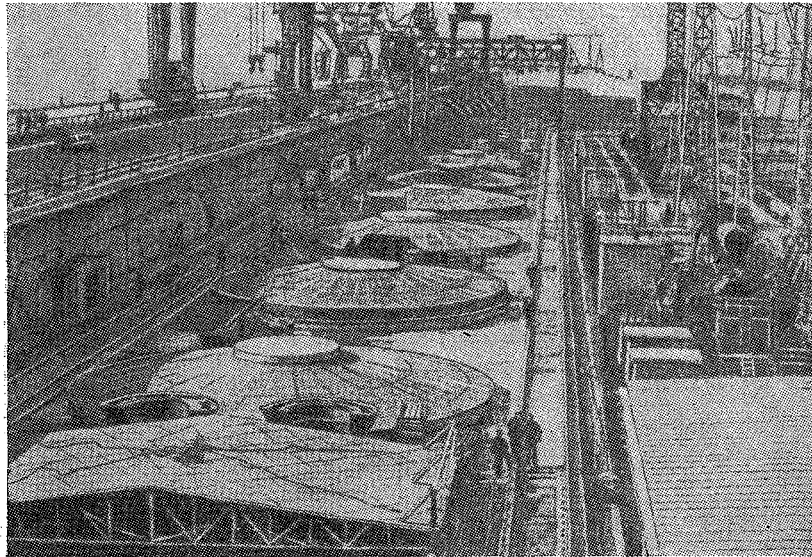


Рис. 12. Кременчугская ГЭС.

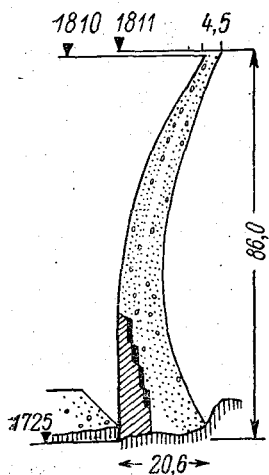


Рис. 13. Разрез по арочной плотине Туль.

гребне плотины, а на совмещенных ГЭС, кроме того, — в машинном здании.

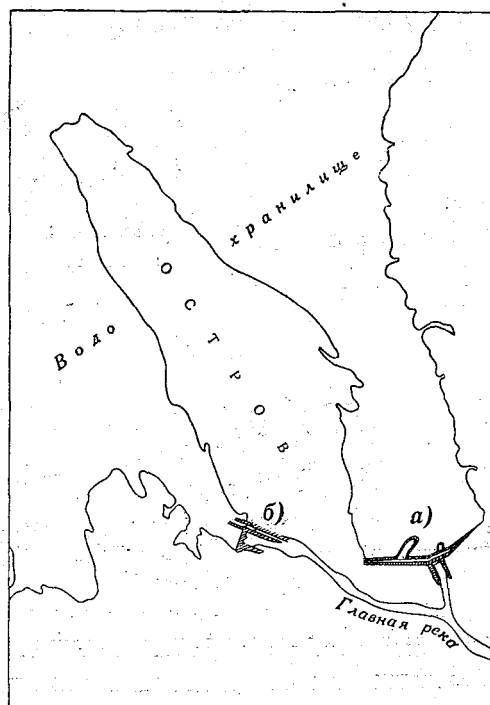
На крупных приплотинных ГЭС отверстия закрываются преимущественно плоскими щитами, пороги отверстий представляют собой водосливы практического профиля различной формы. В ряде случаев встречаются сегментные, секторные и другие щитовые затворы, иногда по несколько различных типов на одной ГЭС, например на Кегумской ГЭС (о затворах см. гл. II).

На малых ГЭС преобладают преимущественно плоские щиты — от мелких дощатых, размером  $0,8 \times 0,8$  м, до крупных брусчатых, размером  $5,0 \times 3,0$  м.

На отдельных крупных ГЭС встречаются глухие плотины с переливом воды через гребень. Такова бетонная плотина Волховской ГЭС, в настоящее время имеющая щи-

товую надстройку с весьма примитивным и в то же время оправдывающим себя устройством в виде системы обычных подпорок.

Дамбы встречаются на многих ГЭС и на реках с широкой поймой имеют большую длину; например, на Горьковской ГЭС длина дамб превышает 12 км.



✓ Рис. 14. Схема русловой ГЭС с двумя узлами.

а — здание ГЭС, б — плотина.

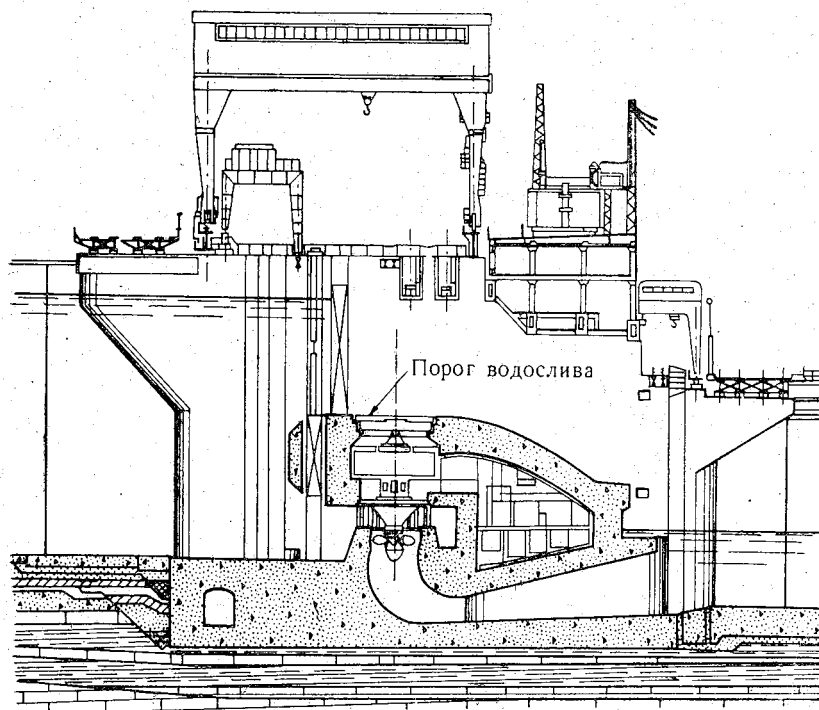
На некоторых приплотинных ГЭС сооружения могут располагаться в двух местах, например, в случае образования крупного водохранилища при слиянии двух рек. Такой случай изображен на рис. 14. Сама ГЭС расположена в устье притока, а плотина, преграждающая русло главной реки, — в 2 км выше ГЭС.

Из прочих сооружений в створе ГЭС шлюзы и плотоходы (рис. 9) обычно примыкают к одному из берегов реки, а рыбоходы бывают расположены и в средней части створа ГЭС.

Русловые совмещенные ГЭС отличаются от обычных приплотинных ГЭС, как уже указывалось выше, тем, что

у них часть или все необходимые водосливные отверстия совмещены в одном сооружении с гидроагрегатами.

Пример полностью совмещенной ГЭС представляет Камская ГЭС выше г. Перми. Здание ГЭС встроено в плотину и разделено на 4 блока по 6 агрегатов в каждом. Длина каждого блока около 100 м. Кровля здания между промежуточными бычками служит



✓Рис. 15. Разрез по агрегату совмещенной ГЭС с водосливом поверх машинного помещения.

порогом водосливов, причем над каждым агрегатом располагается водосливное отверстие шириной 12 м в свету с почти горизонтальной площадкой длиной 11 м (рис. 15) в направлении слива.

В машинном помещении довольно ограниченной площади расположены управление и приборы, а сами агрегаты находятся под кровлей как бы под колпаком. Доступ к генераторам для их осмотра и ремонта возможен только через люки в кровле. При работе водосливов на ГЭС достигается эжекционный эффект порядка 0,50—1,00 м (измерения его не налажены), причем благодаря расположению водосливов поверх машинного здания посту-

пление воды в турбины происходит нормально. В подобных бесспорных случаях в выражение для полезного напора должна входить величина выигрыша в напоре за счет эжекции

$$H_{\Pi} = H_{\Gamma} - \sum \Delta h + \Delta h_{\text{эж}} + \frac{v_{\text{вх}}^2}{2g} - \frac{v_{\text{выс}}^2}{2g},$$

где все обозначения, как и в формуле на стр. 9, а  $\Delta h_{\text{эж}}$  — величина эжекционного эффекта.

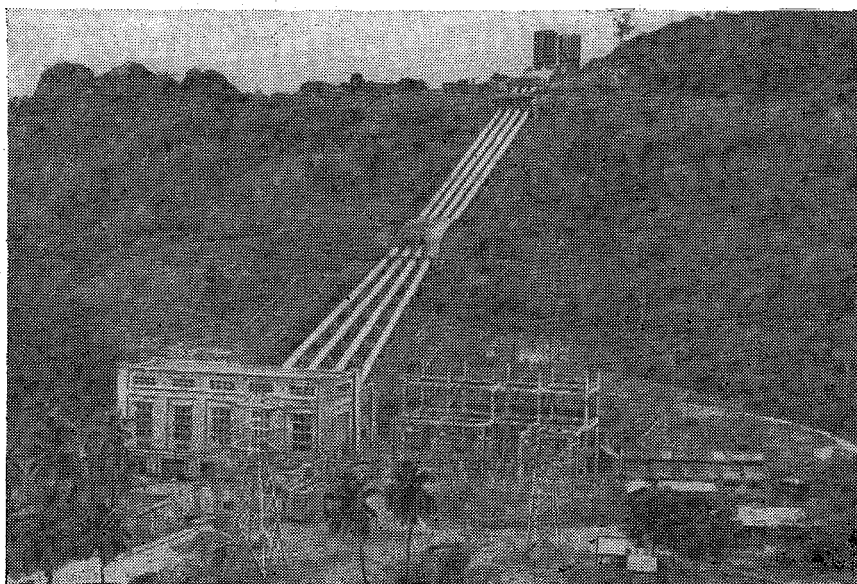


Рис. 16. Станционный узел деривационной ГЭС.

К зданию ГЭС примыкают русловая и пойменная глухие земляные дамбы и двухниточный шестикамерный шлюз.

Примером не полностью совмещенной ГЭС является Дубоссарская ГЭС на р. Днестре, где наряду с боковыми напорными водосливами, совмещенными с гидроагрегатами, имеется водосливная плотина обычного типа, способная пропустить около 80% расчетного сбросного расхода воды.

**Смешанная и деривационная ГЭС.** Сооружения состоят из головного узла, деривации и станционного узла (рис. 16). Головной узел располагается на месте забора воды из реки и состоит из плотины с водосливной частью и головного сооружения (водоприемника) деривации.

В условиях небольших расчетных сбросов на горных реках

иногда сооружают глухую плотину, а водосбросы располагают на головном сооружении деривации рядом с водозаборным шлюзом-регулятором и отводят сбросные воды по специальному водоотводу в русло реки ниже плотины. Деривацию различают безнапорную и напорную. При безнапорной деривации первым звеном ее является открытый канал, кончающийся напорным бассейном, от которого отходит трубопровод к турбинам (рис. 17 а). При напорной деривации вода отводится из реки

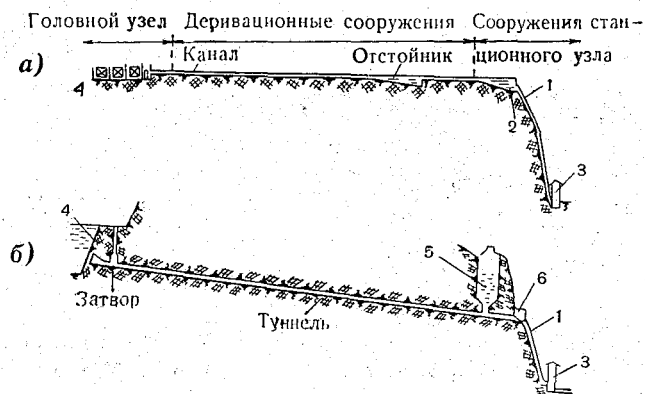


Рис. 17. Разрез по деривации.

а — безнапорной, б — напорной. 1 — турбинный трубопровод, 2 — напорный бассейн, 3 — здание ГЭС, 4 — плотина, 5 — уравни- тельный резервуар, 6 — помещение затворов.

сразу же под напором тоннелем или трубопроводом, в конце которого сооружается уравнильный резервуар; от него идет трубопровод к турбинам (рис. 17 б). Назначение бассейнов — обеспечивать спокойную работу ГЭС при изменениях нагрузки. Станционный узел состоит из здания ГЭС и водоотводящего канала, который на деривационных ГЭС может служить местом для тарировок турбин, а также, при достаточной длине канала, для регулярных наблюдений за уровнем и расходом воды, заменяющих учёт стока в створе ГЭС. Иногда уравнильный резервуар и турбинный трубопровод рассматривают как сооружения, входящие в станционный узел.

## 5. ОБОРУДОВАНИЕ ГЭС

Оборудование ГЭС состоит из гидроагрегатов и различных приспособлений, устройств и приборов, необходимых для правильной эксплуатации установки. Каждый гидроагрегат состоит из турбины и генератора, на крупных ГЭС работающих, как правило, на одном, обычно вертикальном, валу, а на малых ГЭС — во многих случаях с механической передачей.



Вспомогательные устройства по их назначению разделяются в основном на следующие группы:

- а) водомерные устройства и расходомеры;
- б) устройства для открытий турбин и управления их работой (комбинаторные устройства);
- в) электроаппаратура.

Водомерные устройства в виде обычных или самопишущих постов располагаются в верхнем и нижнем бьефах, причем при широком фронте ГЭС необходимы самостоятельные посты для плотины и для турбин, а при наличии многих агрегатов — по несколько постов в каждом бьефе (рис. 10). Водомерные посты следует располагать в верхнем бьефе в турбинных водоводах выше решеток, по фронту плотины — у берегового устоя и у одного-двух промежуточных быков на расстоянии не менее  $3 \div 4 H$  и от гребня водосливных отверстий, где  $H$  — напор на водосливе. Посты в нижнем бьефе следует располагать возможно ближе к выходу воды из отсасывающих труб, насколько это позволяет характер течения и неустойчивого колебания уровней. На многих ГЭС уровни с постов передаются автоматически с помощью сельсина (см. приложение 1) на пульт управления, где отмечается и действующий напор. К водомерным устройствам можно отнести перепадомеры, т. е. пьезометрические устройства, измеряющие потери напора на решетках турбин.

Расходомеры, служащие для автоматической регистрации расходов воды через турбины, рассмотрены ниже.

Приспособления для открытий турбин на малых ГЭС представляют собой обычно простые механические устройства в виде системы тяг и рычагов, приводимые в движение вручную; на крупных ГЭС открытие турбин производится с помощью гидравлических сервомоторов, т. е. устройств, действующих силой давления масла. Указатели открытия турбин на малых ГЭС представляют шкалы открытий в условных единицах, помещаемые на ручном регуляторе открытия (см. гл. IV, рис. 140); на крупных ГЭС измерения открытия направляющего аппарата турбин обычно производятся по ходу штока сервомотора — по установленной на штоке шкале и более грубо — по указателю у агрегата в машинном зале. Угол разворота лопастей рабочего колеса у поворотно-лопастных турбин измеряется по шкале на маслоприемнике.

Комбинаторные устройства служат для регулирования работы определенного типа турбин (поворотно-лопастных) и поддержания ее в наивыгоднейшем режиме. Они рассмотрены ниже, при описании работы этих турбин.

Измерительная электроаппаратура на ГЭС включает следующие основные приборы, устанавливаемые для каждого агрегата в отдельности на пульте управления.

1. Вольтметры, регистрирующие междуфазное  $V_d$  (линейное)

и фазное  $V_{\phi}$  (между фазой и нулем) напряжение в вольтах. При равномерной нагрузке фаз первое в  $1,73 (\sqrt{3})$  раза больше второго.

2. Амперметры, учитывающие силу тока  $I$  в амперах на каждой фазе.

3. Ваттметры для измерения мощности генератора. Обычные щитовые ваттметры характеризуются погрешностью в пределах  $\pm 2,5\%$ , точные ваттметры — до  $0,1\%$ . На малых ГЭС ваттметры обычно не устанавливаются.

4. Счетчики для измерения выработки. Каждый счетчик включается в сеть через измерительный трансформатор. Для получения выработки  $A$  в киловатт-часах за тот или иной промежуток времени отсчеты по счетчикам необходимо умножить на переходное число (коэффициент) трансформатора. Счетчики могут быть трехфазные (один на агрегат) и однофазные (три на агрегат). Во втором случае выработка получается как сумма произведений показаний отдельных счетчиков на коэффициенты их трансформаторов. На малых ГЭС коэффициенты трансформаторов однофазных счетчиков имеют иногда разные значения. Счетчики на отдельных малых ГЭС бывают включены неправильно; соответствующий пример разобран в гл. IV.

5. Фазометры, учитывающие величину  $\cos \varphi$ , или коэффициент мощности генератора, характеризующую отставание кривой тока от кривой напряжения. Величина  $\cos \varphi$  зависит от индукции в сети; она приближается к единице при бытовой нагрузке и может падать до  $0,7-0,8$  при резком преобладании моторной нагрузки.

Фазометры имеются на немногих малых ГЭС. Показания вольтметров (линейного напряжения), амперметров и фазометра позволяют определить мощность на зажимах генератора по формуле

$$N_{\Gamma} = 0,001 \sqrt{3} V_{\Delta} I \cos \varphi \text{ кВт,}$$

что имеет значение для контроля результатов показаний счетчиков.

Контроль показаний электроприборов и в первую очередь счетчиков осуществляется еще с помощью точных контрольно-измерительных приборов (КИП), полный набор которых для одной фазы должен состоять из точных вольтметра, амперметра, ваттметра и фазометра. Эти приборы легко перевозятся одним человеком. Гидрологу при организации учета стока на малых ГЭС иногда требуется проверить надежность показаний электрических счетчиков и правильность включения их в сеть. При этом желательно пользоваться КИПом и уметь включать эти приборы в сеть (см. гл. IV, стр. 283), соблюдая при этом правила техники безопасности.



нала или из трубопровода в спиральную камеру (рис. 21). Спиральная камера прикрепляется к статору турбины по его периферии (рис. 22, статор — в центре спиральной камеры) [32].

К верхнему кольцу статора крепится крышка турбины. Из спиральной камеры через направляющий аппарат вода поступает на рабочее колесо, а затем через отсасывающую трубу уходит в нижний бьеф.

На малых ГЭС вода к турбинам подводится обычно в открытой камере (см. рис. 19).

Разница между радиально-осевыми и осевыми турбинами заключается в том, что в первых изменение направления потока (из радиального в осевое) происходит в рабочем колесе, а в осевых турбинах рабочее колесо находится в области осевого потока (рис. 21).

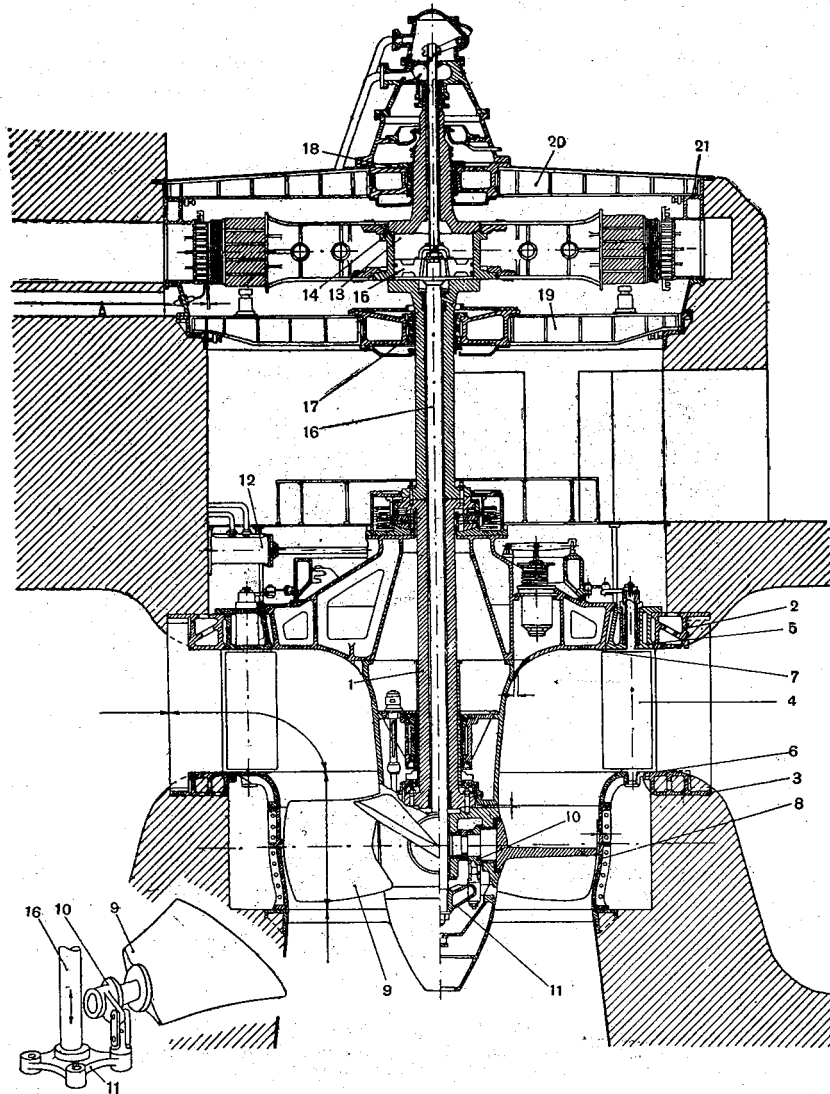
Для реактивных турбин существует еще одно важное деление их на две группы — по способу регулирования открытия. Они делятся на турбины одиночного регулирования — к ним относятся радиально-осевые и пропеллерные турбины — и на турбины двойного регулирования, или поворотнo-лопастные.

У турбин одиночного регулирования их пропускная способность регулируется только открытием направляющего аппарата, у поворотнo-лопастных турбин, кроме того, изменением угла разворота лопастей рабочего колеса, которые у турбин этой группы не наглухо приварены к рабочему колесу, а прикреплены на поворотных устройствах. Значение двойного регулирования заключается в уменьшении потерь энергии водного потока при входе на рабочее колесо и выходе с него, что достигается соответствующим сочетанием открытий направляющего аппарата и разворотов лопастей рабочего колеса (см. стр. 55).

Направляющий аппарат представляет ряд плоских лопаток, расположенных по кругу и скрепленных кольцом (рис. 23). Лопатки раздвигаются и сдвигаются с помощью гидравлического, действующего давлением масла, сервомотора (рис. 21). Рабочее колесо представляет ряд лопастей весьма сложной формы, расположенных по кругу и прикрепленных к валу турбины, который и вращается вместе с рабочим колесом под действием водного потока. У современных гидроагрегатов турбина обычно помещается на одном валу с генератором.

У радиально-осевых турбин лопасти связаны по концам двумя круглыми ободами; у осевых они связаны друг с другом только валом и поэтому придают турбине вид пропеллера (рис. 24). Как уже указывалось выше, у радиально-осевых и пропеллерных винтовых турбин лопасти рабочего колеса наглухо закреплены на валу, у поворотнo-лопастных турбин лопасти рабочего колеса могут переставляться также с помощью специального сервомотора.

На малых ГЭС при небольших напорах и малых диаметрах



**Рис. 21.** Поворотно-лопастная турбина (Капана) на вертикальном валу.  
 1 — вал турбины, 2 — верхний обод турбины, 3 — нижний обод турбины, 4 — лопатка направляющего аппарата, 5 — верхнее кольцо направляющего аппарата, 6 — нижнее кольцо направляющего аппарата, 7 — крышка турбины, 8 — камера рабочего колеса, 9 — лопасть рабочего колеса, 10 — рычаг лопасти рабочего колеса, 11 — основание регулятора лопасти рабочего колеса, 12 — сервомотор, управляющий регулировкой направляющего аппарата, 13 — сервомотор для рабочего колеса, 14 — цилиндр сервомотора, 15 — поршень сервомотора, 16 — рычаг для перестановки лопастей рабочего колеса, 17 — нижний направляющий подшипник генератора, 18 — верхний подшипник генератора, 19 — нижняя крестовина, 20 — верхняя крестовина, 21 — корпус генератора.

турбин (1,0—1,5 м) регулирование открытий турбин до последнего времени производится во многих случаях с помощью ручного регулятора.

Открытия направляющего аппарата  $a$  выражают в миллиметрах, разворот лопастей рабочего колеса у поворотно-лопастных

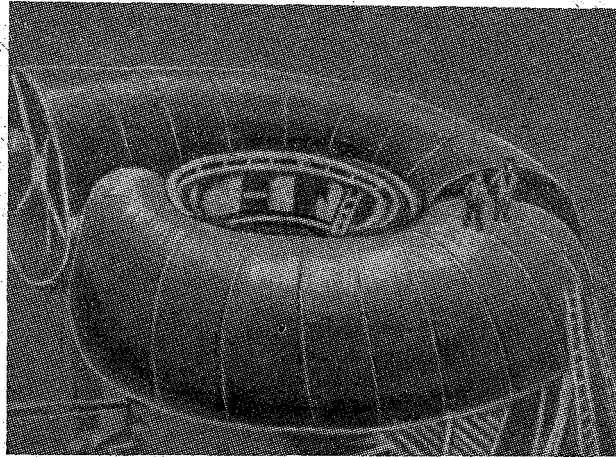


Рис. 22. Спиральная камера турбины.

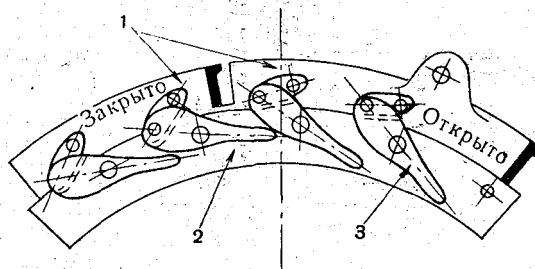


Рис. 23. Регулирование открытия турбины.

1 — подвижное кольцо, 2 — неподвижный обод, 3 — лопатка направляющего аппарата.

турбин — через углы  $\varphi$ , образуемые лопастями с направлением потока ( $\varphi = -5^\circ$ ;  $\varphi = 0$ ;  $\varphi = +5^\circ$  и т. д.).

В последнее время на низконапорных ГЭС на смену поворотно-лопастным турбинам на вертикальном валу приходят поворотно-лопастные турбины на горизонтальном валу с прямоосной отсасывающей трубой, обладающей лучшими гидравлическими

свойствами, чем изогнутая труба. Из существующих конструкций горизонтальных гидроагрегатов наиболее удачной в настоящее время признается конструкция капсульного горизонтального гидроагрегата. В нем генератор помещается на одном валу с турбиной, в герметически закрытой капсуле яйцевидной формы внутри водного потока, направляющегося к турбине и обтекающего капсулу со всех сторон (рис. 25). Прямоосный проточный тракт и удачная компоновка гидротурбинного оборудования создают условия для увеличения эффективности капсульных агрегатов по сравнению с вертикальными [в частности, возрастает приведенный (удельный) расход, см. стр. 41]. Габариты капсульных агрегатов меньше равномошных вертикальных, что ведет к удешевлению строительства ГЭС [51]. Капсульные агрегаты впервые в СССР устанавливаются на Череповецкой ГЭС на р. Шексне и на Киевской ГЭС на р. Днепре. В дальнейшем предполагается их установка на проектируемых ГЭС Волжско-Камского каскада (Нижне-Волжской, Нижне-Камской и др.). По-видимому, капсульные агрегаты можно будет с успехом применять на приливных ГЭС.

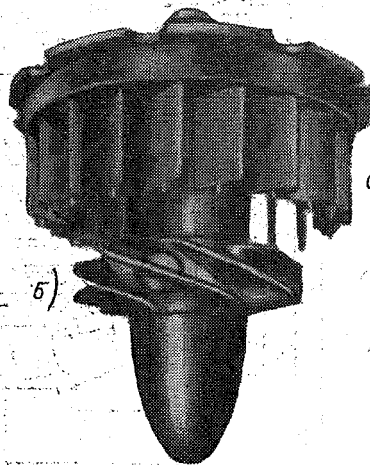


Рис. 24. Поворотно-лопастная турбина.

а — направляющий аппарат, б — лопасти рабочего колеса.

Из активных турбин наиболее широкое применение находят ковшевые турбины (колесо Пельтона), как горизонтальные с 1—2 соплами, так и вертикальные многосопловые. Роль направляющего аппарата у ковшевых турбин выполняет выдвижной конический вентиль в центре сопла [76].

В СССР ковшевые турбины установлены на ряде горных ГЭС, например, на Храпгэс 1—3 агрегата по 38 мвт при  $H=370$  м, Татевской — 3 агрегата по 54 мвт при  $H=568$  м, и на Дарьяльской — 4 агрегата по 65 мвт при  $H=630$  м. Пропускная способность активных турбин обычно ограничивается несколькими десятками кубических метров в секунду; по к. п. д. они в общем почти не уступают реактивным турбинам лучших серий (рис. 26).

Коэффициенты полезного действия поворотных лопастных турбин отличаются наибольшей устойчивостью в широких пределах открытия направляющего аппарата. Поэтому поворотные лопастные турбины нашли широкое применение на низко- и среднена-

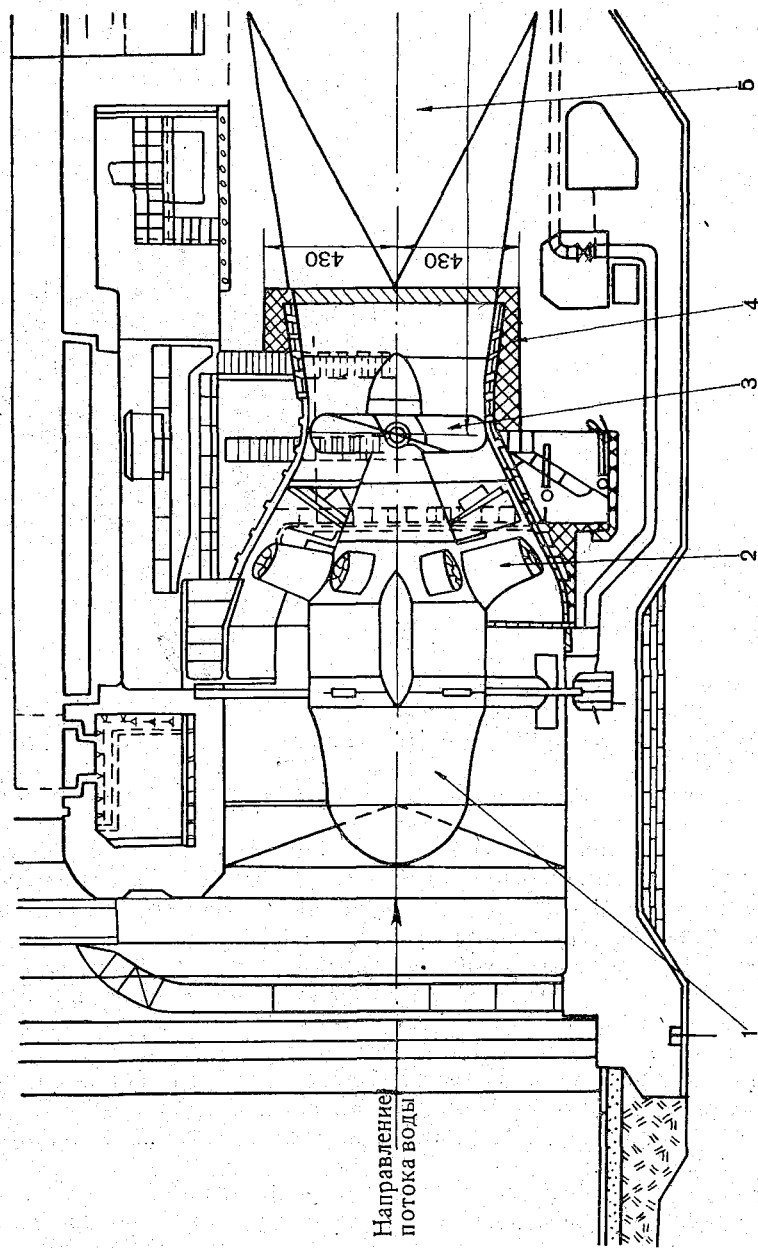
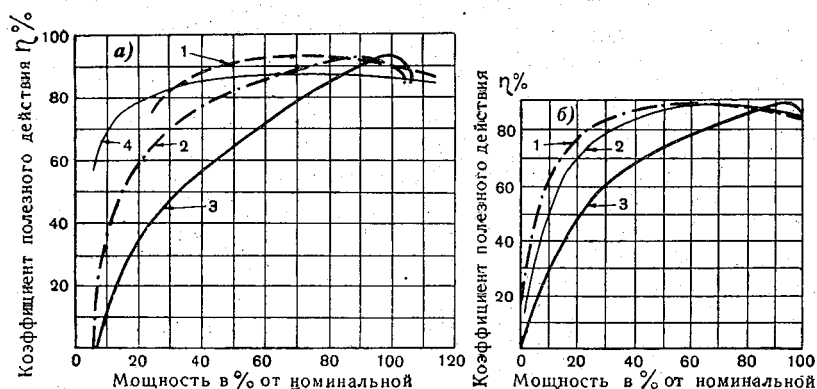


Рис. 25. Схема капсульной турбины.  
 1 — капсула, 2 — направляющий аппарат, 3 — рабочее колесо, 4 — камера турбины, 5 — отсасывающая труба.



порных приплотинных ГЭС в равнинных условиях, где главной производной для мощности является расход воды и где колебания расхода воды, а следовательно, и открытия турбины могут быть значительными. Исходя из этого, в СССР на многих равнинных ГЭС, в частности на Волге, установлены поворотно-лопастные турбины.

Однако, как уже упоминалось, предел применения поворотно-лопастных турбин по напору ограничен в лучшем случае 50—70 м. Поэтому на высоконапорных сибирских ГЭС, где напор



✓ Рис. 26. Рабочие характеристики турбин различных систем.

*a* — современные мощные турбины, *б* — средние и малые турбины.

1 — поворотно-лопастная турбина, 2 — радиально-осевая, 3 — пропеллерная, 4 — ковшовая.

составляет около 100 м и более (Братская ГЭС, Красноярская ГЭС и др.), устанавливаются радиально-осевые турбины.

Значения к. п. д. турбины ( $\eta_T$ ) в зависимости от ее открытия у разных типов турбин, по справочным данным, приведены в табл. 2.

Таблица 2

Зависимость к. п. д. турбин от открытия  
(средние значения)

Тип турбин	Открытие в долях от полного				
	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0
Радиально-осевые . . . . .	0,40	0,73	0,87	0,92	0,88
Поворотно-лопастные . . . . .	0,77	0,89	0,92	0,91	0,88
Пропеллерные . . . . .	—	—	0,50	0,82	0,86
Активные (Пельтона) . . . . .	0,82	0,88	0,88	0,90	0,89

На рис. 26 приведены типовые кривые к. п. д. турбин различных типов в зависимости от мощности для современных крупных турбин (а) и для турбин средней и малой мощности (б).

Указанные справочные данные, даже в общем виде, представляют значительный интерес для гидролога. Гидрологу при инспекции учета стока на крупных ГЭС и оценке надежности эксплуатационных характеристик турбин, служащих основанием для вычисления расходов воды через них, всегда следует определять величину к. п. д. турбины по упомянутым характеристикам и сопоставлять ее со справочными данными. Расхождение справочных и определенных по характеристикам к. п. д. данных может при известных обстоятельствах служить для оценки характеристик. Например, значительные расхождения в значениях к. п. д. на 3—4% по характеристикам и по справочным данным являются основанием для детальной проверки характеристик по исходным данным — универсальной и эксплуатационной характеристикам.

Турбины различных типов имеют разную быстроходность, которую в общем виде принято характеризовать коэффициентом быстроходности

$$n_s = \frac{n}{H} \sqrt{\frac{N}{\sqrt{H}}} \quad \text{при } N \text{ в л. с.}$$

и

$$n_s = 1,17 \frac{n}{H} \sqrt{\frac{N}{\sqrt{H}}} \quad \text{при } N \text{ в квт.}$$

Величина  $n_s$  выражает число оборотов турбины, которая при  $H=1$  м развивает мощность в 1 л. с.

Для турбин указанных выше типов характерна быстроходность в следующих пределах:

радиально-осевые  $n_s=50-400$ ,  
поворотно-лопастные  $n_s=300-1100$ ,  
активные (ковшевые)  $n_s=4-60$ .

Увеличение быстроходности турбин путем перехода от радиально-осевых к осевым турбинам способствовало увеличению их пропускной способности, которая у современных крупных поворотных турбин диаметром порядка 9 м достигает 600—700 м<sup>3</sup>/сек.

Пропускную способность турбин различных типов и серий принято еще характеризовать с помощью величины так называемого приведенного расхода воды по данным модельных испытаний в лаборатории. Приведенным называют расход воды  $Q_1'$  для турбин с диаметром  $D_1=1$  м при напоре  $H_1=1$  м. Приведенный расход постоянен для той или иной серии подобных турбин. От-

ношение расходов через две подобные турбины может быть выражено через

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \frac{v_1 F_1}{v_2 F_2} = \frac{\sqrt{H_1} D_1^2}{\sqrt{H_2} D_2^2},$$

где  $v_1$  и  $v_2$  — средние скорости течения водного потока,  $F_1$  и  $F_2$  — площади сечения турбин в их характерном сечении на входе в рабочее колесо. Скорость пропорциональна  $\sqrt{H}$ , а отношение площадей может быть выражено через отношение квадратов диаметров, как характерного для турбины размера. В соответствии с указанным значение приведенного расхода воды турбины определенной серии будет относиться к значению расхода воды через натурную турбину любого размера той же серии, т. е. подобной данной модели, как

$$\frac{Q'_1}{Q_H} = \frac{v_1 F_1}{v_H F_H} = \frac{\sqrt{H_1} D_1^2}{\sqrt{H_H} D_H^2}.$$

Поскольку  $H_1 = D_1 = 1$  м,

$$Q'_1 = \frac{Q_H}{\sqrt{H_H} D_H^2}.$$

Для моделей поворотно-лопастных турбин, установленных на Нижне-Волжских ГЭС (ПЛ-587-ВБ-930), приведенный, или удельный, расход воды получился порядка  $Q'_1 = 1900$  л/сек., для капсульных горизонтальных турбин типа, примененного для Череповецкой ГЭС (ПЛ-548-ГК-550),  $Q'_1 = 2700$  л/сек., т. е. значительно больше. При конструировании турбин, естественно, стремятся получить достаточно высокое значение  $Q'_1$ , так как это ведет к уменьшению диаметра турбин при той же мощности. Это имеет значение как в общем случае конструирования турбин нового типа или серии, так и в частных случаях. Например, на одной крупной ГЭС предполагалось поставить колеса диаметром 8,5 м, но в результате проведенной работы по повышению быстроходности колес удалось уменьшить диаметр их до 7,5 м, в результате чего уменьшились габариты блока турбины, размеры ее спирали, габариты самой станции и общая металлоемкость [27].

Увеличение удельного расхода ограничивается кавитационными явлениями, развитию которых способствует большая быстроходность турбин. Под кавитацией понимают явления, связанные с образованием при определенных неблагоприятных условиях мельчайших очагов вакуума и гидравлических ударов у поверхности лопастей рабочего колеса турбины, приводящие к повреждению лопастей и даже полному их разрушению.

Расход воды через турбину зависит прежде всего от ее открытия, а затем от напора. С изменением расхода воды даже при

неизменном напоре изменяется мощность, и, таким образом, основные параметры ГЭС —  $N$ ,  $Q$  и  $H$  всегда тесно связаны между собой как для ГЭС в целом, так и для каждого гидроагрегата в отдельности.

Связь  $N$ ,  $Q$  и  $H$  для каждой данной турбины может быть представлена в виде расчетного графика. Он необходим для определения расходов воды при регулярном учете стока на ГЭС, если турбины не снабжены надежно работающими расходомерами.

Упомянутый расчетный график или характеристику пропускной способности турбины можно получить двумя путями: 1) на основе данных заводских испытаний модели турбины, пересчитанных на натурную турбину, 2) путем тарировки турбины.

Модельные испытания турбин производятся в лаборатории завода, изготовляющего турбины. Натурная турбина должна обладать полным геометрическим и кинематическим (направления скоростей течения в проточной части) подобием со своей моделью, причем подобие, строго говоря, должно распространяться на весь турбинный тракт, включая отсасывающую трубу. Чтобы подобрать наиболее подходящее колесо турбины для определенной гидроустановки (или ряда аналогичных ГЭС), нередко приходится многократно повторять испытания с моделью колеса в различных вариантах. В результате испытаний и конструктивных решений в настоящее время создана производственная номенклатура однотипных средних и крупных радиально-осевых и поворотно-лопастных турбин. Подобная номенклатура существует и для малых турбин. При модельных энергетических испытаниях измеряют число оборотов модели, расход воды (на водосливе в лотке), открытие направляющего аппарата (у поворотно-лопастных турбин, кроме того, угол разворота лопастей рабочего колеса), напор, если он не задан постоянным, и полезную мощность турбины путем измерения момента, развиваемого турбиной. К. п. д. турбины вычисляется как производное от упомянутых величин из формулы

$$\eta_m = \frac{N_m}{N_{бр}} = \frac{M_{\omega}}{\gamma Q H},$$

где  $M_{\omega}$  — энергия на валу модели турбины в виде произведения момента на угловую скорость вращения, а  $\gamma Q H$  — энергия, подводимая к турбине. Результаты наблюдений приводят по формулам подобия к турбине с диаметром и напором, равным единице (это представляет преимущество при пересчетах на натуре), и для нее строят так называемую универсальную характеристику, связывающую приведенное число оборотов в минуту  $n_1'$  турбины, к. п. д. модели турбины  $\eta_m$  (в процентах), открытия направляющего аппарата  $a$  в миллиметрах (для поворотно-лопастных турбин, кроме того,  $\varphi$  в градусах) и приведенные расходы воды  $Q_1'$  в л/сек. Иногда на универсальную характеристику на-

носят значения допустимой высоты всасывания  $H_s$  и кавитационного коэффициента  $\sigma$  (рис. 27). Кавитационные качества модели испытываются на специальном стенде.

Построение универсальной характеристики для радиально-осевой турбины начинается с первичных графиков:

$$\eta = f(n_1') \quad \text{и} \quad Q_1' = f(n_1');$$

графики строятся для разных (обычно 12—14) открытий направляющего аппарата  $a_{01}, a_{02}, a_{03}$  и т. д. (рис. 28).

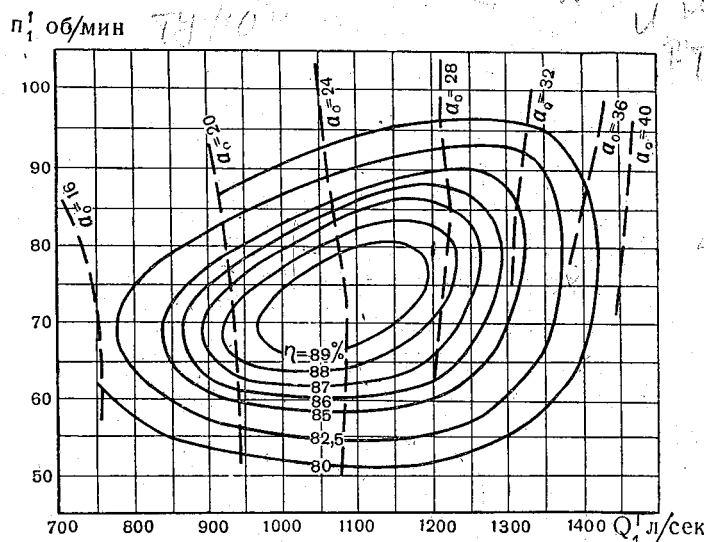


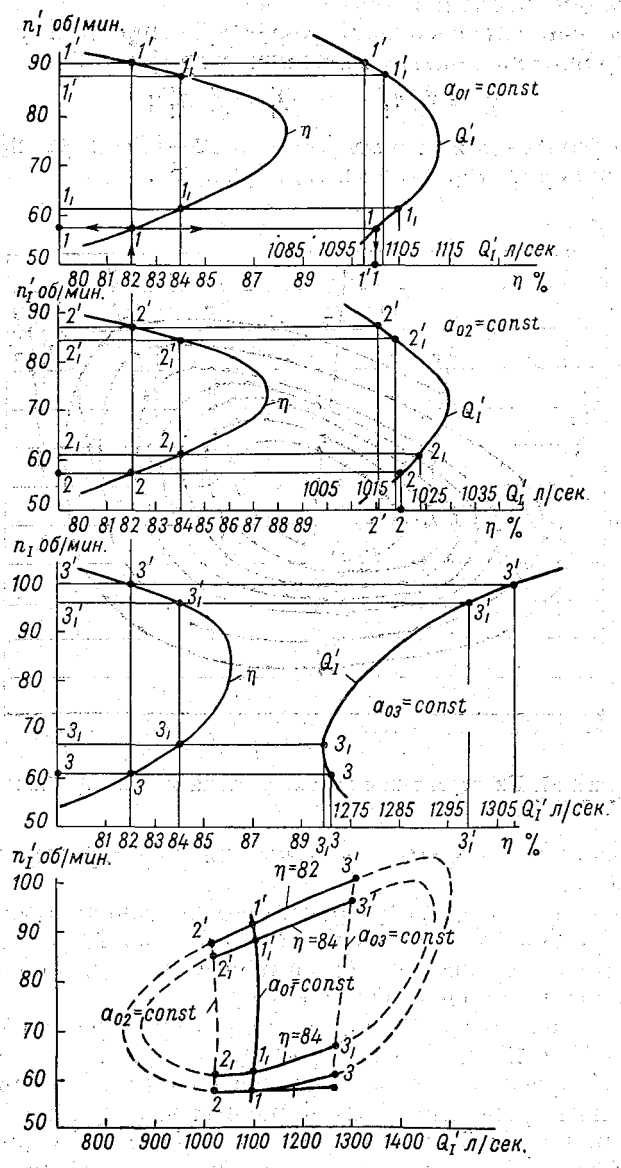
Рис. 27. Универсальная характеристика модели турбины.

Для каждого открытия, изменяя число оборотов, получают 12—16 точек.

Характеристики  $\eta = f(n_1')$  рассекают вертикальными линиями равных значений к. п. д. через 2% (на рис. 28 по к. п. д. 82 и 84%). Точки пересечения линий равных к. п. д. с кривыми  $\eta = f(n_1')$  сносят на кривые  $Q_1' = f(n_1')$ .

На каждое значение к. п. д. в данном примере приходится по 6 точек —  $1', 1, 2', 2, 3', 3$  для  $\eta = 82\%$  и  $1_1', 1', 2_1', 2', 3_1', 3'$  для  $\eta = 84\%$ . Полученные точки наносятся в системе координат  $n_1'$  и  $Q_1'$  и по ним проводятся кривые равных к. п. д. При 12—14 открытиях направляющего аппарата эти кривые освещаются данными наблюдений полностью, а число их определяется теми пределами к. п. д., в которых будут работать турбины.

Таким путем получается так называемая универсальная пропеллерная характеристика для турбин одиночного регулирования.



✓ Рис. 28. Построение универсальной характеристики для радиально-осевой турбины.

ния, работающих при одном постоянном значении угла разворота лопастей рабочего колеса  $\varphi_1$ .

Для получения полной универсальной характеристики поворотно-лопастной турбины проводят аналогичные указанным испытания при различных углах разворота лопастей рабочего колеса, а именно обычно для углов  $0, +5, +10, +15^\circ$  вправо и  $0, -5, -10, -15^\circ$  влево, и первоначально строят ряд пропеллерных характеристик, каждую при одном постоянном значении угла  $\varphi$  (рис. 29 а). Для перехода от полученной серии пропеллерных универсальных характеристик к полной универсальной характеристике, соответствующей работе турбины с оптимальными к. п. д., устанавливают согласованную оптимальную связь между открытиями  $a$  направляющего аппарата и углами разворота  $\varphi$ . В этих целях на чертеже с совмещенными пропеллерными характеристиками (рис. 29 а) проводят линии равных  $n_1'$  и строят вспомогательные кривые  $\eta = f(Q_1')$  при постоянных  $n_1'$ .

Для каждого данного  $n_1'$  получается ряд частных кривых  $\eta = f(Q_1')$ , соответствующих отдельным пропеллерным характеристикам и постоянным углам  $\varphi_1, \varphi_2$  и т. д. Эти частные кривые иногда также называют пропеллерными характеристиками. По максимумам частных кривых проводят огибающие линии, каждая из которых (на рис. 29 б, в, г) является кривой с максимальными значениями к. п. д. при данном  $n_1'$ . Огибающие линии в свою очередь пересекаются линиями равных значений к. п. д.

В местах пересечений линий к. п. д. 82 и 84% с огибающими для  $n_1' = 110, 120$  и 140 получено по 6 точек с координатами  $n_1'$  и  $Q_1'$ . Полученные точки наносятся в системе координат  $n_1'$  и  $Q_1'$  и соединяются соответственно для  $\eta = 82\%$  и  $\eta = 84\%$  (0,82 и 0,84), образуя отрезки кривых данных значений к. п. д. в условиях работы турбины в так называемом комбинаторном режиме, т. е. с наивыгоднейшими к. п. д. Продолжая построение с другими значениями к. п. д., получают полную универсальную характеристику поворотно-лопастной турбины.

По универсальной характеристике модели получают, пользуясь так называемыми формулами подобия, эксплуатационную характеристику натурной турбины, представляющую кривые связи между  $N_T, H, \eta_T$ , где  $N_T$  — мощность на валу турбины,  $H$  — напор и  $\eta_T$  — к. п. д. турбины.

Эксплуатационная характеристика строится на заводе и представляет основной рабочий документ, выдаваемый с завода на ГЭС (рис. 30).

На основании эксплуатационной характеристики и по данным о к. п. д. генератора строится, уже в энергоуправлении или на ГЭС, а не на заводе, характеристика пропускной способности гидроагрегата (рис. 31), представляющая кривые связи  $N_T, H$  и  $Q$ , где  $N_T$  — мощность на зажимах генератора,  $H$  — напор и  $Q$  — расход воды через турбину.

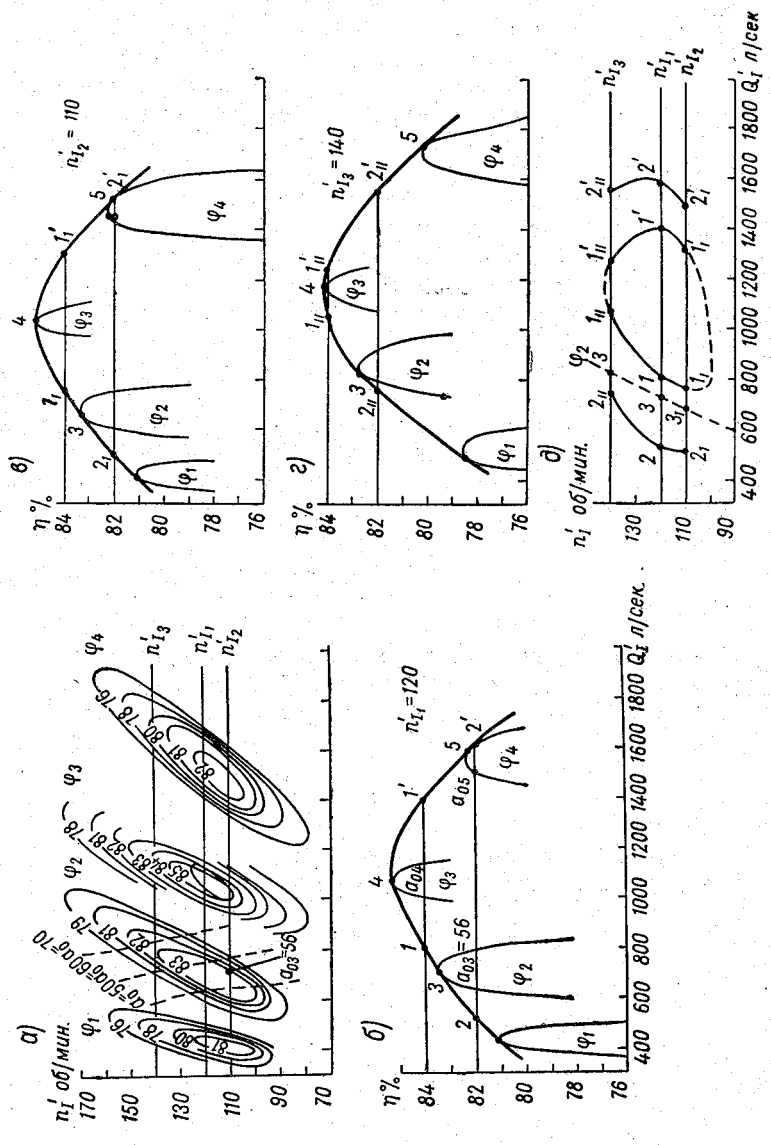


Рис. 29. Построение универсальной характеристики поворотно-лопастной турбины.





По этой важнейшей для гидролога характеристике гидроагрегата производится обычно определение расходов воды через турбины.

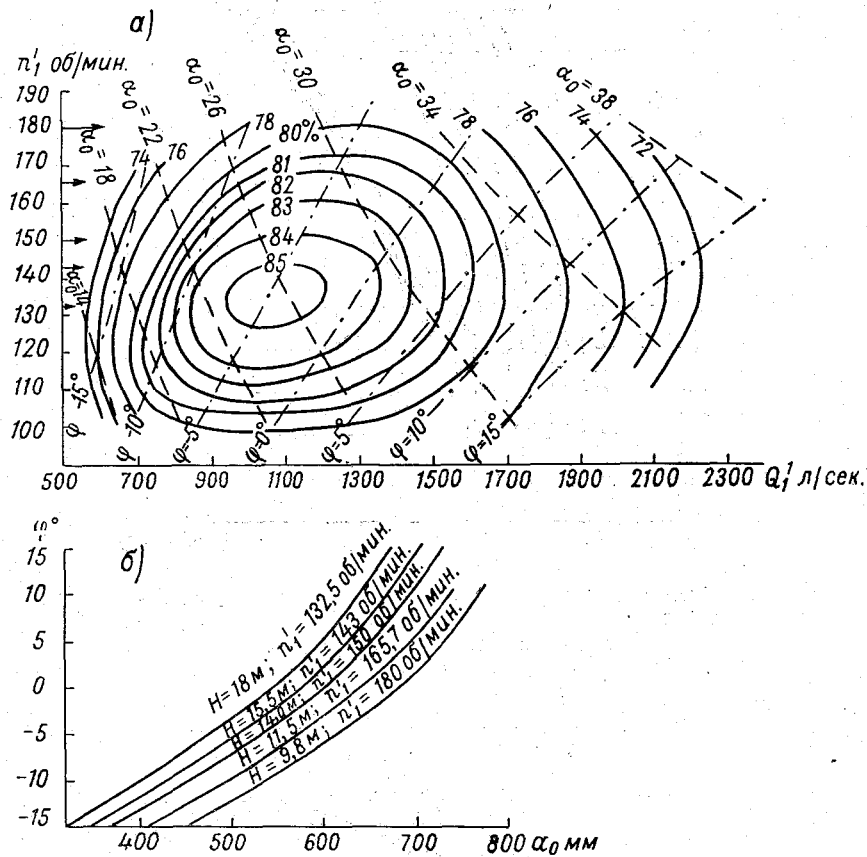


Рис. 32. Универсальная характеристика и комбинаторные кривые поворотнo-лопастной турбины.

$a$  — универсальная характеристика. Величины  $\alpha_0$  даны для модели диаметром  $D_M=0,46$  м;  $b$  — комбинаторные кривые. Открытия направляющего аппарата получены путем пересчета с открытий  $\alpha_0$  модели по соотношению диаметров  $\frac{D_H}{D_M} = \frac{9,0}{0,46}$ . Параметры ГЭС:  $H_p = 15,5$  м,  $D_T = 9,0$  м,  $n = 62,5$  об/мин.

Для поворотнo-лопастных турбин, которые должны работать по возможности при наивыгоднейших сочетаниях открытия направляющего аппарата  $a$  и углов разворота лопастей рабочего колеса  $\varphi$ , завод строит еще одну характеристику, так называемые комбинаторные кривые (рис. 32). Комбинаторные кривые

представляют кривые связи  $a$ ,  $\varphi$  и  $H$  и строятся по универсальной характеристике турбины. По ним на заводе изготавливают кулачок комбинатора — главную часть комбинаторного устройства, регулирующего на ГЭС работу гидроагрегата в режиме наилучшего к. п. д. турбины (см. ниже, стр. 54).

Итак, основными расчетными характеристиками турбины и гидроагрегата являются:

- универсальная характеристика модели,
- эксплуатационная характеристика турбины,
- характеристика пропускной способности гидроагрегата,
- комбинаторные кривые (для поворотно-лопастных турбин).

В табл. 3 приведены расчеты для получения эксплуатационной характеристики на примере радиально-осевой турбины. Они производятся следующим образом.

Для отдельных значений напоров в тех пределах напора, в которых будет работать ГЭС, определяют по формуле подобия

$$n_1' = \frac{nD}{\sqrt{H}}$$

значения приведенных чисел оборотов  $n_1'$ , соответствующие каждому своему значению напора и служащие для дальнейших расчетов по универсальной характеристике (рис. 27). Из остальных обозначений в формуле  $n = 83,25$  об/мин. — число оборотов натурной турбины, которое поддерживается постоянным,  $D = 5,45$  м — диаметр натурной турбины, т. е. тоже величина постоянная, и  $H$  — напор, значения которого изменяются. Значение  $n_1'$  для расчетного напора  $H = 36$  м получается равным

$$n_1' = \frac{nD}{\sqrt{H}} = \frac{83,25 \cdot 5,45}{\sqrt{36}} = 75 \text{ об/мин.}$$

Для расчета при  $H = 36$  м на чертеже универсальной характеристики следует провести от значения  $n_1' = 75$  горизонтальную прямую и для точек ее пересечения с кривыми  $\eta_m$  определить на оси абсцисс значения  $Q_1'$ .

Переход к значениям мощности турбины  $N_t$ , соответствующим каждой паре значений  $\eta_m$  и  $Q_1'$ , производится по формуле подобия

$$N_t = 9,81 Q_1' D^2 H \sqrt{H} \eta_t.$$

Здесь  $\eta_t$  — к. п. д. турбины, который вследствие больших размеров турбины по сравнению с моделью всегда несколько больше  $\eta_m$  — к. п. д. модели.

Для перехода от  $\eta_m$  к  $\eta_t$  предложен ряд эмпирических формул, из которых в СССР чаще пользуются формулой

$$\eta_t = 1 - (1 - \eta_m) \sqrt[5]{\frac{D_m}{D}}.$$

Однако эта формула, как и прочие подобные формулы, дает все же преувеличенные значения  $\eta_T$ , и поэтому нередко  $\eta_T$  определяют, увеличивая на основании опыта  $\eta_M$  на 2—4%. Так сделано и в примере табл. 3. Расчет повторяют для нескольких значений напоров (в данном случае для  $H=30, 32, 36$  и  $39$  м). Все соответственные точки  $H, \eta_T$  и  $N$  наносят на чертеж, обычно откладывая  $H$  по оси ординат,  $N$  — по оси абсцисс и соединяя кривыми точки с равными  $\eta_T$  (рис. 31).

По эксплуатационной кривой и по зависимости  $N_T = 9,81 \eta_T \eta_G QH$  получена характеристика пропускной способности гидроагрегата, изображенная на рис. 31, где  $N_T$  — мощность на зажимах генератора — отложена на оси ординат, расход воды  $Q$  — на оси абсцисс и напор  $H$  постоянен для отдельных кривых связи  $Q$  и  $N$ .

На характеристику пропускной способности наносят уже не мощность на валу турбины  $N_T$ , а мощность на зажимах генера-

Таблица 3

Расчет к построению эксплуатационной характеристики радиально-осевой турбины

Основание: универсальная характеристика модели (рис. 27).

Формулы: 1)  $n'_1 = \frac{nD}{\sqrt{H}}$ ; 2)  $N_T = 9,81 Q'_1 D^2 H \sqrt{H \eta_T}$ ;

3)  $\eta_T \cong (1,02-1,03) \eta_M$ ;  
 $D = 5,45$  м

$H = 39$ м; $n'_1 = \frac{83,25 \cdot 5,45}{6,25} = 73,0$ об/мин.				$H = 36$ м; $n'_1 = \frac{83,25 \cdot 5,45}{6} = 75,0$ об/мин.			
$\eta_M$	$\eta_T$	$Q'_1$ м <sup>3</sup> /сек.	$N$ мГВт	$\eta_M$	$\eta_T$	$Q'_1$ м <sup>3</sup> /сек.	$N$ мГВт
0,825	0,855	0,790	47,9	0,825	0,855	0,802	43,2
0,830	0,86	0,805	49,2	0,830	0,86	0,818	44,4
0,840	0,87	0,830	51,4	0,840	0,87	0,840	46,0
0,850	0,88	0,850	53,1	0,850	0,88	0,874	48,4
0,860	0,89	0,880	55,5	0,860	0,89	0,900	50,5
0,870	0,90	0,912	58,2	0,870	0,90	0,932	52,8
0,875	0,905	0,930	59,8	0,875	0,905	0,950	54,2
0,880	0,91	0,948	61,3	0,880	0,91	0,970	55,6
0,890	0,92	0,993	64,8	0,890	0,92	1,014	58,8
0,890	0,92	1,183	77,4	0,890	0,92	1,190	69,0
0,880	0,91	1,220	78,8	0,880	0,91	1,230	70,5
0,875	0,905	1,235	79,4	0,875	0,905	1,245	71,0
0,870	0,90	1,250	79,8	0,870	0,90	1,258	71,4
0,860	0,89	1,283	81,2	0,860	0,89	1,290	72,4
0,850	0,88	1,313	82,1	0,850	0,88	1,320	73,2
0,840	0,87	1,337	82,7	0,840	0,87	1,340	73,5
0,830	0,86	1,360	83,0	0,830	0,86	1,360	73,7
0,825	0,855	1,370	83,2	0,825	0,855	1,370	73,9

$n'_1 = \frac{H=32 \text{ м}; 83,25 \cdot 5,45}{5,66} = 80 \text{ об/мин.}$				$n'_1 = \frac{H=30 \text{ м}; 83,25 \cdot 5,45}{5,48} = 83 \text{ об/мин.}$			
$\eta_M$	$\eta_T$	$Q'_1$ м³/сек.	$N$ мГВт	$\eta_M$	$\eta_T$	$Q'_1$ м³/сек.	$N$ мГВт
0,825	0,855	0,872	39,2	0,825	0,855	0,925	38,6
0,83	0,86	0,890	40,3	0,83	0,86	0,940	39,5
0,84	0,87	0,920	42,2	0,84	0,87	0,970	41,2
0,85	0,88	0,950	44,0	0,85	0,88	1,000	43,0
0,86	0,89	0,982	46,0	0,86	0,89	1,030	44,8
0,87	0,90	1,005	47,7	0,87	0,90	1,070	47,1
0,875	0,905	1,030	49,1	0,875	0,905	1,100	48,7
0,88	0,91	1,050	50,3	0,88	0,91	1,130	50,3
0,89	0,92	1,105	53,5	0,89	0,92	—	—
0,89	0,92	1,170	56,7	0,89	0,92	—	—
0,88	0,91	1,230	59,0	0,88	0,91	1,190	52,9
0,875	0,905	1,245	59,4	0,875	0,905	1,225	54,2
0,87	0,90	1,260	59,8	0,87	0,90	1,250	55,0
0,86	0,89	1,295	60,7	0,86	0,89	1,290	56,1
0,85	0,88	1,324	61,4	0,85	0,88	1,324	57,1
0,84	0,87	1,349	61,7	0,84	0,87	1,345	57,2
0,83	0,86	1,367	61,9	0,83	0,86	1,365	57,4
0,825	0,855	1,375	62,0	0,825	0,855	1,375	57,5

тора  $N_T$ , поскольку на ГЭС мощность регистрируется ежечасно электроизмерительными приборами. Мощность на зажимах генератора вычисляется по величине мощности на валу турбины и по к. п. д. генератора из выражения  $N_T = \eta_T N_{\text{т}}$ .

Расчет строится по следующей форме (табл. 4).

Таблица 4

$H_M$	$\eta_T$	$\eta_G$	$N_T$	$N_T = \eta_G N_{\text{т}}$	$B = 9,81 \eta_T \eta_G H$	$Q = \frac{N_T}{B} \text{ м}^3/\text{сек.}$
39	0,855	0,95	47,9	45,6	310	147
	0,86	0,95	49,2	46,7	312	150
...	0,91	0,95	61,3	58,2	331	176
	0,92		64,8	61,5	334	184
...	...	...	...	...	...	...

Значения к. п. д. генератора определяются при испытаниях машины на электромашиностроительном заводе. При падении

мощности  $\eta_r$  изменяется мало (рис. 33). Величина  $\eta_r$  изменяется, кроме того, правда также незначительно, с изменением коэффициента мощности генератора  $\cos \varphi$ . При изменении  $\cos \varphi$  от 0,8 до 1,0  $\eta_r$  изменяется для крупных генераторов на 1—1,5%.

Таким образом, точность характеристик пропускной способности зависит прежде всего от точности заводских модельных испытаний и от влияния масштабного эффекта, т. е. влияния нарушений подобия при переходе от модели к натуре. Эти нарушения, в частности нарушение подобия сил вязкости, остаются пока неустранимыми, поскольку основные критерии соблюдения механического подобия (Рейнольдса, Фруда, Струхалея, Эйлера) не

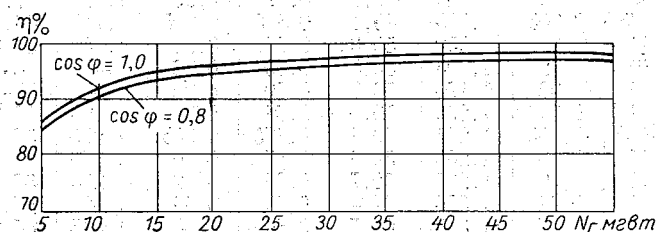


Рис. 33. Кривые к. п. д. генератора.

могут быть в лабораторных условиях выдержаны в достаточной мере, а некоторые из них (Рейнольдса и Фруда) даже трудно совместимы при моделировании. Самым реальным средством для уменьшения влияния масштабного эффекта является производство тщательно поставленных натуральных испытаний турбин, сопоставление их результатов с данными модельных испытаний и вывод на основе полученных и систематизированных данных наблюдений соответствующих зависимостей для перехода от модели к натуре для различных типов гидротурбин.

Распределение переменных  $N$ ,  $Q$  и  $H$  в отношении осей координат может быть и иным, чем указано выше, например,  $H$  откладывается по оси ординат и строятся кривые связи  $Q$  и  $H$  при постоянных  $N$  (рис. 34).

Указанные кривые связи  $Q$ ,  $N$  и  $H$  действительны при некотором постоянном числе оборотов турбины, соответствующем также вполне определенному числу оборотов генератора и связанной с этим частоте тока в сети.

На ГЭС, как правило, применяются синхронные машины, т. е. генераторы, у которых желаемая частота в сети при данном числе пар полюсов может быть получена только при определенном числе оборотов. Поэтому число оборотов генератора и, следовательно, турбины поддерживается постоянным путем автоматического (на крупных ГЭС) или ручного (на многих малых ГЭС) регулирования открытия турбины при изменениях нагрузки, ко-

торые могли бы вызвать изменения в скорости вращения турбины.

При увеличении нагрузки вращение турбины, вообще говоря, замедляется, если не увеличить ее открытие; с увеличением от-

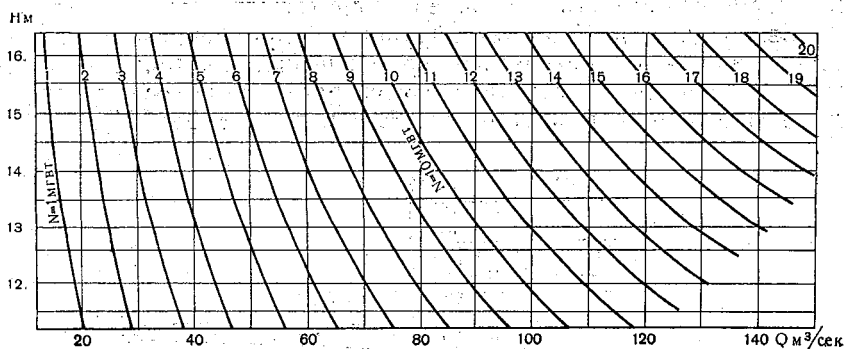


Рис. 34. Характеристика пропускной способности гидроагрегата  $N=f(Q, H)$ .

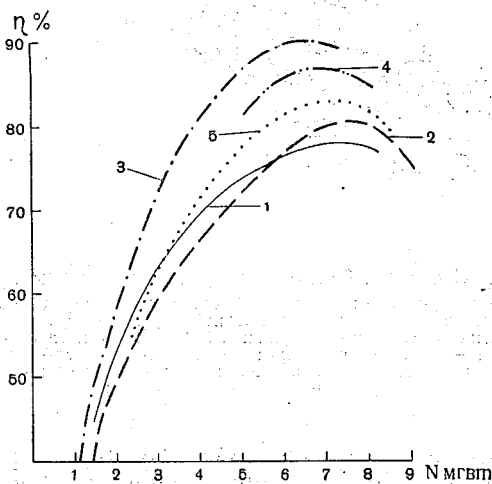


Рис. 35. Рабочие характеристики гидроагрегата горной ГЭС.

1 — по испытаниям ОРГЭС 1950 г. после паводков; 2 — по расходомеру (декабрь 1951 г.) после наварки рабочего колеса; 3 — по расходомеру (май 1952 г.) после замены колеса турбины; 4 — по расходомеру (август 1952 г.) после половодья; 5 — по расходомеру (ноябрь 1952 г.) после осенних паводков.

крытия увеличивается расход и мощность, при уменьшении нагрузки вращение турбины ускоряется и открытие ее, а следовательно, и мощность должны быть уменьшены, чтобы число оборотов осталось расчетным.

При внезапных аварийных сбросах нагрузки турбина может пойти в разгон; для этих случаев и предусмотрен аварийный щит в подводящем канале. Аварийный щит должен закрываться в предельно короткое время, порядка 1—7 мин., меньше того, в которое может быть поврежден генератор.

Связь  $Q$ ,  $N$  и  $H$  может нарушиться при повреждении турбины, например, в результате периодических кавитационных или механических повреждений лопастей рабочего колеса, во время дождевых паводков на горной ГЭС и т. д. (рис. 35) [64].

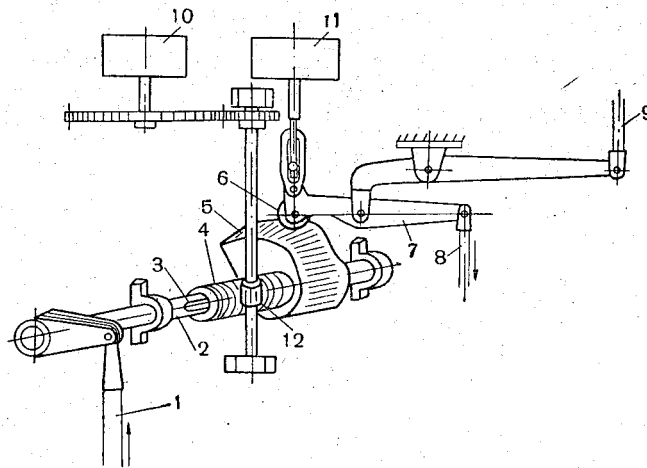


Рис. 36. Схема комбинатора с пространственным кулачком. 1 — тяга к валу, 2 — вал от сервомотора направляющего аппарата, 3, 4 — скользящая шпонка и рейка на валу 2, 5 — пространственный кулачок на валу, 6 — ролик кулачка, 7, 8 — рычаг и тяга к рабочему колесу, 9 — регулирующая тяга от сервомотора рабочего колеса, 10, 12 — механизм настройки по напору, 11 — механизм ручного управления рабочим колесом.

Определить происшедшие изменения характеристики  $Q$ ,  $N$  и  $H$  можно только с помощью контрольной тарировки или при наличии исправно действующих расходомеров.

Комбинаторные кривые  $a$ ,  $\varphi$  и  $H$  (рис. 32 б) строятся по универсальной характеристике модели поворотно-лопастной турбины, на которой нанесены как открытия направляющего аппарата модели  $a_0$ , так и углы разворота лопастей рабочего колеса  $\varphi$  с переходом к открытиям направляющего аппарата натурной турбины  $a_n$  по соотношению диаметров натурной турбины и модели  $\frac{D_n}{D_m}$ . Они представляют кривые связи  $a_n$  и  $\varphi$  при равных  $H$ .

Для каждого  $H$  находят, как и при построении эксплуатационной характеристики, соответствующее ему  $n_1'$  по приведенной уже



выше формуле  $n_1' = \frac{nD}{\sqrt{H}}$ . От значений  $n_1'$  проводятся горизонтальные прямые (на рис. 32 *a* показаны стрелками) до пересечения с кривыми  $\varphi = -15, -10 \dots +10, +15^\circ$ , и в каждой точке определяется по интерполяции значение  $a_0$ , соответствующее данному значению  $\varphi$ . Например, при  $H = 14$  м и  $n_1' = 150$  точке пересечения горизонтальной прямой с  $\varphi = -15^\circ$  соответствует  $a_0 = 18,65$  мм. Значение  $a_0$  умножается на отношение диаметров  $\frac{D_n}{D_m} = \frac{9,0}{0,46} = 19,6$ , что дает соответствующее  $\varphi = -15^\circ$  значение  $a_n = a_0 \frac{D_n}{D_m} = 366$  мм.

Комбинаторные кривые служат для изготовления (отливки) по ним на заводе пространственного кулачка — основной части комбинатора (комбинаторного устройства). Пространственный кулачок представляет собой набор профилей, каждый из которых соответствует одному значению напора. Сложная криволинейная поверхность кулачка должна в точности соответствовать комбинаторным кривым. Иногда применяется плоский кулачок или комбинаторный клин, служащий для регулирования при одном значении напора.

Комбинатор — это механическое устройство, осуществляющее, как уже упоминалось, автоматическое регулирование открытия поворотной-лопастной турбины и обеспечивающее ее работу при наивыгоднейших к. п. д., т. е. в соответствии с комбинаторной зависимостью  $a_n$ ,  $\varphi$  и  $H$ . Схема комбинатора с пространственным кулачком изображена на рис. 36. Комбинатор должен быть нормально настроен на действующий напор, хотя механизм настройки по напору позволяет устанавливать его на другой напор, т. е. нарушать комбинаторную связь.

Работа комбинатора заключается в следующем: изменение нагрузки на генератор дает импульс на сервомотор направляющего аппарата. Направляющий аппарат в соответствии со знаком и характером импульса закрывается или открывается, и изменение его открытия по тяге 1 передается на вал 2 и на кулачок. Поворот кулачка через рычаг передается на тягу 10 и к лопастям рабочего колеса, устанавливая их на новое  $\varphi$  [11,75].

Монтируется комбинаторное устройство на ГЭС, и от качества монтажа в значительной степени зависит точность регулирования. Каждая турбина имеет свое комбинаторное устройство, причем механизмы управления обычно расположены в машинном зале поблизости от гидроагрегата. Турбины не обязательно должны работать все время и при всех обстоятельствах в комбинаторном режиме. В отдельные периоды при определенных условиях допустимо выводить агрегаты из комбинаторного режима в целях увеличения выработки. Например, весной при больших сбросах и падении напора имеет смысл увели-

чить открытие турбины, не считаясь с комбинаторной зависимостью, и за счет увеличения пропускной способности получать большую выработку. При этом к. п. д. турбины будет ниже, чем он был бы при сохранении комбинаторного режима, однако выигрыш от увеличения расхода обычно превышает потери от падения к. п. д. и выработка увеличивается. Поэтому на практике прибегают к подобного рода изменениям в режиме работы турбин двойного регулирования.

Однако иногда и при регулировании их работы комбинатором поворотно-лопастные турбины работают не с оптимальными к. п. д. Объясняется это в подобных случаях погрешностями комбинаторных зависимостей или неточностями в комбинаторных устройствах, в частности неточным изготовлением кулачка комбинатора или неправильной настройкой его на напор. Основным способом проверки комбинаторных зависимостей является натурная тарировка турбин. Кроме того, на ГЭС прибегают к косвенным или относительным способам проверки комбинаторных устройств, ориентируясь на связь разности давления в двух точках спиральной камеры с расходом воды через турбину (см. раздел «Тарировка турбин и расходомеров на ГЭС», стр. 69). Это позволяет, хотя бы приближенно, ввести поправки в комбинаторные устройства. Необходимо проверки косвенным способом производить на всех агрегатах с самого начала их вступления в строй и натурные тарировки намечать в первую очередь для агрегатов, у которых выявлены наибольшие несоответствия в комбинаторном режиме. Для простейшего контроля могут служить данные наблюдений за  $a$  и  $\phi$  на различных агрегатах в сопоставлении с нагрузкой. Расхождения в величинах открытий (см. примеры на стр. 67) при одинаковой нагрузке (мощности) и одинаковом напоре являются обычно свидетельством неблагополучия в комбинаторном режиме, хотя иногда они могут быть следствием изменений фактических рабочих характеристик отдельных турбин в процессе их эксплуатации или неполной идентичности между собой отдельных, хотя бы и однотипных турбин, объясняемой искажением подобия при их изготовлении.

#### **Характеристики пропускной способности и учет стока**

Существуют два основных способа учета стока через гидротурбины — по характеристикам пропускной способности и по расходомерам. Способ учета стока через турбины по характеристикам пропускной способности турбин является наиболее распространенным на отечественных крупных и средних ГЭС. Учет стока по расходомерам, при всем преимуществе этого более непосредственного и менее трудоемкого способа измерения, по ряду причин, о которых сказано ниже, в разделе о расходомерах

и в гл. III, не находит до сих пор должного применения на ГЭС.

Способ характеристик не вполне точен. Ошибки коренятся, как уже указывалось, прежде всего в погрешностях при пересчетах с модели на натуру, а затем в неточностях и упущениях при наблюдениях, необходимых на самих ГЭС для получения достаточно точных значений  $N_T$  и  $N_H$ . К упомянутым неточностям в первую очередь относится недоучет или даже полный неучет потерь напора [14, 19]. Известные погрешности могут вноситься в значения среднесуточных расходов воды при текущем подсчете за счет определения их по осредненным за сутки и для ГЭС в целом значениям  $N_T$  и  $N_H$ . Наконец, для отдельных гидротурбин, изготовленных с искажением подобия против модели или при неточных комбинаторных зависимостях и устройствах, ошибки в значениях  $Q$  являются следствием неполного соответствия расчетных характеристик данным агрегатам или работы их в неоптимальном режиме.

Оценка возможных пределов ошибок может быть только приближенной. Погрешности при переходе от модели к натуре можно оценить в среднем в 2—3%; погрешности из-за неточностей в наблюдениях и подсчетах могут достигать в обычных случаях 3—5%, а в случаях недопустимых пробелов в наблюдениях, например при больших потерях напора на решетках и отсутствии перепадомеров, и существенно больших размеров. В частности, неточности от указанного выше осреднения значений  $N_T$  и  $N_H$  обычно не превышают 1%. Ошибки для агрегатов с искажением подобия и при неточных комбинаторных зависимостях могут составлять 2—5%. Если теперь сложить указанные величины частных погрешностей, получится внушительная суммарная погрешность в 7—13%. Такой подход в общих случаях не был бы правильным, поскольку в редких случаях погрешности будут однозначными и достигнут указанных пределов. О более умеренных суммарных значениях погрешностей, порядка 1—7%, говорят также данные натуральных тарировок и результаты сравнений величин стока между соседними стокowymi пунктами.

Способ характеристик требует ежедневных трудоемких подсчетов с поагрегатной выборкой данных о мощности и напоре из суточной ведомости работы ГЭС. Результаты подсчетов вносятся в эту же ведомость, а затем вместе с данными по другим показателям работы ГЭС и остальным составляющим суммарного расхода в ее створе — в отчетную месячную ведомость. Пример подобной ведомости приведен в табл. 5.

Оценка точности способа характеристик производится на практике двумя путями:

- 1) сопоставлением величины стока по характеристикам с таковыми по подсчету на ближайших опорных постах Гидрометслужбы;
- 2) путем тарировки турбин на их пропускную способность.

Месячная ведомость

за \_\_\_\_\_

Дата	Среднесуточная температура воздуха	Уровни воды на 8 час. утра		Среднесуточный напор, м		Средние расходы, м³/сек.				
		верхний бьеф, м	нижний бьеф, м	брутто	нетто	через турбины	через водосброс	фильтрация	шлюзование	общий расход в нижний бьеф
1	260	100,84	89,75	11,11	10,11	3 470	—	30	0,14	3 500
2	270	101,05	89,78	11,28	10,28	3 580	—	30	—	3 610
3	281	101,32	89,86	11,53	10,50	3 620	30	30	—	3 680
4	292	101,65	89,93	11,75	10,70	3 650	—	30	—	3 680
5	305	101,94	90,02	11,96	10,90	3 750	18	30	—	3 800
6	312	102,29	90,15	12,16	10,90	3 840	53	30	—	3 920
7	326	102,61	90,25	12,43	11,20	3 870	10	30	—	3 910
8	335	102,98	90,32	12,67	11,45	3 850	300	30	—	4 180
9	340	103,42	90,73	12,68	11,40	3 950	680	30	18/—120	4 670
10	350	103,70	91,06	12,44	11,14	4 180	1 760	30	10/—150	5 980
11	309	103,87	92,05	11,60	10,30	4 040	3 060	30	9/—150	7 140
12	301	104,00	92,75	11,18	9,80	4 160	3 690	30	20/—250	7 890
13	290	104,06	93,10	10,92	9,55	4 110	4 100	30	6/—250	8 250
14	290	104,16	93,25	10,91	9,50	4 110	3 920	30	7/—	8 070
15	306	104,30	93,10	11,45	10,00	4 140	3 370	30	8/—2100	7 550
16	339	104,62	92,70	12,45	11,00	4 110	2 310	30	7/—	6 460
17	378	105,00	91,62	13,60	11,80	4 200	840	30	5	5 080
18	402	105,39	91,22	14,12	12,30	4 120	1 190	30	8	5 350
19	407	105,69	91,62	14,16	12,30	4 170	4 310	30	13	5 520
20	443	105,99	91,07	14,96	13,15	4 320	510	30	7	4 870
21	452	106,27	91,00	15,03	13,20	4 390	1 300	30	9	5 730
22	425	106,57	92,10	14,34	12,50	4 360	2 630	30	8	7 030
23	411	106,77	93,12	13,65	11,80	4 320	3 480	30	8	7 840
24	407	106,98	93,25	13,84	12,00	4 290	3 620	30	10	7 950
25	416	107,18	93,15	14,04	12,20	4 240	3 590	30	7	7 870
26	424	107,35	93,22	14,13	12,50	4 200	3 520	30	10	7 760
27	428	107,44	93,27	14,30	12,60	4 200	3 080	30	6	7 320
28	457	107,59	92,60	15,09	13,40	4 100	1 960	30	5	6 100
29	482	107,72	92,10	15,86	14,30	4 230	1 050	30	4	5 310
30	512	107,90	91,25	16,87	15,00	4 200	210	30	5	4 450
31	498	108,11	91,19	16,67	14,80	4 180	1 340	30	8	5 560
Сумма					362,58	125 950	52 931	930	188	180 030
Среднее		102,20	92,43							

Таблица 5

работы \_\_\_\_\_ ГЭС

196\_\_ г.

Водохранилище						Число часов работы агрегатов					
Уровень волохранилища на 24 часа, м	объем волохранилища, 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup>	изменение объема за сутки, 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup>	расход аккумуляции, м <sup>3</sup> /сек.	среднесуточный приток, м <sup>3</sup> /сек.	примечание	1 секция 110 кв.					
						1	2	3	4	5	6
100,98	2 184	+168	+1950	5 450		24	24	24	24	24	24
101,24	2 392	+208	+2410	6 020		24	24	24	24	24	24
101,54	2 632	+240	+2780	6 460		24	24	24	24	24	24
101,85	2 880	+248	+2870	6 550		24	22,1	24	24	24	24
102,17	3 170	+290	+3360	7 160		24	21,4	22,2	22,7	24	24
102,46	3 460	+290	+3360	7 280		24	24	24	24	24	24
102,88	3 880	+420	+4870	8 780		24	24	24	24	22,9	24
103,30	4 300	+420	+4870	9 050		24	21,1	24	23,1	22,2	24
103,63	4 630	+330	+3820	8 370		24	24	24	24	24	24
103,81	4 810	+180	+2080	7 910		24	20,1	24	24	24	24
103,94	4 940	+130	+1510	8 500		24	22,9	22,1	24	21,2	24
104,03	5 036	+96	+1110	8 750		21,9	24	24	24	24	24
104,12	5 144	+108	+1250	9 250		22,4	21,8	24	24	24	24
104,19	5 228	+84	+970	9 040		24	22,3	22,0	23	24	24
104,52	5 624	+396	+4580	10 030		22,5	24	22,5	24	24	24
104,85	6 020	+396	+4580	11 040		24	22,6	24	24	24	24
105,27	6 524	+504	5840	10 920		23,5	22,0	24	24	24	24
105,58	6 896	+372	4310	9 660		20,0	23,3	22,5	24	24	24
105,89	7 268	372	4310	9 830		22,0	24	24	24	24	24
106,16	7 656	388	4500	9 370		23,0	24	24	24	24	24
106,48	8 168	512	5920	11 650		24	24	24	24	24	24
106,68	8 488	320	3700	10 730		22,5	24	24	24	24	24
106,93	8 888	400	4630	12 470		24	24	24	24	24	24
107,13	9 221	333	3860	11 810		24	24	24	24	24	24
107,30	9 510	289	3350	11 220		24	24	24	24	24	24
107,43	9 731	221	2560	10 320		22,5	24	24	24	24	24
107,54	9 918	187	2170	9 490		24	23	21,0	24	24	24
107,70	10 190	272	3150	9 250		22,4	24	24	24	24	24
107,86	10 462	272	3150	8 460		24	24	24	24	24	24
108,01	10 717	255	2960	7 410		24	24	24	24	24	24
108,20	11 040	323	3740	9 300		24	24	24	24	24	24
				281 590		703	699	708	717	714	720

Результаты подобных сопоставлений и проверок, проведенных для ряда крупных ГЭС (Днепровской — рис. 37, Кегумской, Угличской, Верхне-Свирской, Волжской им. В. И. Ленина и др.), свидетельствуют о наличии расхождений, обычно в пределах 1—7%, причем, как правило, сток по характеристикам оказывается меньше, чем на ближайших постах или по данным тарировки.

Расхождения могут объясняться различными причинами, и их нельзя безоговорочно относить за счет неточностей на ГЭС без достаточного анализа данных по стоку на обычных постах и внимательной оценки условий и результатов тарировки. В частности, нужно крайне осторожно относиться к материалам по зимнему стоку на постах обычного типа, так как в силу нередко встречающихся тяжелых условий для измерений зимних расходов, например при шуге, и обусловленных этим неточностей в вычислениях расходов и подсчетах стока данные по зимнему стоку оказываются совершенно неточными [20].

В качестве примера на рис. 38 приведены гидрографы р. Камы в створе Камской ГЭС и на водпосту Сарапул за осенние периоды ряда лет, из которых видно, что за время наступления ледостава расхождения в стоке в обоих пунктах достигают совершенно недопустимых величин за счет неточностей в определении стока у Сарапула.

Данные натурной тарировки также не всегда являются абсолютно точными. При неудовлетворительной организации измерений, их недостаточной точности и полноте и ошибках при обработке данных погрешности за счет тарировки могут достигать 3—5% и более (см. стр. 82).

В настоящее время все же можно на основе результатов сопоставлений данных по стоку на ГЭС и обычных постах и данных тарировок считать способ характеристик допустимым для подсчета стока через турбины, хотя этот способ, как уже указывалось, и не является лучшим и должен уступить место определению стока по расходомерам.

## 7. РАСХОДОМЕРЫ

Расходомер как измеритель на турбине ГЭС состоит из следующих частей (рис. 39):

- 1) датчика или устройства, с помощью которого ведутся наблюдения на турбинном тракте за величиной, служащей измерителем для расхода воды, — обычно за перепадом давления в двух точках спиральной камеры;
- 2) линии связи от датчика к приемнику;
- 3) приемника или аппаратуры, обеспечивающей показания величины измерителя, а также объемов протекшей воды, — обычно дифференциального манометра и интегратора стока.

Применяемые в настоящее время расходомеры в большин-

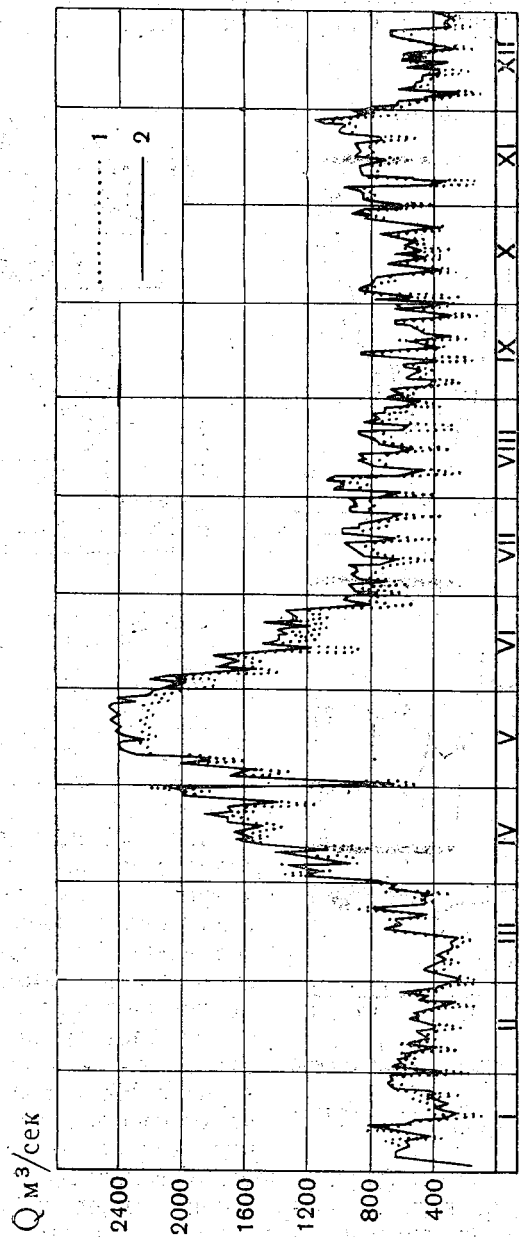


Рис. 37. Совмещенный гидрограф Днепрогэс — Днепр у г/с Разумовка.  
 1 — Днепрогэс, 2 — р. Днепр у г/с Разумовка.

стве основаны на принципе определения расходов воды с помощью разности давлений в двух точках одного из сечений спиральной камеры турбины. Спиральная камера определяет кри-

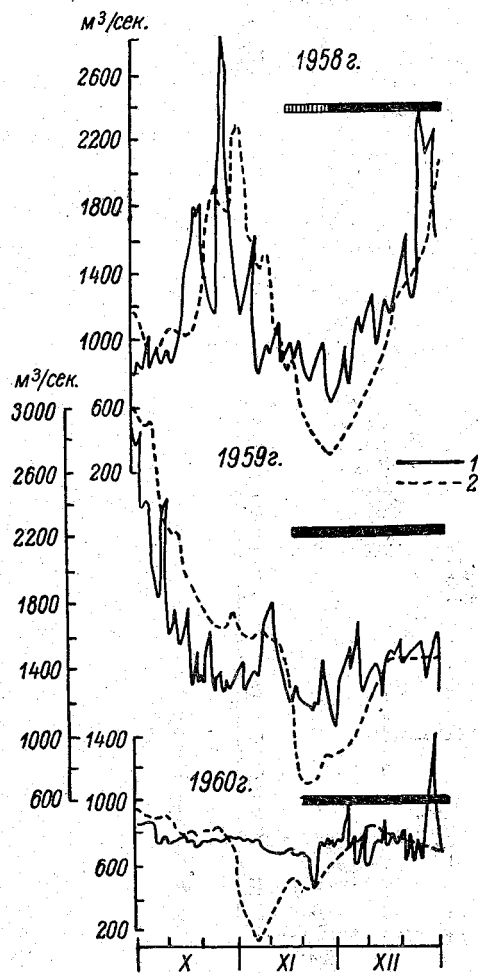


Рис. 38. Совмещенные гидрографы р. Камы. 1 — р. Кама — Камская ГЭС, 2 — р. Кама — г. Сарапул.

к внешней стороне спиральной камеры. Установлено, что между величиной расхода воды в спиральной камере и разностью давлений существует зависимость следующего вида:

$$Q = k \Delta h^n.$$

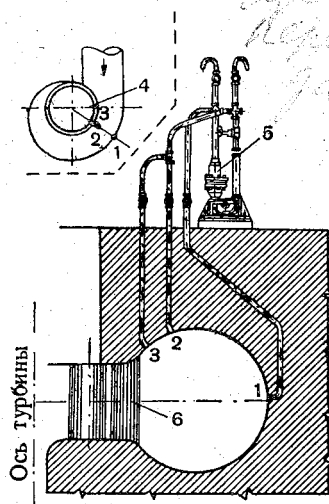


Рис. 39. Схема установки дифманометра-расходомера и расположение отверстий в спиральной камере турбины. 1, 2, 3 — оголовки пьезометров, 4 — продольная ось ГЭС, 5 — дифманометр-расходомер, 6 — распорная колонка статора турбины.

волиейный путь движения водного потока на подходе к турбине. Отдельные частицы воды в любом сечении спиральной камеры вследствие этого обладают различной центробежной силой, что создает разность давлений в сечениях спиральной камеры. На рис. 40 схематически изображено возрастание давления от внутренней



В общем она близка к квадратичной

$$Q = k \sqrt{\Delta h},$$

где  $Q$  выражают в м<sup>3</sup>/сек., а  $\Delta h$  — в мм водяного столба.

Вместе с тем испытания расходомеров в производственных условиях на ряде отечественных и зарубежных ГЭС дали в различных случаях значения  $n$  от 0,47 до 0,54, что указывает на необходимость тарировки. Значение  $k$  обычно постоянно почти на всей амплитуде  $Q$  и  $\Delta h$ .

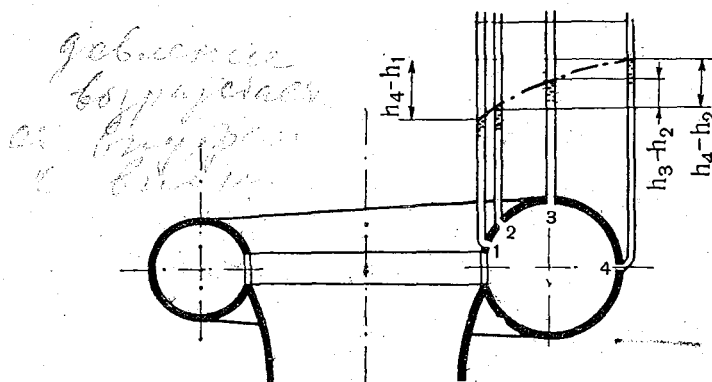


Рис. 40. Схематическое изображение спиральной камеры и давления в различных точках по ее сечению.  
1, 2, 3, 4 — точки измерения давления.

До последнего времени точки для измерения давления было принято располагать в одном радиальном сечении спиральной камеры (или трубопровода) в ближайшей к началу ее части (рис. 41 а). Указанная рекомендация, несомненно, суживает производственные возможности при монтаже расходомеров на ГЭС. В настоящее время существует мнение, подтвержденное результатами некоторых лабораторных испытаний, что точки для измерения перепада давления могут быть расположены без ущерба для точности наблюдений и в разных сечениях спиральной камеры, притом даже в различных ее частях (рис. 41 б) [63].

Во всех случаях первоначально сверлят 4—5 отверстий для точек измерения, чтобы потом выбрать из них 2 наиболее подходящие; по опытным данным, во избежание проникновения воздуха и ила, предпочтительнее брать точки на боковых стенках спирали. Диаметр отверстий 5—10 мм. Трубы линии связи берутся латунные или медные диаметром 18—20 мм. Они обязательно должны снабжаться вентилями для выпуска воздуха. На линии связи у точек измерения иногда устраивают автомати-

ческие промыватели и ртутные предохранители от гидравлического удара. Непригодность расходомеров, очевидно, в ряде случаев зависит от плохого устройства присоединений к спирали и линий связи.

При устройстве расходомеров применяются ртутные поплавковые дифференциальные манометры (дифманометры) двух типов — механические и электропередающие. Устройство манометров описано в каталогах заводов и в соответствующих руководствах [67, 68]. Отдельные примеры приведены в гл. III настоящей книги.

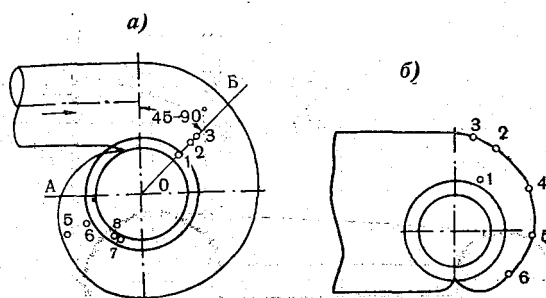


Рис. 41. Размещение точек для измерения давления в спиральной камере.

а — точки расположены в одном радиальном сечении, б — точки располагаются в разных сечениях.

Манометры расходомеров до установки на место нужно градуировать, т. е. разметить шкалу указывающего прибора и определить постоянное число счетчика, суммирующего сток. Градуировку шкалы указывающего прибора проводят лабораторным дифференциальным манометром. Пределы возможного перепада ртути для заданных точек отвода давления в спиральной камере турбины определяются из режима турбины, т. е. ее предельных напоров, мощностей и расходов воды, предварительно по характеристикам пропускной способности.

Следовательно, в результате получают зависимость между расходом воды ( $Q$ ), проходящим через турбинную камеру, и перепадом ( $\Delta h$ ) ртути в манометре, т. е. кривую  $Q = k \sqrt{\Delta h}$ . Она подлежит проверке при натурной тарировке ГЭС.

Наиболее ответственным в системе расходомерного устройства является интегратор или счетчик, суммирующий расходы воды во времени и дающий величину стока за сутки или за любой другой промежуток времени. Качество счетчика имеет решающее значение для правильного и регулярного учета стока через турбины по расходомерам. Величина стока за время  $T$  получается из выражения

$$W = QT = C \Delta n,$$

где  $Q$  — средний расход воды за период  $T$  (в секундах);  $C$  — коэффициент (постоянная) счетчика и  $\Delta n$  — разность показаний счетчика за время  $T$ .

Значения  $C$  устанавливают путем тарировки, с измерением расходов воды или без измерения их, на основе характеристики пропускной способности при заданных режимах, т. е. постоянных  $N$  и  $H$ . Каждую нагрузку выдерживают постоянной при постоянном  $H$  в течение 2—3 час., а затем изменяют на другую, получая соответствующие постоянные значения  $Q$ . Коэффициент счетчика  $C$  каждый раз вычисляется из выражения

$$C = \frac{QT}{\Delta n}.$$

Значения  $C$ , как свидетельствует опыт, нередко получаются различными для разных величин расходов воды и не отличаются устойчивостью во времени, что затрудняет использование расходомеров.

В отчете по тарировке Кегумской ГЭС, например, отмечено: «постоянная интегратора различна на разных расходах, что не позволяет пользоваться счетчиком регистрирующего прибора».

В подобных случаях в качестве расчетных иногда принимаются осредненные для всего диапазона расходов воды значения  $C$ , как это показано в табл. 6.

Таблица 6

Q м³/сек.	Значения $C$ для агрегата № . . . и отклонений от средних значений в %		
	1	2	3
150	48 600 (+5,0)	41 700 (+4,0)	40 200 (+2,8)
200	44 700 (−2,6)	39 600 (−1,3)	38 900 (−0,5)
250	44 300 (−3,3)	39 000 (−2,7)	38 300 (−2,1)
Средние	45 900	40 100	39 100

При неравномерном распределении текущих расходов воды разной величины по времени и значительных (более 4—5%) отклонениях частных значений коэффициента  $C$  от его осредненного значения осреднение может приводить к погрешностям порядка 3—5%, что является недопустимым. В подобных случаях приходится, впрямь до наладки расходомеров, отказываться от учета стока по ним, как это и имеет место на практике, или применять при подсчете ежедневных расходов воды дифференцированные значения  $C$ . Последнее затруднительно, так как приходится первоначально оценивать (по нагрузке, напору и даже

по характеристике), на каком расходе воды работал агрегат в данные сутки или часть суток, чтобы затем правильно применить соответствующее значение  $C$ , например, значение 48 600 при расходе порядка 150 м<sup>3</sup>/сек. (табл. 6).

Значения  $C$  существенно изменяются при замене поломанного счетного механизма новым, хотя бы и совершенно однородным. Например, механизм счетчика расходомера при агрегате № 2 (табл. 6) пришлось заменить уже через 2 месяца после наладки. Значение  $C$  при новом механизме получилось равным 37 800.

Применяемые в настоящее время счетные механизмы быстро изнашиваются и требуют замены обычно уже через несколько месяцев. Не является в этом отношении исключением и счетчик ЭПИД-05 (см. стр. 205), рекомендуемый в настоящее время, вместе с дифманометром ДМ-7 к установке на крупных ГЭС [76]. Таким образом, для внедрения расходомеров на крупных ГЭС не в качестве дополнительного инвентаря, а надежных определителей расходов воды необходимо прежде всего скорейшее создание совершенного счетного механизма долговременного действия, что вполне по плечу соответствующим приборостроительным заводам.

Само определение значений среднесуточных расходов воды через турбины по исправным расходомерам производится крайне просто. Значения расходов воды  $Q_{T_1}$ ,  $Q_{T_2}$  и т. д. вычисляются по формуле

$$Q_T = \frac{C \Delta n}{T}$$

при соответствующих отдельным агрегатам значениях  $C$  и разностях показаний счетчиков  $\Delta n$  за сутки и при  $T$ , равном числу секунд в сутки, вне зависимости от продолжительности работы отдельных агрегатов за эти сутки. Запись показаний расходомеров и вычисления расходов воды можно производить в специальной суточной ведомости, примерная форма которой дана в приложении 2, или, при небольшом числе агрегатов, в соответствующих графах общей суточной ведомости (см. стр. 207).

Расходомеры установлены в настоящее время на большинстве крупных ГЭС, однако их показаниями при учете стока почти не пользуются вследствие расхождений этих показаний с данными характеристик и неисправностей расходомерных устройств, а иногда и без достаточных оснований. Например, по свидетельству А. И. Богун-Добровольского [9], на Иркутской ГЭС «расходомеры дают показания, совпадающие с характеристиками, поэтому расходомерами не пользуются». Как настоящий, так и другие примеры показывают, что энергоуправления и ГЭС не всегда уделяют должное внимание налаживанию работы расходомеров и накоплению данных по их эксплуатации. Это неправильно. Накопление данных опыта по работе расходо-

меров позволит лучше разобраться в их конструктивных и эксплуатационных неполадках и может помочь совершенствованию приборов. Кроме того, расходомеры в периоды их работы в полностью исправном состоянии и даже при неисправных суммирующих (счетчиках), но с исправными показывающими приборами (дифманометрами и указателями мгновенных расходов воды) могут служить дополнительным показателем степени точности и налаженности комбинаторного устройства, а также и состояния турбины вообще, что особенно важно на горных ГЭС.

Действительно, при работе поворотных лопастных турбин в комбинаторном режиме они при данной нагрузке и напоре пропускают минимально возможный расход воды, который и определяется по характеристике, выданной заводом для условий комбинаторного режима. Если расходомер, хотя бы только с исправно действующим показывающим прибором одного из агрегатов, начинает показывать расход воды, больший, чем по характеристике, и одновременно наблюдаются отклонения значений  $a$  и  $\varphi$  открытия данной турбины от открытий других турбин при постоянной и одинаковой нагрузке всех агрегатов, это служит свидетельством произвольного выхода данного агрегата из комбинаторного режима, а следовательно, и неприменимости к нему заводских характеристик впредь до наладки его комбинатора.

Таблица 7

Дата	Час	№ агрегата	N мвт.	$H_{\text{н}}$ $H_{\text{м}}$	Открытие		Расход воды, м <sup>3</sup> /сек.		$\frac{Q_p}{Q_x}$ %
					$a$	$\varphi$	по характеристике $Q_x$	по расходомеру $Q_p$	
18/VII	13 00	1	44	21,5	7,5	9,5	244	270	111
		2	44	21,5	7,5	7,5	244	235	96
		3	44	21,5	7,5	8,0	244	240	98

В табл. 7 приведен подобного рода пример.

Данные об открытии турбины № 1 и о расходе воды по ее расходомеру свидетельствуют о неполной налаженности комбинаторного устройства данного агрегата. Характеристики пропускной способности в свою очередь могут и должны служить для контроля работы расходомеров.

На ГЭС, где расходомеры считаются налаженными и подсчет стока производится по ним, необходимо не реже одного раза в декаду производить параллельные подсчеты по характеристикам и вести учет данных сопоставления. При существенных рас-

хождения в величинах расходов воды по характеристикам и расходомерам необходимо разбираться в вероятных причинах этих расхождений и по возможности устранять их.

Поскольку на ГЭС с поворотными турбинами при работе их в комбинаторном режиме значения расходов воды, определяемые по характеристикам, являются минимально возможными, получение по расходомерам значительно меньших расходов воды следует относить за счет погрешностей в работе расходомеров.

Таблица 8

.....ГЭС „.....“.....196.....г.

	Агр. № 1	Агр. № 2	Агр. № 3
Показания по счетчику } на 24 ч.	192 174	211 888	205 423
расходомера } на 0 ч.	190 647	210 390	204 190
$\Delta n$	1 527	1 498	1 233
$C$	15 900	14 643	17 448
$Q$ расходомера, м <sup>3</sup> /сек. . . . .	231	254	249
$Q$ характ. . . . .	275	290	232
$\Delta (Q_p - Q_x) \%$ . . . . .	+2,1	-12,4	+7,3

В табл. 8 подобное расхождение, на примере одних суток, имеем для расходомера агрегата № 2. При систематическом характере расхождений такого порядка указанный расходомер подлежит наладке и тарировке.

Для расходомера агрегата № 3 расхождение с характеристикой также значительно, но поскольку оно иного знака, объяснение погрешности может быть другим.

Таблица 9

Сопоставление расходов воды по расходомерам и характеристикам

Дата	$Q_{расх}$ м <sup>3</sup> /сек.	$Q_{характ}$ м <sup>3</sup> /сек.	$\Delta (Q_p - Q_x) \%$
10/III	312	316	-1,3
20/III	318	377	-18,5
25/III	377	395	-4,8
29/III	385	391	-1,5
18/IV	491	507	-3,2
20/IV	598	597	0
22/IV	657	692	-5,3
23/IV	678	720	-6,2
24/IV	690	721	-5,9
25/IV	659	723	-9,8

Контрольные сопоставления расходов воды по характеристикам и расходомерам могут производиться в отношении суммарных расходов ГЭС. При расхождениях в допустимых пределах (не выше 5%) ежедневные расходы воды продолжают вычисляться по расходомерам. Если с некоторого времени расхождения увеличиваются и расходы воды по расходомерам получаются заниженными, возобновляется подсчет ежедневных расходов воды по характеристикам, а расходомеры (счетчики), все или отдельные, по которым наблюдаются недопустимые расхождения, подлежат наладке и тарировке. В табл. 9 приведены данные контрольных сопоставлений расходов воды по расходомерам и характеристикам на одной ГЭС с поворотно-лопастными турбинами. До 20/III контрольные подсчеты по характеристикам производились один раз в декаду, затем чаще, ввиду расхождения, полученного за 20-III. С 22/IV расхождения приняли систематический характер и с 25/IV был возобновлен подсчет ежедневных расходов воды по характеристикам, поскольку расходомеры давали заниженные значения расходов.

Некоторые сведения из опыта работы расходомеров на крупных ГЭС приведены в гл. III.

## 8. ТАРИРОВКА ТУРБИН И РАСХОДОМЕРОВ НА ГЭС

### Тарировка турбин

Тарировка турбин в натуре производится в основном в двух целях:

1) для получения расчетного графика расходов воды через турбину в зависимости от значений мощности на зажимах генератора ( $N_T$ ) и полезного напора ( $H_n$ ), а также для тарирования расходомеров;

2) для получения рабочей характеристики к. п. д. турбины ( $\eta_T$ ) в зависимости от мощности на валу турбины ( $N_T$ ) в целях проверки модельных характеристик.

Путь для этого в обоих случаях один и тот же — определение расходов воды возможно более простым и точным способом, но объем измерительных работ и назначение результатов разные. В первом случае, при большем объеме работ, результаты тарировки используются для проверки и уточнения или даже замены расчетных графиков расходов воды и эксплуатационных характеристик, полученных на основе пересчета модельных характеристик турбины, т. е. результаты тарировки служат регулярному учету стока. То же относится и к тарированию расходомеров, так как расходомеры — это устройства для регулярного учета стока. Во втором случае результаты тарировки служат для проверки гарантий завода в отношении коэффициентов полезного действия изготовленных им гидроагрегатов и имеют назначение, помимо уточнения заводских характеристик к. п. д., служить

дальнейшему усовершенствованию конструкций турбин. Гидрологов интересуют в первую очередь тарировки в целях регулярного учета стока.

Тарировки турбин полагается производить при приемочных испытаниях ГЭС, но это соблюдается далеко не всегда. До сих пор тарировались не все крупные ГЭС и обычно через несколько лет после ввода их в эксплуатацию, причем там, где тарировка

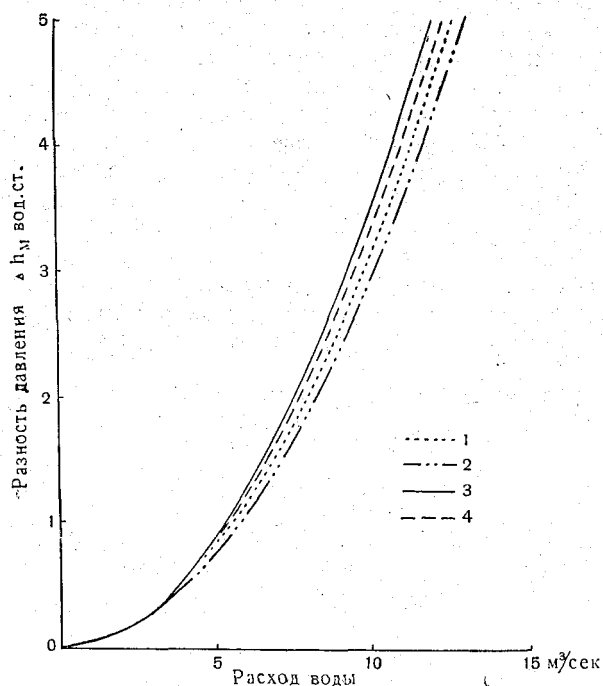


Рис. 42. Кривые  $Q = k\sqrt{\Delta h}$  для 4 однотипных турбин ГЭС Валхензе по данным тарировки.  
1, 2, 3, 4 — номера турбин.

производилась, тарировались одна-две, а не все установленные турбины [2, 3, 74]. Между тем желательно тарировать не одну, а несколько турбин, так как иногда при одной заводской характеристике на все турбины каждая из них имеет свою характеристику, немного отличающуюся от прочих (рис. 42). Тарировки, вообще говоря, совершенно обязательны в случаях, когда на установленных турбинах допущены существенные отклонения от моделей. Например, если один гидроагрегат установлен с удлиненной по сравнению с проектом и испытанной моделью отсасывающей трубой, то совершенно закономерна первоочередная тарировка именно этого агрегата. На малых ГЭС тарировки тур-



бин обязательны почти во всех случаях организации в створах ГЭС регулярного учета стока.

Для тарировки гидроагрегатов на ГЭС имеются следующие основные способы:

- 1) гидрометрический, или так называемый абсолютный, способ с обязательным измерением расходов воды в створе ГЭС,
- 2) гидрометрическая поверка в нижнем бьефе,
- 3) косвенные методы поверки.

### Абсолютный способ тарировки

Для определения расходов воды при абсолютном способе тарировки применяются два основных метода:

- 1) вертушечный метод,
- 2) метод гидравлического удара (метод Гибсона).

Вертушечный метод, как известно, основан на измерении скоростей течения в живом сечении, которым служат на низконапорных и частично средненапорных ГЭС открытые водоводы перед турбинами, а на средне- и высоконапорных ГЭС — трубопроводы или отводящие каналы. Метод гидравлического удара основан на связи расхода воды через турбину с возрастанием напора, вызываемым ее быстрым закрытием с помощью задвижки на трубопроводе или направляющего аппарата. В СССР и в Европе при натуральных тарировках применяется преимущественно вертушечный метод, в США — метод гидравлического удара (метод Гибсона). Последний метод применялся в СССР в единичных случаях, например в 1949 г. при тарировке турбин Днепрогэса, при испытаниях на ХрамГЭС и на Верхне-Свирской ГЭС (по методу Г. Г. Горбунова, параллельно с вертушечными измерениями). В дальнейшем в связи со строительством высоконапорных русловых ГЭС возможно более широкое применение метода гидравлического удара.

Кроме указанных основных методов, иногда применяется способ смешения. В СССР разновидность этого способа, разработанная Н. В. Пикушем, называется электролитическим способом определения расходов воды. Этим способом Пикушем проводилась тарировка ряда малых ГЭС (на Украине), причем расход измерялся непосредственно по выходе воды из отсасывающей трубы [53]. Способ не получил распространения. Во Франции для высокогорных ГЭС предложен термометрический метод Пуарсона, основанный на связи расходов воды с изменениями температуры воды.

На крупных ГЭС натурные тарировки дают надежные результаты только при очень полном и тщательном — в организационном и техническом отношении — проведении полевых работ и обработки. До настоящего времени они производятся подрядным способом, по договорам между ГЭС и ОРГРЭС (трест по

организации государственных районных электростанций), или Гидропроектом, или (реже) другой гидротехнической организацией. Гидрометслужба, как правило, участия в тарифовках крупных ГЭС не принимает.

Тарифовки турбин малых ГЭС, как правило, проводятся силами работников Гидрометслужбы. Соответствующие энергоуправления и ГЭС организационно подготавливают полевые работы и обеспечивают необходимые режимы. Обычно на одной ГЭС тарифуют 1—3 гидроагрегата.

Тарифовка крупных ГЭС растягивается на срок от полугода до 2 лет ввиду необходимости охвата напора в достаточно широких пределах и невозможности в условиях русловой ГЭС создания различных напоров в течение короткого периода.

Как уже указывалось, в результате тарифовки уточняются или получают заново эксплуатационные и расходные характеристики, комбинаторные зависимости и параметры расходомеров.

При тарифовке поворотно-лопастной турбины наблюдаются следующие элементы (табл. 10):

Таблица 10

№ п/п	Наблюдаемый элемент	Единицы измерения	Способ замера
1	Угол разворота $\phi$ лопастей рабочего колеса	градусы	По шкале маслоприемника
2	Открытие направляющего аппарата $a$	мм	По шкале штока сервомотора
3	Мощность агрегата $N_r$	киловатты	Точные ваттметры
4	Уровень верхнего бьефа перед турбиной $H_{в. б}$	метры	По самописцу или специальной рейке
5	Перепад на решетке (при наличии таковой) $\Delta H$	"	По перепадомеру
6	Уровень нижнего бьефа $H_{н. б}$	"	По самописцу у выхода из отсасывающей трубы
7	Расход воды $Q$	м <sup>3</sup> /сек.	Вертушечный способ
8	Перепад давления в двух точках спирали $\Delta h$	мм водяного столба	Манометр
9	Отсчеты по счетчику расхода		По шкале счетчика или указателя

Расход воды представляет самую сложную и ответственную операцию тарифовки. Измерения должны быть прежде всего организационно подготовлены точно к началу испытаний. Подготовка при вертушечном методе измерений заключается в следующем: 1) окончательный выбор гидроствора; 2) изготовление рам для вертушек и приспособлений для передвижки рам с подгонкой их на месте, например, к пазам в водоводах, если гидро-

створ выбран в створе одного из щитов турбины; 3) обеспечение работы полным комплектом протарированных вертушек, включая запасные, с устройством для учета косоуструйности; 4) обеспечение регистрирующими приборами (импульсные аппараты, хронографы, доброкачественная бумага); 5) производство пробных измерений расходов воды.

На русловой низконапорной ГЭС измерение расходов воды проводится обычно в подводющем канале в специальном гидрометрическом створе, предусмотренном в проекте ГЭС, или

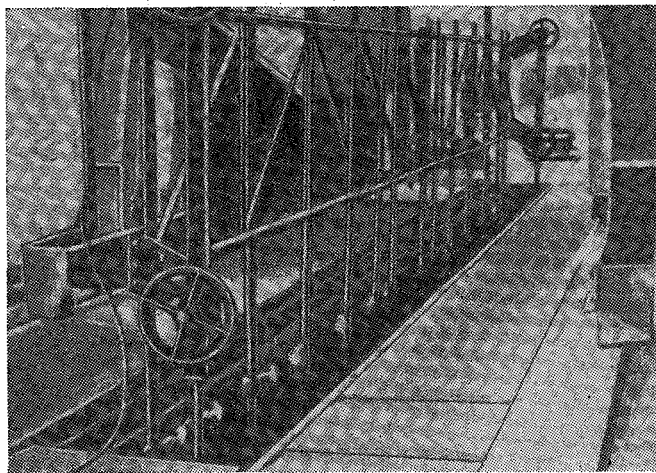


Рис. 43. Опускание вертушек на раме при тарировке турбин крупных ГЭС.

в створе основного или аварийного щита турбины (рис. 11). Если к турбине ведут не один, а два или три водовода, разделенные бычками, измерение должно производиться во всех водоводах, причем, по возможности, одновременно.

Измерение при значительных площадях живого сечения и глубине производится несколькими вертушками одновременно. Вертушки могут укрепляться разными способами. Обычно они располагаются в виде прямого горизонтального ряда. При относительно небольших глубинах (до 10—12 м) вертушки помещают на штангах, закрепленных на раме из металлических труб, опускаемой на тросах (рис. 43).

При больших глубинах (>20 м) применяется более прочное устройство в виде балки с подвешенными на консолях вертушками, заходящей концами в пазы щитов, стенки которых служат опорами для балки. Для опускания и подъема служит кран.

Применяют и рамы, причем следует предпочитать рамы из возможно более тонких металлических труб. Между тем иногда прибегают к рамам из толстых деревянных брусьев, окованных железом, которые могут создавать подпор.

При тарировке агрегатов на волжских ГЭС в последние годы применялась рама, изготовленная из тонких водопроводных труб с вертушками на кронштейнах не в створе рамы, а на 0,8 м позади и на 0,5 м ниже ее (рис. 44) [13]. Преимущество подобного

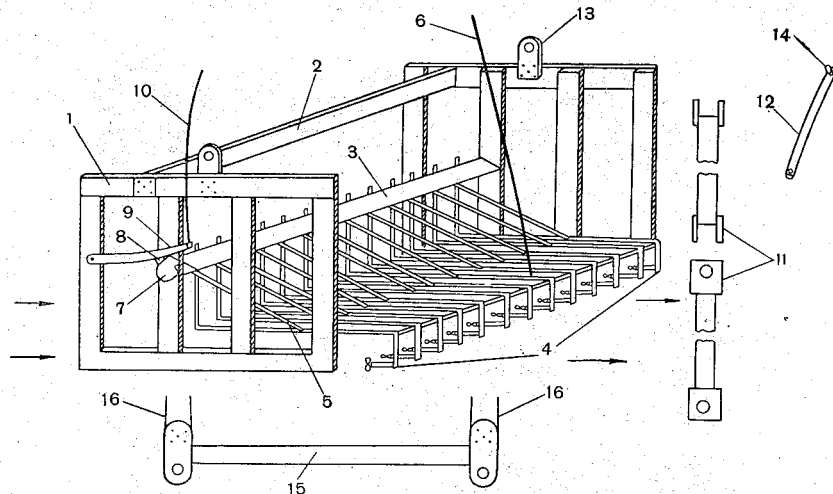


Рис. 44. Схема гидрометрической рамы и приспособлений для измерения расходов воды.

1 — каркасные рамы, 2 — штанга жесткого крепления, 3 — несущая обтекаемая штанга, 4 — кронштейны, 5 — крепления кронштейнов, 6 — опускной трос, 7 — ограничители поворота рамы, 8 — ограничительные выступы, 9 — защелка, 10 — трос установки в рабочее положение, 11 — опускные штанги, 12 — пальцы скрепления штанг, 13 — проушины для крепления штанг, 14 — шпильки, 15 — крановая балка, 16 — трос на блоках.

расположения вертушек по сравнению с их обычным расположением в одной вертикальной плоскости с рамой вызывает сомнение, поскольку влияние рамы и кронштейнов на вертушки может в большей степени исказить действительные скорости, чем при расположении вертушек перед рамой.

На малых ГЭС вертушки опускают на штанге вручную, причем иногда пользуются простейшим штангодержателем.

Измерения скоростей могут производиться точечным или интеграционным методом. При точечном методе вертушка (или ряд вертушек) последовательно перемещается из одного определенного положения в другое; при интеграционном методе перемещение вертушек носит непрерывный характер. Для замера показаний вертушек применяют хронограф, автоматически регистрирующий на ленте время и определенные числа оборотов вертушки, а также расстояние при измерении интеграционным мето-

дом. Хронографы могут регистрировать одновременно работу нескольких вертушек. В настоящее время для записи показаний вертушек начинают использовать импульсные счетчики и фотохронографы.

Число скоростных точек  $n$  в живом сечении ОРГРЭС рекомендует определять из выражения

$$n = (10 \div 20) \sqrt{F},$$

где  $F$  — площадь живого сечения в квадратных метрах.

Шаффернак [71] предлагает брать

$$n = (14 \div 25) \sqrt{F}.$$

При тарировке поворотно-лопастной турбины на одной отечественной крупной ГЭС при площади живого сечения одного водовода

$$NB = F = 16,75 \times 6,33 = 106 \text{ м}^2$$

число скоростных точек на водовод составило 153 (рис. 45) и коэффициент насыщения сечения точками

$$a = \frac{153}{106} \approx 1,45.$$

При тарировке одной зарубежной ГЭС при живом сечении  $5,69 \times 90 = 51 \text{ м}^2$  измерения производились в 126 точках. Существенное значение имеет их расположение. Обычно прибегают к более густому размещению точек у стенок, у дна и у поверхности воды (рис. 46). В примере с отечественной ГЭС опускалось 9 вертушек на штанге с установкой в 17 положений по высоте, т. е. в среднем через 1 м. В примере с зарубежной ГЭС на раме устанавливалось 14 вертушек в 9 положениях по высоте с расстоянием между ними 0,4—0,5 м близ дна и у поверхности и 0,7—0,8 м — в средней части сечения [83].

Расстояния между вертушками по ширине канала также принимаются обычно с возрастанием к середине; в примере с отечественной ГЭС они составляли:

№ вертикали . . . . .	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Расстояние, м . . . . .	0,21	0,41	0,63	0,91	0,99	0,91	0,69	0,40	0,24

В другом случае, при ширине канала 6,6 м, устанавливалось 7 вертушек при следующих расстояниях между ними по ширине: 0,35; 0,70; 1,00; 1,25; 1,00; 0,70; 0,35 м.

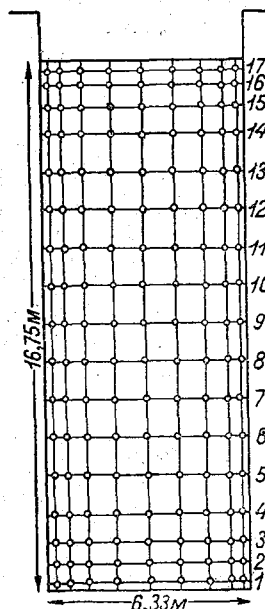
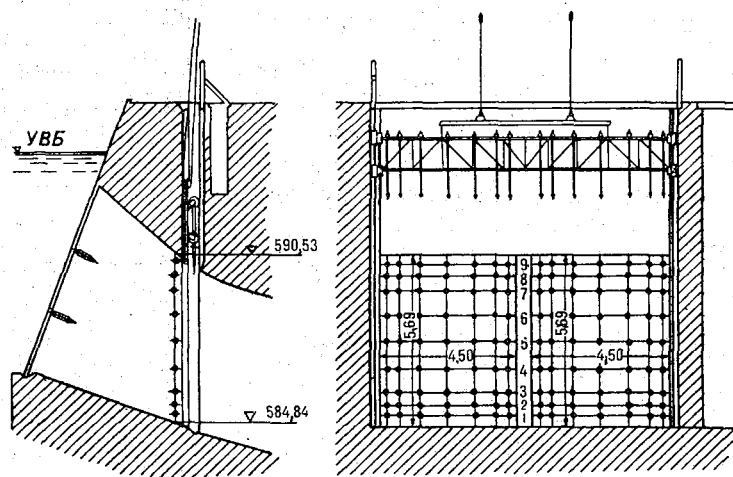


Рис. 45. Распределение скоростных точек при тарировке турбин в подводящем канале.

Крайне важно применять при измерениях компонент-вертушки, т. е. вертушки, нечувствительные к влиянию косоуструйности.

При тарировке на упомянутой выше зарубежной ГЭС измерение скоростей течения производилось одновременно двумя горизонтальными рядами вертушек, причем верхний ряд состоял из компонент-вертушек, не реагирующих на косоуструйность при



✓ Рис. 46. Распределение скоростных точек при тарировке турбин в подводящем канале.

углах до  $40^\circ$ , а нижний — из обычных вертушек. По мере опускания рамы с вертушками компонент-вертушки вставляли на место обычных вертушек, т. е. происходило компарирование вертушек.

В распределении скоростей течения в водоподводящих каналах, вообще говоря, наблюдается некоторая неравномерность, выражающаяся в более или менее определенном увеличении скоростей течения от правой стороны к левой, что объясняется влиянием вращающейся в направлении часовой стрелки турбины.

В табл. 11 приведены иллюстрирующие это положение результаты измерений расходов воды в трех водоводах подводящего канала к турбине при тарировке на уже упоминавшейся отечественной ГЭС.

При тарировке крайне важно, помимо надежного измерения расхода воды, иметь точные значения мощности и напора. Мощность определяется по ваттметрам класса точности  $\pm 0,5\%$  и даже  $\pm 0,2\%$  и на основе выработки по счетчикам. Нагрузка на тарировуемый агрегат, так же как и на соседние с ним, во время

Таблица 11

## Измеренные расходы воды через турбину по водоводам и суммарные

Данные по водоводам									Q <sub>сумм</sub> м <sup>3</sup> /сек.	ΔQ в % по водоводам		
водовод 1			водовод 2			водовод 3				1	2	3
v <sub>1</sub> ср м/сек.	F <sub>1</sub> м <sup>2</sup>	Q <sub>1</sub> м <sup>3</sup> /сек.	v <sub>2</sub> ср м/сек.	F <sub>2</sub> м <sup>2</sup>	Q <sub>2</sub> м <sup>3</sup> /сек.	v <sub>3</sub> ср м/сек.	F <sub>3</sub> м <sup>2</sup>	Q <sub>3</sub> м <sup>3</sup> /сек.				
0,640	106,1	67,95	0,785	105,9	83,2	0,815	105,8	86,2	237,35	29	35	36
0,866		92,0	1,065		112,85	1,110		117,4	322,25	29	35	36
1,095		116,2	1,335		141,4	1,395		147,6	405,2	29	35	36
1,085		114,8	1,370		144,7	1,441		152,2	411,7	28	35	37
1,275		135,3	1,575		166,9	1,605		169,8	472,0	29	35	36
1,795		190,0	2,172		229,5	2,222		234,5	652,0	29	35	36
1,495		158,4	1,831		193,7	1,889		199,4	551,5	29	35	36
1,340		142,0	1,650		174,3	1,719		181,4	497,7	29	35	36
1,161		123,2	1,450		153,2	1,496		157,8	334,2	28	35	37
0,804		85,3	1,020		107,7	1,058		111,7	304,7	28	35	37
1,344		142,3	1,660		175,3	1,680		177,3	494,9	29	35	36

тарировки поддерживается постоянной. Напор при тарировке определяется не всегда одинаково. В известном выражении для полезного напора

$$H_{п} = H_{в.б} - H_{н.б} - \Delta H + \frac{v_{вх}^2}{2g} - \frac{v_{вых}^2}{2g},$$

$\frac{v_{вх}^2}{2g} - \frac{v_{вых}^2}{2g}$  — разность скоростных напоров — обычно небольшая величина, порядка 0,1—0,5 м, с отрицательным знаком.

Иногда при тарировках учитывают только скоростной напор на входе в целях приближения условий тарировки к условиям модельных испытаний на заводе, чем явно завышают напор. Тарировка должна, однако, дать не только зависимости, сравнимые с заводскими, но и зависимости, отвечающие эксплуатационным условиям. При эксплуатации скоростные напоры обычно не учитывают. Выходом из положения, удовлетворяющим и энергетические, и гидрологические требования, являлось бы, очевидно, дифференцированное построение расчетных зависимостей по данным тарировки в двух вариантах, соответствующих заводским условиям и условиям эксплуатации. В отношении мощности агрегатов надо заметить, что она определяется при эксплуатации только на основании показаний счетчиков, т. е. по выработке, и несоответствие в точности определения мощности при тарировке и во время эксплуатации может служить одним из источ-

ников погрешности при определении расходов воды по зависимостям  $Q$ ,  $H$ ,  $N_T$ , полученным при тарировке.

Наиболее сложной и трудоемкой является тарировка поворотного-лопастных турбин.

Тарировка производится, как уже указывалось, по отдельным этапам, и на каждом этапе напор  $H$  поддерживается постоянным. В задачу тарировки входит прежде всего снятие ряда так называемых «пропеллерных» характеристик, т. е. связей к. п. д. турбины  $\eta_T$  с мощностью  $N_T$  при данном постоянном  $H$  и различных постоянных значениях угла  $\varphi$ . Для этого при том или ином значении  $\varphi$  измерения расходов воды производятся при нескольких последовательных открытиях направляющего аппарата  $a$ , близких к тому открытию, которое по заводской характеристике соответствует данному значению  $\varphi$  при оптимальном режиме. Таким образом, производится нащупывание точек оптимальных к. п. д. В табл. 12 приведен перечень измерений расходов воды, произведенных при тарировке поворотного-лопастной турбины на одной отечественной ГЭС; они носили серийный характер.

По данным измерений вычисляются значения  $\eta_T$

$$\eta_T = \frac{N_T}{9,81QH}$$

и строятся кривые связи  $\eta_T = f(N_T)$  и  $a = f(N_T)$  при  $H = \text{const}$  и  $\varphi = \text{const}$ . По максимальным значениям  $\eta_T$  на «пропеллерных» характеристиках проводят огибающие кривые и получают точки связи  $\eta_T$  и  $N_T$  при данном  $H$  (рис. 47) для построения натурной эксплуатационной характеристики турбины. Далее определяют на чертеже точки связи  $\varphi$  и  $a$ , соответствующие максимальным к. п. д., и строят натурную комбинаторную кривую  $\varphi$ ,  $a$  при данном  $H$  (18,05 на рис. 47).

Испытания, произведенные в другое время, при других значениях  $H$ , позволяют получить полную серию комбинаторных кривых и сравнить их с соответствующими заводскими кривыми, как это и сделано на рис. 48. На нем видно, что сдвиг шкалы напоров по натурным данным против заводских достигает весьма значительной величины — порядка 5 м. Очевидно, в данном случае, если считать тарировку достаточно надежной, необходимо изготовить на заводе новый кулачок комбинатора, соответствующий натурным комбинаторным кривым.

При тарировке турбин на крупных высоконапорных деривационных ГЭС измерения скоростей течения приходится производить в трубопроводах. Мерное сечение следует выбирать на расстоянии не менее  $20d$  трубопровода от выше расположенного и  $5d$  от ниже расположенного поворота или стеснения. В створе устанавливается крестовина, на которой закрепляются по несколько вертушек (рис. 49). Опытным установлено, что величины и распределение скоростей в сечениях напорных



Таблица 12

Перечень измерений с указанием величин  $\alpha$  и  $\Phi$ 

Дата опыта	№ опыта	Угол установки лопастей рабочего колеса $\Phi$ , град.	Открытие направляющего аппарата $\alpha$	Способ замера	Способ регистрации работы вертушек	Примечание
26/IX	1	-10,0	465	останов.	секундомером	Опыт тренировочный. Обследован один только водовод № 3
21/IX	2	-10,0	465	останов.	секунд. и хроногр.	В водоводе № 3 работал и хронограф
		-10,0	465	заездн.		
23/IX	3	-5,1	561	останов.	хроногр.	В водоводе № 2 было 2 заезда
		-5,1	561	заездн.	"	
		-5,1	561	"	"	
25/IX	4	0,0	636	останов.	"	
		0,0	636	заездн.	"	
26/IX	5	0,0	636	"	"	
		0,0	670	"	"	
		0,0	592	"	"	
30/IX	6	+5,0	685	останов.	"	
		+5,0	685	заездн.	"	
4/X	7	+15,1	740	"	"	
		+9,9	707	"	"	
		0,0	707	"	"	
		0,0	593	"	"	
		0,0	526	"	"	
5/X	8	+5,0	742	"	"	
		+5,0	709	"	"	
		+5,0	620	"	"	
		+5,0	569	"	"	
6/X	9	-5,1	670	"	"	
		-5,1	592	"	"	
		-5,1	512	"	"	
		-5,1	471	"	"	
		+5,0	742	"	"	

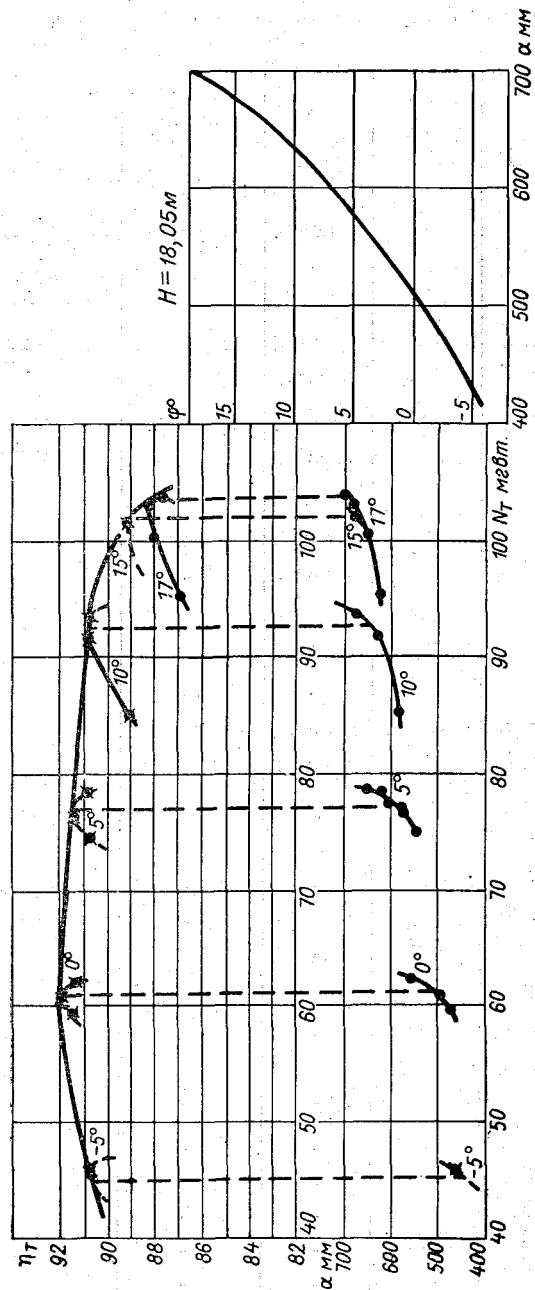


Рис. 47. Построение комбинаторной кривой по тарировке.

трубопроводов в направлении от поверхности к центру примерно одинаковы для любого диаметра. Поэтому тарировку допустимо производить даже при помощи одного конца, т. е. с вертушками, расположенными по одному диаметру. Показания вертушек пе-

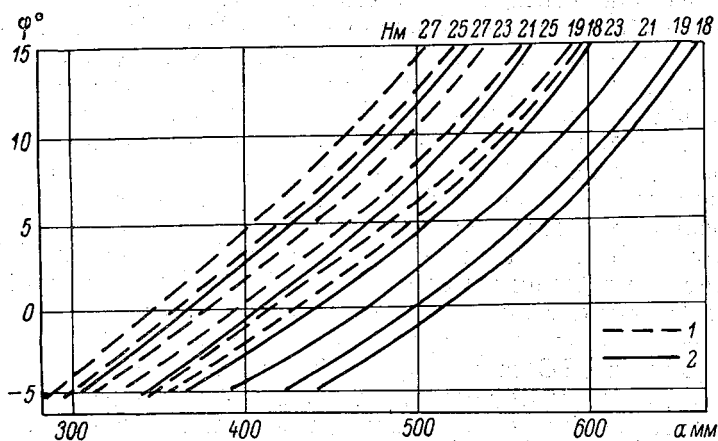
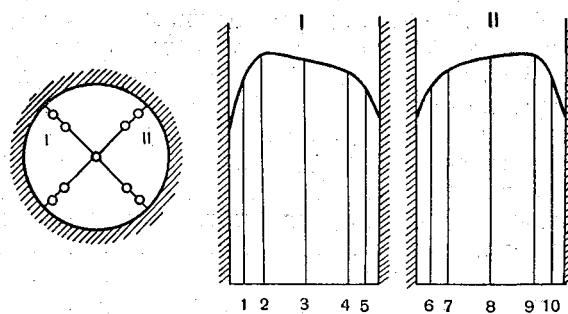


Рис. 48. Сравнение кривых связи  $a$ ,  $\varphi$ ,  $H$ .  
1 — по данным завода, 2 — натурные испытания.



✓ Рис. 49. Расположение вертушек в напорном трубопроводе и эпюры скоростей течения по двум сечениям.

редаются на хронограф, причем провода пропускаются через специальное водонепроницаемое отверстие диаметром порядка 10 мм в трубопроводе.

В некоторых зарубежных инструкциях рекомендуется, впрочем, применение значительно большего числа вертушек, например, в инструкции, изданной в 1957 г. в ФРГ, рекомендуется брать от 13 до 33 вертушек в зависимости от размеров трубопро-

вода [82]. При тарировке гидроагрегата Братской ГЭС в 1963 г. измерения производились при помощи 33 вертушек, расположенных на двух взаимно перпендикулярных концах крестовины — по 17 вертушек на каждом конце. Диаметр трубопровода равнялся 7 м. Расстояние между осями смежных вертушек поблизости от стенок трубопровода составляло 0,20—0,30 м. Число вертушек в данном случае было чрезмерным и слишком тесное расположение их могло сказаться отрицательно на точности измерений. При тарировке в Братске сигналы с вертушек поступали на фотохронографы, которые работали бесперебойно. Указанные выше нормы расстояний до поворотов трубопровода не могли быть выдержаны и, очевидно, при трубопроводах больших диаметров требования в этом отношении должны быть смягчены.

В отдельных случаях тарировку на деривационных ГЭС производят при помощи измерений расходов воды в отводящих каналах. Но эти случаи скорее относятся к разряду гидрометрических проверок, о чем сказано несколько ниже.

На малых ГЭС тарировку турбин иногда приходится проводить на русловом гидростворе в нижнем бьефе из-за невозможности измерений в подводящем и отводящем каналах (см. подробнее в гл. IV).

Если в результате тарировки натурные характеристики пропускной способности расходятся с соответствующими заводскими характеристиками, дальнейшие подсчеты стока рекомендуется производить по натурным характеристикам, но только при условии, что точность тарировки достаточна для такого решения.

Какая же точность может быть достигнута при тарировке с помощью вертушек?

При нормальных условиях проведения тарировки наибольшая однозначная погрешность будет складываться из следующих частных погрешностей:

- |   |      |
|---|------|
| 1) погрешность определения мощности (при ваттметрах класса точности $\pm 0,5$ ) . . . . . | 0,5% |
| 2) погрешность определения напора . . . . .   | 0,2% |
| 3) погрешность определения расхода воды . . . . .   | 1,5% |
| 4) погрешность при обработке . . . . .  | 0,3% |
| Суммарная погрешность . . . . .   | 2,5% |

Следует подчеркнуть, что приведенная величина погрешности является приближенной. При равнозначных частных погрешностях суммарная погрешность может быть и меньше указанной, но при недостаточно точных измерениях ее величина может значительно возрасти и свести на нет значение тарировки. Во всяком случае возможная неточность тарировки должна учитываться при рассмотрении ее результатов. Исходить при этом можно из указанной выше величины суммарной погрешности, внимательно анализируя условия данной тарировки и внося соответствующие поправки. При этом следует иметь в виду, что

измерение расхода воды вертушечным методом с точностью не менее 1,5% будет обеспечено только при весьма тщательной подготовке к тарировке и проведении ее по полной программе. Большое значение имеет обязательное проведение повторных измерений при одном и том же режиме, поскольку их результаты могут служить веским показателем точности тарировки. Характерный пример в этом отношении приводит М. В. Гуцин [27]. При испытаниях на Гюмушской ГЭС расход воды измерялся вертушками в трубопроводе, казалось, достаточно точно. Однако подсчеты дали несообразно высокое значение к. п. д. турбины — 98%. При вторичных измерениях, произведенных тем же методом и при том же режиме, к. п. д. получился равным 92%. Очевидно, испытания следовало продолжить, не изменяя режима и тщательно проверив технику измерений и обработки.

Вообще следует считать обоснованными предложения установить при натуральных тарировках обязательную норму в 3—4 измерения расхода воды при одном и том же режиме [62]. Это несколько удорожит испытания и увеличит их продолжительность, но и обеспечит большую точность и надежность результатов.

Из указанного ясно, что при небольших расхождениях, порядка 1—3%, между заводскими и натурными характеристиками не всегда можно решить, являются ли эти расхождения результатом неточности заводских характеристик или погрешностей при тарировке. В ряде случаев вторая причина более обоснована; например, при достаточно высоких значениях к. п. д. турбин получение при тарировке еще более высоких их значений не будет уточнением и даже может граничить с абсурдом, как в примере с Гюмушской ГЭС. В таких случаях иногда правильнее сохранять заводские характеристики.

С осторожностью надо оценивать и небольшие расхождения в к. п. д. однотипных турбин, полученные при тарировках, в особенности при тарировках, произведенных методами различной точности.

В статье Т. А. Филипповой [62] приведены рабочие характеристики агрегатов № 1, 2, 3 и 5 Новосибирской ГЭС, полученные методом натурной (агр. № 3) и косвенной (прочие агрегаты) тарировки (рис. 50).

Расхождения между к. п. д. по отдельным характеристикам составляют 0,5—1%. Очевидно, здесь для всех агрегатов следует принять единую характеристику, полученную по более точному методу.

Причина более крупных расхождений к. п. д. однотипных агрегатов по данным натурной тарировки может быть комплексной, причем не учитывать возможной неточности тарировки все равно и в этих случаях нельзя. На Волжской ГЭС им. В. И. Ленина по данным тарировки агрегатов № 2 и 16 их к. п. д. разошлись примерно на 5%, причем к. п. д. берегового агрегата № 2

получился выше, чем агрегата № 16, тогда как условия эксплуатации прибрежных агрегатов более неблагоприятные. На ГЭС указанное расхождение объяснили засорением водоводов агрегата № 16 [72], что является только предположением. Очевидно, здесь встает вопрос и о точности тарировки; в подобном случае она должна быть повторена.

Кроме вертушечного способа, для тарировки турбин применяется способ гидравлического удара.

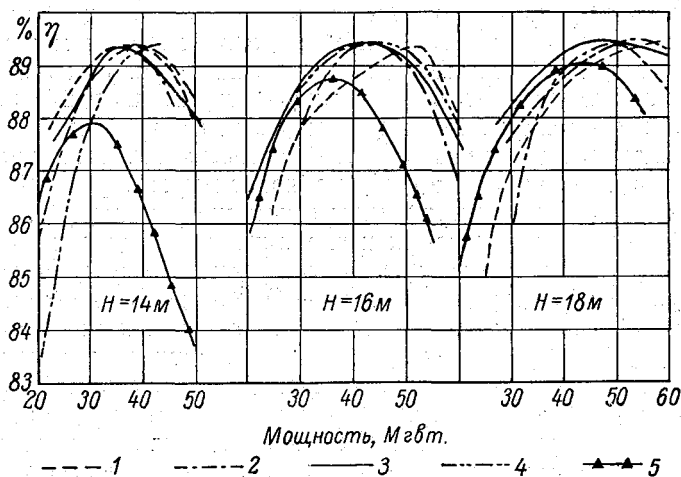


Рис. 50. Рабочие характеристики гидроагрегатов Новосибирской ГЭС.

1 — агрегат № 1; 2 — агрегат № 2; 3 — агрегат № 3; 4 — агрегат № 4; 5 — модель.

Тарировка турбин способом гидравлического удара представляет большой интерес ввиду трудностей, связанных с применением вертушек. Способ основан на том, что в водоподводящем трубопроводе при быстром закрытии какого-либо затвора, например направляющего аппарата турбины, вследствие быстрого затормаживания движущейся массы воды происходит резкое увеличение давления, регистрируемое специальным самопишущим прибором в виде диаграммы «время — давление». По величине возросшего давления можно судить о величине расхода воды, протекавшей по трубопроводу перед закрытием затвора (рис. 51).

Гибсон [25] предложил следующую зависимость для определения расхода воды указанным способом:

$$Q = \frac{gA}{rsF} \text{ м}^3/\text{сек.},$$

где  $g$  — ускорение силы тяжести ( $9,81 \text{ м/сек}^2$ ),  $A$  — площадь диаграммы «время—давление» в  $\text{см}^2$ ,  $r$  — число сантиметров, отвечающее разности давления в 1 м водяного столба,  $s$  — число сантиметров, отвечающее скорости движения ленты,  $F$  — коэффициент, характеризующий форму водовода между измерительными створами;  $F = \sum \frac{l_i}{w_i}$ , где  $l_i$  — длина отдельных участков водовода, а  $w_i$  — средняя площадь сечения участков.

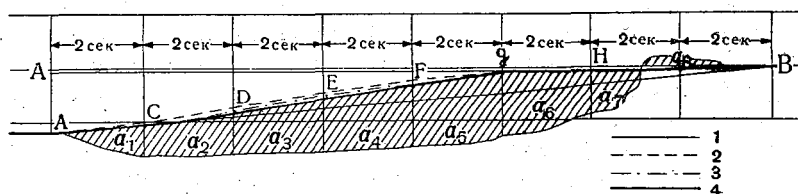


Рис. 51. Диаграмма «время—давление» к способу Г. Г. Горбунова.  
Опыт I. Сброс нагрузки 30 мвт в течение 16 сек.  
1, 2, 3, 4 — первое, второе, третье и четвертое приближение при подсчете площади.

Оценивая точность метода Гибсона, Шаффернак в свое время писал, что «сравнительные измерения с другими способами показали, что точность метода Гибсона почти равна точности вертушечных измерений, произведенных вертушками хорошего качества» [71].

Способ Гибсона требует, однако, наличия трубопровода и притом длиной не менее 20—30 м. Между тем на многих низконапорных крупных ГЭС трубопровода не имеется. В подобных случаях было предложено (Г. Г. Горбуновым) измерять давление при быстром закрытии затвора не в трубопроводе, а в отсасывающей трубе.

Для записи диаграммы «время — давление» Г. Г. Горбунов и С. И. Кончуков сконструировали прибор, «широкий сосуд которого, содержащий поплавок, присоединяется к коллектору, заложенному в выходном сечении отсасывающей трубы, а сменный сосуд — к коллектору, заложенному в наиболее суженном сечении трубы (в начале диффузора)».

Способ Горбунова испытывался при тарировке турбины Верхне-Свирской ГЭС. Сброс нагрузки 30 мвт был произведен при этом в течение 16 сек. Испытания на р. Свири ограничились измерением 4 расходов воды, причем определенный и вполне благоприятный результат был получен только для одного измерения, а в трех случаях получению данных помешали перебои в работе регистрирующего давление прибора. Способ Горбунова заслуживает внимания и требует дальнейших производственных испытаний.

### Гидрометрическая поверка в нижнем бьефе

На крупных ГЭС, помимо натурной тарировки турбин, требующей серьезной подготовки и возможно большей точности при измерениях, зачастую в очень трудных условиях, возможна гидрометрическая проверка общей точности подсчетов расходов воды через турбины. Такая проверка производится путем измерения ряда расходов воды в нижнем бьефе ГЭС, причем в периоды измерений на ГЭС поддерживаются каждый раз постоянные расходы.

Подобная работа была успешно проведена на одной волжской ГЭС.\*) Расходы воды определялись на гидростворе в нескольких километрах ниже ГЭС. Скорости течения измерялись одновременно на 11 вертикалях. Расходы воды в створе ГЭС задавались по эксплуатационной характеристике турбин и для определенных серий измерений поддерживались постоянными; всего было измерено 15 расходов воды при трех различных постоянных величинах расходов воды на ГЭС, по 5 измерений на каждый постоянный расход. Результаты измерений приведены в табл. 13. Они позволили оценить точность подсчетов стока на ГЭС и признать ее достаточной.

Таблица 13

Результаты гидрометрической проверки точности подсчета расходов воды через турбины .....ГЭС

Дата	№ расхода воды	Уровни на г/ст, м	Число работающих турбин	Расходы воды, м <sup>3</sup> /сек.		Отклонения, %
				Q <sub>изм</sub>	Q на ГЭС	
31/X	1	85,09	4	1348	1304	-3,8
	2	85,10	4	1358	1304	-4,0
	3	85,12	4	1358	1304	-4,0
3/XI	4	85,11	4	1358	1304	-4,0
	1	84,64	4	1029	1021	-1,0
	2	84,64	4	1026	1021	0,0
4/XI	3	84,66	4	1020	1021	0,0
	4	84,67	4	1060	1021	-3,7
	5	84,66	4	1043	1021	-2,1
	1	84,24	3	796	771	-3,1
	2	84,25	3	748	771	3,1
	3	84,26	3	773	771	0,0
	4	84,24	3	792	771	-2,7
	5	84,24	3	794	771	-2,9

\*) В 1964 г. ГГИ была вполне успешно осуществлена тарировка агрегатов Нарвской ГЭС по способу гидрометрической поверки с измерением расходов воды на гидростворе в деривационном канале в 2 км выше ГЭС.



Несколько иного характера поверочные измерения производились в нижних бьефах двух крупных ГЭС Ленэнерго. Расходы воды на гидростворах в нескольких километрах ниже ГЭС измерялись при помощи вертушек непрерывно в течение 2—3 дней при обычном режиме работы ГЭС. При обработке материала вводились поправки на добегание; измеренные расходы с поправками на добегание получились в общем близкими к расходам воды, подсчитываемым по эксплуатационным характеристикам турбин на ГЭС.

К гидрометрической поверке могут быть отнесены и измерения расходов воды в отводящих каналах деривационных ГЭС, производимые с целью проверки точности определения расходов воды через гидроагрегаты. В отдельных случаях измерения расходов производятся для тарировки водосливов, расположенных в отводящих каналах и служащих для регулярного учета стока через турбины ГЭС. Подобная работа проведена, например, А. Г. Кобахидзе для водосливов отводящего канала ХрамГЭС-1.

#### Косвенные методы поверки

Наиболее распространенным косвенным (относительным) методом тарировки является в настоящее время метод, предложенный и применяемый И. А. Чернятиным (Институт гидротехники им. Воденеева) для проверки рабочих характеристик гидротурбин, комбинаторных кривых и для тарировки расходомеров [17, 68, 69].

По методу Чернятина расходы воды в натуре не определяются, а заменяются на первой стадии подсчетов через произведение  $k\sqrt{\Delta h}$ , где  $\Delta h$  — измеряемый перепад давления в двух точках спиральной камеры. Как уже указывалось, принятие зависимости между расходом воды и перепадом давления квадратичной не является абсолютно точным, и погрешность в отдельных случаях может достигать 1—2%.

По методу Чернятина первоначально определяются условные к. п. д. гидротурбоблока  $\eta_6$ . На основе известной формулы  $N = 9,81 \eta_6 QH$  после замены  $Q$  на  $k\sqrt{\Delta h}$  получается

$$\eta_{\text{усл}} = k\eta_6 = \frac{N}{9,81 \sqrt{\Delta h} H},$$

где  $\eta_6$  — произведение из к. п. д. водоподводящих сооружений, генератора и турбины. Значения  $\eta_{\text{усл}}$  определяются при различных нагрузках и разных  $H$ .

Переход от условных к. п. д. к фактическим осуществляется путем принятия для точки с максимальным условным к. п. д. значения к. п. д. турбины, равным значению ее максимального к. п. д. по заводской эксплуатационной характеристике. Переход

от условных к. п. д. к фактическим принят в данном методе из соображения, что к. п. д. модели и к. п. д. турбины обычно имеют наиболее близкие значения на максимуме.

По принятому значению к. п. д. турбины и известным значениям к. п. д. генератора и водоподводящих сооружений определяется «фактическое»  $\eta_6$  и коэффициент  $k$ . Знание  $k$  дает возможность вычислить  $Q$  и тарировать расходомеры. Комбинаторные зависимости проверяются попутными отсчетами  $a$  и  $\varphi$ . Кроме того, могут быть построены и рабочие характеристики турбины  $\eta_T = f(N)$ , для которых к. п. д. на максимуме равен заводскому к. п. д., а ветви могут расходиться с полученными на основе модельных испытаний. По вычисленным к. п. д. турбины «корректируются» и заводские эксплуатационные характеристики ( $\eta_T, N_T, H$ ) и характеристики пропускной способности гидроагрегатов, служащие для подсчетов стока.

Данный метод значительно менее трудоемок по сравнению с натурной тарировкой, но его слабые стороны — допущение о квадратичной зависимости  $Q$  от  $\Delta h$ , переход от  $\eta_{\text{усл}}$  к фактическому к. п. д. по максимальному заводскому значению к. п. д. и приближенное определение к. п. д. водоподводящих сооружений — могут приводить к серьезным погрешностям.

В задачу проверки рабочей характеристики должна входить и проверка максимальных значений к. п. д. агрегата, что указанным методом не обеспечивается. Вместе с тем этот метод в силу относительной простоты получил известное распространение. Его применение нельзя рассматривать как замену тарировки абсолютных методом. При отдельных тарировках последних лет метод Чернятина применялся параллельно с абсолютным методом.

Для проверки комбинаторных кривых прибегают и к другим методам. Одним из наиболее простых является следующий: при заданной нагрузке  $N$  и постоянном  $H$  посредством ручного регулирования поворачивают пространственный кулачок таким образом, чтобы ролик пришелся вместо кривой, соответствующей данному напору  $H$ , например, напору 15,5 м на рис. 32, б, на кривую другого, ближайшего по значению напора, например 14 м. Если комбинаторные зависимости правильны и пространственный кулачок комбинатора в точности является их отображением, перепад давления должен увеличиваться вслед за указанным перемещением ролика, свидетельствуя тем самым об увеличении расхода воды, компенсирующем падение к. п. д. при неизменных  $N$  и  $H$ , в соответствии с зависимостью  $N_T = 9,81 \eta_T QH$ .

Обратный случай, т. е. уменьшение перепада давления, а следовательно, и расхода воды попутно с заданным перемещением ролика, свидетельствовал бы об увеличении к. п. д. и, следовательно, о несоответствии заводских комбинаторных зависимостей условию обеспечения наивыгоднейшего в отношении к. п. д. режима работы турбины, поскольку отклонение от действующих

комбинаторных кривых вызывает увеличение, а не уменьшение к. п. д.

Указанным путем на одной из ГЭС было установлено, что комбинаторное устройство дает погрешность в напоре порядка 3 м, т. е. для работы в оптимальном режиме ролик кулачка следует переставлять, положим, с напора 24 м на напор 21 м. Ошибка в расходе воды, определяемом по характеристике пропускной способности для оптимального режима, оценивалась в данном случае в 3% в сторону занижения.

Подобный же по существу своему, но несколько более строгий способ проверки комбинаторного режима с помощью расходомеров, хотя бы и непротарированных, но оборудованных надежными дифманометрами, предложен А. Листом [84].

По предлагаемому способу для ряда значений мощностей  $N_1, N_2, \dots$  при постоянном напоре  $H$  следует отметить соответствующие разности давлений  $\Delta h_1, \Delta h_2, \dots$  на расходомере.

Значения  $N_1, N_2$  и т. д. являются величинами мощности, используемыми при текущем подсчете расходов воды по характеристике пропускной способности, которая, как предполагается, соответствует работе турбины на наиболее выгоднейшем режиме. Поэтому, согласно характеристике, по данным значениям  $N_1, N_2$  и т. д. при данном  $H$  будут получены значения расходов воды, соответствующих наиболее выгоднейшим к. п. д. Однако на самом деле неизвестно, являются ли значения полученных расходов воды истинными, поскольку неясно, поддерживается ли в действительности регулированием (комбинаторным устройством) наиболее выгоднейший режим на ГЭС. Можно допустить, что истинным значениям расходов воды отвечают полученные на расходомере разности давления  $\Delta h_1, \Delta h_2$  и т. д. Если они соответствуют наиболее выгоднейшему режиму, то значения  $N_1, N_2$  и т. д. должны быть наибольшими возможными при данном расходе воды и данном напоре.

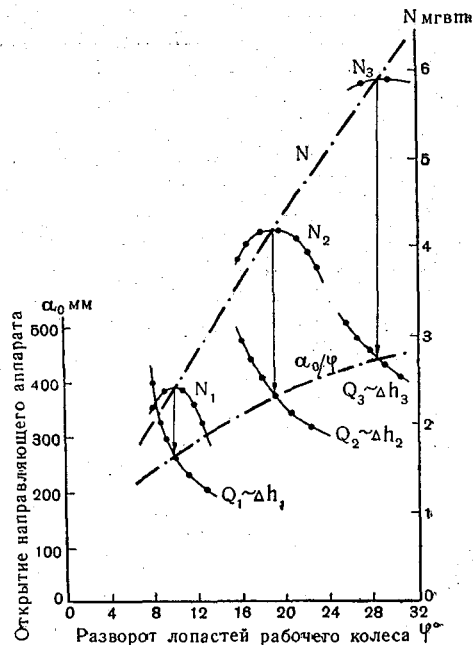


Рис. 52. Установка поворотно-лопастных турбин на наилучшие к. п. д. с помощью расходомера.

Удостовериться в этом можно, проведя в производственных условиях серию следующих испытаний.

Будем поддерживать на расходомере разность давления  $\Delta h_1$  постоянной при постоянном напоре, изменяя соотношение  $a/\varphi$ . Мощность будет изменяться. Максимальная мощность будет соответствовать наивыгоднейшему режиму.

Если мощность  $N_{\text{макс}}$  совпадает с первоначально полученным значением мощности  $N_1$ , это будет свидетельством работы турбины на наивыгоднейшем режиме. В противном случае можно считать, при условии доверия к показаниям расходомера, что турбина работает не с наивыгоднейшим к. п. д., т. е. не при наилучшем соотношении  $a/\varphi$ , и расход воды, снимаемый с характеристики пропускной способности по полученному  $N_1$ , при данном  $H$  будет преуменьшенным.

Такие же испытания надо проделать для  $\Delta h_2$ ,  $\Delta h_3$ , и т. д. В конце концов получится кривая наивыгоднейшего соотношения  $a/\varphi$ , связанная со значениями  $\Delta h$ . С ее помощью можно регулировать работу турбин. Кривая и ее получение изображены на рис. 52.

## Глава II

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ СБРОСНЫХ РАСХОДОВ НА ГЭС И ГИДРОУЗЛАХ

Вторая составляющая суммарного расхода воды в створе той или иной ГЭС ( $Q_{\text{ш}}$ ) представляет расход воды, который в силу различных причин не может быть в данное время использован для выработки энергии в створе ГЭС или гидроузла и сбрасывается через специальные водосливные устройства.

Пропускная способность водосливных устройств определяется при проектировании ГЭС. Расчеты производятся обычно по существующим гидравлическим формулам, причем значения эмпирических коэффициентов в этих формулах в настоящее время в отношении крупных ГЭС обычно уточняются на основе данных лабораторных испытаний на модели проектируемой плотины. При расчетах решающее значение для размеров водосливного фронта в целом (рис. 53) имеет, конечно, класс сооружения и величина заданного максимального расхода воды, очень часто преувеличиваемая, но, несомненно, известную роль играет также выбор расчетных гидравлических формул и коэффициентов в них.

При указанных расчетах гидротехники до последнего времени видели свою основную задачу в абсолютном обеспечении пропуска через плотину максимальных расходов. Это приводило и приводит нередко к тому, что сверх того запаса, который заключен в самой величине заданных максимальных расходов, при расчетах пропускной способности плотины по формулам и даже на основе данных лабораторных испытаний (см. пример на стр. 123) вводился дополнительный запас.

Сравнение данных по стоку в створах ГЭС и на ближайших к ним постах Гидрометслужбы свидетельствует, как уже упоминалось, о том, что сток в створах ГЭС в большинстве случаев

получается несколько меньшим, чем на соответствующих постах ГЭС. Расхождения указанного знака могут, разумеется, объясняться различными причинами, как то: преуменьшением стока через турбины, преувеличением стока на постах и т. д. Однако в какой-то мере здесь играет роль и запас в расчетах сбросных расходов воды. В настоящее время к гидротехникам и энергетикам предъявляется справедливое требование давать не только надежные, но и экономически оправданные расчеты. Очевидно, это скажется, помимо выбора величин расчетных максимальных расходов, и на более строгом отношении к возможным

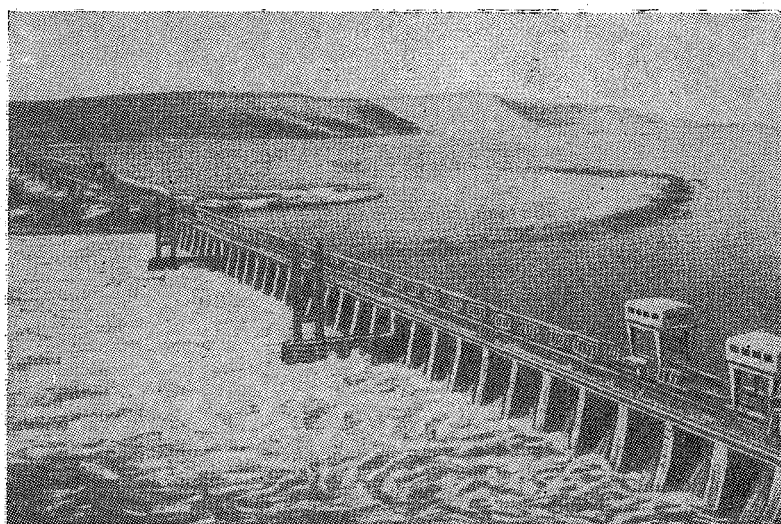


Рис. 53. Вид на водосливную плотину.

запасам в гидравлических расчетах. Основной задачей гидрологов является добиваться возможно более точного учета стока на ГЭС. При осуществлении этого они могут способствовать уточнению расчетов вообще и тем самым внести свой вклад в дело удешевления строительства новых ГЭС. В связи с указанной задачей гидрологи должны иметь достаточно ясное представление о современном положении дела с расчетами расходов воды через водосливные отверстия на ГЭС, должны уметь самостоятельно прокорректировать эти расчеты и настоять на внесении в них необходимых поправок. Гидрологам необходимо также знать о существующих неясностях и неопределенностях в рекомендациях по расчетам сбросных расходов, устранимых иногда только путем натурной проверки, а также о нередко встречающихся «случайных» ошибках (неверные указатели отсчета открытия

щитов и др.), бороться с которыми можно только путем непосредственного контроля.

При освещении данного вопроса в настоящей главе ставится цель познакомить гидрологов не только с состоянием дела в отношении существующей методики расчетов, но и с применением их на практике.

Заметим, что главной причиной, обуславливающей сбросы, является превышение притока воды к гидроузлу над предельно возможным полезным стоком (через турбины, через шлюзы и на прочие нужды) при невозможности полного зарегулирования излишков притока в водохранилище (в верхнем бьефе ГЭС или выше по реке и на притоках).

Второй причиной сбросов могут явиться попуски специального назначения, производимые вне зависимости от переполнения водохранилища.

В отдельных случаях они могут достигать крупных размеров, например на реках, где требуется ежегодно много воды на затопление рыбных нерестилищ. При таких условиях в маловодные годы сбросы производятся и из неполных водохранилищ.

При наличии водохранилища большой емкости, обеспечивающего многолетнее регулирование стока, сбросы будут минимальными. Например, на Рыбинской ГЭС, располагающей огромным регулятором стока в виде Рыбинского водохранилища, сбросы за 15-летний период (1942—1957 гг.) эксплуатации ГЭС производились всего один раз и составили ничтожную долю (0,4%) от полного стока за период. Таково же положение на Верхне-Свирской ГЭС, где сток зарегулирован Онежским озером, и на Иркутской гидростанции, где имеется такой мощный регулятор стока, как оз. Байкал.

В дальнейшем, после полного сооружения каскадов ГЭС на отдельных крупных реках — Волге, Днепре, Ангаре и др. — суммарная емкость водохранилищ этих каскадов позволит вовсе избегать сбросов воды, вызываемых годовыми и сезонными колебаниями естественной приточности. Сбросы на попуски специального назначения могут в отдельных случаях оказаться неизбежными и в условиях полных каскадов.

На ГЭС, не имеющих, по существу, водохранилища, а только подпорный верхний бьеф в пределах русла реки, сбросы, как правило, производятся ежегодно в периоды основного, а иногда и второстепенных паводков и составляют в среднем 30—50% от годового стока (Волховская, Кегумская ГЭС и др.), а на многих малых ГЭС и больше 50%. На величину сбросов оказывают влияние, помимо искусственного зарегулирования стока, также естественный водный режим реки и пропускная способность турбин.

## 1. СХЕМЫ ОТВЕДЕНИЯ СБРОСНЫХ РАСХОДОВ ВОДЫ И РАЗМЕЩЕНИЕ ВОДОСЛИВНЫХ ОТВЕРСТИЙ

Неиспользуемые на ГЭС расходы воды  $Q_{\text{ш}}$  сбрасываются или пропускаются в реку, помимо турбин, различными путями и способами. Схемы отведения сбросных расходов воды связаны в значительной мере с типами ГЭС.

Напомним, что у русловых ГЭС сооружения, как правило, сосредоточены в одном узле (исключения указаны в гл. 1); у смешанных ГЭС плотина и здание ГЭС расположены в разных местах.

В соответствии с указанным, основные схемы отведения неиспользуемых расходов воды таковы:

1. На русловых ГЭС водосливные устройства сосредоточены, как правило, в одном пункте, а именно — в створе ГЭС (рис. 4), при различном распределении по створу и разных типах водосливных отверстий. В отдельных, в общем редких, случаях расположения плотины и здания ГЭС русловой гидроустановки в двух пунктах (рис. 14) водосливные устройства в зависимости от условий на данном объекте располагают либо в одном пункте — в створе плотины, либо в двух — на плотине и в створе ГЭС. На многих совмещенных русловых ГЭС основные водосливные отверстия располагаются на водосливной плотине, и, кроме того, имеются водосливные отверстия в блоках ГЭС рядом с турбинными трактами.

Такие ГЭС можно считать ограниченно совмещенными. Совмещенными в полном значении этого слова являются ГЭС, у которых водосливная плотина вовсе отсутствует и водосливные отверстия полностью расположены в турбоблоках (Иркутская, Камская, Киевская и др.).

2. На смешанных ГЭС водосливные устройства располагаются в следующих местах: а) на плотине в русле реки в целях отведения основных неиспользуемых расходов воды; б) на линии деривации, обычно в уравнительном бассейне, для сброса вод при непредвиденных остановках ГЭС.

3. На деривационных ГЭС водосливные устройства располагаются на линии деривации, обычно также в уравнительном бассейне, а для учета количества воды, пропускаемого в реку, помимо деривации, применяется при необходимости обычный гидрометрический способ наблюдений за уровнями воды и измерений расходов воды на русловом посту.

Способы сброса воды и размещение водосливных отверстий в плотинном узле ГЭС и по линии деривации, а также выбор вида отверстий зависят от ряда обстоятельств, среди которых отметим следующие:

- 1) тип и расположение основных сооружений,
- 2) величина расчетного максимального расхода воды,



- 3) сила и характер ледохода,
- 4) необходимость опорожнения водохранилища,
- 5) режим водного потока и русла при сбросах непосредственно ниже сооружения.

Основным назначением водосливных сооружений на гидроузлах является, как уже указывалось, отведение неиспользуемых расходов воды в период эксплуатации ГЭС. Однако при известных условиях и в период строительства ГЭС, на одном из

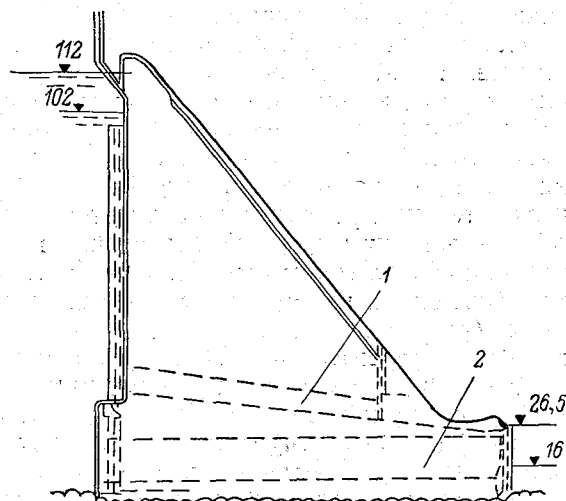


Рис. 54. Водосбросы в теле высоконапорной плотины.

1 — глубинные отверстия; 2 — донные отверстия.

этапов ее возведения, возникает необходимость в специальных водосбросных сооружениях для отведения строительных расходов воды, причем иногда требуется вести регулярный учет стока через эти сооружения. Они предусматриваются как временные водосбросы в проектах ГЭС. Строительные расходы при строительстве ГЭС вначале отводятся по свободной части русла, а после его перекрытия — через гребенку сооружаемой плотины или турбоблоков. На высоконапорных плотинах требуется сооружение водосбросов тоннельного типа, располагаемых в теле плотины в 1—4 яруса по высоте (рис. 54). По мере возведения плотины нижерасположенные водосбросы закладываются бетоном и в действие вступают более высокие. Водосбросы для строительных расходов воды могут частично использоваться и в период эксплуатации ГЭС. Например, в плотине Братской ГЭС водосбросы для строительных расходов были сооружены в виде двух ярусов тоннелей в теле плотины [44]. Водосбросы нижнего

яруса действовали всего один месяц после начала наполнения водохранилища и затем были заложены бетоном, а на их место вступили в действие водосбросы 2-го яруса, часть которых предназначена для работы и в эксплуатационный период. В проекте Саянской ГЭС при высоте плотины более 200 м предусмотрено 4 яруса тоннельных водосбросов, причем водосбросы двух нижних ярусов будут служить для отведения только строительных расходов, водосбросы 3-го яруса — строительных и эксплуатационных расходов и водосбросы 4-го, верхнего яруса — только эксплуатационных расходов. Помимо тоннельных водосбросов, на обеих ГЭС имеются водосливные отверстия на гребне плотины.

Гидрологам, связанным с гидрологическим обеспечением ГЭС в строительный период, необходимо знать размеры, расположение и характеристики водосбросов для строительных расходов воды в целях контроля за подсчетами стока по ним. В настоящее время на стройках производятся натурные тарировки водосбросов для строительных расходов в целях уточнения расчетов их пропускной способности в дальнейшем, поскольку по данному роду водосбросным сооружениям имеется меньше всего опытных данных. Результаты одной из тарировок приведены в разделе 2 настоящей главы (рис. 98).

Отведение неиспользуемых на ГЭС эксплуатационных расходов воды производится в основном следующими способами:

1) путем свободного перелива через гребень глухой водосливной плотины (рис. 55), допускающей по роду материала (каменные, бетонные, железобетонные плотины) подобный перелив; на низконапорных малых ГЭС при широкой пойме, перекрытой земляной дамбой, в отдельных случаях допускается перелив высоких вод через дамбу с последующим ее восстановлением;

2) посредством сброса воды через поверхностные щитовые отверстия в плотине или вне ее; здесь термин «поверхностные» применен в конструктивном, а не в гидравлическом понимании, т. е. поверхностными называются все отверстия в плотине или вне ее, начинающиеся от поверхности (гребня) сооружения. Подобные отверстия в зависимости от типа затворов и от полного или частичного их открытия<sup>1</sup> могут работать и как водосливы, т. е. при свободном доступе воздуха к переливающейся струе сверху, и как отверстия, т. е. без доступа воздуха к струе сверху (рис. 56);

3) путем сброса вод через глубинные водосбросы и водоспуски — галереи, туннели, трубы, закладываемые в тело плотины или в берега и работающие исключительно под напором.

<sup>1</sup> При подъеме щита на неполную высоту под открытием его понимается высота, на которую поднят щит над порогом водосливного отверстия, т. е. над ребром верхней грани следующего нижнего ряда щитов или над порогом водосливной части плотины, а иногда непосредственно над флютбетом.

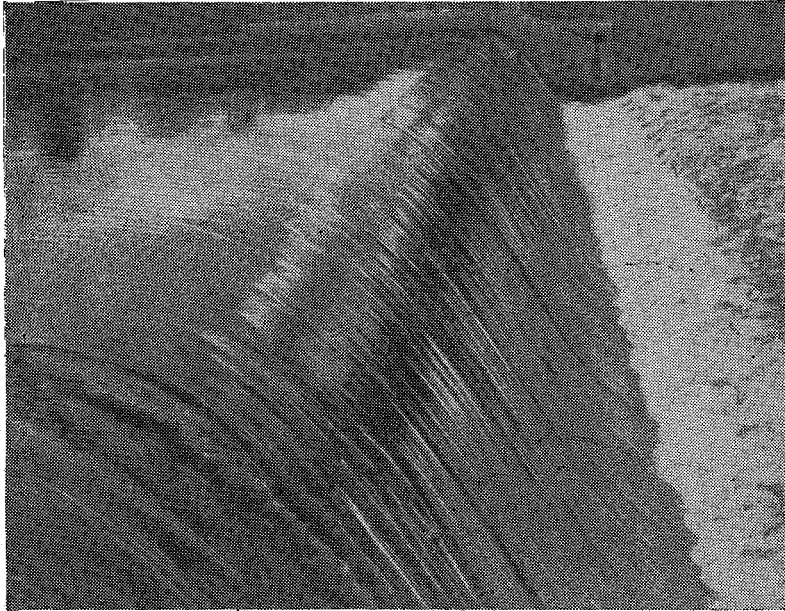


Рис. 55. Перелив через гребень глухой водосливной плотины (водослив практического профиля).

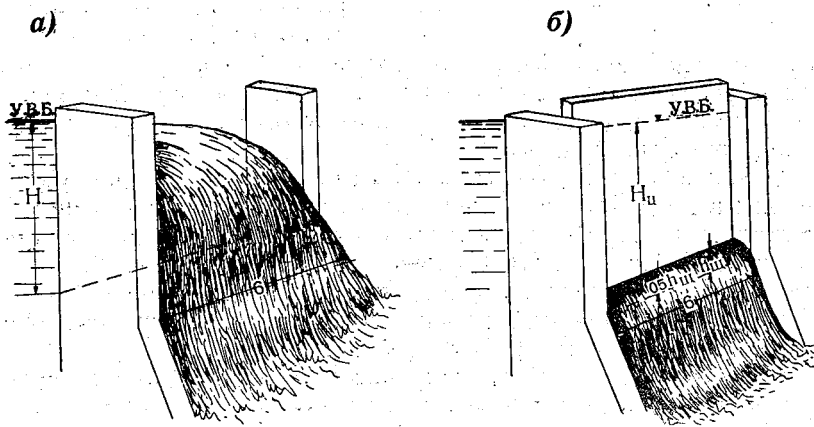
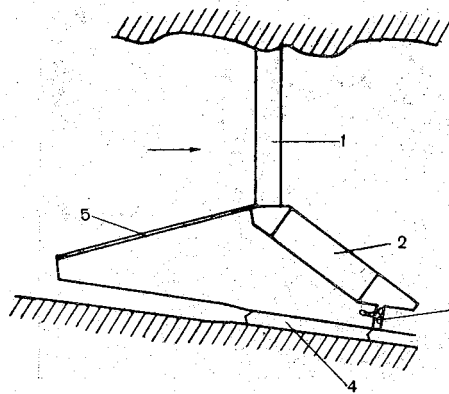


Рис. 56. Основные гидравлические типы отверстий.

*а* — водослив; перелив через вырез в стенке; *б* — донное отверстие; истечение из-под шита.

На практике сбросные расходы воды на русловых приплотинных низко- и средненапорных ГЭС в настоящее время в большинстве случаев отводятся через поверхностные водосливные отверстия в плотине, однако встречаются случаи комбинированного отведения сбросных расходов, например, через гребень глухой плотины и через глубокие поверхностные водоспуски, расположенные вне плотины (рис. 57).

При наличии высоких плотин сбросы осуществляются чаще через гребень плотины или неглубокие поверхностные водо-



✓ Рис. 57. Расположение отдельных сооружений в створе ГЭС.

1 — глухая водосливная плотина; 2 — здание ГЭС; 3 — донные водосбросы; 4 — шлюз; 5 — ледозащитная стенка.

сливы и дополнительно через глубинные водоспуски, которые при необходимости служат, кроме того, для опорожнения водохранилища (рис. 54). Для совмещенных ГЭС в отношении отверстий, расположенных в гидроблоках ГЭС, в настоящее время продолжают поиски лучших решений. Здесь встречаются водосливные отверстия общего поверхностного типа, например, в случаях, когда сбросные расходы пропускаются поверх помещений для гидроагрегатов (рис. 15), и отверстия с довольно сложными конструктивными формами, называемые

иногда фигурными водосливами, близкие к глубинным водосбросам. В отношении размещения водосливных отверстий в створе русловой ГЭС и на приплотинном узле гидроустановки основные случаи таковы:

1. Водосливные отверстия однотипны и равномерно распределены в пределах водосливной части плотины и через них осуществляются сбросы воды и пропуск льда (Днепровская, Горьковская ГЭС и др.). На Горьковской ГЭС для пропуска сбросных расходов водосливная плотина имеет 12 пролетов по 20 м в свету, закрываемых 2 плоскими щитами каждый, при общей высоте щитов 10,4 м (см. рис. 105).

2. Водосливные отверстия распределены неравномерно по высоте или длине в пределах водосливной части плотины, но принадлежат к одному виду (поверхностным или глубинным водосбросам) (рис. 58 а).

3. Водосливные отверстия распределены неравномерно в створе ГЭС и принадлежат к различным видам водосбросов (рис. 58 б).

Затворы водосливных отверстий. Работа водосливных отверстий и расчет величин сбрасываемых через них расходов воды в известной мере зависят, помимо прочего, от типа, расположения и размеров затворов, устанавливаемых в пролетах плотины и на отдельных водосбросах и водоспусках

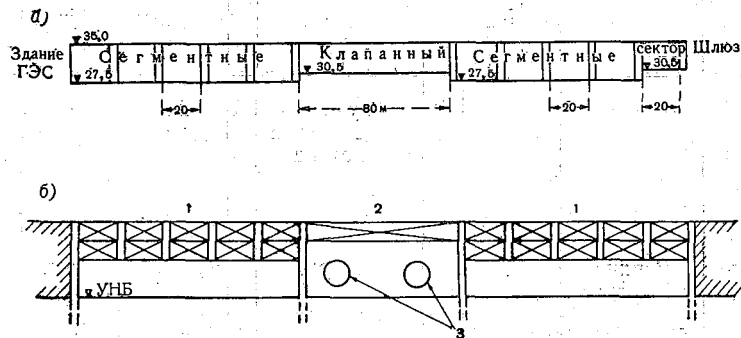


Рис. 58. Примеры размещения поверхностных водосливных отверстий.

*а* — схема неравномерного размещения поверхностных водосливных отверстий на плотине ГЭС; *б* — схема размещения различного вида водосбросов (поверхностных и глубинных) в створе ГЭС.  
1 — плоские щиты, 2 — клапанный щит, 3 — глубинные водосбросы.

вне плотины. К основным типам затворов относятся следующие (рис. 59):

- 1) плоские щиты,
- 2) сегментные затворы,
- 3) секторные затворы,
- 4) клапанные затворы,
- 5) вальцовые затворы.

Упомянутые затворы представлены на действующих ГЭС или одним каким-либо типом, главным образом плоскими щитами (ими оборудованы, например, волжские и днепровские ГЭС), или несколькими типами в различной комбинации друг с другом; например, на Кегумской ГЭС (Зап. Двина) применены сегментные, секторные и клапанные затворы.

В табл. 14 приведены примеры типов, расположения и размеров водосливных отверстий на ряде крупных русловых, несомещенных и совмещенных ГЭС.

Плоские щиты, по имеющимся сведениям, составляют в СССР около 80% всех затворов на крупных ГЭС и решительно преобладают на малых ГЭС. По приспособлению для передвижения в пазах плоские щиты на крупных ГЭС, как правило, относятся к колесным. На крупных ГЭС для сброса излишних вод применяются большей частью щиты, перекрывающие про-

Водосливные отверстия

Река	ГЭС	Тип ГЭС по водосливным сооружениям	Напор Н м	Водосливные отверстия в плотине				
				тип	число	размеры (м)	тип затворов	период действия
Волхов *	Волховская	несовм.	12	глухая * водосливная плотина	1	210 (длина)	—	экспл.
Свирь	Верхне-Свирская	"	14	поверх.	3	6,6×2,7	сект.	"
Зап. Двина	Кегумская	"	15	"	9	7,5×20	сегм.	"
				"	2	4,5×80	клап.	"
				"	2	5,0×20	сект.	"
Неман Енисей	Каунасская Красноярская	"	20	"	3	10×20	сегм.	"
				"	100	в теле плотины	18	6×12
"	Саянская	"	200	поверх.	7	11×25		
Ангара	Братская	"	105	в теле плотины	8	6×12	"	строит.
				1-й ярус	7	6×6,5	"	"
				2-й ярус	8	5×5	"	строит. и экс.
				3-й ярус	6	8×6	"	экспл.
				4-й ярус	9	14×16	"	строит.
Волга	Горьковская Волжская им. XXII съезда КПСС	огран. совмещ.	17	поверх.	9	20×6	"	строит.
				"	12	20×10	"	экспл.
Обь	Новосибирская	огран. совмещ.	20	"	27	9×20	"	"
				"	17	"	8	11,2×20
Кама	Камская	совмещ.	13	—	—	—	—	—

на крупных ГЭС

Таблица 14

Водосбросы в здании ГЭС					Отдельные водосбросы				Примечание
тип	число	размеры (м)	тип затворов	период действия	тип	число	размеры (м)	период действия	
—	—	—	—	—	глубокие поверх. у здания ГЭС	2	14×9	строит. экспл.	* На плотине разборная надстройка высотой 2,13 м, снимается в паводки
—	—	—	—	—	донные под монтаж. площ.	2	14×9	строит. экспл.	
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
над отсасывающей трубой	21	7×6	плоск.	строит. экспл.	—	—	—	—	По проекту
то же	20	7×6	"	строит. экспл.	—	—	—	—	
над машинным залом	24	12×11	"	экспл.	—	—	—	—	
над отсасывающей трубой	24	—	—	строит. экспл.	—	—	—	—	За счет водосбросов в здании ГЭС длина плотины сократилась в 1,5 раза

леты шириной 15—25 м и в отдельных случаях до 40 м; при высоте отдельных щитов 5—12 и до 14 м они устанавливаются

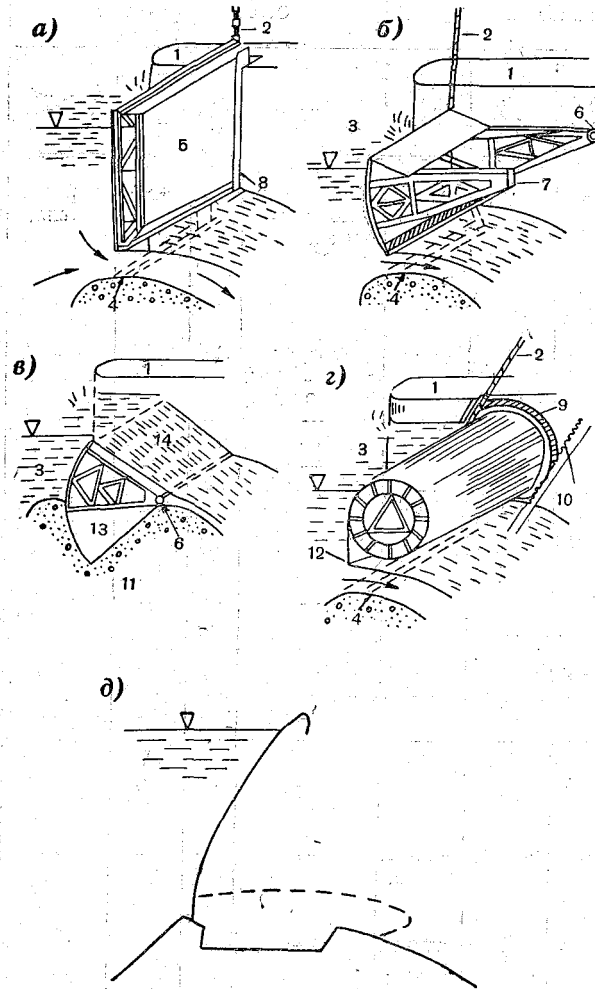


Рис. 59. Основные типы затворов.

*a* — плоский щитовой, *б* — сегментный, *в* — секторный, *г* — вальцовый, *д* — клапаный.  
*1* — бычок, *2* — тяга, *3* — затвор, *4* — порог, *5* — щит, *6* — шарнир,  
*7* — ноги затвора, *8* — паз, *9* — зубчатое колесо, *10* — рейка,  
*11* — флютбет, *12* — козырек, *13* — ниша, *14* — обшивка.

в соответствующих отверстиях низконапорных ГЭС на гребне плотины. При значительных вертикальных размерах отверстий подобные щиты располагаются обычно в два ряда по высоте



отверстия (рис. 60). В этом случае при подъеме щитов одного или обоих рядов на полный выем будет иметь место слив воды при свободном доступе воздуха к струе сверху, т. е. явление водослива (см. стр. 110), а при неполном выеме щитов — истечение через отверстие (см. стр. 112).

При необходимости не только сброса излишней воды, но и для спуска бьефа в целом (иногда для отведения строительных

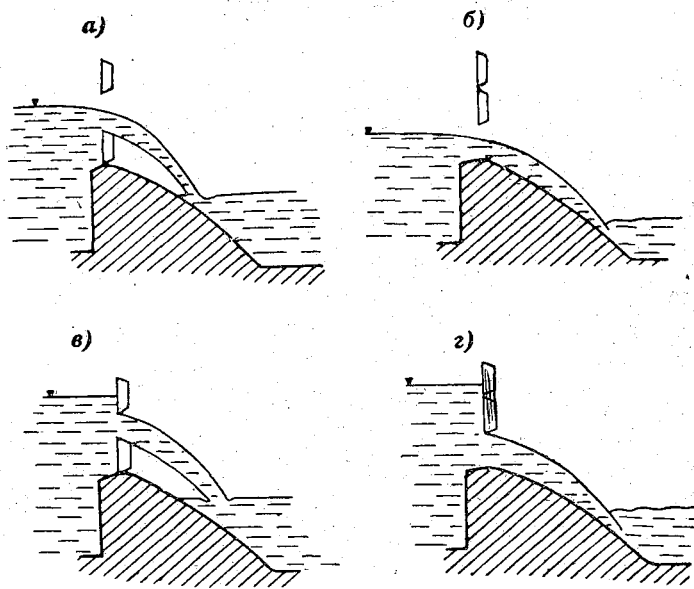


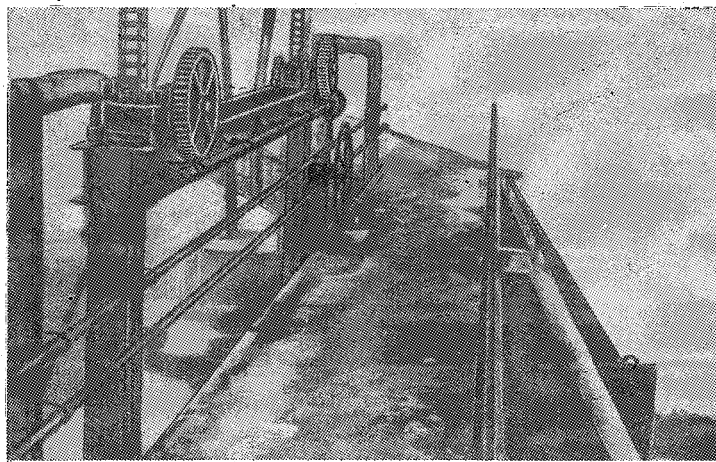
Рис. 60. Различные открытия двухсекционных плоских щитов.  
*а* — водослив с тонкой стенкой; верхний щит поднят полностью, нижний — на месте; *б* — водослив практического профиля; обе секции щитов подняты полностью; *в* — истечение через отверстие в тонкой стенке; верхний щит приподнят, нижний щит на месте; *г* — истечение через донное отверстие; обе секции щитов приподняты.

расходов воды) устраивают отверстия при значительной глубине заложения их порога (глубокие отверстия). Такие отверстия занимают обычно небольшую часть всего водосливного фронта, а иногда располагаются и в стороне от плотины; отношение ширины к высоте таких отверстий бывает порядка 1 : 2 (см. рис. 102). Здесь работа отверстия при полном выеме щитов практикуется редко. При неполном выеме щитов имеет место истечение через донное отверстие с переходом при открытиях щита, близких к полному выему, к явлению водослива (см. пример на стр. 153).

Плоские затворы применяются также на плотинах головных узлов ГЭС деривационного типа.

На малых ГЭС преобладают малоразмерные плоские щиты сечением порядка  $1,0 \times 1,0$  м, но в последние годы наблюдается переход к щитам более крупных размеров, порядка  $3,0 \times 2,0$  м,  $5,0 \times 2,5$  м, растянутой формы.

Подъем плоских щитов производится на большинстве ГЭС с помощью передвижных порталных кранов, на малых ГЭС — с помощью подъемных блоков, лебедок и передаточных устройств (рис. 61), обычно путем приведения их в действие вручную.



✓ Рис. 61. Подъемное устройство для крупноразмерного щита ( $2,5 \times 5$  м) на малой ГЭС.

Плоские щиты на крупных ГЭС представляют собой металлические конструкции с плоской обшивкой (рис. 62). Иногда при малых размерах применяются деревянные щиты. На малых ГЭС преобладают деревянные щиты из брусьев или толстых досок.

Плоские щиты, как правило, устанавливаются вертикально, что проще и надежнее в конструктивном и расчетном на прочность отношениях. Вместе с тем установка щитов с наклоном по течению увеличивает пропускную способность водослива (см. стр. 131).

Сегментные и секторные затворы занимают на отечественных крупных ГЭС в количественном отношении следующее после плоских щитов место. Они встречаются в отдельных случаях и на районных малых ГЭС; например, сегментные затворы установлены на Стеблевской ГЭС на р. Рось (Украина). За рубежом

сегментные затворы распространены довольно широко. Они применяются, так же как и плоские щиты, на поверхностных отверстиях низко- и средненапорных ГЭС (рис. 63), а также на глубинных водосбросах.

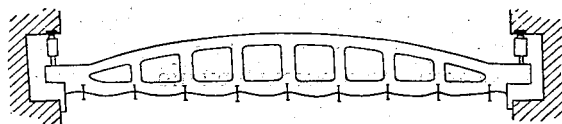
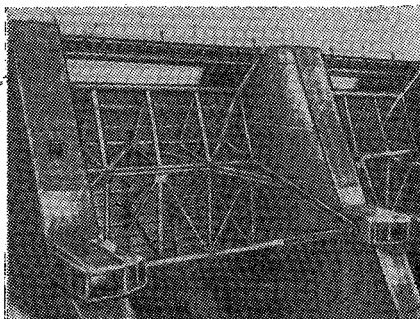


Рис. 62. Схема плоского щита в плане.

Сегментный (секторный) затвор представляет собой металлическую конструкцию соответствующей названию формы, опертую при помощи двух боковых рычагов на шарнирные опоры в стенках отверстия. Ниши или пазы в стенках отверстия для сегментных и секторных затворов устраивать не требуется, что является их преимуществом, в частности и гидравлическим, по сравнению с плоскими, а также рассматриваемыми ниже вальцовыми затворами. Другим преимуществом является относительно небольшое усилие, необходимое для подъема сегментных щитов, поскольку сила трения практически почти не участвует в сопротивлении подъему. Недостатком при применении сегментных (секторных) щитов является необходимость иметь достаточно длинные быки (стенки) для помещения вытянутого в направлении движения потока затвора. Открытие сегментных затворов производится, как правило, путем подъема, секторных щитов — чаще всего посредством опускания или подъема в специальный выем в теле плотины (рис. 64). Обычная ширина применяемых затворов 15—25 м (наибольшая известная 45 м), высота 3—9 м и до 11—12 м в отдельных случаях.

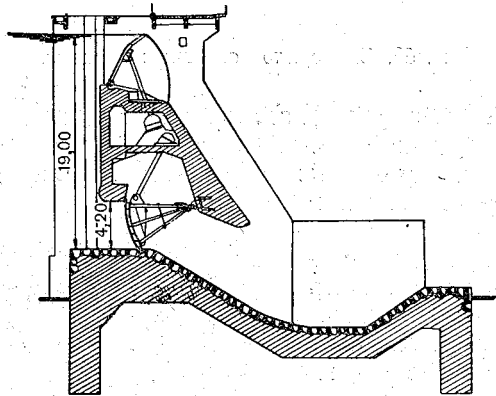


✓ Рис. 63. Сегментный затвор (вид с нижнего бьефа).

Управление подъемом сегментных затворов возможно механическим или гидравлическим способом. Гидравлическое управление осуществляется с помощью сервомоторов и масляного давления на соответствующее поршневое устройство. Применять

этот способ наиболее целесообразно при затрате больших усилий и небольшой высоте подъема. Он чаще применяется на глубинных водосбросах, причем источник силы для подъема располагается непосредственно над отверстием в теле плотины.

Сегментные и секторные затворы по своей форме и движению при подъеме приспособлены для сопротивления скручивающим и изгибающим усилиям, и путь поршня, управляющего их перемещением, может быть уменьшен по сравнению с высотой



✓ Рис. 64. Секторный затвор с подъемом в выем в теле плотины.

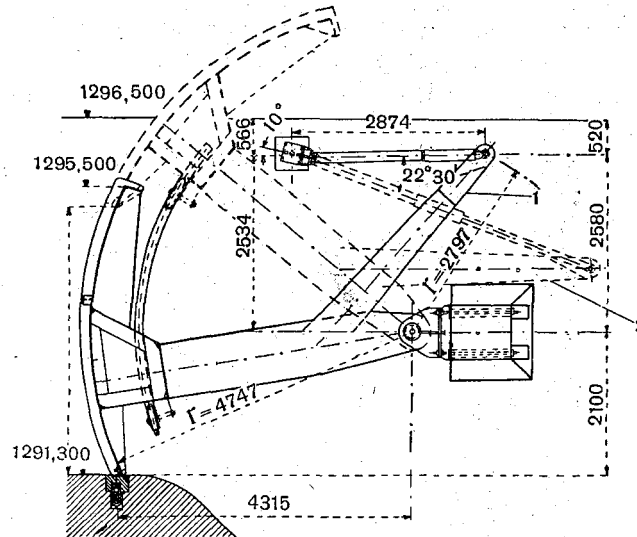
подъема щита при условии, что поршень будет ходить на сравнительно коротком рычаге. Пример подобного устройства показан на рис. 65.

Сегментные и секторные затворы на ГЭС в СССР устанавливаются в один ряд по высоте. За рубежом в последнее время имеются случаи применения сегментных затворов в два ряда.

Характерными величинами для установок с сегментными затворами являются величина радиуса  $R$  и высота опор затворов  $C$  над порогом (гранью перелива). Соотношение  $\frac{C}{R}$  встречается в пределах 0,1—0,9 и определяется в конкретных случаях в значительной мере конструктивными соображениями. Вместе с тем это соотношение имеет существенное значение для плавности подхода водного потока к отверстию при неполном открытии затвора (рис. 66) и для пропускной способности отверстия, которая значительно возрастает с увеличением соотношения  $\frac{C}{R}$  (см. стр. 151).

Клапанные затворы служат для закрытия неглубоких по-

верхностных отверстий и предназначаются для использования на реках со значительным ледоходом, помимо сброса излишних



✓ Рис. 65. Подъем сегментного затвора гидравлическим способом.

1 — поршень при закрытом затворе; 2 — поршень при поднятом затворе.

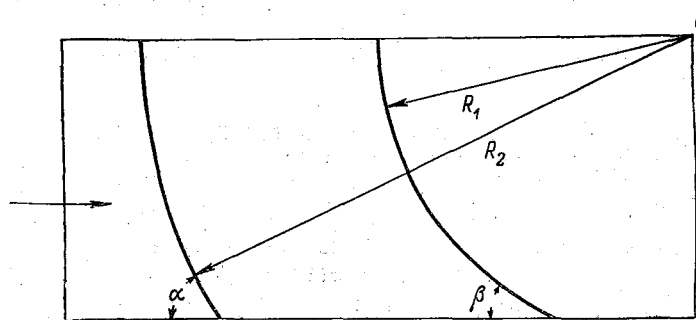


Рис. 66.  $\frac{C}{R_1} = 0,9$ ,  $\frac{C}{R_2} = 0,5$ ,  $\alpha > \beta$ .

вод, также и для пропуска льда. Они представляют собой простую металлическую или железобетонную конструкцию из листов или плит, устанавливаемую на гребне (пороге) плотины на стержневых опорах или, вернее, подпорках. Обычно листы имеют слабо выпуклую в сторону верхнего бьефа форму с козырьком

на верхнем конце и устанавливаются с небольшим наклоном в сторону течения. Клапанными затворами перекрываются пролеты до 50—80 м (Кегумская ГЭС) при высоте 3—5 м. Открытие производится опусканием затвора механическим путем, причем при полном открытии затвор укладывается на гребень плотины, образуя широкий порог (рис. 67), что с точки зрения пропускной

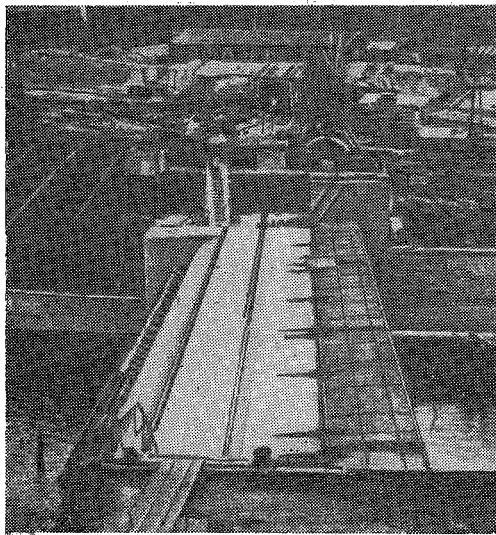


Рис. 67. Клапанный затвор в опущенном состоянии.

способности отверстия является неблагоприятным. При неполном открытии затвор может устанавливаться под различными углами к гребню, причем пропускная способность относительно увеличивается по сравнению с переливом не только через широкий порог, но и через вертикальную тонкую стенку (см. стр. 131).

Клапанные затворы пока применены на единичных отечественных ГЭС. Несомненно, применение указанных затворов будет увеличиваться, в частности, в случаях комбинации мелких поверхностных отверстий с глубинными водосбросами.

Вальцовые, или цилиндрические, затворы представляют полые цилиндры длиной до 30—40 м и высотой до 4—5 м. Широкого распространения на плотинах ГЭС они не получили. Наиболее применимы эти затворы на глубинных водосбросах, но требуют ниш, в которых, как и в случаях плоских щитов, располагаются подъемные приспособления в виде зубчатых реек.

Помимо указанных типов затворов, в настоящее время встречаются затворы и некоторых других форм, например складные

щиты, игольчатые затворы и др., которых мы здесь не касаемся ввиду их ограниченного применения.

Большое практическое значение для учета стока имеет точная регистрация величин открытий щитовых отверстий, которая на крупных ГЭС производится путем отсчетов на специальных

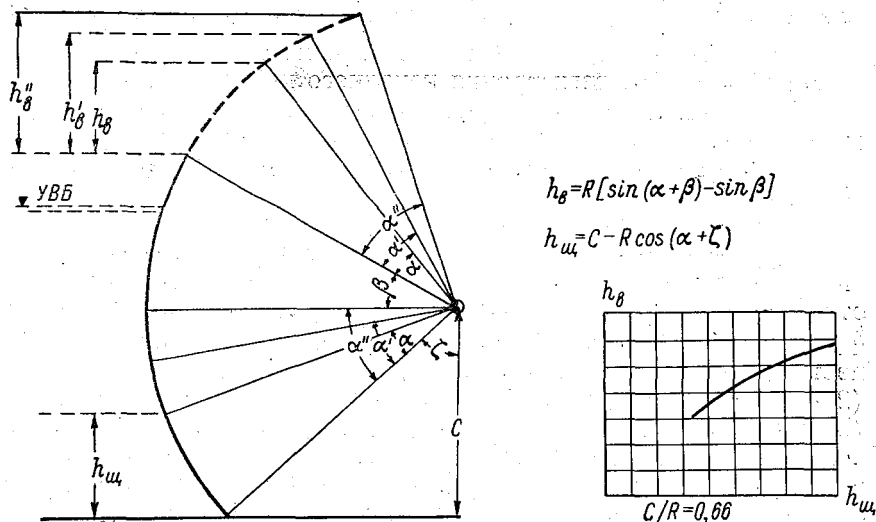


Рис. 68. Построение зависимости  $h_b$  от  $h_{\text{щ}}$ .

регистрирующих устройствах или по шкале на стенке промежуточного бычка, или на самом щите. Вследствие неточной передачи или по другим причинам показания регистрирующих устройств иногда оказываются неточными и их проверка при ремонте затворов обязательна, за чем необходимо следить гидрологам, контролирующим учет стока.

При открытии отверстий с сегментными затворами расстояния по высоте, проходимые нижним концом затвора, т. е. величины открытия, не равняются расстояниям по высоте, проходимым верхним концом затвора, вследствие различной кривизны траектории обоих концов. Поэтому неправильно регистрировать открытия отверстий с сегментными затворами по обычной вертикальной рейке и шкале делений без внесения соответствующих данному затвору (соотношению  $\frac{C}{R}$ ) поправок. Внесение поправок заключается в вычислении взаимно связанных значений  $h_{\text{щ}}$  и  $h_b$  по соответствующим данному случаю аналитическим выражениям (или графически) и в установлении связи между этими двумя величинами.

При наличии подобной связи для открытия отверстия на заданную величину  $h_{\text{щ}}$  затвор поднимается до соответственной вы-

соты  $h_b$  по верхней рейке или шкале делений. На рис. 68 дан пример расчета связи  $h_{ш}$  и  $h_b$  для отверстия с сегментным затвором при  $\frac{C}{R} = 0,66$ , близком к соотношениям, встречающимся на отечественных ГЭС (Кегумская, Каунасская). При иных соотношениях  $\frac{C}{R}$  метод расчета остается прежним и только несколько изменяются аналитические выражения.

На малых ГЭС регистрация неполного подъема плоских щитов производится обычно путем отсчета делений, нанесенных на щите, по метке на устое или стойке, при условии, что при полном закрытии щита против упомянутой метки приходится нулевое деление на щите.

Время открытия и закрытия затворов следует регистрировать на момент окончательной установки их на заданные открытия или полное закрытие. При задании на одновременное открытие (закрытие) затворов многопролетного водосливного фронта, практически осуществляемое с большей или меньшей постепенностью, в зависимости от числа подъемных механизмов (2—8 час. при числе пролетов более 20), для каждого затвора (отверстия) должно точно фиксироваться его время открытия (закрытия). В дальнейшем с применением для маневрирования плоскими затворами кранов с автоматическими захватами время открытия многопролетного водосливного фронта сократится в несколько раз и вопрос о фиксации времени открытия отдельных затворов отпадет.

## 2. РАСЧЕТЫ РАСХОДОВ ВОДЫ ЧЕРЕЗ ВОДОСЛИВНЫЕ ОТВЕРСТИЯ

### Общие определения

Все случаи прохождения водного потока через плотины и водосливные отверстия в них, в том числе и через глубинные водосбросы, в отношении происходящего при этом гидравлического явления объединяют в две большие группы:

- 1) водосливы,
- 2) истечение через отверстия.

Под водосливом, как известно, следует понимать прежде всего гидравлическое явление, при котором струя или поток воды (жидкости) переливается через вырез в стенке при свободном доступе воздуха к струе сверху (рис. 69).

Под приведенное определение подходит и свободный перелив через гребень глухой плотины. Вместе с тем водосливом называют нередко и само устройство или отдельное сооружение, обеспечивающее соответствующим образом сброс воды на плотине либо непосредственно в русле малой реки или канала.



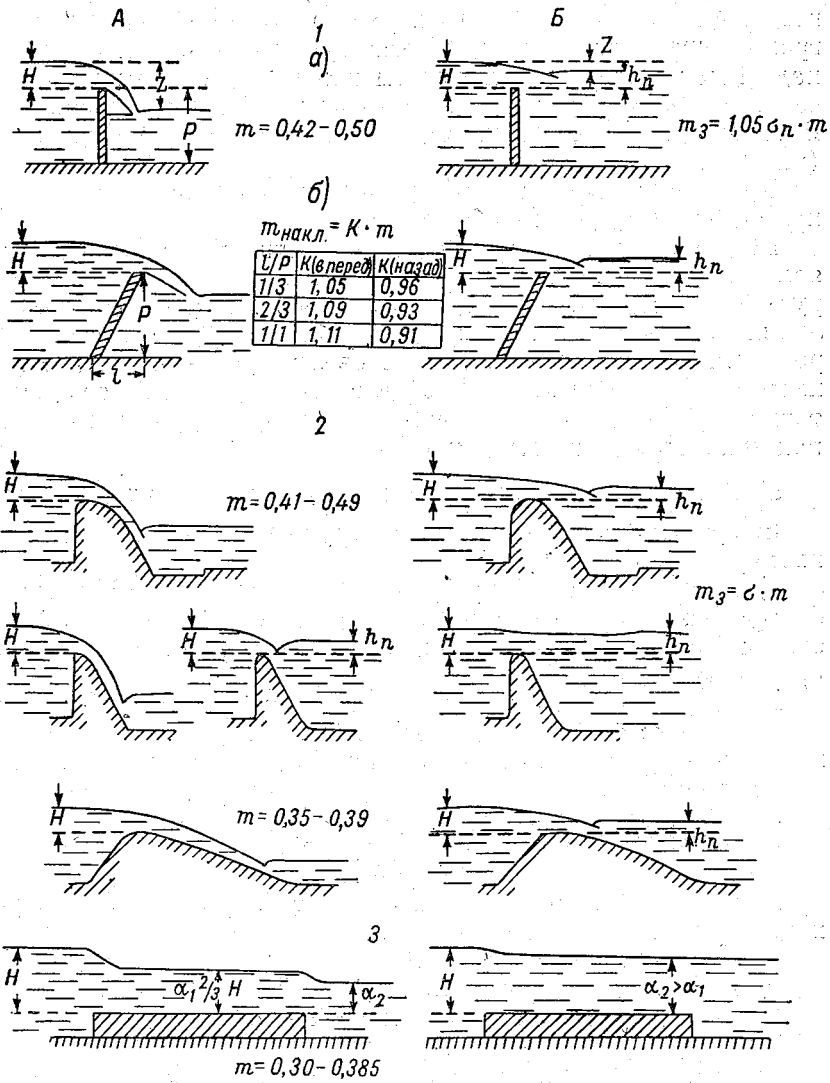


Рис. 69. Водосливы.

А — незатопленные водосливы, Б — затопленные водосливы. 1 — водосливы с тонкой стенкой, а — вертикальный плоский щит, б — наклонный плоский щит; 2 — водосливы практических профилей, 3 — водосливы с широким порогом.

Истечение через отверстие представляет гидравлическое явление, при котором струя или поток воды вытекает из отверстия в стенке, в том числе в теле плотины, при отсутствии доступа воздуха к струе со стороны верхнего бьефа. Отверстие в преграждающей поток стенке может находиться на любой высоте над дном потока, над флютбетом или порогом плотины. Отверстия, примыкающие ко дну, называют донными отверстиями. В таких отверстиях струя воды не испытывает сжатия по дну (рис. 84).

Глубинные отверстия в теле высоконапорных плотин часто называют тоннельными водосбросами.

Водосливы и истечение через отверстия как гидравлические явления разделяются на ряд подгрупп в зависимости от конструктивных особенностей водосливных частей сооружений и различий в водном режиме, определяемых конструктивными и природными (гидрологическими, русловыми) условиями. К указанным основным признакам в отдельных случаях присоединяется также влияние различных типов затворов, а также влияние характера и степени их открытия.

а) Расчеты расходов воды через водосливы

Водосливы разделяются на подгруппы по следующим основным признакам [50, 70]:

1) по форме стенки, причем на большинстве ГЭС, в первую очередь на низко- и средненапорных ГЭС, различие в форме стенки ограничивается различием в форме порога, через который происходит перелив воды;

2) по условию подтопления переливающейся струи со стороны нижнего бьефа или, точнее, реального воздействия уровня нижнего бьефа на величину переливающегося расхода воды.

По форме или по типу стенки различают:

- а) водосливы с тонкой стенкой,
- б) водосливы практических профилей,
- в) водосливы с широким порогом.

По условию влияния уровня нижнего бьефа на величину расхода воды через водослив различают:

- 1) незатопленные водосливы,
- 2) затопленные водосливы.

Во всех случаях влияние изменения напора по сравнению с расчетным сказывается на величинах расходов воды через данный водослив, обычно не влияя на его принадлежность к той или иной подгруппе. Однако иногда изменения напора обуславливают переход водослива из одной подгруппы в другую. Например, водослив с тонкой стенкой может при значительном падении напора перейти в водослив с широким порогом.

Классический случай водослива с тонкой стенкой имеем при переливе воды через вертикальный тонкий железный

лист с острым ребром; в таком виде водослив исследовался в свое время Базеном.

В производственных условиях на ГЭС водослив с тонкой стенкой встречается при переливе воды главным образом через плоские щиты, причем толщина стенки или щита  $\delta$  колеблется от 10—20 см у деревянных щитов на малых ГЭС до 0,5—1,0 м у щитов на крупных ГЭС, где верхняя поверхность щита бывает в отдельных случаях слегка закруглена и даже снабжена козырьком. В подобных случаях водосливы с тонкой стенкой могут рассматриваться как водосливы практических прямоугольных

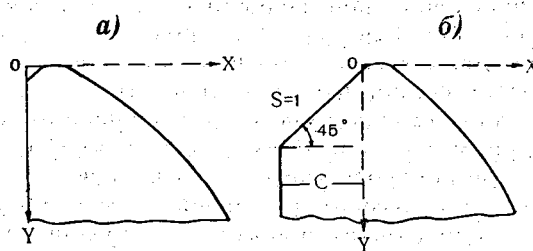


Рис. 70. Безвакуумные криволинейные водосливы.

а — тип IVa 1° — с вертикальной боковой гранью.  
б — тип IVa 3° — со срезанной боковой гранью.

профилей. Это, впрочем, не имеет существенного значения для расчета воды, и Н. Н. Павловский рекомендует при отношении напора  $H$  к толщине стенки  $\delta$

$$\frac{H}{\delta} > 2$$

вести расчет расходов воды через подобные водосливы, как через водосливы с тонкой стенкой [50].

При переливе потока через стенку водослива на подходе к ней образуется своего рода кривая спада, длина которой  $l_c$  ориентировочно может быть принята равной

$$l_c \cong (3 - 4) H.$$

Напор на водосливе  $H$  над гранью перелива считают от уровня воды в верхнем бьефе перед водосливом вне зоны спада уровня. Поэтому и устройства для замера уровня воды перед водосливным фронтом плотины следует располагать на указанном расстоянии от порога, исключая влияние спада уровня.

Водосливы практических профилей встречаются различных форм и размеров. Основным видом являются безвакуумные водосливы криволинейных профилей (рис. 70 а, б). Очертания оголовков глухих плотин и порогов водосливных отверстий на огромном большинстве ГЭС представляют именно

водосливы криволинейных профилей, очерченных по координатам Кригера и Кригера — Офицера. В ряде случаев очертания оголовков водосливов устанавливаются на основе лабораторных исследований.

Значительно реже встречаются водосливы полигональных и, в частности, трапециевидных профилей, причем в отношении расчета расходов воды для средних и низких профилей различие между ними и криволинейными профилями учитывается лишь небольшой, положительной для последних, процентной поправкой (см. стр. 135).

Расчет и проектирование водосливов практического профиля имеют за собой богатый опыт. Однако встречаются случаи, когда водослив практического профиля в производственных условиях не отвечает полностью своим расчетным данным. Например, на водосливе безвакуумного криволинейного профиля наблюдаются при малых расходах срывы вакуума. Это следует иметь в виду при контроле учета стока на ГЭС.

Водосливы практических профилей в тех многочисленных случаях, когда они служат порогом в водосливных отверстиях плотины, закрываемых затворами того или иного типа, например плоскими щитами, представляют основание для затворов и работают как водосливы только в случаях полного или близкого к полному подъема затворов.

Порог плотины в водосливной ее части бывает в одних случаях однотипным по своему водосливному очертанию, а в других может иметь различные очертания и высоту в разных пролетах в соответствии с различным назначением этих пролетов и разным типом затворов. Подобный случай имеем, например, на Кегумской ГЭС, где в пролетах с сегментными, клапанными и секторными щитами очертания и высота порога различны.

Водослив с широким порогом имеет место, когда течение воды на пороге приобретает характер, близкий к параллельноструйному. В конце порога устанавливается критическая глубина  $h_{кр} = 0,6 H$ , т. е. наименьшая глубина, при которой данный расход воды может проходить через данное сечение без перехода водного потока к турбулентному режиму.

Для водослива с широким порогом принято считать

$$2,0 - 3,0 < \frac{\delta}{H} < 8,0 - 10,0.$$

При меньших отношениях имеем водослив с тонкой стенкой, при больших — переход к лотку.

Таким образом, в отдельных случаях при малых напорах водослив с тонкой стенкой может переходить в водослив с широким порогом; подобные примеры встречаются на малых ГЭС, например, при широких шандорных затворах. Также возможен переход от водослива практического профиля к водосливу с ши-

роким порогом, например, при неполных открытиях секторных затворов, когда по своему очертанию оголовков водослива с постепенным открытием затвора приобретает вместо криволинейного или трапецеидального профиля форму широкого порога (см. рис. 109). То же наблюдается при постепенном открытии клапанных затворов.

#### *Способы установления пропускной способности водосливных отверстий*

Для установления пропускной способности водосливных отверстий, в том числе и водосливов, существуют три пути:

- 1) применение гидравлических формул,
- 2) измерения на моделях в лаборатории,
- 3) натурные измерения (тарировки) на сооружениях.

Гидравлические формулы, имеющие определенный физический смысл, в части переходных коэффициентов, входящих в них, основаны на обобщенных данных лабораторных испытаний и натурных измерений.

Лабораторные испытания на моделях, через которые проходят теперь почти все крупные ГЭС, позволяют в ряде случаев устанавливать связь расходов воды через водосливные отверстия с уровнем верхнего бьефа без использования гидравлических формул. В других случаях эти испытания служат для уточнения значений коэффициентов в формулах применительно к данным конкретным условиям.

Точность данных модельных испытаний зависит в значительной мере от той степени подобия по отношению к действительному сооружению, которой удается достигнуть в лаборатории, и, в частности, от влияния масштабного эффекта, т. е. разницы в размерах между моделью и натурой.

Испытания водосбросов крупных сооружений, например волжских, енисейских и им подобных плотин, производятся на моделях масштаба 1/100—1/200. Чем крупнее масштабы модели, тем точнее можно на ней воспроизвести исследуемое явление.

Для обеспечения подобия между натурой и моделью требуется прежде всего соблюдение критерия Фруда как на модели, так и в натуре

$$Fr = \frac{v^2}{gl},$$

где  $v$  — скорость течения, а  $l$  — характерный размер — для водотоков обычно гидравлический радиус  $R$ .

Для длинных водосбросов определенное значение имеет установление и обеспечение зависимости между шероховатостью стенок в натуре и на модели. Для коротких водосливных отверстий, т. е. для обычных сооружений этого рода на гребне плотин,

обеспечить расчетом одинаковую с натурой шероховатость трудно.

Рекомендуется [81] производить испытания на нескольких разномасштабных моделях в целях выявления влияния масштабного эффекта как для данного случая, так и в общерасчетных целях.

Для оценки точности модельных испытаний могут также служить параллельные натурные тарировки при обеспечении достаточной их точности.

Сопоставимых данных пока имеется совершенно недостаточно как в СССР, так и за рубежом, в особенности в отношении натурных тарировок.

Ван-Бестен [77] приводит результаты идентичных параллельных испытаний пропускной способности водосливных отверстий на моделях масштаба  $1/25$ ,  $1/40$ ,  $1/50$  и  $1/50$ ,  $1/100$ ,  $1/200$ . Максимальные расхождения достигали 4%. По данным одной зарубежной лаборатории, значение коэффициента расхода  $m$  для водосливов существенно возрастало (до 13—16%) с увеличением масштаба модели и напором [79].

Кнапп [81] приводит результаты модельных и натурных испытаний для водосливных отверстий с секторными затворами плотины Мадден в Панаме (4 пролета по 30,48 м в свету) и сравнивает их с расчетными величинами по проекту. Испытания подтверждают расчет (рис. 71). Вместе с тем сравнимость данных модельных и натурных испытаний недостаточна из-за отсутствия полного перекрытия между ними.

Аллен [78] приводит результаты сопоставления расходов воды, измеренных на двух моделях масштаба 1:6 и 1:24 (табл. 15).

Таблица 15

Напор на водосливе, см	Напор на модели, см		Отношение расходов воды на моделях 1/6 и 1/24
	1/6	1/24	
9,0	1,5	0,4	1,22
12,2	2,0	0,5	1,16
15,3	2,5	0,65	1,09
18,3	3,1	0,75	1,03
21,4	3,5	0,9	1,02
27,5	4,5	1,1	1,01

Эти результаты лишней раз свидетельствуют о том, что модельные испытания на маломасштабных моделях при глубинах воды на пороге модели, составляющих доли сантиметра, являются явно ненадежными, поскольку достигнуть достаточного подобия с натурой в отношении сил сопротивления в таких условиях невозможно.

Некоторые данные опыта в натуре и на модели крупного масштаба ( $1/5$ ) водосброса головного сооружения приводит Э. А. Манукян [38]. Для незатопленных водосливов была получена удовлетворительная сходимость данных модельных испытаний с натурой, что неудивительно, учитывая масштаб модели.

Заметим, что данные модельных испытаний редко и скупо находят отражение в печати и, кроме того, обычно публикуются

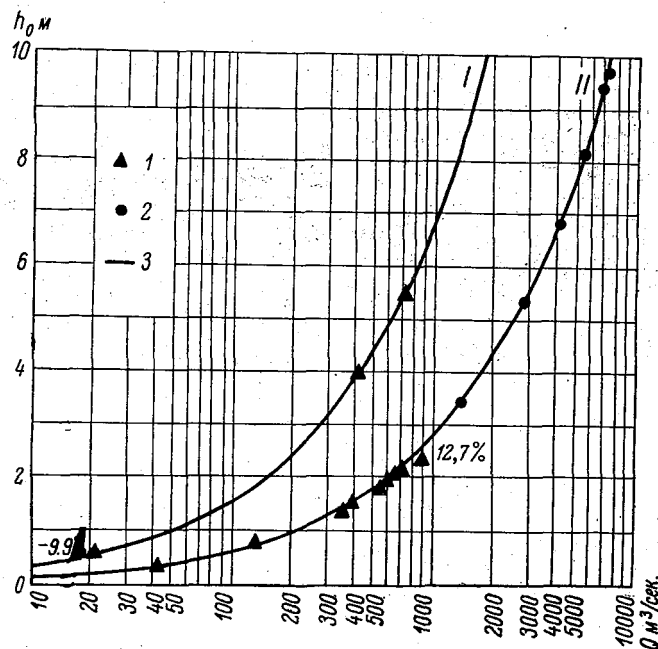


Рис. 71. Зависимости  $Q=f(h_0)$  при одном и при четырех открытых отверстиях.

1 — натурные данные; 2 — модельные испытания; 3 — кривые, вычисленные по формулам. I — при одном открытом отверстии, II — при четырех открытых отверстиях.

в виде конечных сглаженных зависимостей, не позволяющих судить о точности работ.

Во всяком случае модельные испытания остаются одним из основных способов уточнения гидравлических расчетов пропускной способности водосливных отверстий. В отечественных лабораториях, в частности во ВНИИГме им. Веденеева, создаются условия для производства испытаний на более крупных моделях, чем до сих пор.

В следующих разделах настоящей главы попутно с освещением ряда расчетных вопросов приведены примеры, связанные с модельными испытаниями на отдельных объектах.

Натурные измерения или тарировки водосливных отверстий необходимо производить как на малых, так и на крупных ГЭС. На малых ГЭС они практически легче осуществимы. Поэтому крайне желательно использование малых ГЭС не только для уточнения коэффициентов в гидравлических формулах применительно к данному сооружению, но и для уточнения гидравлических расчетов в целом. Малые ГЭС являются в известной мере крупномасштабными моделями.

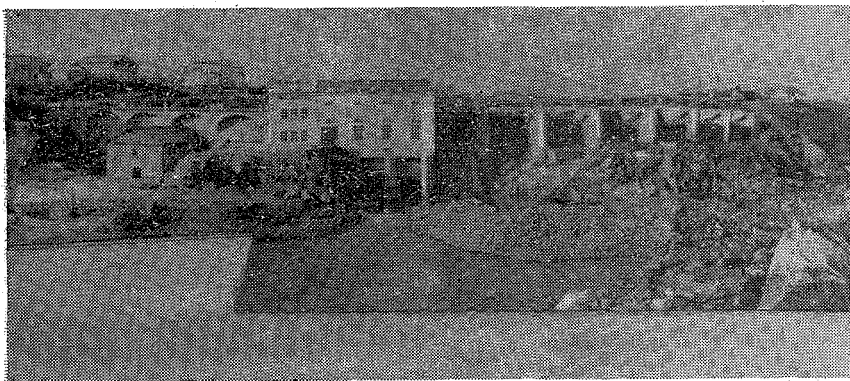


Рис. 72. Влияние местных условий (скального основания) на пропускную способность водосливных отверстий плотины.

Последней цели могут служить измерения только на объектах, где сооружения в целом находятся в хорошем состоянии, а водосливные сооружения, в частности, выполнены строго в соответствии с проектом и представляют вполне определенный тип водосброса.

Ниже приведен пример уточнения расчета пропускной способности однотипных водосливных отверстий на малой ГЭС, работающих в условиях, несоответствующих проектным.

Стеблевская ГЭС (р. Рось, Украина) мощностью 2770 квт (рис. 72) имеет плотину с водосливными отверстиями в виде водосливов с безвакуумным криволинейным профилем (рис. 70 б).

Расчет расхода воды через водослив подобного вида производится по общей формуле для водосливов

$$Q = mb_c \sqrt{2g} H^{3/2},$$

причем затопление струи по проекту исключено.

При напоре, равном проектному, коэффициент расхода  $m$  в формуле для водослива данного вида, по Н. Н. Павловскому, равен 0,48.



Такое значение коэффициента  $m$  и было принято для расчетов расходов воды через водосливы плотины Стеблевской ГЭС.

При сооружении этой плотины, в условиях слагающей русло и берега реки и выходящей на поверхность скалы, водосливная часть плотины не была выполнена по проекту, и низовые грани водосливов оказались как бы срезанными заподлицо с поверхностью скалы. В результате в ряде пролетов водосливные отверстия получили очертания скорее водосливов с широким порогом, чем водосливов практического и притом указанного выше профиля.

В подобных условиях нельзя было принимать значение коэффициента  $m$  по справочнику, а следовало определить его путем тарировки. Между тем в течение ряда лет сток через водосливные отверстия плотины рассчитывался по формуле при принятом по справочнику значении  $m$ . В результате подобного подсчета и при значительном удельном весе сбросов в общем стоке р. Рось в створе Стеблевской ГЭС сток по этой ГЭС получался значительно большим, чем по расположенной ниже Корсунской ГЭС. Очевидно, расхождение объясняется преувеличением величины сбросных расходов, по Стеблеву, за счет неправильно принятого значения коэффициента  $m$ .

В 1954—1956 гг. Стеблевская ГЭС была протарирована УГМС Украинской ССР, и значения коэффициента  $m$  в водосливной формуле получились по тарировке для различных отверстий в пределах 0,31—0,43.

С применением в дальнейшем полученных значений коэффициента  $m$  при подсчетах сбросных расходов в створе Стеблевской ГЭС сток, по Стеблеву, за периоды сбросов (1955—1958 и 1960 гг.; в 1959 г. сбросов не производилось) вполне удовлетворительно увязывается со стоком по Корсуну.

Настоящий пример является весьма показательным и приведен он для того, чтобы сразу заострить внимание на учете местных условий.

На крупных ГЭС тарировка водосливных отверстий в натуре — дело более сложное, чем на малых ГЭС, и даже не всегда осуществимое. Вместе с тем на крупных ГЭС имеются водосбросы новых типов, например тоннельные и глубинные водосбросы, требующие первоочередной проверки их расчетной основы. Здесь скорее, в случае натурной тарировки, возможно сопоставление модельных и натурных данных, и, наконец, требования к точности учета стока на крупных ГЭС являются более высокими, в особенности при наличии специальных попусков с ГЭС в водохозяйственных целях.

Для успешной тарировки водосливных отверстий необходимо создание для нее возможно лучших условий. На русловых ГЭС при расположении тарировочного гидроствора в нижнем бьефе следует договариваться с соответствующим энергоуправлением

и самой ГЭС об остановке гидроагрегатов на время тарировки (обычно весьма короткое), чтобы иметь возможность измерять чисто сбросные расходы воды. На практике согласование указанного вопроса с ГЭС встречает трудности, хотя положительное решение его бесспорно необходимо в интересах экономии государственных средств. Краткие сведения об организации и проведении тарировок водосливных отверстий приведены в разделе 3 настоящей главы.

Для общей оценки степени надежности подсчитанных на ГЭС величин сбросных расходов воды рекомендуется производить сопоставление данных по стоку в створе ГЭС в периоды сбросов с соответственными по времени, тщательно проверенными данными на соседних стоковых пунктах.

При рассмотрении сопоставленных данных учитывается доля стока через турбины и степень надежности этой составляющей в стоке на ГЭС.

Таблица 16

Месяц	Каменка, 49 000 км <sup>2</sup>	Дубоссар- ская ГЭС, 53 600 км <sup>2</sup>	Бендеры, 66 100 км <sup>2</sup>
II	363	426	393
IV	612	708	658
V	392	426	447

В качестве примера в табл. 16 приведены величины средне-месячных расходов воды (в м<sup>3</sup>/сек.) р. Днестра на водпостах Каменка, Дубоссарская ГЭС и Бендеры за весенние месяцы 1958 г.

Сток через ГЭС в период сброса, особенно в апреле, превышает, несоразмерно с разницей в площадях водосбора, сток в Каменке, а также на ниже расположенном посту Бендеры. Как выяснилось при анализе материалов по стоку на ГЭС, подсчеты сбросных расходов на ней производились в 1958 г. по неправильной формуле. Сопоставление данных помогло выявлению и устранению ошибки.

#### Гидравлическая зависимость для водосливов

Для расходов воды через водосливы предложена следующая формула общего вида:

$$Q = mbH \sqrt{2gH} = mb \sqrt{2g} H^{3/2},$$

где  $b$  — ширина водослива «в свету» в м,  $H$  — напор над гранью водослива в м,  $g$  — ускорение силы тяжести, равное 9,81 м/сек<sup>2</sup>,  $m$  — коэффициент расхода, или коэффициент пропорциональ-

ности между величиной расхода воды ( $Q$ ) и произведением площади живого сечения ( $b, H$ ) на среднюю скорость течения ( $\sqrt{2gH}$ ) для потока идеальной жидкости в сечении перед водосливом, где еще не наблюдается спад уровня.

Указанную формулу получают также, прибегая к приему разбивки потока на бесконечно малые элементы  $dy$  (рис. 73). Если не учитывать скорость подхода  $v$ , элементарный расход воды выразится через

$$dQ = b dy \sqrt{2gy},$$

где  $y$  — напор для элемента  $dy$  (по аналогии с истечением через малые отверстия).

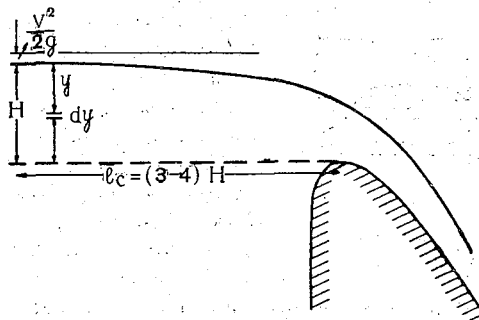


Рис. 73.

В результате суммирования (интегрирования) элементарных расходов в пределах напоров от 0 до  $H$  получается

$$Q = b \sqrt{2g} \int_0^H y^{1/2} dy = \frac{2}{3} b \sqrt{2g} H^{3/2}.$$

Полученный таким путем постоянный коэффициент пропорциональности  $2/3$ , как показали лабораторные и натурные исследования водосливов, учитывает в недостаточной мере реальные условия, и его дополняют введением коэффициента  $\mu$  или заменяют коэффициентом

$$m = \frac{2}{3} \mu.$$

Тогда и в этом случае формула приобретает вид

$$Q = \frac{2}{3} \mu b \sqrt{2g} H^{3/2} = m b \sqrt{2g} H^{3/2}.$$

При использовании расчетной формулы для расхода воды через водослив удобнее иметь дело непосредственно с коэффициентом расхода  $m$ .

Численные значения коэффициента  $m$  получены для водосливов различных типов главным образом в результате лабораторных испытаний на моделях, и на данных этих испытаний основаны существующие рекомендации. Рассмотрению упомянутых рекомендаций необходимо предпослать замечания относительно учета бокового сжатия и скорости подхода.

#### Учет бокового сжатия

Исследования в лабораториях производятся обычно в относительно узких лотках, где боковое сжатие струи или вовсе не

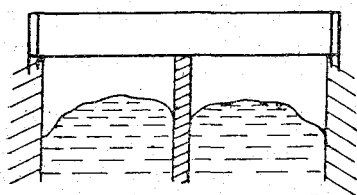


Рис. 74. Сжатие у опор (вертикальный разрез, см. рис. 79).

учитывается, или учитывается не полностью, тогда как в натуральных условиях оно имеет место и по величине различно при различном напоре, разной форме и расположении устоев и быков, разной ширине отверстий и неодинаковой длине сплошного действующего водосливного фронта.

Так, например, натурные наблюдения показывают, что среднее сжатие на пролет тем меньше, чем больше число подряд открытых пролетов, так как сжатие у боковых опор открытого водосливного фронта неоди-

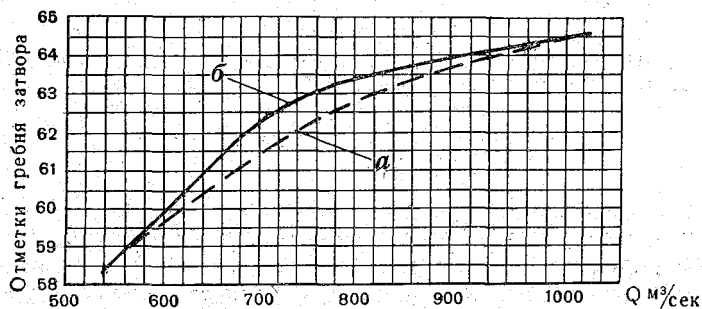


Рис. 75. График пропускной способности одного пролета водосливной плотины при различных открытиях водосливного фронта.

*a* — работает весь водосливный фронт, *b* — открыты отверстия через 1 или 2 пролета.

наково по сравнению со сжатием у промежуточных опор (рис. 74). Пример влияния «пространственности», выявленного при лабораторных испытаниях на модели плотины крупной ГЭС, показан на рис. 75. На графике видно, что расход воды на

один пролет возрастает при работе всего водосливного фронта на 3—7% по сравнению с расходом при открытии отверстий через один или два пролета.

Возрастание пропускной способности единичного водосливного отверстия (пролета) с расширением действующего водосливного фронта отмечается также в примерах отдельных натуральных тарировок. При тарировке одного водосливного отверстия на

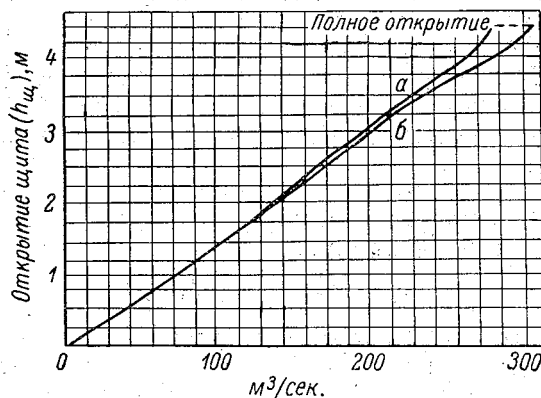


Рис. 76. Расходы воды через отверстие.  
 а — смежные отверстия закрыты, б — смежные отверстия открыты.

плотине Вильсона [86] испытания производились как при закрытых, так и при открытых, смежных с тарირуемым пролетах (см. стр. 165). На рис. 76 приведены кривые зависимости расходов воды  $Q$  от открытий  $h_{щ}$  отверстия в обоих указанных случаях; из них видно, что пропускная способность отверстия при открытых смежных пролетах, начиная с открытия 2 м, превышает такую при закрытых отверстиях на 1—8%, причем наибольшее расхождение получено при работе отверстия как водослива.

Аналогичные результаты получены и при измерениях расходов воды через водосливные отверстия плотины Белогорской ГЭС на р. Ордеж. Пропускная способность двух смежных отверстий при их совместной работе оказалась в среднем на 7% больше, чем при работе их в одиночку.

При лабораторных испытаниях не всегда делают правильные практические выводы относительно выявившегося влияния пространственности.

Например, при испытаниях на модели пропускной способности водосливных отверстий Дубоссарской ГЭС в лаборатории ВНИИГа расходы воды в переводе на натуру получились:

при работе одного пролета:  $Q_{1\text{пр}} = 610$  м³/сек., при совместной работе двух смежных пролетов:  $2Q_{\text{пр}} = 1298$  м³/сек.

Всего вероятнее, что на увеличении удельного расхода на один пролет на  $649 - 610 = 39 \text{ м}^3/\text{сек.}$ , или на  $6,5\%$ , в значительной мере сказалось уменьшение сжатия при совместной работе двух смежных пролетов по сравнению с работой одного отверстия. Такая же оценка указанного явления дана и в отчете об испытаниях. Однако в заключение в отчете говорится: «Для надежности расчета, по-видимому, следует принимать меньшую пропускную способность —  $610 \text{ м}^3/\text{сек.}$  на пролет». С таким решением с точки зрения точности учета стока согласиться нельзя, и гидролог вправе внести в него поправки, основанные на данных испытаний. Нельзя соглашаться с подобными решениями и из соображений экономии государственных средств.

Полноценные рекомендации по учету бокового сжатия пока не имеются.

До последнего времени при расчетах расходов воды через водосливы учет бокового сжатия производился по эмпирической формуле Френсиса—Криджера:

$$b_c = b - 0,1\xi_n H,$$

где  $n$  — число отдельных сжатий у опор (по 2 на пролет),  $\xi$  — коэффициент, зависящий от очертаний головы опор в плане ( $\xi = 0,4$  при плавном остроконечном очертании,  $\xi = 0,7$  при полукруглом и треугольном и  $\xi = 1,0$  при прямоугольном).

По указанной формуле  $b_c$  для одного пролета определенной ширины получается одинаковым, вне зависимости от числа пролетов и ширины сплошного водосливного фронта, например при  $b = 20 \text{ м}$ ,  $\xi = 0,7$  и  $H = 5 \text{ м}$ ,  $b_c = 19,30 \text{ м}$ , вне зависимости от того, работают 1, 5 или 10 пролетов. Очевидно, такой расчет будет неточным, причем ошибка за счет неправильного учета сжатия может составлять  $1 - 5\%$ , а в отдельных случаях и более. Иногда при учете сжатия пользовались еще более грубой формулой:

$$b_c = (0,85 - 0,95) b,$$

назначая коэффициент к  $b$  по соображению. Здесь ошибка может достигать  $5 - 10\%$  и даже более.

За рубежом и в настоящее время продолжают пользоваться формулой Френсиса, вводя в нее дополнительный коэффициент на влияние различной ширины действующего водосливного фронта. Например, по данным Кнаппа действительная (эффективная) ширина водосливного фронта плотины Мадден при 4 открытых отверстиях (ширина одного отверстия в свету  $30,48 \text{ м}$ ) получена по формуле Френсиса равной

$$B_c = 4 \times 30,48 - 0,1 \times 0,4 \times 8H = 121,92 - 0,32H_0,$$

а при одном открытом отверстии

$$B_c = 30,48 - 0,1 \times 2,5 \times 0,4 \times 2H = 30,48 - 0,20H_0.$$

Во втором случае, т. е. при работе одного отверстия, в последний член формулы введен дополнительный коэффициент 2,5, учитывающий увеличение сжатия. При  $H=10$  м расчетная ширина отверстий получается:

$$B_{с1} = 0,97B \quad \text{и} \quad B_{с2} = 0,93B,$$

т. е. разница в расчетной ширине достигает 4%. Известная произвольность выбора значения дополнительного коэффициента является недостатком данного приема расчета.

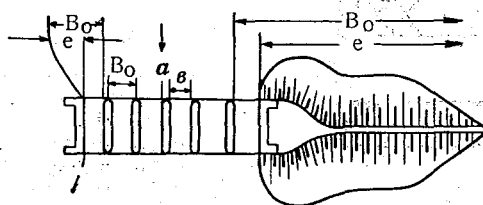


Рис. 77. К расчету водосливных отверстий в плотинах.

В некоторых курсах гидротехнических сооружений [60] рекомендуется для учета влияния сжатия определять коэффициент расхода в формуле водослива по формуле А. Р. Березинского:

$$m = km_{пл} = \frac{k'(n-2) + 2k''}{n} m_{пл},$$

где  $m_{пл}$  — коэффициент расхода в формуле для водослива, обозначаемый обычно через  $m$  и принимаемый в соответствии с типом водослива;  $k'$  — коэффициент бокового сжатия для промежуточных водосливных пролетов,  $k''$  — то же для крайних пролетов,  $n$  — число отверстий.

Значения  $k'$  и  $k''$  определяются в зависимости от  $P:H$  и  $b:B$ , где  $P$  и  $H$  — соответственно высота плотины от подошвы до порога и напор над порогом при НПГ;  $b$  — ширина пролета в свету;  $B_0$  — ширина верхнего бьефа перед расчетным пролетом; для промежуточных пролетов  $B=b+a$ , а для крайних  $B=b+e$ , где  $e$  — расстояние от лицевой грани устоя до уреза воды (рис. 77).

Значения  $k'$  и  $k''$  приведены в табл. 17.

Формула и значения коэффициентов получены Березинским по данным лабораторных испытаний в основном на модели водослива с широким порогом [8]. По Березинскому, поправочные

коэффициенты на сжатие в общем имеют более высокие значения, чем получается по Френсису, и в этом можно усматривать положительную сторону рекомендаций Березинского, поскольку всегда наблюдалась тенденция к расчету с запасом, т. е. к необоснованному занижению расчетной пропускной способности водосливов. Вместе с тем формула Березинского имеет узкую основу

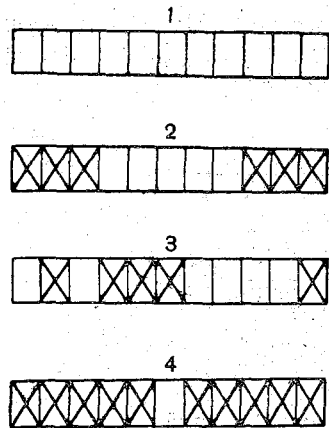


Таблица 17  
Значения коэффициентов  $k'$  и  $k''$

$b : B_0$	$P : H$				
	0	0,5	1	2	$\geq 3$
1,0	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
0,9	0,983	0,989	0,991	0,992	0,993
0,8	0,968	0,979	0,982	0,986	0,987
0,7	0,953	0,969	0,974	0,979	0,981
0,6	0,940	0,960	0,967	0,973	0,976
0,5	0,929	0,953	0,960	0,968	0,971
0,4	0,919	0,946	0,955	0,963	0,967
0,3	0,912	0,942	0,951	0,960	0,965
0,2	0,909	0,940	0,950	0,959	0,964

✓ Рис. 78. Различные комбинации открытий водосливного фронта.

и может претендовать на применение по существу только для расчетов при сплошных открытиях водосливного фронта в случаях с разной шириной верхнего бьефа перед плотиной. Да и то в ней не учитывается форма и расположение устоев.

Для расчетов при частичных открытиях водосливного фронта формула Березинского не приспособлена. Выбор значений  $k'$  и  $k''$  становится в этих случаях неопределенным.

В качестве предварительного решения можно рекомендовать применять при расчетах следующие значения коэффициентов сжатия при разной степени открытия водосливного фронта.

При полном открытии водосливного фронта

$$b_c = 0,97 - 0,99b$$

и

$$Q = mb_c H \sqrt{2gH}.$$

При уменьшении ширины действующего водосливного фронта и различных вариантах его открытия применяются коэффициенты сжатия согласно схемам на рис. 78 и данным в табл. 18.

Указанные в таблице пределы для значений  $b_c$  зависят от формы, а также от расположения устоев и быков. В частности,



при выдвинутых в сторону верхнего бьефа устоях водосливной плотины сжатие в крайних пролетах может быть даже меньше, чем в промежуточных, при одинаковой форме устоев и быков (рис. 79).

Таблица 18

Поправки на сжатие при разных вариантах открытия водосливного фронта

№ схемы	Характер открытия	$b_c$	Примечание
1	Сплошное открытие всего водосливного фронта . .	$(0,97-0,99) b$	См. рис. 78
2	Частичное, но сплошное открытие по водосливному фронту . . . . .	$(0,95-0,96) b$	
3	Открытие отдельных щитов и групп щитов по всему водосливному фронту вразбивку . . .	$(0,91-0,94) b$	
4	Открытие одиночного щита . . . . .	$(0,85-0,90) b$	

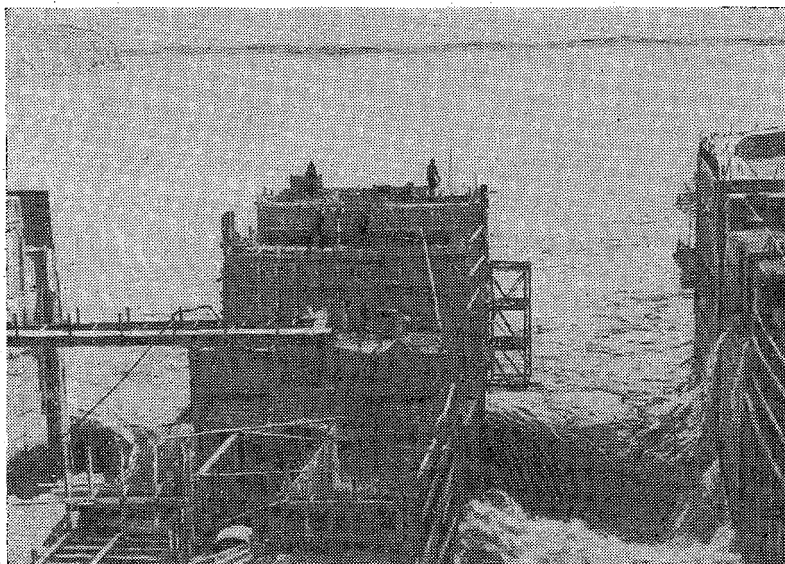


Рис. 79. Пропуск строительных расходов на ГЭС. Пример сжатия струи.

Влияние на величину сжатия оказывает также ширина быков, наличие дополнительных пазов затворов, характер понура. Лабораторные испытания Гидропроекта показали, например, что коэффициент расхода водослива при наличии двух пазов затворов снижается на 2—3%, а при узких пролетах и повышенных отметках понура пропускная способность водослива уменьшалась даже на 5% за счет увеличения бокового сжатия, обусловленного повышением скорости подхода [47]. Влияние на сжатие может оказывать и общая ширина водосливного фронта (число пролетов), и ширина верхнего бьефа перед сооружением, а также действующая рядом с плотиной ГЭС. Отдельные факторы могут оказывать противоположное друг другу влияние. Во всяком случае, местные условия должны учитываться при выборе коэффициента сжатия. При особо благоприятных или неблагоприятных местных условиях значение коэффициента сжатия может приниматься без строгого соответствия с указанными в табл. 18 разрядами открытий.

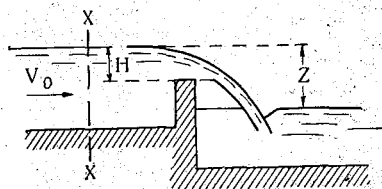
Различное влияние сжатия при разных открытиях водосливного фронта имеет место и при истечении через отверстие (пример с плотиной Вильсона, рис. 76), хотя оно, возможно, выражено слабее. Данных для рекомендаций здесь еще меньше, чем в случаях водосливов.

В дальнейшем является неотложной задачей проведение планомерных полевых работ для сбора достаточных данных в целях выработки обязательных расчетных рекомендаций по учету влияния сжатия в условиях работы водосливных отверстий в различных типовых случаях, встречающихся на практике.

#### Учет скорости подхода

В натуральных условиях иногда приходится также учитывать влияние скоростного напора  $\frac{v^2}{2g}$ , входящего вторым членом в выражение напора на водосливе  $H_0$

$$H_0 = H + \frac{v^2}{2g}.$$



✓ Рис. 80.

Скоростной напор принято учитывать, когда скорость подхода струи  $v_{\text{п}} = \frac{Q}{\Omega}$ , где  $\Omega$  — площадь живого сечения в поперечном профиле  $x-x$  перед плотиной (рис. 80), превышает  $v_{\text{п}} > 0,75-1,0$  м/сек.

При данном условном методе подсчета скорость  $v_{\text{п}}$  будет переходить за указанный предел обычно только при больших сбросах воды на широком водосливном фронте.

### Опытные значения коэффициента $t$

Данные о значениях коэффициента  $t$  и поправках к нему на напор рассмотрены ниже первоначально для незатопленных водосливов всех типов.

Водослив с тонкой вертикальной стенкой при отсутствии бокового сжатия был впервые исследован Базеном при напорах  $H=0,05—0,70$  м и высоте стенки снизу  $p=0,20—2,00$  м. На основе исследований и по предложенной формуле, которую можно найти в справочниках [31, 43, 50], были вычислены значения  $t$ , приведенные в табл. 19.

Значения  $t$  в указанном случае лежат в пределах  $0,42—0,50$ . С увеличением напора при малых высотах стенки  $t$  возрастает, при больших высотах убывает.

Надо заметить, что результаты опытов Базена легли в основу определения  $t$  для водосливов, и до настоящего времени при расчетах пределы для значений  $t$ , как правило, не расширяются, особенно для верхнего предела. Едва ли это вполне обоснованно, учитывая результаты некоторых новейших опытов и величины напоров в натуре.

Водосливы практических профилей исследовались на моделях рядом советских и зарубежных гидравликов. В частности А. С. Офицеров провел в лаборатории Водгео ряд опытов [49], в основном при напорах  $0,05—0,15$  м, которые показали, что  $t$  увеличивается с возрастанием напора. Значения  $t$  при опытах Офицера колебались в широких пределах — от  $0,39$  до  $0,55$ .

Материалы исследований водосливов практических криволинейных профилей (рис. 69) на моделях плотин крупных ГЭС во ВНИИГе также свидетельствуют о том, что значения  $t$  увеличиваются с напором, оставаясь в основном в пределах до  $0,50$ .

В результате испытаний в одной итальянской лаборатории с водосливами практического профиля несколько своеобразного типа при малых напорах от  $1,75$  до  $15$  см значения  $t$  возрастали от  $0,45$  до  $0,55—0,57$ .

Енгел [80] приводит данные лабораторных испытаний на моделях ряда плотин в Турции с водосливами практического безвакуумного профиля по Криджеру. Значения  $t$  при широких колебаниях напора изменялись в пределах от  $0,39$  до  $0,55$  [80].

ГГИ при натурной тарировке на одной малой ГЭС были получены значения  $t$  от  $0,46$  до  $0,52$  для водослива с тонкой стенкой (толщина стенки приблизительно  $10$  см) при соответствующих напорах  $0,50—0,70$  м и при учете бокового сжатия и значения  $t=0,38—0,40$  для водослива с широким порогом при напорах  $0,70—1,40$  м [15]. На другой малой ГЭС для водослива с тонкой стенкой получены  $t=0,45—0,48$  при напорах порядка  $0,80—1,00$  м.

Значения коэффициента расхода  $m$  для водослива с тонкой стенкой по формуле Базена — Эгли

Напор $H$ м	Высота стенки водослива $p$ м									
	0,20	0,30	0,40	0,50	0,60	0,80	1,0	1,5	2,0	2,5
0,05	0,469	0,464	0,462	0,461	0,461	0,460	0,460	0,459	0,459	0,459
0,06	0,463	0,457	0,454	0,453	0,452	0,451	0,451	0,450	0,450	0,450
0,08	0,458	0,449	0,446	0,443	0,442	0,441	0,441	0,439	0,439	0,439
0,10	0,458	0,447	0,442	0,439	0,437	0,435	0,434	0,433	0,433	0,432
0,12	0,461	0,447	0,440	0,436	0,434	0,432	0,430	0,429	0,428	0,428
0,14	0,464	0,448	0,440	0,436	0,433	0,428	0,426	0,425	0,425	0,424
0,16	0,468	0,450	0,441	0,436	0,432	0,428	0,425	0,424	0,423	0,422
0,18	0,472	0,453	0,442	0,437	0,432	0,428	0,425	0,422	0,422	0,420
0,20	0,476	0,455	0,444	0,437	0,433	0,428	0,425	0,422	0,420	0,419
0,22	0,480	0,459	0,446	0,439	0,434	0,428	0,425	0,421	0,420	0,417
0,24	0,484	0,462	0,448	0,440	0,435	0,428	0,425	0,421	0,419	0,416
0,26	0,488	0,467	0,451	0,442	0,436	0,429	0,425	0,420	0,418	0,415
0,28	0,492	0,468	0,453	0,444	0,438	0,430	0,426	0,420	0,418	0,415
0,30	0,496	0,471	0,456	0,446	0,439	0,431	0,426	0,420	0,418	0,414
0,35	—	0,479	0,462	0,451	0,444	0,434	0,428	0,421	0,418	0,413
0,40	—	0,486	0,468	0,457	0,448	0,437	0,430	0,422	0,418	0,412
0,45	—	0,492	0,474	0,462	0,452	0,440	0,433	0,423	0,419	0,411
0,50	—	0,499	0,480	0,467	0,457	0,444	0,436	0,425	0,419	0,410
0,60	—	—	0,491	0,477	0,466	0,451	0,441	0,428	0,421	0,410
0,70	—	—	0,500	0,485	0,474	0,458	0,447	0,432	0,424	0,409

При тарировке водосливов Усть-Каменогорской ГЭС получены значения  $m$  в натуре 0,45 и на модели 0,43.

Указанные далеко не полные данные значений  $m$ , полученных при испытаниях на моделях и тарировках, приведены в табл. 20 в целях более наглядного представления о фактических значениях коэффициента расхода в различных случаях.

#### Рекомендации по выбору $m$

Рекомендации в гидравлических справочниках [31, 43, 50] по выбору значений коэффициента  $m$  в целях подсчета расходов воды для незатопленных водосливов всех типов основаны, как уже отмечалось, главным образом на данных лабораторных испытаний.

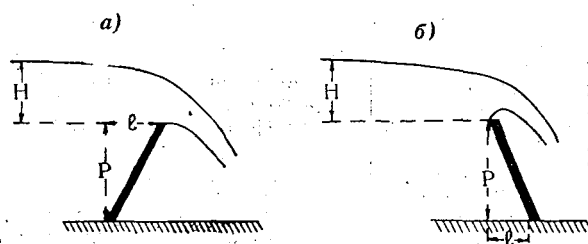


Рис. 81. Водослив с наклонной стенкой.  
а — при наклоне вперед, б — при наклоне назад.

Для водосливов с вертикальной тонкой стенкой, которые на сооружениях представлены водосливами с плоскими щитами, значения коэффициентов  $m$  принимают в основном по соображению, руководствуясь данными Базена (табл. 19) и нередко придерживаясь «в запас» нижнего предела этих данных.

При наклоне плоского щита вводится поправка к расчетному коэффициенту для вертикального щита — положительная при наклоне вперед и отрицательная при наклоне назад (рис. 81).

Поправка в виде коэффициента  $k = \frac{m_{\text{накл}}}{m}$  зависит от угла наклона, выражаемого в градусах или через отношение заложения к высоте  $l/p$ . Значения  $k$  приводятся ниже [31].

Наклон стенки	$l/p$					
	1/3	2/3	1/1	2/1	4/1	5/1
Наклон вперед . . . . .	1,05	1,09	1,11	1,13	1,10	1,09
Наклон назад . . . . .	0,96	0,93	0,91	—	—	—

Опытные данные коэффициентов расхода

Кто производил испытания	Метод исследования	Тип водосливного отверстия	Затопление	Напор при испытаниях, м
Базен	Лабораторные испытания на модели	Водослив с тонкой стенкой	Незатопл.	0,05—0,70
"	То же	То же	Затопл.	—
Офицеров (Водгео)	"	Водослив практического профиля	Незатопл.	0,05—0,15
			Затопл.	0,40
ВНИИГ	Испытания на модели плотины Дубоссарской ГЭС	Водослив практического профиля	Незатопл. при 1 откр. пролете	0,18—0,22
			Незатопл. при 2 откр. пролетах	0,06—0,17
В Италии	Лабораторные испытания	Водослив практического профиля	Незатопл.	0,02—0,15
ГГИ	Натурная тарировка плотины Ичалковской ГЭС	Водослив с широким порогом	"	0,70—1,41
	То же	Водослив с тонкой стенкой	"	0,36—0,73
	Натурная тарировка плотины Белогорской ГЭС	Донное отверстие на пороге практического профиля	"	1,87—2,22
ОРГРЭС	Натурная тарировка водосливных отверстий плотины Усть-Каменогорской ГЭС	Водослив практического профиля	"	—

Таблица 20

 $m$  и  $\mu$  в гидравлических формулах

Результаты испытаний				Литературный источник
значения		поправочный коэффициент	выявленная зависимость	
$m$	$\mu$			
0,40—0,50	—	—	Неопр. от $H$ , уменьш. с высотой $p$	[49]
0,40—0,50	—	$1,05\sigma_{\Pi} = 0,43—1,05$	$\sigma_{\Pi}$ уменьш. с увелич. $h_{\Pi}/p$ и возрастает с $z/p$	[49]
0,39—0,55	—	—	Увелич. с $H$	[49]
0,39—0,55	—	$\sigma_{\Pi} = 0,28—1,00$	$\sigma_{\Pi}$ уменьш. с увелич. $h_{\Pi}/H$	
0,46—0,49	—	—	Возрастает с напором	
0,40—0,43	—	—	То же	
0,44—0,57	—	—	„	
0,38—0,40	—	—	—	[15]
0,46—0,52	—	—	Возрастает с напором	
—	0,64—0,66	—	—	[16]
0,45	—	—	—	—

Плоские щиты в наклонном положении встречаются редко; к ним иногда могут быть приравнены клапанные затворы.

Для водосливов практических профилей рекомендации по выбору коэффициентов  $m$  составлены Н. Н. Павловским на основе данных испытаний, проведенных советскими и зарубежными исследователями. Для водосливов наиболее распространенных безвакуумных криволинейных профилей (рис. 70) Павловский предложил для определения  $m$  следующие эмпирические формулы, учитывающие возможные отклонения фактического напора на водосливе  $H$  от его проектной величины  $H_{пр}$ , по которой очерчен данный профиль.

Профиль а:

$$\text{при } \frac{H}{H_{пр}} > 0,8 \quad m = 0,49 \left( 0,88 + 0,12 \sqrt{\frac{H}{H_{пр}}} \right),$$

$$\text{при } \frac{H}{H_{пр}} \leq 0,8 \quad m = 0,49 \left( 0,785 + 0,25 \frac{H}{H_{пр}} \right).$$

Профиль б:

$$\text{при } \frac{H}{H_{пр}} > 0,5 \quad m = 0,48 \sqrt[20]{\frac{H}{H_{пр}}},$$

$$\text{при } \frac{H}{H_{пр}} = 0,1 - 0,5 \quad m = 0,48 \left( 0,805 - 0,31 \frac{H}{H_{пр}} \right).$$

Значения коэффициента  $m$  по указанным формулам при различных  $\frac{H}{H_{пр}}$  приведены в табл. 21.

Таблица 21

$\frac{H}{H_{пр}}$	Значения $m$		$\frac{H}{H_{пр}}$	Значения $m$	
	профиль а	профиль б		профиль а	профиль б
0,2	0,409	0,416	1,2	0,496	—
0,4	0,434	0,446	1,4	0,500	—
0,6	0,458	0,467	1,6	0,506	—
0,8	0,483	0,475	1,8	0,520	—
1,0	0,490	0,480			

А. С. Офицеров и Н. Н. Розанов предложили свои формулы для  $m$  при наличии указанных выше профилей, но вносимые при этом изменения совершенно незначительны и не заслуживают внимания.

Енгель приводит обобщенную зависимость для учета изменения напора, выведенную на основе данных упомянутых выше



модельных испытаний для безвакуумных профилей, очерченных по Криджеру:

$$\frac{m}{m_0} = \left( \frac{H}{H_0} \right)^{0,12}$$

где  $H_0$  и  $H$  — проектный и фактический напор в метрах,  $m_0$  и  $m$  — значения коэффициентов расхода при проектном и фактическом значениях напора.

Значения  $\frac{m}{m_0}$ , по Енгецу и Павловскому, достаточно близки между собою (табл. 22), что служит подтверждением правильности рекомендаций Павловского. Наряду с этим недавно опубликованы данные модельных испытаний Гидропроекта, проведенных для установления зависимости  $m$  от полноты (изменений) напора для профилей IV<sub>a</sub> 1° и IV<sub>a</sub> 3° (рис. 70). Они недостаточно хорошо согласуются с рекомендациями Павловского и технических указаний ВНИИГа [23]. Однако данные Гидропроекта пока не могут быть рассматриваемы в качестве замены прежних рекомендаций.

Таблица 22

$\frac{H}{H_0}$	$\frac{m}{m_0} = \left( \frac{H}{H_0} \right)^{0,12}$	$\frac{m}{m_0}$ по Павловскому при $m = 0,49$ (тип IV <sub>a</sub> 1°)	$\frac{H}{H_0}$	$\frac{m}{m_0} = \left( \frac{H}{H_0} \right)^{0,12}$	$\frac{m}{m_0}$ по Павловскому при $m = 0,49$ (тип IV <sub>a</sub> 1°)
0,200	0,827	0,836	1,200	1,022	1,012
0,400	0,898	0,886	1,400	1,027	1,020
0,600	0,942	0,936	1,600	1,058	1,031
0,800	0,974	0,984	1,800	1,073	1,06
1,000	1,000	1,000			

Для водосливов трапецидальных профилей Павловским разработана довольно подробная рекомендация по значениям  $m$ , приводимая в справочниках.

Для водосливов средних и низких криволинейных профилей Павловский советует пользоваться рекомендациями для трапецидальных профилей с увеличением соответствующих значений  $m$  на 5%. При растянутой форме профилей и относительно малых напорах ( $\frac{H}{\delta} < 1/2$  и частично  $\frac{H}{\delta} = 1 - 1/2$ ) рекомендации даются, как для водослива с широким порогом. Под указанные условия подходят и водосливы, образуемые секторными затворами при их частичном открытии. Соответствующие расчеты приведены в примере 3 (стр. 174).

Для водосливов с широким порогом Н. Н. Павловским раз-

работана таблица ориентировочных значений  $m$  в зависимости от формы порога водослива (табл. 23), которая приводится и в новейших гидравлических справочниках [31]. Рекомендуемые значения  $m$  колеблются от 0,30 до 0,385.

Таблица 23

Значения коэффициента расхода  $m$  для водосливов с широким порогом

№ п/п	Характеристика порога водослива	$m$
1	Предельно благоприятная форма порога при отсутствии гидравлических потерь . . . . .	0,385
2	При хорошо подобранной форме входа . . . . .	0,365
3	Порог с закругленным входным ребром . . . . .	0,35
4	При притупленном входном ребре . . . . .	0,335
5	При незакругленном входном ребре . . . . .	0,32
6	При остром и неровном входном ребре . . . . .	0,30

#### Затопленные водосливы и учет влияния затопления

До недавнего времени водослив с тонкой стенкой, а также практических профилей считался затопленным при соблюдении двух условий (рис. 69):

$$h_n > 0,$$

т. е. уровень нижнего бьефа выше грани водослива, и

$$\frac{z}{p} < 0,7,$$

где  $z$  — разность уровней верхнего и нижнего бьефов и  $p$  — высота стенки водослива снизу.

При несоблюдении второго условия наблюдается отогнанный прыжок и водослив оказывается незатопленным.

Экспериментальные наблюдения показали, что и при соблюдении обоих указанных выше условий водослив остается незатопленным, если уровень нижнего бьефа не оказывает подпорного влияния на уровень верхнего бьефа, т. е. пока в нижнем бьефе будет устанавливаться состояние отогнанного или подтопленного прыжка, аналогичное тому, которое имеет место и при положении уровня ниже гребня водослива (рис. 82). Когда прыжок затопляется и уровень нижнего бьефа начинает подпирать уровень верхнего бьефа — это вызывает уменьшение расхода воды по отношению к тому расходу, который бы проходил при данном уровне верхнего бьефа через незатопленный водослив.

Таким образом, можно сказать, что водослив является затопленным, когда уровень нижнего бьефа оказывает влияние на величину расхода воды через этот водослив. Начальный уровень нижнего бьефа, при котором наступает состояние затопления, зависит от формы водослива, в частности от его высоты, и от условий перелива. Напри-

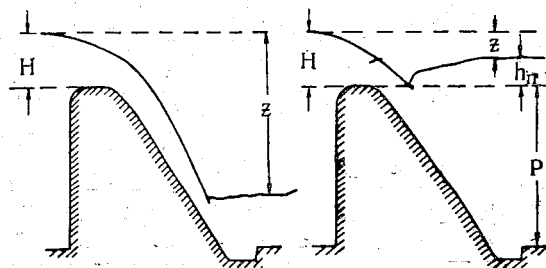


Рис. 82. Случаи незатопленных водосливов.

мер, по исследованиям немецкого гидравлика Шмидта, для безвакуумного водослива криволинейного профиля, близкого к профилю *a* (рис. 70):

$$h_n = 0,2H \quad \text{при} \quad \frac{H}{p} < 0,42$$

и

$$h_n = 0,48H \quad \text{при} \quad \frac{H}{p} = 1,00,$$

т. е. с увеличением высоты стенки водослив становится относительно более чувствительным к затоплению [87]. Влияние затопления для водосливов с тонкой стенкой и практических профилей учитывают введением коэффициента затопления  $\sigma_n$  в формулу для водослива

$$Q = \sigma_n m b \sqrt{2g} H^{3/2}.$$

Для водослива с тонкой стенкой пользуются значениями  $1,05 \sigma_n$  в зависимости от  $\frac{h_n}{b}$  и  $\frac{z}{p}$  по данным испытаний Базена (табл. 24).

Для водосливов практических профилей существуют различные рекомендации в части величин  $\sigma_n$ .

Н. Н. Павловский в свое время предложил определять  $\sigma_n$  по способу американских инженеров, указав, что значения  $\sigma_n$  при этом получаются с некоторым запасом.

А. С. Офицеров на основании опытов выработал зависимость  $\sigma_n$  от  $\frac{h_n}{H}$ , которую, однако, для подтоплений  $0,75H$  и выше выра-

Значения 1,05  $\sigma_{\text{п}}$  по Базену, для затопленного водослива с тонкой стенкой

$\frac{z}{p}$	$\frac{h_{\text{п}}}{p}$																	
	0,00	0,05	0,10	0,15	0,20	0,30	0,40	0,50	0,60	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,30	1,40	1,50
0,05	1,05	0,84	0,74	0,68	0,64	0,58	0,54	0,52	0,50	0,48	0,47	0,46	0,45	0,45	0,44	0,44	0,44	0,43
0,10	1,05	0,93	0,85	0,80	0,76	0,70	0,66	0,64	0,61	0,60	0,58	0,57	0,57	0,56	0,55	0,55	0,54	0,54
0,15	1,05	0,96	0,90	0,86	0,82	0,77	0,74	0,71	0,69	0,67	0,66	0,65	0,64	0,63	0,63	0,62	0,62	0,61
0,20	1,05	0,98	0,94	0,90	0,87	0,82	0,79	0,76	0,74	0,72	0,71	0,70	0,69	0,69	0,68	0,68	0,67	0,67
0,25	1,05	1,00	0,96	0,92	0,90	0,86	0,82	0,80	0,78	0,77	0,75	0,75	0,74	0,73	0,72	0,72	0,72	0,71
0,30	1,05	1,01	0,97	0,94	0,92	0,88	0,85	0,83	0,81	0,80	0,79	0,78	0,77	0,77	0,76	0,76	0,75	0,75
0,35	1,05	1,01	0,98	0,96	0,94	0,90	0,88	0,86	0,84	0,83	0,82	0,81	0,80	0,80	0,79	0,79	0,79	0,78
0,40	1,05	1,02	0,99	0,97	0,95	0,92	0,90	0,88	0,87	0,85	0,84	0,84	0,83	0,82	0,82	0,82	0,81	0,81
0,45	1,05	1,02	1,00	0,98	0,96	0,94	0,92	0,90	0,89	0,87	0,87	0,86	0,85	0,85	0,84	0,84	0,84	0,84
0,50	1,05	1,03	1,01	0,99	0,98	0,95	0,93	0,92	0,90	0,89	0,89	0,88	0,87	0,87	0,87	0,86	0,86	0,86
0,55	1,05	1,03	1,01	1,00	0,98	0,96	0,94	0,93	0,92	0,91	0,90	0,90	0,89	0,89	0,88	0,88	0,88	0,88
0,60	1,05	1,03	1,02	1,00	0,99	0,98	0,96	0,94	0,93	0,92	0,92	0,91	0,91	0,90	0,90	0,90	0,90	0,89
0,65	1,05	1,04	1,02	1,01	1,00	0,98	0,97	0,96	0,95	0,94	0,93	0,93	0,92	0,92	0,92	0,92	0,91	0,91
0,70	1,05	1,04	1,02	1,01	1,00	0,99	0,98	0,96	0,96	0,95	0,94	0,94	0,94	0,93	0,93	0,93	0,93	0,92

зил в виде широких пределов  $\sigma_{п}$ , что вносит неопределенность при пользовании. М. А. Мостков в своем «Справочнике» [43] привел зависимость Офицерова, причем рекомендовал пользоваться нижними пределами  $\sigma_{п}$ , что совершенно неверно. Ф. И. Пикалов, объединив данные опытов Офицерова и В. С. Истоминой, предложил осредненную зависимость  $\sigma_{п}=f\left(\frac{h_{п}}{H}\right)$  [52], дающую

меньшие значения  $\sigma_{п}$  по сравнению со способом американских инженеров. Шмидт в своих недавних работах [87], ссылаясь на данные испытаний, привел ряд дифференцированных зависимостей  $\sigma_{п}=f\left(\frac{h_{п}}{H}\right)$  для водосливов практических профилей различных типов. Зависимости Шмидта дают наибольшие значения  $\sigma_{п}$  по сравнению с другими способами.

Действующие официальные «Технические указания и нормы СССР, 1951 г.» в зоне до  $h_{п}=0,75H$  примерно соответствуют рекомендациям Пикалова, а для зоны выше  $0,75H$  они дают значения  $\sigma_{п}$ , меньшие полученных по способу американских инженеров, что является неправильным.

Таблица 25

Коэффициент затопления для водосливов практических профилей

$\frac{h_{п}}{H}$	По Пикалову	По Ту и Н МЭС 1951 г.	По данным американских инженеров	Крышеобразный порог, по Шмидту	Широкий оголовок, по Шмидту	Криволинейные профили, по Шмидту	
						$\frac{H}{P} = 1,0$	$\frac{H}{P} < 0,42$
0	1,00	1,00	1,00	—	—	—	—
0,10	0,999	0,998	0,991	—	—	—	—
0,15	0,998	0,997	0,986	—	—	—	—
0,20	0,997	0,996	0,981	—	—	—	1,00
0,25	0,996	0,994	0,976	—	—	—	0,995
0,30	0,994	0,991	0,970	—	—	—	0,990
0,35	0,992	0,988	0,963	—	—	—	0,985
0,40	0,990	0,983	0,956	—	—	—	0,980
0,45	0,986	0,978	0,948	—	—	—	0,972
0,50	0,980	0,972	0,937	—	—	1,00	0,965
0,55	0,970	0,965	0,923	—	—	0,990	0,958
0,60	0,960	0,957	0,907	—	—	0,980	0,950
0,65	0,940	0,947	0,886	1,00	—	0,965	0,945
0,70	0,906	0,933	0,856	0,990	—	0,955	0,925
0,75	0,858	0,91—0,80	0,821	0,970	—	0,930	0,910
0,80	0,790	0,760	0,778	0,950	1,00	0,890	0,860
0,85	0,699	0,700	0,709	0,875	0,950	0,800	0,770
0,90	0,575	0,590	0,621	0,800	0,900	0,650	0,625
0,95	0,412	0,410	0,438	0,600	0,760	0,425	—
1,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	—

В практической деятельности следует ориентироваться на рекомендации Пикалова, имея в виду, что и в этих данных, возможно, кроется некоторый запас, в известной мере вскрытый данными Шмидта.

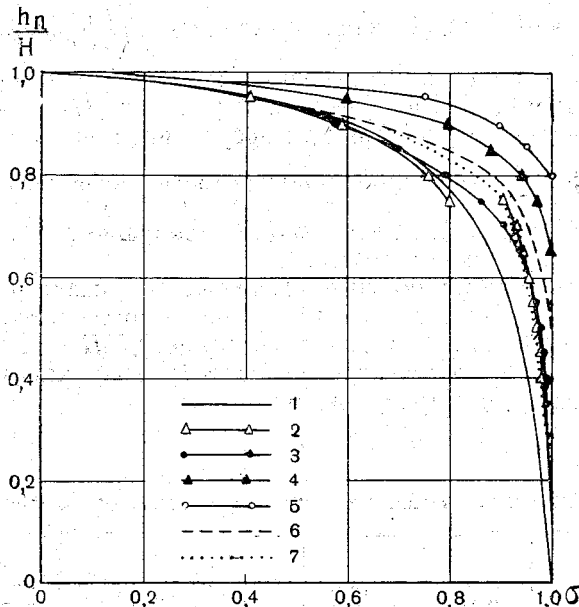


Рис. 83. График коэффициентов затопления  $\sigma_n$  для водосливов практических профилей.

1 — по данным американских инженеров, 2 — по ТУ и Н МЭС СССР 1951 г., 3 — по Пикалову, 4 — крышеобразный порог, по Шмидту, 5 — широкий оголовок, по Шмидту, 6 — криволинейный профиль при  $\frac{H}{p} = 1,0$ , 7 — криволинейный профиль при  $\frac{H}{p} < 0,42$ .

В табл. 25 и на рис. 83 приведены зависимости

$$\sigma_n = f\left(\frac{h_n}{H}\right),$$

предложенные различными авторами.

В конце настоящей главы рассмотрено несколько примеров расчета и учета сбросных расходов воды на конкретных ГЭС с точки зрения практики использования гидравлических зависимостей. В этих примерах в соответствии с действительностью расчеты расходов через водосливы переплетаются с расчетами расходов через отверстия.

## б) Расчеты расходов воды при истечении через отверстия

В отношении расчета расходов воды при истечении через отверстия существует, пожалуй, больше неясностей и различий в рекомендациях, чем в расчете расходов через водосливы. Недостаточно изучен до настоящего времени вопрос истечения через донные отверстия, прилегающие к порогам плотин, имеющих форму водосливов практического профиля (рис. 52, 87), вопрос истечения через затопленные отверстия и ряд существенных деталей в других вопросах, в частности влияние на пропускную способность отверстий со стороны затворов различных типов, прежде всего сегментных затворов. Некоторые рекомендации здесь предложены, но требуется дальнейшее обоснование и уточнение существующих расчетных зависимостей и эмпирических коэффициентов в них на основе данных лабораторных и натуральных испытаний.

Вопрос расчета глубинных, а также «фигурных» водосбросов, прилегающих к турбинным трактам, на совмещенных ГЭС решается практически почти полностью на основе лабораторного эксперимента с проверкой в отдельных случаях посредством измерений расходов воды в натуре (см. стр. 163).

Указанные обстоятельства не означают, что в расчете расходов при истечении через отверстия преобладает неопределенность и допускаются грубые ошибки. Расчеты в общем производятся с практически достаточной с точки зрения пропускной способности сооружений точностью порядка 5—10%. Однако существующие неясности требуют знакомства с общим состоянием дела расчетов и критического подхода к отдельным решениям в интересах уточнения учета стока на ГЭС. Это позволит гидрологам при организации или контроле за учетом стока на ГЭС выявлять в конкретных случаях возможные серьезные погрешности и вносить необходимые поправки [18, 19, 28].

### *Классификация отверстий*

Отверстия, как уже упоминалось, можно разделить на две группы:

1) поверхностные отверстия, начинающиеся от гребня (поверхности) плотины и при случае (полный или близкий к полному выем щита) способные работать как водосливы;

2) глубинные водосбросы.

Истечение через поверхностные отверстия. Поверхностные отверстия с конструктивной и гидравлической точек зрения можно разделить на следующие подгруппы (рис. 84):

а) отверстия в тонкой стенке,

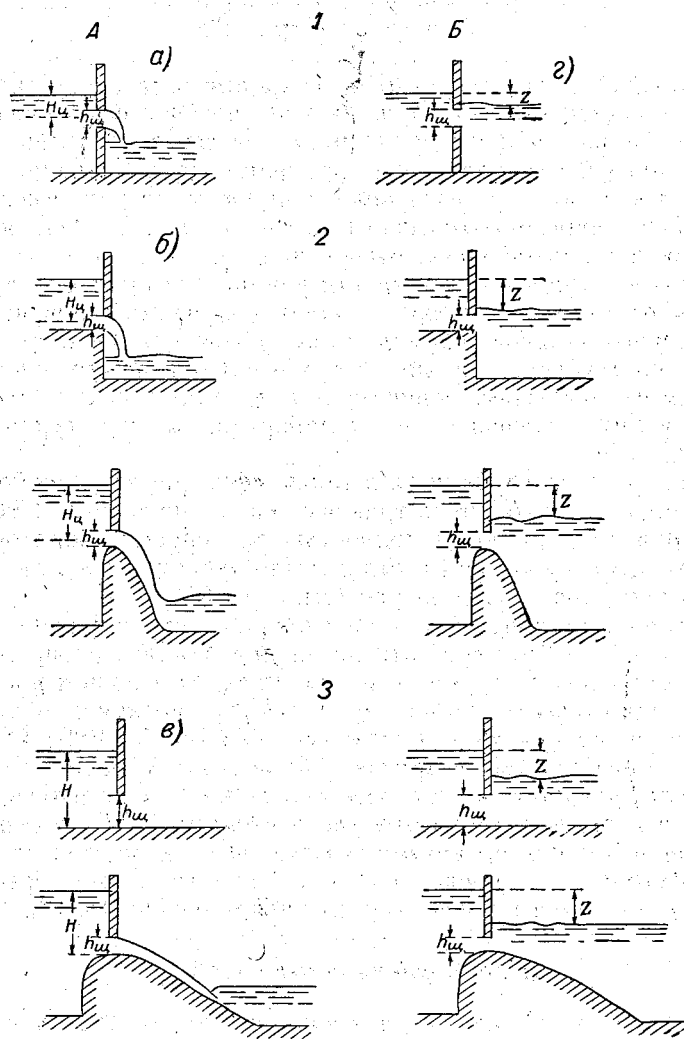


Рис. 84. Истечение через отверстия.

А — незатопленные отверстия, Б — затопленные отверстия, 1 — отверстия в тонкой стенке, 2 — донные отверстия первого рода, 3 — донные отверстия второго рода.

$$a - Q = \mu b h_{\text{ш}} \sqrt{2gH_{\text{II}}}, \quad \mu = 0,60 - 0,70;$$

$$б - Q = \mu b h_{\text{ш}} \sqrt{2gH_{\text{II}}}, \quad \mu = 0,65 - 0,80;$$

$$в - Q = \frac{\varphi}{\sqrt{\alpha}} \varepsilon b h_{\text{ш}} \sqrt{2g(H - \varepsilon h_{\text{ш}})},$$

$$\varphi = 0,85 - 0,95; \quad \alpha = 1,0 - 1,1; \quad \varepsilon = 0,60 - 0,70;$$

$$z - Q = \mu b h_{\text{ш}} \sqrt{2gr}.$$



б) донные отверстия 1-го рода без влияния дна на форму струи (отвесный или очень крутой уступ нижней грани, по определению Н. Н. Павловского [50]),

в) донные отверстия 2-го рода с влиянием дна на форму струи.

К донным отверстиям 2-го рода при расчетах на практике нередко относят все случаи как с горизонтальными порогами, так и с порогами в виде водосливов практических профилей, не соотносясь со степенью крутизны низовой грани.

Между тем указанное деление не является абсолютно строгим. Основано оно на различии в предполагаемом распределении скоростей в вытекающей из-под щита струе. У отверстий 1-го рода струя вытекает в атмосферу и распределение скоростей в ней близко к параболическому, у отверстий 2-го рода струя направляется порогом и скорости распределяются в ней равномерно по сечению. Однако при крутых уступах нижних граней водосливных порогов влияние их на величину расхода воды, по-видимому, крайне невелико даже при прилегании струи к уступу, о чем свидетельствуют отдельные лабораторные и натурные исследования [16, 52]. На это необходимо обращать внимание и учитывать, что при расчетах расходов при истечении через отверстие на пороге практической формы не всегда его можно приравнять к отверстиям 2-го рода и иногда вполне допустимо, опираясь на опытные данные, рассчитывать как отверстие 1-го рода.

Ф. П. Пикалов вообще рассматривает истечение через отверстие на гребне водосливов практического профиля как самостоятельную подгруппу, что в общем является одним из приемлемых решений [52].

Отверстия подобно водосливам могут работать как незатопленные и как затопленные.

Рассмотрим случаи истечения через незатопленные отверстия всех родов.

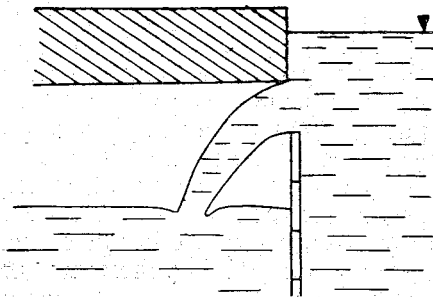
Истечение через отверстие в тонкой стенке встречается на ГЭС при наличии двух или более горизонтальных рядов щитов и неполном открытии какого-либо верхнего щита или ряда щитов с переливом струи через верхнюю грань следующего нижнего щита или ряда щитов (рис. 84). Из числа крупных ГЭС истечение через отверстие подобного рода встречается, например, на волжских ГЭС. На малых ГЭС встречаются случаи подобного рода истечения, кроме того, при наличии мостового перекрытия, к которому прилегают щиты верхнего ряда. В этих случаях даже при открытии щитов верхнего ряда на полный выем происходит истечение через отверстие в тонкой стенке (рис. 85).

Струя при истечении через отверстие испытывает сжатие от слоя воды, прилегающего к отверстию в верхнем бьефе. Сжатие считают совершенным, когда водная поверхность, берега (устои)

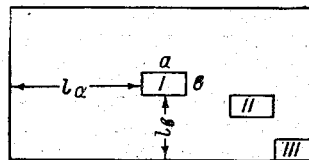
и дно (порог плотины) отстоят от кромок отверстия на расстоянии не менее трех поперечных размеров отверстия (рис. 86):

$$l_a > 3a, \quad l_b > 3b.$$

При несоблюдении указанного условия сжатие считается не совершенным, а в случаях, когда отверстие с какой-либо стороны прилегает ко дну — порогу плотины или вытянутой формы устою, кроме того, неполным. При несовершенном сжатии расход воды относительно больше, чем при совершенном



✓ Рис. 85. Истечение через отверстие.



✓ Рис. 86. Различные виды сжатия струи при истечении через отверстия.

*I* — совершенное и полное сжатие, *II* — несовершенное, полное сжатие, *III* — неполное сжатие.

сжатии через отверстие тех же размеров и при том же напоре, что учитывается при расчетах (см. табл. 40 и пример на стр. 180). Гидрологу при контроле или расчете учета стока на ГЭС необходимо внимательно разобраться в условиях сжатия, при которых работает то или иное отверстие.

Уровень воды в верхнем бьефе при истечении через отверстие всегда должен быть выше верхней кромки отверстия. При величине открытия щита  $h_{щ}$ , близкой к напору над гранью перелива  $H$

$$\frac{h_{щ}}{H} \geq 0,70 - 0,75,$$

наблюдается переход от истечения через отверстия к водосливу, о чем подробнее сказано в дальнейшем.

Истечение через донное отверстие имеем в случаях, когда нижняя кромка отверстия прилегает ко дну водотока, т. е. практически к порогу плотины. Порог плотины на крупных ГЭС представляет собой по форме, как правило, водослив практического профиля, иногда водослив с широким порогом. Сброс излишних вод через донные отверстия встречается на ГЭС довольно часто в случаях неполного подъема нижнего ряда плоских щитов, а также сегментных и вальцовых затворов.

Как уже упоминалось, донные отверстия разделяют на две подгруппы, а кроме того, из второй подгруппы иногда выделяют

донные отверстия с порогом в виде водослива практического профиля. Указанное разделение находит отражение и в расчетных зависимостях для расходов воды, причем полной согласованности в рекомендациях на этот счет не имеется.

#### Гидравлические формулы для расходов воды через отверстия

Гидравлические формулы для подсчета пропускной способности различного рода отверстий, основанные на теоретических предположениях и обоснованные в своих эмпирических коэффициентах данными лабораторных и натуральных испытаний, служат важнейшим расчетным средством для определения расходов воды через водосливные отверстия. Другим средством служит непосредственно сам эксперимент, который преобладает при расчете глубинных водосборов. При расчете поверхностных отверстий широко используются формулы с проверкой и без проверки на данных конкретных объектов.

Основными гидравлическими формулами для истечения через отверстия являются следующие<sup>1</sup>:

$$Q = \mu b h_{ш} \sqrt{2gH_{ш}}, \quad (1)$$

рекомендуемая Павловским для отверстий в тонкой стенке и донных отверстий 1-го рода,

$$Q = \varphi \varepsilon b h_{ш} \sqrt{2gH}, \quad (2)$$

предложенная Пикаловым для истечения через отверстие на гребне водослива практического профиля (рис. 87), и

$$Q = \frac{\varphi}{\sqrt{a}} \varepsilon b h_{ш} \sqrt{2g(H - \varepsilon h_{ш})}, \quad (3)$$

рекомендуемая в справочнике Павловского для отверстий 2-го рода и нашедшая широкое применение на практике для донных отверстий на порогах плотин, поскольку эта формула дает определенный запас.

<sup>1</sup> Здесь, как и всюду в настоящем пособии, обозначения высоты отверстия (величины открытия щита)  $h_{ш}$ , коэффициентов вертикального и горизонтального сжатия  $\varepsilon$  и  $\alpha$  и др. приняты по Павловскому. В гидравлических справочниках и пособиях в отношении обозначений единообразия не наблюдается и для открытия щита встречаются обозначения  $a$  и  $e$ , для коэффициента вертикального сжатия  $\alpha$  и др. Совершенно очевидно, что единообразие в обозначениях необходимо для облегчения пользования зависимостями.

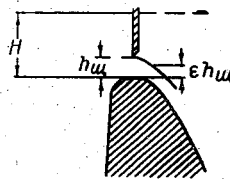


Рис. 87. Водослив практического профиля с крутым уступом нижней грани.

По существу эта же формула в виде  $Q = \mu b h_{\text{ш}} \sqrt{2g(H - \epsilon h_{\text{ш}})}$  рекомендуется для донных отверстий в Технических указаниях (ТУ 29-53), составленных во ВНИИГ [58].

Рассмотрим приведенные зависимости в указанном выше порядке. Выражение общего вида для истечения через отверстие в тонкой стенке и донное отверстие 1-го рода

$$Q = \mu b h_{\text{ш}} \sqrt{2gH_{\text{ц}}}$$

имеет ясный физический смысл, аналогичный смыслу выражения для расхода воды через водосливы (рис. 79). Здесь  $b h_{\text{ш}}$  — живое сечение, равное сечению отверстия;  $\sqrt{2gH_{\text{ц}}}$  — средняя скорость течения для условий идеальной жидкости;  $\mu$  — коэффициент пропорциональности, учитывающий сжатие струи и поправку на скорость течения в условиях реальной жидкости;  $H_{\text{ц}}$  — напор над центром отверстия как среднее значение из напоров для элементарных частей потока по всей высоте отверстия. Учет скорости подхода обязателен при величине ее

$$v_{\text{п}} > 0,75 - 1,00 \text{ м/сек.}$$

Тогда выражение для напора будет

$$H_0 = H_{\text{ц}} + \frac{v^2}{2g}.$$

Павловский рекомендует для указанного вида истечения из отверстия в тонкой стенке и донного отверстия 1-го рода принимать следующие значения  $\mu$  (табл. 26) в зависимости от различного характера самих отверстий, причем подчеркивает приближенность рекомендуемых величин, которые всегда желательно для данных конкретных условий определять на основе лабораторных испытаний или натурной тарировки (на малых ГЭС).

Таблица 26

№ п/п	Характер отверстий	$\mu$
1	Малые отверстия с совершенным сжатием . . . . .	0,60
2	Отверстия средних размеров с совершенным сжатием .	0,65
3	Большие отверстия с несовершенным полным сжатием	0,70
4	Донные отверстия при значительном боковом сжатии .	0,65—0,70
5	Донные отверстия с умеренным боковым сжатием . .	0,70—0,75
6	Донные отверстия с плавными боковыми подходами .	0,80—0,85

Предлагаемые Павловским значения  $\mu$ , естественно, носят характер общих рекомендаций. Судя по имеющимся опытным данным [16], их можно считать смелыми, но в общем близкими к действительности. В отдельных случаях подтверждается применимость рекомендуемых значений  $\mu$ . Пример подобного рода

приведен в гл. IV, где изложены результаты тарировки донного отверстия на одной малой ГЭС. Полученные при тарировке значения  $\mu$  в пределах  $\mu=0,64-0,66$  соответствуют рекомендуемым в табл. 26 значениям  $\mu=0,65-0,70$  для подобного характера отверстий 1-го рода.

При несовершенном сжатии и при неполном сжатии Павловский предлагает, наряду с подбором коэффициента  $\mu$  по приведенным выше рекомендациям (табл. 26), другой способ определения значений  $\mu$  по приближенным зависимостям, приводимым в его Справочнике [50].

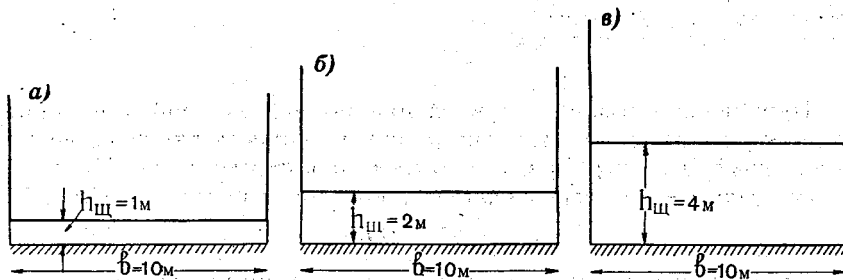


Рис. 88. Зависимость  $\mu$  от переменного неполного сжатия.

$$\begin{aligned}
 a - n &= \frac{b + 2h_{\text{ш}}}{2b + 2h_{\text{ш}}} = \frac{12}{22} = 0,545; & \mu &= \mu_c (1 + 0,4n) = 0,60 \cdot 1,218 = 0,73; \\
 б - n &= \frac{b + 2h_{\text{ш}}}{2b + 2h_{\text{ш}}} = \frac{14}{24} = 0,583; & \mu &= \mu_c (1 + 0,4n) = 0,60 \cdot 1,225 = 0,735; \\
 в - n &= \frac{b + 2h_{\text{ш}}}{2b + 2h_{\text{ш}}} = \frac{18}{28} = 0,643; & \mu &= \mu_c (1 + 0,4n) = 0,60 \cdot 1,257 = 0,754.
 \end{aligned}$$

В частности, для часто встречающихся случаев переменного неполного сжатия при подъеме затворов на различную высоту рекомендуется вычислять  $\mu$  по приближенной зависимости

$$\mu = \mu_c (1 + 0,4n),$$

где  $\mu_c$  — коэффициент расхода, соответствующий совершенному сжатию, т. е. по табл. 26  $\mu_c = 0,60$ ;  $n$  — отношение части периметра отверстия, где сжатие отсутствует, к полному периметру.

Согласно приведенной зависимости, по мере подъема затвора и увеличения открытия отверстия вместе с  $n$  увеличивается и  $\mu$  (рис. 88).

Пикалов при выводе зависимости

$$Q = \varphi \varepsilon b h_{\text{ш}} \sqrt{2gH}$$

допускает для порогов типа водосливов практического профиля, что «сжатие струи со стороны гребня в вертикальной плоскости будет устранено плавностью формы гребня водослива».

Здесь  $\varphi$  и  $\varepsilon$  — коэффициенты скорости и вертикального сжатия и  $H$  — напор над порогом отверстия; остальные обозначения те же, что и приведенные выше.

Таблица 27

Тип порога	$\varphi$
Прямоугольный шероховатый порог . . . . .	0,85
Прямоугольный гладкий порог . . . . .	0,90
Порог с закругленным входным ребром . . . . .	0,94
Хорошо округленный входной порог . . . . .	0,96
Донный слив (порог отсутствует) . . . . .	1,00

Допущение Пикалова и введение полной величины напора, очевидно, справедливо. Однако неопределенность вносится величиной коэффициентов  $\varphi$  и  $\varepsilon$ . Пикалов рекомендует, по Павловскому, для коэффициента скорости широкие пределы (табл. 27)

$$\varphi = 0,95 - 0,85,$$

что практически может вести к неоправданному запасу в расчетах и серьезному преуменьшению расходов.

Здесь правильнее придерживаться пределов  $\varphi = 0,95 - 0,99$  в зависимости от типа порога.

Значения коэффициента вертикального сжатия  $\varepsilon$  рекомендуется в основных гидравлических пособиях [31, 50 и др.] принимать по зависимости  $\varepsilon = f\left(\frac{h_{ш}}{H}\right)$  (табл. 28) в соответствии с теоретической разработкой Н. Е. Жуковского для случая истечения струи в атмосферу.

Таблица 28

$\frac{h_{ш}}{H}$	$\varepsilon$	$\mu = \varepsilon e = 0,95\varepsilon$	$\frac{h_{ш}}{H}$	$\varepsilon$	$\mu = \varepsilon e = 0,95\varepsilon$	$\frac{h_{ш}}{H}$	$\varepsilon$	$\mu = \varepsilon e = 0,95\varepsilon$
0,05	0,611	0,580	0,40	0,630	0,599	0,75	0,705	0,670
0,10	0,615	0,585	0,45	0,638	0,607	0,80	0,720	0,684
0,15	0,618	0,587	0,50	0,645	0,614	0,85	0,745	0,708
0,20	0,620	0,589	0,55	0,650	0,617	0,90	0,780	0,741
0,25	0,622	0,590	0,60	0,660	0,627	0,95	0,835	0,794
0,30	0,625	0,594	0,65	0,675	0,641	1,00	1,000	0,950
0,35	0,628	0,597	0,70	0,690	0,655			

Для водосливных порогов практического профиля при плоских затворах указанные рекомендации в общем подтверждаются

данными натуральных тарировок, в частности, тарировок Белогорской ГЭС (табл. 29), а также плотины Вильсона (рис. 101). Иногда  $\mu$  вообще обнаруживает значительную устойчивость, почти не изменяясь с открытием и напором.

В формуле

$$Q = \frac{\varphi}{\sqrt{a}} \varepsilon b h_{\text{ш}} \sqrt{2g(H - \varepsilon h_{\text{ш}})}$$

для донных отверстий 2-го рода учитывается сжатие струи, обусловленное влиянием порога, путем уменьшения под знаком радикала напора  $H$  на величину  $\varepsilon h_{\text{ш}}$ . Здесь  $a$  — коэффициент горизонтального сжатия, принимаемый равным  $a=1,00-1,10$ ; остальные обозначения прежние. Значение  $\varphi$  принимают в пределах  $\varphi=0,95-0,99$ . Значение  $\varepsilon$  обычно принимают по табл. 28.

*Пример.* Для сравнения приведем расчет расходов воды при истечении через отверстие из-под плоского щита на пороге, имеющем форму водослива практического профиля, по всем трем формулам (рис. 69 и табл. 29).

Таблица 29

Открытие щита $h_{\text{ш}}$ м	$H$ м	$h_{\text{ш}} - \frac{h_{\text{ш}}}{2}$ м $H_{\text{ц}} = H - \frac{h_{\text{ш}}}{2}$	$\mu$	$b$ м	$\varphi$	$\varepsilon$	$a$	$Q$ м <sup>3</sup> /сек. по формулам		
								$Q = \mu b h_{\text{ш}} \sqrt{2gH_{\text{ц}}}$	$Q = \varphi \varepsilon b h_{\text{ш}} \sqrt{2gH}$	$Q = \frac{\varphi}{\sqrt{a}} \varepsilon b h_{\text{ш}} \times \sqrt{2g(H - \varepsilon h_{\text{ш}})}$
1,0	10,0	9,5	0,65	20	0,96	0,615	1,0	177	165	160
2,0		9,0	0,65	20	0,96	0,620	1,0	345	332	312
3,0		8,5	0,65	20	0,96	0,625	1,0	504	502	455
4,0		8,0	0,65	20	0,96	0,630	1,0	651	675	587
5,0		7,5	0,65	20	0,96	0,645	1,0	788	865	724
6,0		7,0	0,65	20	0,96	0,660	1,0	911	1006	847
7,0		6,5	0,65	20	0,96	0,690	1,0	1003	1290	976

Из подсчета видно, что при малых открытиях затвора наибольшие величины расходов воды дает формула Павловского для отверстий 1-го рода, а при больших открытиях — формула Пикалова. Пользование формулой для отверстий 2-го рода при расчетах расходов воды через отверстия на гребне водосливов практического профиля, дающей наименьшие значения расходов воды по сравнению с другими формулами, в свете имеющихся опытных данных следует признать неправильным.

Заметим, что рекомендации по расчету пропускной способности отверстий, содержащиеся в ТУ 29-53 [58], в общем соответ-

ствуют расчетным нормам по указанным выше первым двум формулам.

Гидрологи при проверке данных по стоку в створах ГЭС перед помещением их в Гидрологический ежегодник обязаны обращать внимание на соответствие примененной при расчетах формулы условиям истечения или перелива воды в каждом данном случае.

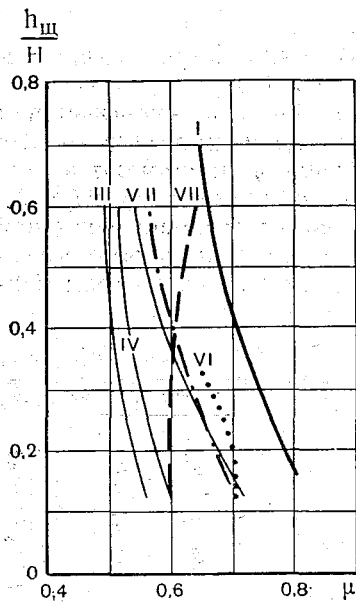


Рис. 89. Кривые  $\mu = f\left(\frac{h_m}{H}\right)$ .

I-VI — при сегментных затворах:  
 I — по зависимости Мартынова;  
 II — при  $\frac{C}{R} = 0.6$  по Алекна; III —  
 V — по Точу при  $\frac{C}{R} = 0.1, 0.5$  и  $0.9$ ;  
 VI — по Шмидту; VII — при плоских  
 затворах.

нальны отношению  $\frac{h_m}{H}$ . Объясняется это очертанием поверхности сегментного затвора, с подъемом которого плавность подхода водного потока к отверстию уменьшается (рис. 68). Зависимость  $\epsilon = f\left(\frac{h_m}{H}\right)$  связана также с отношением  $\frac{C}{R}$  — высоты опор над порогом к радиусу затвора. При различных  $\frac{C}{R}$  получаются разные кривые  $\epsilon = f\left(\frac{h_m}{H}\right)$ , сохраняющие общее направление,

случае. При обнаружении несоответствий и неточностей в расчетах необходимо производить пересчет расходов через водосливные отверстия или, при меньших погрешностях, отражать результаты проверки в пояснениях к стоку и требовать от ГЭС их устранения в дальнейшем.

Случаи неточных расчетов пропускной способности отверстий разнообразны. Встречается применение несоответствующей данным условиям формулы или даже формулы, произвольно и необоснованно измененной в своей основе. Соответствующие примеры разобраны в гл. III.

#### Поправки на сегментные затворы

Зависимость между коэффициентом  $\epsilon$ , а следовательно, и  $\mu$ , и отношением  $\frac{h_m}{H}$  при истечении через отверстие из-под сегментных затворов имеет иной характер, чем при плоских затворах. Коэффициенты  $\epsilon$  и  $\mu$  уменьшаются с увеличением открытий и увеличиваются с напором, т. е. их значения обратно пропорцио-



причем с увеличением  $\frac{C}{R}$  увеличивается и  $\epsilon$ , а следовательно, и пропускная способность отверстия (рис. 89). Определенное влияние, как и во всех случаях, оказывает форма порога.

В целях получения зависимостей для  $\epsilon$  ( $\mu$ ) при сегментных затворах в последнее время рядом исследователей производились модельные испытания.

И. П. Мартынов на основе произведенных им испытаний в горизонтальном лотке приводит «характерную для истечения из-под сегментных затворов» кривую  $\epsilon = f\left(\frac{h_{ш}}{H}\right)$  [39].

Р. Алекна по данным испытаний на модели плотины Каунасской ГЭС с порогом практического профиля при  $\frac{C}{R} = 0,6$  дал расчетную зависимость  $\epsilon = f\left(\frac{h_{ш}}{H}\right)$  для данного конкретного случая.

А. Точ на основе испытаний на моделях с широким порогом при значениях  $\frac{C}{R} = 0,1, 0,5$  и  $0,9$  приводит данные для построения зависимостей  $\mu = f\left(\frac{h_{ш}}{H}\right)$  [89].

Таблица 30

Значения  $\mu$  для донных отверстий при сегментных затворах

$\frac{h_{ш}}{H}$	По зависимости Мартынова	По Алекна при $\frac{C}{R} = 0,6$	По Точу при			По Шмидту	При плоских затворах $\mu = 0,97\epsilon$
			$\frac{C}{R} = 0,1$	$\frac{C}{R} = 0,5$	$\frac{C}{R} = 0,9$		
0,125	—	0,70	0,56	0,60	0,72	0,65—0,77	—
0,15	0,80	—	—	—	—	—	0,60
0,2	0,77	0,67	—	—	—	—	0,60
0,25	—	0,65	0,52	0,56	0,65	0,63—0,73	0,605
0,3	0,75	0,64	—	—	0,62	—	0,61
0,33	—	0,63	—	—	—	0,61—0,70	—
0,4	0,76	0,61	—	—	—	—	0,61
0,5	0,68	—	0,50	0,52	0,56	—	0,625
0,6	0,66	0,56	0,49	0,51	0,54	—	0,64
0,7	0,64	—	—	—	—	—	—

В табл. 30 дана сводка значений коэффициента  $\mu = \epsilon\phi$ , полученных в результате указанных выше исследований, а также приведенных в работе Шмидта [80]. На рис. 89 изображены соответствующие кривые  $\mu = f\left(\frac{h_{ш}}{H}\right)$ .

Рекомендации из справочника П. Г. Киселева [31], приводившиеся в первом издании настоящей книги, как несоответствующие

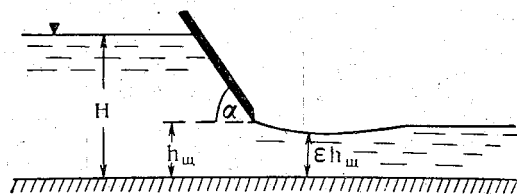
щие реальным условиям, опущены. В приведенных данных имеются значительные расхождения, которые в известной мере объясняются разными условиями модельных испытаний. Например, значения  $\mu$ , по Алекна, при  $\frac{C}{R} = 0,6$  близки к таковым, по Точу, при  $\frac{C}{R} = 0,9$ . Это может быть объяснено тем, что Алекна работал с порогом практического профиля, а Точ с широким порогом.

Данные в таблице не могут рассматриваться в качестве расчетных рекомендаций, но все же они представляют материал, на основе которого можно подойти к расчету. При этом данные Алекна и Шмидта могут быть использованы для объектов с водосливными порогами практического профиля, а данные Точа — для широких порогов. Значения  $\mu$  Мартынова, по-видимому, завышены. В последующих своих работах Мартынов пытался дифференцировать свои рекомендации, но дал материал в неясном изложении [40].

Для выработки достаточно полных и надежных расчетных рекомендаций необходимы дальнейшие планомерные лабораторные испытания на моделях с водосливными порогами практического профиля, а также натурные тарировки.

#### *Поправки на наклонное положение щита*

При наклонном положении плоского щита  $\mu$  увеличивается в зависимости от наклона щита (угла  $\alpha$ ) (рис. 90). В справочнике Киселева приводятся отдельные значения на основе опытных данных. Шмидт дает значения  $\mu$  в зависимости от угла  $\alpha$  и



✓ Рис. 90. Истечение из-под щита при его наклоне вперед.

отношения напора  $H$  к открытию щита  $h_{ш}$ . Значения  $\mu$  по Киселеву и выборочно по Шмидту приведены в табл. 31.

Приведенные данные свидетельствуют о том, что указанный вопрос требует дополнительной проработки, в частности, путем проверки рекомендаций обоих авторов в лабораториях.

Таблица 31

$\alpha$	$\mu$ (по Киселеву)	$\mu$ (по Шмянту)	
		при $\frac{H}{h_{ш}} = 5$	при $\frac{H}{h_{ш}} = 10$
90°	0,63	0,58	0,60
75	—	0,62	0,63
63	0,74	—	—
60	—	0,64	0,68
45	0,84	0,69	0,73
30	—	0,75	0,79

### Переход к водосливу

При некотором, в общем близком к полному, открытии затвора происходит переход от истечения через отверстие к водосливу.

Предельное значение  $h_{ш}$ , соответствующее этому переходу, формально можно определить из формул (1), (2) и (3). Формула (1) превращается в формулу водослива при

$$m = \mu \frac{h_{ш}}{H} \frac{\sqrt{H_{ц}}}{\sqrt{H}},$$

откуда при известных  $m$ ,  $\mu$  и  $H$  для данного  $H$  определяются подбором  $h_{ш}$  и  $H_{ц}$ .

Пример.

$$m = 0,48; \quad \mu = 0,70; \quad H = 10 \text{ м.}$$

$$h_{ш} \sqrt{H_{ц}} = \frac{mH \sqrt{H}}{\mu} = 21,70;$$

$$h_{ш} = 9,5 \text{ м}; \quad H_{ц} = 5,25 \text{ м};$$

$$\sqrt{H_{ц}} = 2,29.$$

Подобный же переход для формулы (2) определится равенством

$$m = \mu \frac{h_{ш}}{H},$$

откуда

$$h_{ш} = \frac{mH}{\mu} \cong 7,0 \text{ м.}$$

Для формулы (3) имеем следующее условие перехода:

$$m = \mu \frac{h_{ш}}{H} \frac{\sqrt{H - \varepsilon h_{ш}}}{\sqrt{H}},$$

откуда при  $\mu=0,67$  и  $m=0,34$

$$h_{\text{ш}} \sqrt{H - \varepsilon h_{\text{ш}}} = \frac{mH\sqrt{H}}{\mu} = 16,0;$$

$$\varepsilon = 0,68; \quad h_{\text{ш}} = 7,0 \text{ м}; \quad H - \varepsilon h_{\text{ш}} = 5,25;$$

$$\sqrt{H - \varepsilon h_{\text{ш}}} = 2,29.$$

С изменением  $H$ , а также формы порога, определяющей величины  $m$  и  $\mu$ , будет изменяться и предел перехода к водосливу.

#### *Истечение через затопленные отверстия*

Отверстие следует считать затопленным, когда уровень нижнего бьефа оказывает влияние на величину расхода воды через донное отверстие, т. е. когда при данном уровне верхнего бьефа через отверстие проходит меньший расход, чем проходил бы при том же уровне через незатопленное отверстие.

Указанное, по существу, наиболее правильное определение затопления не нашло еще общепризнанного выражения в расчетных формулах, и расчеты производятся по старым рекомендациям. Н. Н. Павловский, приводя в своих справочниках эмпирические зависимости и значения поправочных коэффициентов для расчета расходов воды через затопленные отверстия, настоятельно подчеркивал предварительный характер рекомендаций и необходимость лабораторной проверки [50]. Фактически таким образом сейчас поступают во многих случаях, но обобщения данных опыта, выраженного в достаточно обоснованных расчетных зависимостях, пока не имеется.

Попытку в этом отношении сделал недавно немецкий гидравлик Шмидт, предложивший новые, более смелые рекомендации для расчета затопленных отверстий, основанные на данных опыта, в частности на данных натуральных измерений [87, 88]. Краткое изложение его метода будет приведено ниже.

В настоящее время в отечественной гидравлической литературе [31] отверстие считается подтопленным, если затопляется прыжок в нижнем бьефе, причем различают отверстия полузатопленные при  $h_{\text{п}} > 0,5 h_{\text{ш}}$  и затопленные при  $h_{\text{п}} > h_{\text{ш}}$  (рис. 91).

Определение расхода через полузатопленные прямоугольные отверстия рекомендуется, по Павловскому, производить по формуле

$$Q = \sigma_{\text{п}} b h_{\text{ш}} \sqrt{2gH_{\text{п}}}$$

с введением коэффициента  $\sigma$ , значения которого приведены в табл. 32 для величин подтопления  $h_{\text{п}} \geq 0,5 h_{\text{ш}}$ .

Для затопленных прямоугольных отверстий расход воды определяют по формуле

$$Q = \mu b h_{\text{из}} \sqrt{2gz},$$

где  $z$  — разность уровней верхнего и нижнего бьефов, а при учете влияния скорости подхода

$$z_0 = z + \frac{v^2}{2g}$$

и  $\mu$  принимается как для незатопленных отверстий. Расчеты по указанной формуле дают запас.

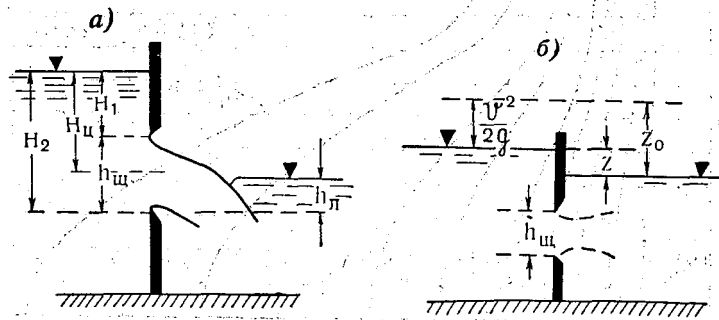


Рис. 91. Истечение через полузатопленное и затопленное отверстие.  
а — полузатопленное отверстие, б — затопленное отверстие.

Таблица 32

Значения  $\sigma$  для полузатопленных отверстий  
(по Н. Н. Павловскому)

$\eta = \frac{h_{\text{п}}}{H_2}$	$\varphi = \frac{H_1}{H_2}$					
	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5
0,5	0,937	0,923	0,901	0,847	0,840	0,816
0,6	0,907	0,885	0,845	0,803	0,756	—
0,7	0,856	0,817	0,762	0,679	—	—
0,8	0,776	0,712	0,577	—	—	—
0,9	0,621	0,426	—	—	—	—

Шмидт предлагает считать расходы через затопленные отверстия по зависимости для незатопленного отверстия с введением поправочного коэффициента  $\kappa$

$$Q = \kappa \mu b h_{\text{из}} \sqrt{2gH},$$

где  $\mu$  — коэффициент расхода для незатопленного отверстия, определяемый по формуле

$$\mu = \frac{\varepsilon}{\sqrt{1 + \varepsilon \frac{h_{\text{ш}}}{H}}},$$

$\varepsilon$  — коэффициент сжатия,  $h_{\text{ш}}$  — открытие затвора,  $H$  — напор над порогом отверстия. Коэффициент  $\mu$ , по данным Шмидта, зависит

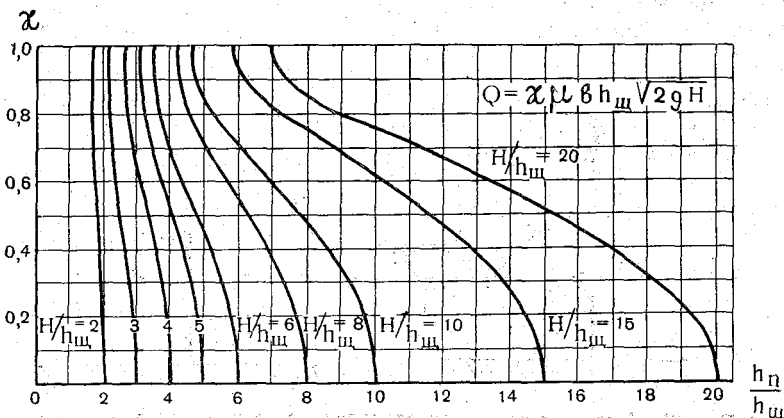


Рис. 92. Значения коэффициента  $\mu$  в формуле для затопленного донного отверстия.

главным образом от отношений  $\frac{H}{h_{\text{ш}}}$  и  $\frac{h_{\text{п}}}{h_{\text{ш}}}$  и в весьма малой степени от  $\varepsilon$  и  $\mu$ . Зависимости  $\mu$  от  $\frac{H}{h_{\text{ш}}}$  и  $\frac{h_{\text{п}}}{h_{\text{ш}}}$  при  $\varepsilon = 0,70$  приведены на рис. 92.

Шмидт приводит также графическую зависимость, определяющую, по его данным, границу между незатопленным и затопленным отверстиями в зависимости от отношений  $\frac{h_{\text{п}}}{h_{\text{ш}}}$  и  $\frac{H}{h_{\text{ш}}}$  (рис. 93).

Расчетные расходы через затопленные отверстия, по рекомендациям Шмидта, получаются большими, чем при вычислении по формуле

$$Q = \mu b h_{\text{ш}} \sqrt{2gz}.$$

В качестве примера приведем следующий ориентировочный сравнительный расчет. Имеем затопленное донное отверстие на пороге практической формы.  $H = 10$  м,  $b = 20$  м,  $h_{\text{п}} = 8$  м.

а)  $h_{ш} = 1,0$  м,  $\frac{h_{п}}{h_{ш}} = 8$ ,  $\frac{H}{h_{ш}} = 10$ ; по рис. 93 отверстие при указанном открытии затоплено безусловно;

по формуле  $Q = \mu b h_{ш} \sqrt{2gz}$ , при  $\mu = 0,70$ ,  $z = 2$  м,

$$Q = 0,70 \times 20 \times 1,0 \times 4,43 \times 1,41 = 87,5 \text{ м}^3/\text{сек.};$$

по Шмидту:  $Q = \kappa \mu b h_{ш} \sqrt{2gH}$ , при  $\varepsilon = 0,70$ ,

$$\mu = \frac{\varepsilon}{\sqrt{1 + \varepsilon \frac{h_{ш}}{H}}} = \frac{0,70}{\sqrt{1 + 0,70 \cdot 0,1}} = 0,68 \text{ и } \kappa = 0,48,$$

$$Q = 0,48 \times 0,68 \times 20 \times 1,0 \times 4,43 \times 3,17 = 91,6 \text{ м}^3/\text{сек.};$$

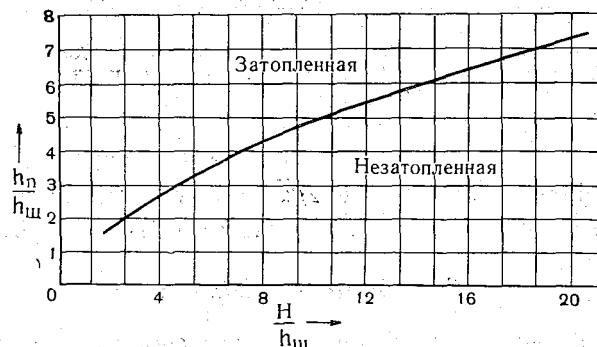


Рис. 93. Граница между зонами затопленного и незатопленного истечения.

б)  $h_{ш} = 4,0$  м,  $\frac{h_{п}}{h_{ш}} = 2$ ,  $\frac{H}{h_{ш}} = 2,5$ ;

по формуле  $Q = \mu b h_{ш} \sqrt{2gz}$ , при  $z = 2$  м,

$$Q = 0,70 \times 20 \times 4,0 \times 4,43 \times 1,41 = 349 \text{ м}^3/\text{сек.};$$

по рис. 94 при данном открытии истечение затопленное близ границы с незатопленным:

$$\kappa = 0,7, \quad \mu = 0,63$$

$$Q = 0,7 \times 0,63 \times 20 \times 4,0 \times 4,43 \times 3,17 = 495 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

Таким образом, по зависимости, предложенной Шмидтом, значения расходов воды получаются большими, чем по расчетной формуле  $Q = \mu b h_{ш} \sqrt{2gz}$ , причем с увеличением открытия разница, при малых открытиях небольшая, быстро увеличивается. Очевидно, в ближайшее время будут учтены данные как отечественного, так и зарубежного опыта и будут выработаны новые

зависимости для определения расходов воды через затопленные отверстия.

Гидрологам при оценке данных по учету стока на ГЭС, при сравнении величин стока в створах ГЭС с таковыми на ближайших постах Гидрометслужбы и пр., следует иметь в виду, что

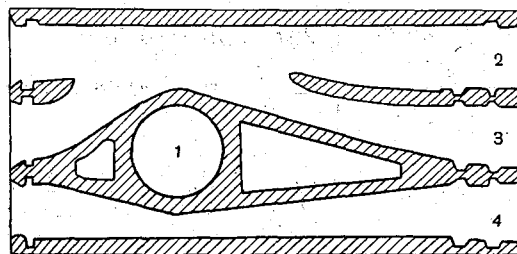


Рис. 94. Глубинные боковые напорные водосбросы в блоке ГЭС. Расположение в плане.  
1 — агрегат; 2, 3, 4 — водосбросы.

значения расходов воды через затопленные отверстия, вычисленные по формуле  $Q = \mu b h_{\text{ш}} \sqrt{2gz}$ , могут быть заниженными, причем тем больше, чем больше было открытие отверстия.

#### Глубинные водосбросы

Глубинные водосбросы представляют собой отверстия — тоннели, галереи, трубы, расположенные в теле плотины или в обход ее, и встречаются преимущественно на ГЭС с высокими плотинами. К глубинным водосбросам следует отнести и напорные донные водосбросы (галереи) на совмещенных ГЭС, устраиваемые в турбинных блоках этих ГЭС под дном турбинных камер или рядом с ними (Иркутская, Каховская ГЭС и др.) (рис. 94).

Глубинные водосбросы в теле высоких плотин, в особенности водосбросы нижних ярусов, проектируют иногда с переломом по дну или с переменным сечением по длине в целях установления в них напорного режима и снижения скоростей течения. В зависимости от проекта пропускную способность таких водосбросов рассчитывают по формулам для напорного или безнапорного режима. Значения коэффициента расхода в применяемой формуле уточняются на основании лабораторных испытаний на модели данного сооружения, что является совершенно обязательным для водосбросов в теле высоконапорных плотин.

Рекомендуемые в различных руководствах и справочниках формулы не вполне идентичны, что в известной мере объясняется различиями в режиме истечения через водосбросы в разных случаях.



Обычно рекомендуются следующего вида формулы:  
 а) при истечении в атмосферу (рис. 95)

$$Q = \mu_s \omega \sqrt{2gH},$$

где  $\omega$  — расчетная площадь сечения отверстия водосброса,  $H$  — напор обычно над центром отверстия и  $\mu_s$  — коэффициент расхода.

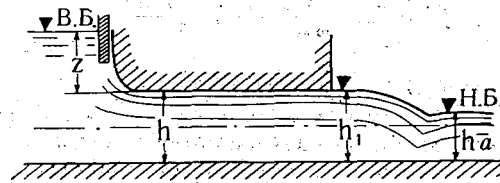


Рис. 95. Истечение в атмосферу.

Напор иногда рекомендуется исчислять над дном водосброса или в зависимости от различных возможных случаев его работы над соответствующими условиям истечения иными уровнями (ТУ 29-53);

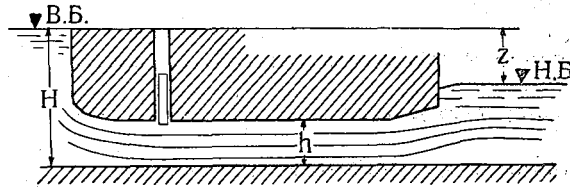


Рис. 96. Истечение под уровень

б) при истечении под уровень (рис. 96)

$$Q = \mu \omega \sqrt{2gz},$$

где  $z$  — разность уровней верхнего и нижнего бьефов.

При отсутствии данных надежных модельных испытаний коэффициент расхода  $\mu_s$  вычисляется из выражения:

$$\mu_s = \frac{1}{\sqrt{1 + \Sigma \zeta + \lambda \frac{l}{D}}},$$

где  $\Sigma \zeta$  — сумма коэффициентов местных сопротивлений, за исключением коэффициента сопротивления на выход (последнее учитывается единицей под знаком радикала);  $\lambda$  — коэффициент сопротивления по длине водосброса  $l$  при высоте (диаметре) водосброса  $D$ .

Для предварительных расчетов при неподтопленном водосбросе и полном открытии его в ТУ 29-53 рекомендуется принимать

$$\mu_s = 0,80 - 0,90.$$

При вычислении  $\mu_s$  из указанного выше выражения принимают

$$\Sigma \zeta = \zeta_{\text{вх}} \left( \frac{\omega}{\omega_{\text{вх}}} \right)^2 + \zeta_{\text{затв}} \left( \frac{\omega}{\omega_{\text{затв}}} \right)^2,$$

где  $\zeta_{\text{вх}}$  — коэффициент сопротивления на входе — принимают в зависимости от плавности входа от 0,10 (плавный вход) до 0,50 (прямой вход);  $\zeta_{\text{затв}}$  — коэффициент затвора — учитывают при неполном открытии затвора; приближенные значения его для плоского затвора, рекомендуемые в ТУ 29-53, изменяются от 0,36 при открытии затвора на 90% до 23,2 при открытии его на 20%;  $\omega$  — площадь расчетного сечения;  $\omega_{\text{вх}}$  — площадь сечения на входном участке;  $\omega_{\text{затв}}$  — площадь сечения на участке затворов.

При наличии решеток у входа в водосброс учитывают также коэффициент на потери на решетках.

Для  $\lambda$  у Павловского приводятся следующие приближенные значения:

$$\text{для деревянных труб } \lambda = \frac{1}{52},$$

$$\text{для сварных железных труб } \lambda = \frac{1}{50},$$

$$\text{для бетонных и железобетонных труб } \lambda = \frac{1}{45}.$$

Лабораторные испытания пропускной способности глубинных водосбросов производятся на модели запроектированного сооружения с соответствующим водосбросом. Испытания выполняются обычно по заказу проектной организации в гидравлической лаборатории того или иного гидротехнического или энергетического института, например Института гидротехники им. Веденеева (ВНИИГ) в г. Ленинграде. Испытания могут производиться и для проверки пропускной способности водосбросов действующих сооружений по заданию какого-либо энергоуправления или дирекции ГЭС.

Целью испытаний обычно является определение величины коэффициента расхода  $\mu$  в формуле

$$Q = \mu \omega \sqrt{2gH},$$

где  $H$  — напор над центром отверстия или разность уровней верхнего и нижнего бьефов.

При известном значении коэффициента расхода вычисление расхода воды при различных напорах производится затем по

формуле. При этом может быть построен расчетный график расхода воды  $Q$  в зависимости от уровней верхнего и нижнего бьефов.

Пересчет модельных результатов на натуру для расхода воды, напора, скорости течения и пр. производится по специальным формулам (по закону Фруда); например, для расхода воды

$$Q_n = Q_m \lambda^{2,5},$$

где  $Q_n$  — расход в натуре,  $Q_m$  — расход на модели,  $\lambda$  — линейный масштаб модели; например,  $\lambda = 26,7$ ;  $\lambda = 44,4$ .

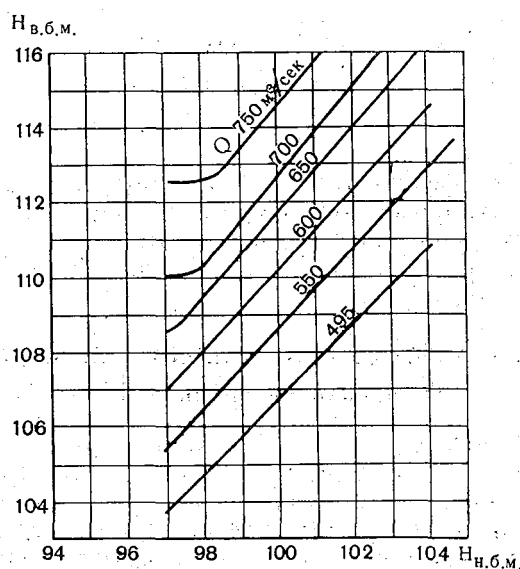


Рис. 97. Зависимость  $Q = f(H_{в.б.}, H_{н.б.})$ .

*Пример*<sup>1</sup>. Требуется определить пропускную способность водосбросов, запроектированных в турбинном блоке совмещенной ГЭС. Расположение трех водосбросов, огибающих турбинную камеру, дано в плане на рис. 94. Расчетное сечение у всех трех водосбросов прямоугольное, одинаковых размеров, при ширине  $b = 6$  м и высоте  $h = 2,5$  м в натуре для каждого водосброса, НПГ = 113,5 м, КПГ = 115,7 м. Отметка дна водосбросов  $\nabla_d = 83$  м.

Расчет произведен на определение расчетных зависимостей

$$Q_p = f(H_{в.б.}, H_{н.б.})$$

<sup>1</sup> Данные для примера заимствованы из отчета ВНИИГ по одной из крупных ГЭС.

путем пропуска через модель водосбросов постоянных расходов воды  $Q_{M_1}$ ,  $Q_{M_2}$ ,  $Q_{M_3}$  и т. д. при НПГ, КПГ, а также при различных других уровнях верхнего бьефа и фиксации соответствующих уровней нижнего бьефа. Полученные расчетные зависимости в натуральных величинах изображены на рис. 97.

Коэффициент расхода  $\mu$  определяется по данным испытаний из формулы

$$\mu = \frac{Q}{\omega \sqrt{2gH}}.$$

Например, при НПГ = 113,5 м и уровне нижнего бьефа (УНБ), равном 100 м,

$$\omega = 3 \times 2,55 \times 6,0 = 46 \text{ м}^2 \text{ и}$$

$$Q_H = 735 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

$$\mu = \frac{725}{750} = 0,97.$$

Значения коэффициентов расхода, полученные при модельных испытаниях, проверяют натурными тарировками, причем последнее время тарировки предпринимаются даже в период строительства ГЭС, когда расход воды в нижнем бьефе соответствует расходу через водосбросы.

### 3. ТАРИРОВКА ВОДОСЛИВНЫХ ОТВЕРСТИЙ

#### Тарировки на крупных ГЭС

Тарировка водосливных отверстий на крупных ГЭС — дело сложное, причем здесь, в отличие от тарировки турбин, главная трудность в ряде случаев заключается не в самой тарировке, а в обеспечении необходимого для нее режима работы на ГЭС.

Тарировки можно производить в основном следующими способами:

- 1) путем измерения расходов воды на гидростворе в нижнем бьефе ГЭС. (ниже головного узла деривационной ГЭС),
- 2) посредством измерения расходов воды в створе ГЭС непосредственно в водосливных отверстиях,
- 3) косвенным способом.

Тарировки в отдельных случаях могут производиться в период строительства гидроузла, но в основном они выполняются при эксплуатации ГЭС.

При тарировке глубинных и фигурных водосбросов измерения расходов воды производятся в нижнем бьефе, причем, как правило, вертушечным способом. Глубинные водосбросы нижних ярусов высоконапорных плотин можно тарировать в строительный период до пуска первых агрегатов ГЭС, что исключает из рассмотрения вопрос об ограничении режима работы ГЭС на время тарировки.

После перекрытия реки и возведения сооружения на известную высоту по всему речному руслу поступающий в нижний бьеф расход сбрасывается только через водосбросы. При этом могут тарироваться как водосбросы временного действия, предназначенные для отведения одних строительных расходов, так и водосбросы, рассчитанные на действие и в эксплуатационный период, что имеет значение для уточнения учета стока на данной

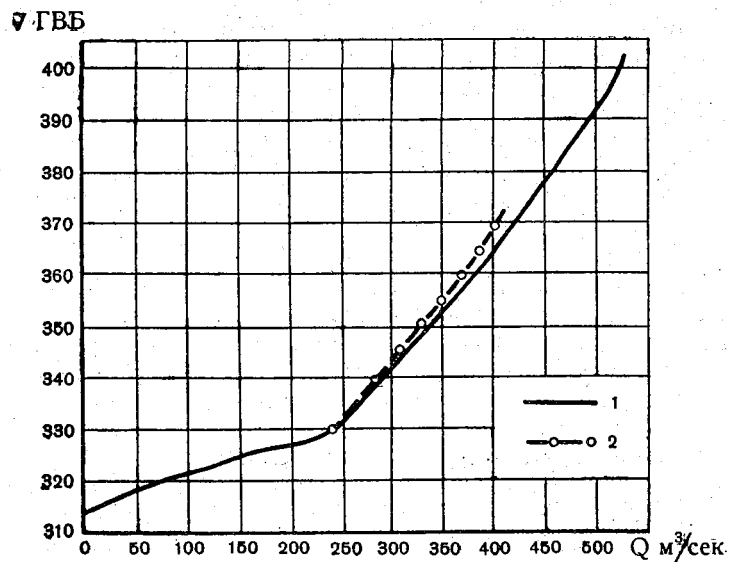


Рис. 98. Кривые пропускной способности глубинного отверстия по проекту и тарировке.  
1 — по проекту, 2 — уточненная.

конкретной ГЭС. На рис. 98 приведены кривые пропускной способности глубинного отверстия одной крупной высоконапорной ГЭС по данным модельных и натуральных испытаний. Отверстие рассчитано на отведение сбросных расходов как в строительный, так и в эксплуатационный период.

Натурная тарировка производилась путем вертушечных измерений расходов воды на гидростворе в нижнем бьефе. Сечение водосброса на выходе  $3 \text{ м} \times 4,8 \text{ м} = 14,4 \text{ м}^2$ , расчетная отметка дна 308 м. Снимая значение расхода воды с построенной по данным модельных испытаний проектной кривой, получаем значение коэффициента расхода. Например, при УВБ=350 м,  $Q = 337 \text{ м}^3/\text{сек}$ . и по расчетной формуле

$$Q = \mu \omega \sqrt{2gH},$$

$$\mu = \frac{337}{14,4 \times 4,43 \times 6,48} = 0,82.$$

По данным тарировки  $\mu=0,79$ . Можно считать, что тарировка подтверждает проектную кривую.

Тарировка поверхностных водосливных отверстий крупной ГЭС может производиться только в период ее эксплуатации.

В случае решения производить измерения расходов воды в нижнем бьефе необходима договоренность с энергоуправлением и ГЭС об изменениях, вносимых в режим работы ГЭС на время тарировки в соответствии с ее программой. Как уже указывалось, крайне желательно полностью прекращать работу ГЭС на время измерений расходов воды в нижнем бьефе. В этом случае измеряемый расход воды будет чисто сбросным расходом. При работе ГЭС во время тарировочных измерений каждый измеренный расход будет представлять сумму расходов воды — через работавшие турбины и через тарируемые водосливные отверстия. Из суммарного расхода исключают расход через турбины, определяя его каждый раз по заводской характеристике пропускной способности гидроагрегатов, на основании данных о напоре и мощности во время измерения. Неизбежная погрешность при определении расхода через турбины будет накладываться на результаты тарировки водосливных отверстий, что в отдельных случаях может их полностью обесценивать. Чем меньшую долю будет составлять расход через турбины в суммарном расходе, тем меньшую дополнительную погрешность это внесет в результаты тарировки. Поэтому при согласовании программы тарировки с ГЭС и невозможности по каким-либо причинам (иногда из-за угрозы размывов дна ниже ГЭС) прекращения ее работы полностью следует устанавливать известный допустимый предел для расхода через турбины на время тарировочных измерений. Таким пределом можно в общем случае считать 25% от суммарного расхода воды. В приложении 3 приведена в качестве примера программа натуральных испытаний пропускной способности водосливных донных отверстий при пороге практического профиля и сегментных затворах на одной из крупных русловых ГЭС. В программе предусмотрены два варианта режима работы ГЭС во время тарировки — полное прекращение работы агрегатов и работа с одним агрегатом.

Указанные трудности натурной тарировки в случае измерения расходов воды в нижнем бьефе могут быть избегнуты при измерениях расходов воды непосредственно в створе водосливных отверстий или на подходе к ним. В этом случае вопрос об ограничении работы ГЭС во время тарировки отпадает. Трудности возникают главным образом в проведении собственно измерений скоростей течения, которые на водосливном пороге нередко достигают величин порядка 4—10 м/сек. Для обеспечения надежных измерений в подобных условиях необходимы приборы, способные измерять указанные скорости течения, и соответствующие приспособления для их установки в скоростных точках.

В ГГИ в последнее время разрабатываются компонентные гидрометрические вертушки, предназначенные для измерения больших скоростей течения воды — до 5 м/сек. и более 5 м/сек. Число оборотов вертушки суммируется счетно-импульсным механизмом. Для регистрации указанных выше скоростей могут быть приспособлены и вертушки типа Ж-3 путем соответствующего изменения передаточного числа.

Вертушка должна опускаться в поток на штанге диаметром не меньше 5 см. Штангу, кроме того, следует пропускать через

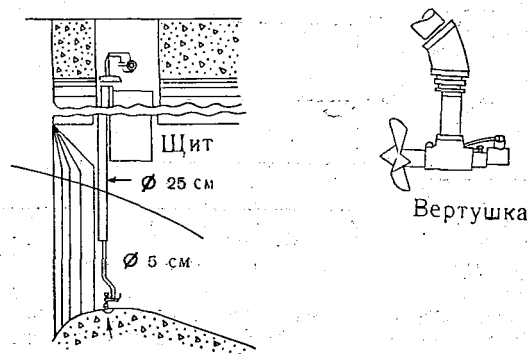


Рис. 99. Вертушка в положении для измерения.

подый кожух (трубу) диаметром 20—30 см. Число вертикалей в тарируемом пролете водосливной части плотины может не превышать пяти-семи.

На рис. 99 показана установка вертушки на вертикали при тарировке водосливного отверстия на плотине Вильсона (США). Водосливная часть плотины состоит из 58 пролетов по 11,6 м в свету каждый, при ширине бычков 2,44 м. Водосливной порог очерчен по эллипсу в соединении с параболой [86]. Затвор плоский. Тарировалось одно отверстие в двух вариантах — при закрытых и открытых соседних пролетах. Измерения скоростей производились специально сконструированной вертушкой на горизонтальной оси (обычно в США применяются вертушки на вертикальной оси) в пяти скоростных вертикалях, располагавшихся на середине пролета и в 2,44 м и 0,91 м от стенок бычков. На отдельных вертикалях измерения производились в 3—6 точках по глубине. Расходы воды определялись по обоим вариантам при напоре ~5,50 м над гребнем порога при открытиях затвора 0,97, 1,53, 3,08, 3,43 м и полном. Эпюры распределения скоростей на вертикалях (рис. 100) по ширине отверстия изменяются незначительно и число вертикалей следует считать достаточным. Результаты тарировки выражены кривыми  $Q=f(h_{\text{ш}})$ , о которых уже

говорилось выше. Значения коэффициентов  $\mu$  получились близкими к рекомендуемому Жуковским-Ведерниковым (рис. 101).

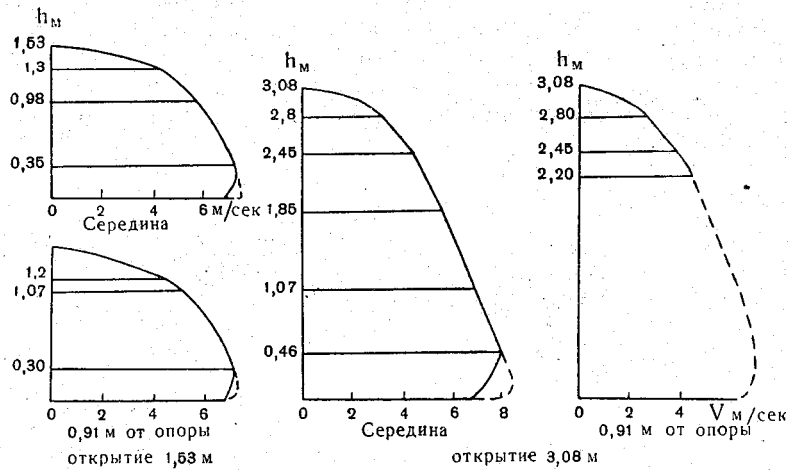


Рис. 100. Эпюры скоростей течения на вертикалях на гребне водосливного отверстия в пролете плотины Вильсона (при напоре над гребнем 5,50 м).

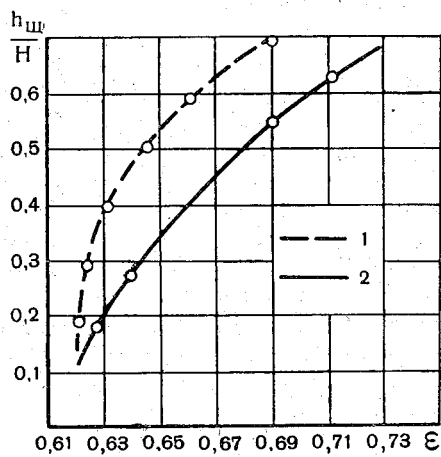


Рис. 101. График зависимости  $\epsilon = f\left(\frac{h_{ш}}{H}\right)$  для истечения через отверстия с плоскими щитами.

1 — по данным Жуковского-Ведерникова,  
2 — по данным Пульса (для плотины Вильсона).

Опыт тарировки водосливного отверстия на плотине Вильсона показал полную возможность надежных измерений скоростей течения в створе плотины.

Косвенным способом тарировки водосливных отверстий можно считать способ, при котором определение расходов через тарированное отверстие или группу отверстий производится не непосредственным измерением этих расходов, а по данным, полученным иным путем. Примером может служить тарировка водосливных отверстий Дубоссарской ГЭС, произведенная ОРГРЭСом. За основу при тарировке была принята кривая расходов воды на гидростворе



в 3 км ниже ГЭС. Кривая была построена в пределах до  $Q=4000$  м<sup>3</sup>/сек. по ряду расходов, непосредственно измеренных на гидростворе, и по расходам, определенным по характеристикам пропускной способности гидроагрегатов ГЭС при данных  $N_T$  и  $H$  и отнесенным к соответствующим по времени уровням на гидростворе.

Наблюдения при тарировке в каждом отдельном случае заключались в следующем: при данном заведомо меньшем чем 4000 м<sup>3</sup>/сек. расходе воды через турбины (плюс фильтрационный расход) по соответствующему уровню воды на гидростворе отмечался расход воды по кривой расходов. Затем открывались на определенное открытие одно или два водосливных отверстия и после установления устойчивого уровня на гидростворе при увелившемся расходе значение этого расхода снималось с кривой по данному уровню. Расход через тарлируемые отверстия принимался как разность расходов воды по кривой при уровнях после и до открытия отверстий.

Данные способ отличается крупным, уже указанным ранее недостатком. Погрешности при определении расходов воды через турбины и при построении кривой сказываются на неточности определения расхода воды через водосливные отверстия в тем большей степени, чем значительнее доля турбинного расхода в суммарном расходе. В случае тарировки на Дубоссарской ГЭС доля турбинного расхода превышала 50% суммарного расхода. Поэтому к тарировке косвенным способом следует прибегать только в случаях невозможности произвести непосредственные измерения расходов воды.

### Тарировки на малых ГЭС

Тарировки водосливных отверстий на малых ГЭС — дело гораздо более осуществимое и точное, чем на крупных ГЭС. Проведение их во многих случаях возможно путем измерений расходов воды в нижнем бьефе при полностью закрытых турбинах и известной величине фильтрационного расхода воды.

Тарировки на малых ГЭС, как уже указывалось, в еще большей мере, чем на крупных ГЭС, могут служить для уточнения коэффициентов расхода в гидравлических формулах в общерасчетных целях.

Примеры тарировок водосливных отверстий малых ГЭС приведены в гл. IV.

### 4. ПРИМЕРЫ РАСЧЕТОВ СБРОСНЫХ РАСХОДОВ ВОДЫ НА КРУПНЫХ ГЭС

*Пример 1.* Сбросы воды на ГЭС производятся через глухую водосливную плотину длиной 210 м с гребнем практического

профиля с отметкой 20,74 м и через два донных отверстия шириной по 9 м каждое (рис. 102).

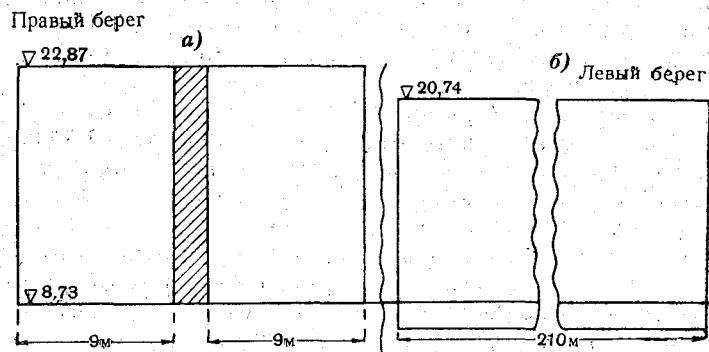


Рис. 102. Схема водосливной плотины и донных водосбросов ГЭС.

а — водосброс с двумя плоскими затворами, б — глухая водосливная плотина.

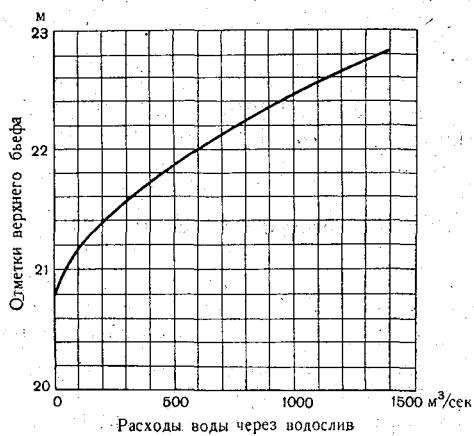


Рис. 103. Пропускная способность водослива плотины при разных отметках верхнего бьефа.

Для расчета расходов воды через плотину использована формула  $Q = mbH \sqrt{2gH}$ , где коэффициент расхода  $m$  изменяется в зависимости от напора в пределах 0,40—0,49.

На основании расчета по формуле построен график пропускной способности водослива (рис. 103) и составлена расчетная табл. 33.

Таблица 33

## Подсчет расходов воды через глухую водосливную плотину

Отметка верхнего бьефа, м	$H$ м	$\sqrt{H}$ м	$b$ м	$m$	$Q$ м <sup>3</sup> /сек.
21,00	0,26	0,51	210	0,40	49,5
21,50	0,76	0,87	210	0,42	261,4
22,00	1,26	1,12	210	0,45	586
22,50	1,76	1,32	210	0,48	1028
22,70	1,96	1,40	210	0,49	1086

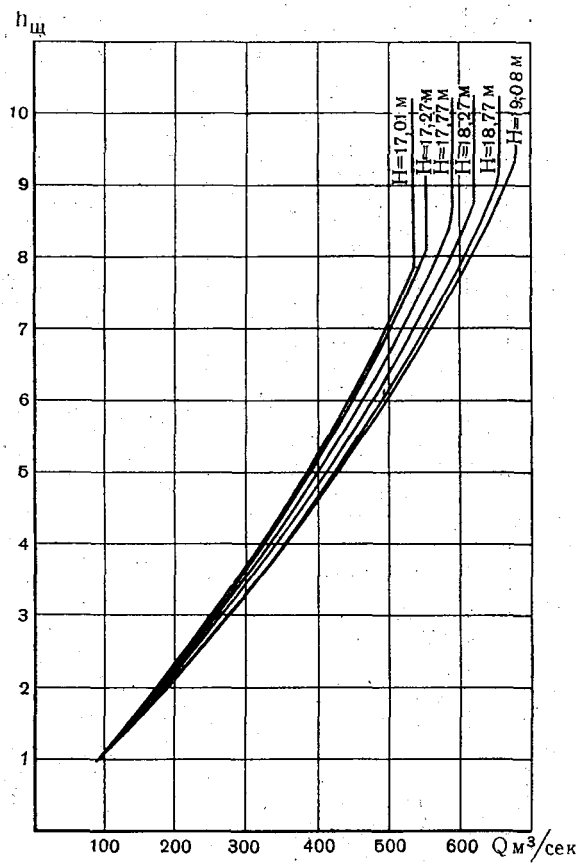


Рис. 104. Пропускная способность одного щита донного водосброса.

Расходы воды через донные отверстия с отметкой дна 8,73 м  
рассчитаны по формуле  $Q = kbH^{3/2}$ ,

где  $k = 0,97 \cdot 0,7 \frac{h_{ш}}{H} \sqrt{2g \left(1 - 0,7 \frac{h_{ш}}{H}\right)}$  до  $\frac{h_{ш}}{H} \leq 0,66$ .

Таблица 34

Подсчет сбросных расходов воды через один донный водосброс:

$$Q = \varphi \varepsilon h_{ш} b \sqrt{2g(H - \varepsilon h_{ш})}; \quad k = \varphi \varepsilon \frac{h_{ш}}{H} \sqrt{2g \left(1 - \varepsilon \frac{h_{ш}}{H}\right)};$$

при  $\varepsilon = 0,678$ ;  $\varphi = 0,97$ ,  $k = 1,43$ ;  $p = \varphi \varepsilon b \sqrt{2g} = 26,2$ .

Уровень верхнего бьефа, м	H м	h <sub>ш</sub> м	$\sqrt{H - \varepsilon h_{ш}}$	Q м <sup>3</sup> /сек.	Уровень верхнего бьефа, м	H м	h <sub>ш</sub> м	$\sqrt{H - \varepsilon h_{ш}}$	Q м <sup>3</sup> /сек.
22,81	14,08	1,0	3,66	96,0	21,50	12,77	1,0	3,48	91,3
		2,0	3,56	187			2,0	3,38	177
		3,0	3,46	272			3,0	3,28	258
		4,0	3,36	352			4,0	3,17	332
		5,0	3,26	428			5,0	3,06	401
		6,0	3,16	497			6,0	2,94	462
		7,0	3,06	561			7,0	2,84	520
		8,0	2,94	615			8,0	2,70	565
		9,0	2,82	665			8,45	2,65	587
		9,25	2,80	680					587
		22,50	13,77	1,0			3,62	95,0	21,00
2,0	3,52			184	2,0	3,30	173		
3,0	3,42			268	3,0	3,20	252		
4,0	3,32			348	4,0	3,09	324		
5,0	3,22			422	5,0	2,98	390		
6,0	3,11			489	6,0	2,86	450		
7,0	3,00			552	7,0	2,74	503		
8,0	2,88			605	8,0	2,62	549		
9,0	2,76			652	8,11	2,60	553		
9,05	2,76			655			553		
22,00	13,27			1,0	3,54	92,8	20,74	12,01	
		2,0	3,45	181	2,0	3,28			172
		3,0	3,35	263	3,0	3,16			248
		4,0	3,25	340	4,0	3,05			320
		5,0	3,14	412	5,0	2,94			385
		6,0	3,03	476	6,0	2,82			443
		7,0	2,92	535	7,0	2,70			495
		8,0	2,80	586	7,90	2,58			535
		8,75	2,71	622					535
				622					

Выражение для  $k$  получено из формулы, рекомендуемой для донных отверстий 2-го рода:  $Q = \varphi \cdot \varepsilon \cdot h_{ш} b \sqrt{2g(H - \varepsilon h_{ш})}$ , применимой в данном случае, так как дно, к которому примыкают отверстия, горизонтальное.

При  $\frac{h_{ш}}{H} = 0,66$  истечение через отверстие переходит в водослив с широким порогом. Коэффициент расхода  $m = 0,325$ ,  $M = m\sqrt{2g} = 1,44$ .

Данные о пропускной способности одного отверстия приведены в табл. 34 (схема кривых дана на рис. 104). Переход от истечения через отверстие к водосливу (предельные открытия при данных уровнях верхнего бьефа) представлен в табл. 35.

Таблица 35

Переход от истечения через отверстие к водосливу

	Уровень верхнего бьефа, м					
	22,81	22,50	22,00	21,50	21,00	20,74
Отметка порога, м						
$H$ м	14,08	13,77	13,27	12,77	12,27	12,01
$h_{ш \text{ макс}}$	9,25	9,05	8,75	8,45	8,11	7,90
$\frac{h_{ш \text{ макс}}}{H}$	0,658	0,658	0,660	0,662	0,662	0,662
$Q$ м <sup>3</sup> /сек.	680	655	622	587	553	535

*Пример 2.* Водосливная часть плотины крупной ГЭС состоит из 6 пролетов. Ширина каждого пролета в свету  $b = 20$  м. Отметка гребня водосливного порога практического профиля 70 м. Пролеты закрываются двумя рядами плоских щитов высотой по 5,20 м каждый. НПГ = 79 м. Открытие щитов производится двояким способом: 1) открываются оба щита вместе и сброс производится в условиях истечения через донное отверстие; 2) открывается только верхний щит и сброс производится в условиях истечения через отверстие в тонкой стенке (рис. 105).

В первом случае пропускная способность единичного отверстия рассчитана по формуле

$$Q = \varepsilon \varphi b h_{ш} \sqrt{2g(H - \varepsilon h_{ш})}$$

с учетом возможного влияния относительно пологой нижней грани порога на величину расхода воды.

Во втором случае расчет произведен по формуле

$$Q = \mu b h_{\text{щ}} \sqrt{2gH_{\text{щ}}}.$$

Значения  $\epsilon$  приняты по рекомендациям Жуковского (табл. 28) при  $\varphi = 0,95$  и значениях  $\mu$ , сообразуясь с рекомендациями Павловского и данными модельных испытаний. Во втором случае могла бы быть применена формула  $Q = \mu b h_{\text{щ}} \sqrt{2gH}$  при соответствующих поправках для значений  $\mu$ , что практически не внесло бы крупных изменений в расчетные данные.

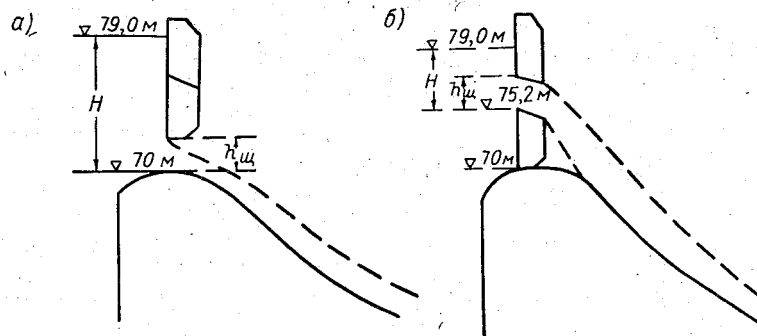


Рис. 105. Схема открытия щитов.  
а — I случай; б — II случай.

Результаты расчета приведены в табл. 36.

В первом случае при указанных уровнях, напорах и открытиях перехода к водосливу не произойдет. Во втором случае необходима проверка для отметки уровня 78 м и напора 2,80 м.

$$h_{\text{щ}} \sqrt{H_{\text{щ}}} = \frac{mH \sqrt{H}}{\mu} = \frac{0,45 \times 2,80 \times 1,68}{0,67} = 3,17.$$

Подбором определяем  $h_{\text{щ}} = 2,6$  м и  $\sqrt{H_{\text{щ}}} = 1,22$ ,  $H_{\text{щ}} = 1,5$  м. При предельном  $h_{\text{щ}}$  расход воды по формуле для водослива и для истечения через отверстие получается практически одинаковым:

$$Q_1 = m b_c H \sqrt{2gH} = 0,45 \times 19,4 \times 2,80 \times 4,43 \times 1,68 = 183 \text{ м}^3/\text{сек.},$$

$$Q_2 = \mu b h_{\text{щ}} \sqrt{2gH_{\text{щ}}} = 0,67 \times 20 \times 2,6 \times 4,43 \times 1,22 = 189 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

*Пример 3.* Водосливная плотина ГЭС имеет длину 280 м и разбита на следующие 11 пролетов (см. рис. 58 а).

1) Девять пролетов с сегментными затворами шириной в свету 20 м, высотой 7,5 м, с отметкой порога 27,5 м (рис. 106).

Эти пролеты служат для пропуска как паводочных, так и текущих сбросных расходов при регулировании стока. Подъем

Таблица 36

Расчетная таблица  $Q$  от  $h_{ш}$  и УВБ (через напор  $H$ )  
для случая I.

$$Q = \varepsilon \varphi b h_{ш} \sqrt{2g(H - \varepsilon h_{ш})}$$

при отметке порога 70,0 м,  $b=20$  м,  $\varphi=0,95$ ,  
 $\sqrt{2g}=4,43$  и  $\varphi b \sqrt{2g}=84,1$

УВБ	$H$ м	$\varepsilon$	$\varepsilon h_{ш}$	$H - \varepsilon h_{ш}$	$\sqrt{H - \varepsilon h_{ш}}$	$Q$ м <sup>3</sup> /сек.
$h_{ш}=1$ м						
75	5,0	0,62	0,62	4,38	2,09	109
76	6,0	0,619	0,619	5,38	2,32	121
77	7,0	0,617	0,617	6,38	2,52	132
78	8,0	0,616	0,616	7,38	2,72	141
79	9,0	0,615	0,615	8,38	2,90	150
$h_{ш}=2$ м						
75	5	0,63	1,26	3,74	1,93	204
76	6	0,626	1,25	4,75	2,18	228
77	7	0,625	1,25	5,75	2,40	252
78	8	0,622	1,24	6,76	2,60	270
79	9	0,621	1,24	7,76	2,78	289
$h_{ш}=3$ м						
75	5	0,66	1,98	3,02	1,74	289
76	6	0,645	1,93	4,07	2,02	328
77	7	0,636	1,91	5,09	2,26	362
78	8	0,629	1,89	6,11	2,47	390
79	9	0,625	1,88	7,12	2,67	420

Таблица 37

Расчетная таблица  $Q$  от  $h_{ш}$  и УВБ  
(через напор  $H_{ш}$ ) для случая II

$$Q = \mu b h_{ш} \sqrt{2g H_{ш}}$$

при отметке грани перелива 75,20 м,  
 $b=20$  м,  $\mu=0,67$ ,  
 $\sqrt{2g}=4,43$ ,  $\mu b \sqrt{2g}=59,4$

УВБ УВБ <sub>м</sub>	$H_{ш}$ м	$\sqrt{H_{ш}}$	$Q$ м <sup>3</sup> /сек.
$h_{ш}=1$ м			
77	1,30	1,14	67,7
78	2,30	1,52	90,3
79	3,30	1,82	108
$h_{ш}=2$ м			
78	1,80	1,35	161
79	2,80	1,68	200

затворов производится гидравлическим способом (рис. 65). Высота открытия отмечается по указателю-индикатору.

2) Один пролет шириной 80 м с клапанным затвором (рис. 107). Отметка порога 30,5 м. Пролет служит для пропуска паводочных расходов и льда. Подъемное устройство гидравлическое.

3) Один пролет с секторным затвором шириной 20 м и высотой порога 30,5 м. Затвор опускается в выем в пороге плотины (рис. 108).

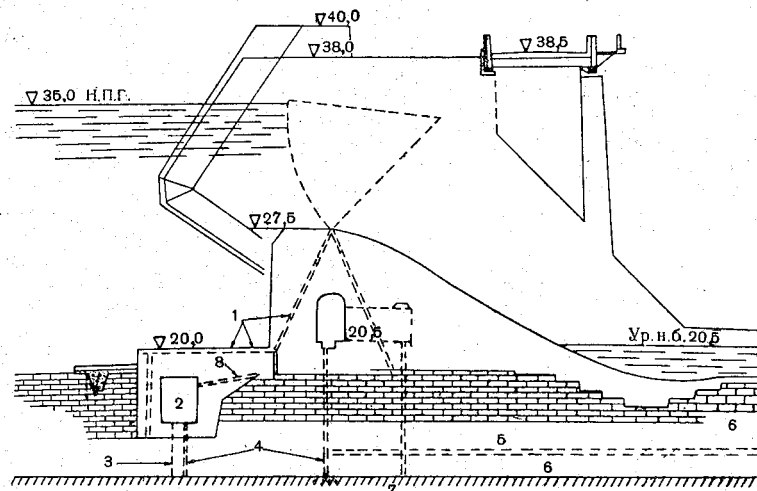


Рис. 106. Разрез по сегментному пролету.

1 — деформационные швы с асфальтовым уплотнением, 2 — дренажная галерея, 3 — цементационная завеса, 4 — дренажные скважины, 5 — прослойка мергеля и глины, 6 — доломит, 7 — мергель, 8 — дренажный канал.

I. Расход воды через секторный затвор определяется по формуле

$$Q = mb_c H \sqrt{2gH_0}.$$

Коэффициент  $m$  определен из справочников в зависимости от конфигурации порога при различном положении затвора (рис. 109);  $b_c$  — ширина водослива с учетом бокового сжатия  $\alpha$ :

$$b_c = b\alpha; \quad \alpha = 1 - 0,06 \frac{H_0}{H_0 + b},$$

$H_0$  — напор над порогом водослива с учетом скорости подхода  $v$ :  $H_0 = H + \frac{v^2}{2g}$ , где  $\frac{v^2}{2g}$  — скоростной напор, определяемый из формулы  $k = \left(1 + \frac{v^2}{2gH}\right)^{3/2}$ , где  $k$  — коэффициент, учитывающий скорость подхода, — снимается с кривой  $k = f(Q)$ .



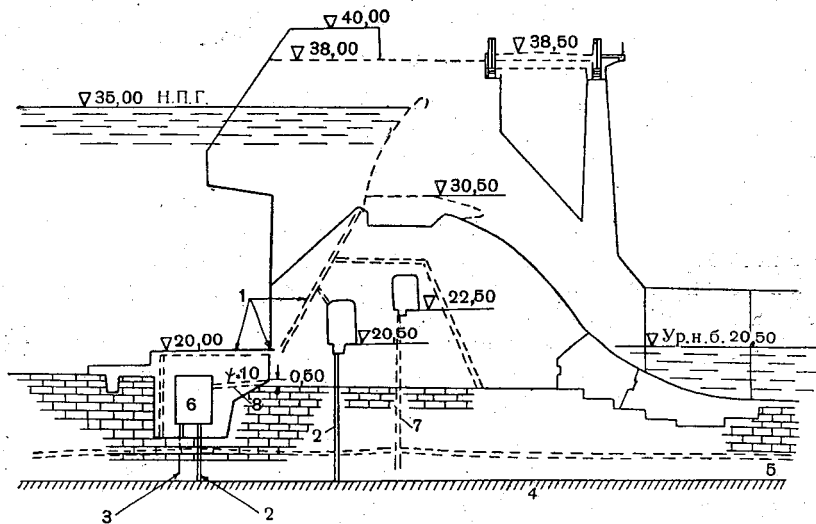


Рис. 107. Разрез по клапанному пролету.

1 — деформационные швы с асфальтовым уплотнением, 2 — дренажная скважина, 3 — цементационная завеса, 4 — мергель, 5 — доломит, 6 — дренажная галерея, 7 — контрольная (пьезометрическая) скважина, 8 — дренажный канал.

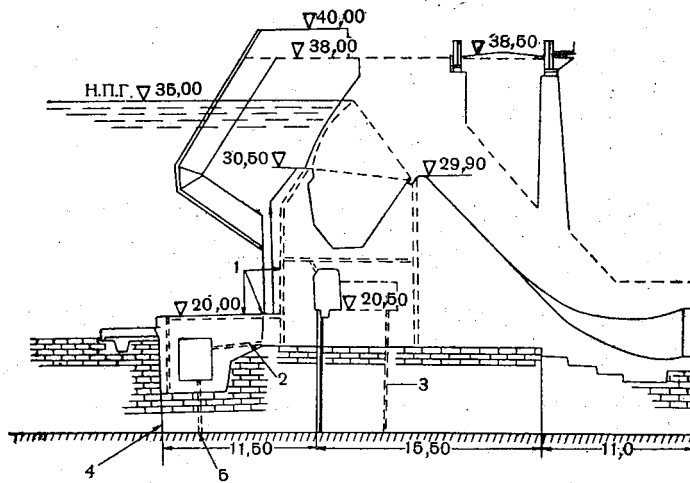


Рис. 108. Разрез по секторному пролету.

1 — деформационные швы с асфальтовым уплотнением, 2 — дренажный канал, 3 — контрольные (пьезометрические) скважины, 4 — цементационная завеса, 5 — дренажные скважины.

Например, при  $H=5,0$  м;  $k=1,02$

$$k = \left(1 + \frac{v^2}{2gH}\right)^{3/2} = 1,02;$$

$$1 + \frac{v^2}{2gH} = 1,01;$$

$$\frac{v^2}{2g} = 0,05;$$

$$H_0 = 5,00 + 0,05 = 5,05 \text{ м.}$$

Рассмотрим ряд положений затвора.

За основу принимается при полном открытии водослив криволинейного профиля типа  $IV_c'$  и  $II_c'$  [50].

1) При полном открытии (рис. 109)  $H=5$  м;  $\delta=6$  м;  $H/\delta=0,83$ ;  $s' > s$ ,<sup>1</sup> следовательно,  $m$  берется как для водослива

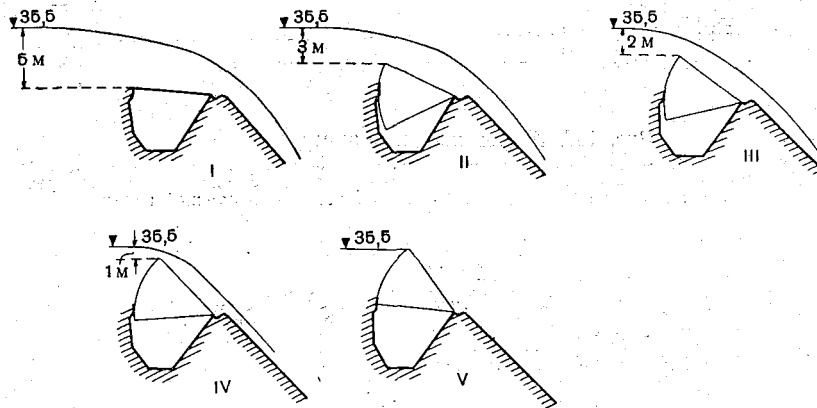


Рис. 109. Примеры открытия секторного затвора.

I — полное открытие на 5 м, II — открытие на 3 м, III — открытие на 2 м, IV — открытие на 1 м, V — полное закрытие.

с широким порогом, равным 0,34 (Н. Н. Павловский [50]), при  $H/\delta$  от 1 до  $1/2$ .

2) При закрытии затвора до  $H=3$  м (рис. 110) коэффициент  $m$  выбирается так же, как для водослива с широким порогом типа  $II_c'$  в зависимости от  $H$ ,  $\delta$ ,  $s'$ .

3) При дальнейшем закрытии затвора наблюдается переход к водосливу с тонкой стенкой, все более и более определенно выраженному. Значения  $m$  соответственно изменяются от 0,39 до 0,41.

<sup>1</sup>  $s$  и  $s'$  — котангенсы угла наклона верхней и нижней граней водослива.

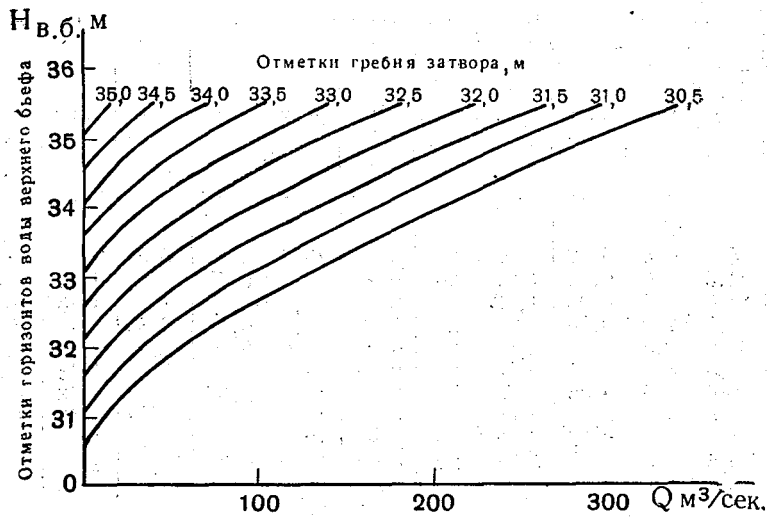


Рис. 110. График расходов воды через один секторный затвор ( $b=20$  м) в зависимости от уровней верхнего бьефа  $Q=f(H_{в. б.})$ .

Отм. гориз. в. б.	Отметки гребня затвора									
	35,0	34,5	34,0	33,5	33,0	32,5	32,0	31,5	31,0	30,5
	Расходы воды м³/сек.									
35,5	13,6	37,2	66,6	99,9	137,4	177,5	218,2	259,5	290,8	333,0
35,0		13,1	36,3	65,1	98,6	135,1	174,9	212,5	244,1	285,4
34,5			12,7	35,7	64,3	97,0	132,4	169,5	200,0	238,5
34,0				12,7	35,0	63,2	95,0	128,9	159,3	197,1
33,5					12,7	33,4	61,9	92,5	121,3	157,3
33,0						12,1	33,7	60,3	87,1	120,9
32,5							11,8	32,8	56,7	86,4
32,0								11,5	30,9	56,4
31,5									10,9	39,8
31,0										10,9
30,5										0

Таблица 38

## Расчетные данные для расходов воды через секторный затвор

Уровень верхнего бьефа, м	$h$ порога	$H$ м	$\frac{v^2}{2g}$	$\frac{v^2}{2g}$ м $H + \frac{v^2}{2g}$	$b$ м	$\alpha$	$b_c$ м	$m$	$H_0^{3/2} \text{ м}$	$\sqrt{2g}$	$Q$ м <sup>3</sup> /сек.
35,5	35,0	0,5	0,02	0,52	20	0,99	19,8	0,41	0,38	4,43	13,6
	34,5	1,0	0,02	1,02	20	0,99	19,8	0,41	1,03	4,43	37,2
	34,0	1,5	0,03	1,53	20	0,99	19,8	0,40	1,89	4,43	66,6
	33,5	2,0	0,03	2,03	20	0,99	19,8	0,39	2,89	4,43	99,9
	33,0	2,5	0,04	2,54	20	0,99	19,8	0,39	4,05	4,43	137,4
	32,5	3,0	0,05	3,05	20	0,99	19,8	0,38	5,33	4,43	177,5
	32,0	3,5	0,06	3,56	20	0,99	19,8	0,37	6,72	4,43	218,2
	31,5	4,0	0,06	4,06	20	0,99	19,8	0,36	8,18	4,43	259,5
	31,0	4,5	0,07	4,57	20	0,99	19,8	0,34	9,77	4,43	290,8
	30,5	5,0	0,08	5,08	20	0,99	19,8	0,34	11,18	4,43	333
34,5	34,0	0,5	0,02	0,52	20	0,99	19,8	0,41	0,38	4,43	12,7
	33,5	1,0	0,02	1,02	20	0,99	19,8	0,40	1,03	4,43	35,7
	33,0	1,5	0,03	1,53	20	0,99	19,8	0,39	1,89	4,43	64,3
	32,5	2,0	0,03	2,03	20	0,99	19,8	0,38	2,89	4,43	97,0
	32,0	2,5	0,04	2,54	20	0,99	19,8	0,37	4,05	4,43	132,4
	31,5	3,0	0,05	3,05	20	0,99	19,8	0,36	5,33	4,43	169,3
	31,0	3,5	0,06	3,56	20	0,99	19,8	0,31	6,72	4,43	200
	30,5	4,0	0,06	4,06	20	0,99	19,8	0,33	8,18	4,43	238,5
33,5	33,0	0,5	0,02	0,52	20	0,99	19,8	0,38	0,38	4,43	12,7
	32,5	1,0	0,02	1,02	20	0,99	19,8	0,37	1,03	4,43	33,4
	32,0	1,5	0,03	1,53	20	0,99	19,8	0,37	1,89	4,43	61,9
	31,5	2,0	0,03	2,03	20	0,99	19,8	0,37	2,89	4,43	92,5
	31,0	2,5	0,04	2,54	20	0,99	19,8	0,34	4,05	4,43	121,3
	30,5	3,0	0,05	3,05	20	0,99	19,8	0,34	5,33	4,43	157,3
33,0	32,5	0,5	0,02	0,52	20	0,99	19,8	0,38	0,38	4,43	12,1
	32,0	1,0	0,02	1,02	20	0,99	19,8	0,37	1,03	4,43	33,7
	31,5	1,5	0,03	1,53	20	0,99	19,8	0,36	1,89	4,43	60,3
	31,0	2,0	0,03	2,03	20	0,99	19,8	0,34	2,89	4,43	87,1
	30,5	2,5	0,04	2,54	20	0,99	19,8	0,34	4,05	4,43	120,9
32,0	31,5	0,5	0,02	0,52	20	0,99	19,8	0,35	0,38	4,43	11,5
	31,0	1,0	0,02	1,02	20	0,99	19,8	0,34	1,03	4,43	30,9
	30,5	1,5	0,03	1,53	20	0,99	19,8	0,34	1,89	4,43	56,4
31,0	30,5	0,5	0,02	0,52	20	0,99	19,8	0,33	0,38	4,43	10,9

Расчет:

1) при  $H=4,75$  м;  $H_0=4,80$  м;  $H_0^{3/2}=10,52$ ;  
 $m=0,34$ , как для водослива с широким порогом,  
 $b=20$  м;  $\alpha=0,99$ ;  $b_c=20 \cdot 0,99=19,8$  м;

$$Q = 314 \text{ м}^3/\text{сек.};$$

2) при  $H=2,0$  м;  $H_0=2,03$  м;  $H_0^{3/2}=2,89$  м;  
 $b=20$  м;  $\alpha=0,99$ ;  $b_c=19,8$  м;

$$Q = 99,9 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

На рис. 110 приведен график для расчета расхода воды через секторный затвор, а в табл. 38 — данные расчета.

II. Расход воды через клапанный затвор определяется по формуле водослива

$$Q = mb_c H \sqrt{2gH}.$$

Очертания порога водослива типа IV'a, 3° по проекту даны для напора 7,5 м; при полном открытии клапанного затвора и отметке уровня верхнего бьефа 35 м напор составит 4,5 м.

При этом  $m=0,48 \sqrt{\frac{H}{H_{np}}}=0,467$ .

Расчетный график расходов воды через клапанный затвор при полном его открытии по данным табл. 39 приведен на рис. 111. При неполных открытиях затвора расчет может быть произведен как для плоского водослива с тонкой стенкой при наклоне вперед (стр. 131).

Таблица 39

Расчетные данные для расходов воды через клапанный затвор

Отметка верхнего бьефа, м	Отметка порога, м	$H$ м	$\frac{v^2}{2g}$ м	$\frac{v^2}{2g}$ м $H + \frac{v^2}{2g}$	$b$ м	$\alpha_c$	$b_c$ м	$m$	$H^{3/2}$	$\sqrt{2g}$	$Q$ м <sup>3</sup> /сек.
34,0	30,5	3,5	0,06	3,56	80	1	80	0,454	6,72	4,43	1080
34,2	30,5	3,7	0,06	3,76	80	1	80	0,457	7,29	4,43	1180
34,5	30,5	4,0	0,06	4,06	80	1	80	0,465	8,18	4,43	1348
34,8	30,5	4,3	0,07	4,37	80	1	80	0,467	9,14	4,43	1510
35,0	30,5	4,5	0,07	4,57	80	1	80	0,468	9,79	4,43	1621
35,2	30,5	4,7	0,07	4,77	80	1	80	0,469	10,42	4,43	1731
35,5	30,5	5,0	0,08	5,08	80	1	80	0,470	11,50	4,43	1915

III. Расход воды через сегментный затвор при неполном открытии затвора определен на ГЭС по формуле истечения через отверстие

$$Q = \mu b h_{ш} \sqrt{2gH_{ш}},$$

где  $H_{ц}$  — напор над центром отверстия;  $h_{ц}$  — величина открытия щита.

Здесь  $H_{ц}$  зависит от уровня верхнего бьефа; тем самым величину расхода получим в зависимости от величины открытия  $h_{ц}$  и уровня верхнего бьефа.

При указанных условиях отверстие работает при неполном сжатии струи, причем степень сжатия изменяется с открытием затвора. Поэтому значения коэффициента расхода  $\mu$  определялись по эмпирической формуле  $\mu = \mu_c(1 + 0,4n)$ , где  $n$  — отношение периметра без сжатия к полному периметру.

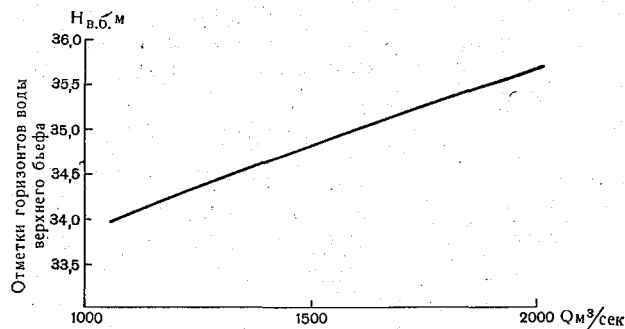


Рис. 111. Кривая расходов воды через один клапанный затвор ( $b=80$  м) при полном открытии в зависимости от уровней верхнего бьефа. Расчет произведен по формуле  $Q = mb_c H \sqrt{2gH}$ . Отметка порога 30,5 м.

Вытекающая из-под затвора струя будет претерпевать сжатие со стороны затвора в вертикальной плоскости. Сжатие струи со стороны гребня в той же плоскости будет устранено плавностью формы гребня водослива. Считается, что сжатие с боков также отсутствует.

Коэффициент расхода  $\mu$ , соответствующий совершенному сжатию, взят по Н. Н. Павловскому:  $\mu_c = 0,60$ .

Для различных открытий  $h_{ц}$  определены коэффициенты расхода  $\mu$ , и затем по формуле  $Q = \mu b h_{ц} \sqrt{2gH_{ц}}$  для различных уровней верхнего бьефа вычислены расходы воды.

Например:  $H = 7,5$  м,  $H_{ц} = 7,0$  м.

При  $h_{ц} = 1,0$  м коэффициент расхода  $\mu = (1 + 0,4n) \mu_c = k \mu_c$ , где  $\mu_c = 0,60$ ,  $k = 1,21$ , тогда  $\mu = 1,21 \cdot 0,60 = 0,726$  и  $Q = 170$  м³/сек.

В табл. 40 приводятся значения расходов воды через одно отверстие, закрываемое сегментным затвором, полученные по изложенному выше методу расчета, принятому при проектировании ГЭС.

Таблица 40

## Расходы воды через один сегментный затвор

$h_{III}, м$	Расходы воды через один сегментный затвор														
	0,1	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0	5,5	6,0	6,5	7,0
$μ$	0,720	0,722	0,724	0,727	0,729	0,732	0,735	0,737	0,740	0,742	0,744	0,746	0,748	0,750	0,751
$μ \cdot h_{III} \sqrt{2g}$	6,38	32,0	64,2	96,5	129,0	162	195	229	262	296	330	364	398	433	466
$\frac{H_{II}, м}{\sqrt{H_{II}, м}^{1/2}}$	8,45	8,25	8,0	7,75	7,50	7,25	7,0	6,75	6,50	6,25	6,0	5,75	5,50	5,25	5,0
$\frac{Q, м^3/сек.}{\sqrt{H_{II}, м}^{1/2}}$	2,91	2,87	2,83	2,78	2,74	2,70	2,64	2,59	2,55	2,50	2,45	2,40	2,34	2,29	2,24
	18,6	91,8	181,7	268	354	437	514	595	667	739	808	873	930	990	1040
$\frac{H_{II}, м}{\sqrt{H_{II}, м}^{1/2}}$	7,95	7,75	7,50	7,25	7,0	6,75	6,50	6,25	6,0	5,75	5,50	5,25	5,0	4,75	
$\frac{Q, м^3/сек.}{\sqrt{H_{II}, м}^{1/2}}$	2,82	2,78	2,74	2,70	2,64	2,60	2,55	2,50	2,45	2,40	2,34	2,29	2,24	2,18	
	18,0	88,0	176	261	340	421	497	572	640	710	771	833	891	944	
$\frac{H_{II}, м}{\sqrt{H_{II}, м}^{1/2}}$	7,45	7,25	7,0	6,75	6,50	6,25	6,0	5,75	5,50	5,25	5,0	4,75	4,50		
$\frac{Q, м^3/сек.}{\sqrt{H_{II}, м}^{1/2}}$	2,73	2,70	2,64	2,60	2,55	2,50	2,45	2,40	2,34	2,29	2,24	2,18	2,12		
	17,4	86,3	170	251	329	404	476	550	612	675	740	793	843		
$\frac{H_{II}, м}{\sqrt{H_{II}, м}^{1/2}}$	6,95	6,75	6,50	6,25	6,0	5,75	5,50	5,25	5,00	4,75	4,50	4,25	4,00		
$\frac{Q, м^3/сек.}{\sqrt{H_{II}, м}^{1/2}}$	2,64	2,60	2,55	2,50	2,45	2,40	2,34	2,29	2,24	2,18	2,12	2,06	2,00		
	16,9	83,2	164	241	316	388	456	524	586	644	699	749			
$\frac{H_{II}, м}{\sqrt{H_{II}, м}^{1/2}}$	6,45	6,25	6,00	5,75	5,5	5,25	5,0	4,75	4,50	4,25	4,00	3,75			
$\frac{Q, м^3/сек.}{\sqrt{H_{II}, м}^{1/2}}$	2,54	2,50	2,45	2,40	2,34	2,29	2,24	2,18	2,12	2,06	2,00	1,95			
	16,4	79,9	157,5	231	302	370	436	499	555	608	659				
$\frac{H_{II}, м}{\sqrt{H_{II}, м}^{1/2}}$	5,95	5,75	5,5	5,25	5,0	4,75	4,5	4,25	4,0	3,75					
$\frac{Q, м^3/сек.}{\sqrt{H_{II}, м}^{1/2}}$	2,44	2,40	2,34	2,29	2,24	2,18	2,12	2,06	2,00	1,95					
	15,6	76,8	150,3	221	289	353	413	471	524	576					
$\frac{H_{II}, м}{\sqrt{H_{II}, м}^{1/2}}$	5,45	5,25	5,0	4,75	4,50	4,25	4,0	3,75	3,5						
$\frac{Q, м^3/сек.}{\sqrt{H_{II}, м}^{1/2}}$	2,33	2,29	2,24	2,18	2,12	2,06	2,00	1,95	1,87						
	14,9	73,2	144	210	273	333	390	446	489						

На рис. 112 приведен график пропускной способности одного отверстия с сегментным затвором в двух вариантах — по проектному расчету и по расчету на основании новых данных, излагаемому ниже.

Расчет расходов воды через сегментные затворы произведен без учета данных новейших исследований (см. стр. 151), согласно которым значения  $\mu$  в формуле для истечения через донное отверстие ( $Q = \mu b h_{ш} \sqrt{2gH_{ш}}$ ) в случаях с сегментными затворами обратно пропорциональны значениям  $\frac{h_{ш}}{H}$ . С полученными данными, как уже указывалось выше, необходимо считаться.

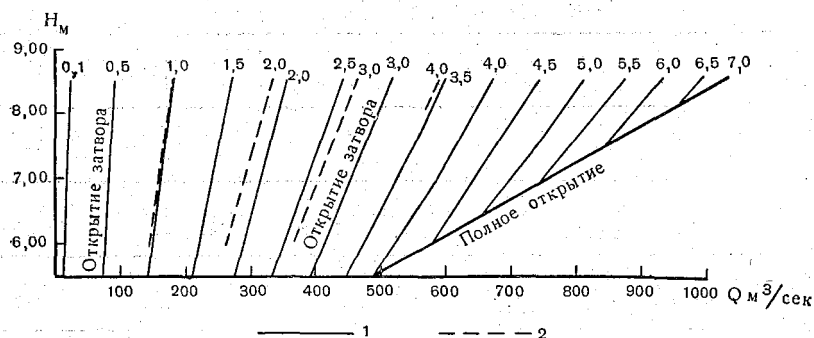


Рис. 112. График пропускной способности одного отверстия с сегментным затвором.

1 — по проектному расчету, 2 — по новым расчетным данным.

Вместе с тем, это еще не расчетные рекомендации, поскольку исследованиями охвачено ограниченное число случаев и данные получены исключительно лабораторным путем.

Ниже приводится приближенный расчет пропускной способности отверстия с сегментным затвором, изображенного на рис. 106, на основе данных о значениях  $\mu$  в табл. 30.

В данном случае имеем порог практического профиля и  $\frac{C}{R} = 0,7$ , т. е. выше, чем у Алекна. Поэтому значения  $\mu$  приняты более высокими, примерно отвечающими средним значениям, рекомендуемым у Шмидта, а именно:

$$\text{при } \frac{h_{ш}}{H} = 0,1-0,2 \quad \mu = 0,72-0,70;$$

$$\text{при } \frac{h_{ш}}{H} = 0,2-0,4 \quad \mu = 0,68-0,66;$$

$$\text{при } \frac{h_{ш}}{H} = 0,4-0,5 \quad \mu = 0,65.$$



Таблица 41

Расходы воды через одно отверстие с сегментным затвором

(при значениях  $\mu$ , убывающих с увеличением  $\frac{h_{III}}{H}$ )

$$Q = \mu b h_{III} \sqrt{2gH_{II}}$$

$h_{III}$ м	1,0	2,0	3,0	4,0	
$b h_{III} \sqrt{2g}$ м <sup>2</sup>	88,6	177	266	354	
$H = 8,5$ м	$\frac{h_{III}}{H}$	0,118	0,236	0,354	0,472
	$\mu$	0,72	0,68	0,66	0,65
	$H_{II}$ м	8,00	7,50	7,00	6,50
	$\sqrt{H_{II}}$ м <sup>1/2</sup>	2,83	2,74	2,64	2,55
	$Q$ м <sup>3</sup> /сек.	181	331	464	587
$H = 8,0$ м	$\frac{h_{III}}{H}$	0,125	0,25	0,375	0,500
	$\mu$	0,71	0,68	0,66	0,65
	$H_{II}$ м	7,50	7,00	6,50	6,00
	$\sqrt{H_{II}}$ м <sup>1/2</sup>	2,74	2,64	2,55	2,45
	$Q$ м <sup>3</sup> /сек.	172	318	448	564
$H = 7,0$ м	$\frac{h_{III}}{H}$	0,143	0,29	0,43	—
	$\mu$	0,70	0,67	0,65	—
	$H_{II}$ м	6,50	6,00	5,50	—
	$\sqrt{H_{II}}$ м <sup>1/2</sup>	2,55	2,45	2,34	—
	$Q$ м <sup>3</sup> /сек.	158	290	405	—
$H = 6,0$ м	$\frac{h_{III}}{H}$	0,167	0,330	0,500	—
	$\mu$	0,70	0,66	0,65	—
	$H_{II}$ м	5,50	5,00	4,50	—
	$\sqrt{H_{II}}$ м <sup>1/2</sup>	2,34	2,24	2,12	—
	$Q$ м <sup>3</sup> /сек.	145	262	367	—

Для более высоких значений  $\frac{h_{ш}}{H}$  данных исследований совершенно недостаточно и поэтому расчет ограничен открытиями до  $h_{ш}=3-4$  м. Полученные значения расходов воды приведены в табл. 41, а зависимости их от напора или УВБ показаны пунктиром на графике пропускной способности.

Открытия, соответствующие переходу к водосливу, при значении  $\mu=0,65$  получаются почти равными полному открытию. Например, при  $H=8,0$  м расход воды по формулам для водослива и для отверстия получается одинаковым при  $h_{ш}=7,50$  м:

$$Q = mb_c H \sqrt{2gH} = 0,45 \times 19,67 \times 8,0 \times 4,43 \times 2,83 = \\ = 888 \text{ м}^3/\text{сек.},$$

$$Q = \mu b h_{ш} \sqrt{2gH_{ш}} = 0,65 \times 20 \times 7,50 \times 4,43 \times 2,06 = \\ = 892 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

### Глава III

## УЧЕТ СТОКА НА КРУПНЫХ ГЭС

Регулярный учет стока на крупных ГЭС осуществляется на основе общих правил технической эксплуатации электростанций и указаний энергоуправлений (например, в виде «Инструкции по гидрометеорологическому обслуживанию ГЭС»), а также инструкций Гидрометслужбы. Необходимые наблюдения и подсчеты выполняются работниками производственно-технических отделов (ПТО) ГЭС.

Надежный учет стока на ГЭС необходим, как уже указывалось, прежде всего в энергетическом отношении, в целях наиболее правильной и экономичной эксплуатации ГЭС, в частности для рационального использования водохранилищ и для обоснованного планирования выработки на предстоящее время. При наличии нескольких потребителей воды учет стока необходим, кроме того, для наиболее целесообразного распределения водных ресурсов между этими потребителями — энергетикой, орошением, водным транспортом, рыбным хозяйством и др.

Гидрологи, обеспечивающие ГЭС и другие отрасли народного хозяйства гидропрогнозами и текущей информацией о режиме реки и водохранилища, заинтересованы в возможно более четком и правильном проведении учета стока, данные по которому используются ими при текущем обслуживании народного хозяйства и, кроме того, подготавливаются к печати и публикуются в Гидрологических ежегодниках для широкого круга пользователей.

В целях лучшего согласования работы по учету стока на крупных ГЭС между гидрологами и энергетиками еще в 1955 г. была издана составленная в Государственном гидрологическом институте «Инструкция по учету стока воды на гидроэлектростанциях и гидроузлах», утвержденная в свое время Министерством электростанций СССР, Министерством речного флота СССР и Главным управлением гидрометслужбы. В 1963 г. в ГГИ составлена новая инструкция по учету стока на крупных ГЭС, взамен устаревшей инструкции 1955 г., в которой, естественно,

не мог быть учтен опыт работы по учету стока, накопленный за последние годы. В новой инструкции, в частности, уточняется состав информационных, расчетных и отчетных документов и сведений, которыми должны обмениваться Гидрометслужба и эксплуатационная служба ГЭС.

Суммарный расход в створе ГЭС, как уже указывалось, складывается из отдельных составляющих (см. стр. 5):

$$Q_{\text{сум}} = Q_{\text{т}} + Q_{\text{ш}} + Q_{\text{ф}} + Q_{\text{пр}}$$

и расход воды по каждой составляющей вычисляется независимо от определения расходов воды по другим составляющим.

Данные опыта также целесообразно рассматривать как в отношении наблюдений и материалов, характеризующих проведение учета стока на ГЭС в целом, так и по отдельным составляющим стока.

## 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

### Состояние дела учета стока

Оперативную связь с энергетиками (ГЭС) на местах поддерживают Управления Гидрометслужбы и отдельные гидрометбюро и г/м станции, на которые УГМС возлагает обязанности по взаимодействию с конкретными ГЭС. На отдельных крупных водохранилищах в последние годы образованы специальные гидрометобсерватории (ГМО), которые, помимо изучения водохранилищ, должны уделять внимание и учету стока на ГЭС. Подобные обсерватории работают при Братской, Рыбинской, Горьковской, обеих Волжских, Каховской, Кременчугской и ряде других ГЭС.

В настоящее время регулярный учет стока производится на большинстве крупных ГЭС. Данные по стоку в створах более чем 40 крупных ГЭС печатаются в Гидрологических ежегодниках (табл. 42). При этом до последнего времени публиковались данные об ежедневных расходах воды. Это является правильным, в особенности для вновь вступающих в строй станций и на реках, зарегулирование стока которых только еще начинается.

Переход на печатание одних декадных данных является более или менее обоснованным только при достаточно изученном зарегулированном режиме как на данной ГЭС, так и на реке в целом. На ГЭС во всяком случае определяются значения ежедневных расходов воды и эти данные сообщаются Гидрометслужбе.

На ряде кавказских деривационных ГЭС учет стока производится в отводящих каналах. Совершенно неудовлетворительно развивается дело учета стока в Средней Азии, где ни по одной ГЭС пока не удается привести данных по стоку в Ежегодниках.

Таблица 42

## Данные по стоку на крупных ГЭС в Гидрологических ежегодниках

№ п/п	Река	ГЭС	С какого года	Тарировка
1	2	3	4	5
1	Патсо-йоки	Раякоски . . . . .	1956	—
2	Тулома	Н. Туломская . . . . .	1956	—
3	Ковда	Княжегубская . . . . .	1957	2 апр. 1959 г.
4	Н. Выг	Маткожненская . . . . .	1956	—
5	Онда	Ондская . . . . .	1956	—
6	Суна	Пальеозерская . . . . .	1958	—
7	"	Кондопожская . . . . .	1957	1 апр.
8	Свирь	В. Свирская . . . . .	1953	1 апр. 1958 г.
9	Волхов	Волховская . . . . .	1944	—
10	Вуокса	Лесогорская . . . . .	1945	—
11	Нарва	Нарвская . . . . .	1957	—
12	Зап. Двина	Кегумская . . . . .	1952	1 апр. 1948 г.
13	Неман	Каунасская . . . . .	1960	—
14	Волга	Иваньковская . . . . .	1938	—
15	"	Угличская . . . . .	1942	1 апр.
16	"	Рыбинская . . . . .	1942	—
17	"	Горьковская . . . . .	1956	1 апр. 1958, 1961 гг.
18	"	Волжская им. В. И. Ле- нина . . . . .	1958	2 апр. 1958— 1960 гг.
19	"	Волжская им. XXII съезда КПСС . . . . .	1961	1 апр. 1962 г.
20	Кама	Камская . . . . .	1955	—
21	Дон	Цимлянская . . . . .	1958	водосл.
22	Днепр	Кременчугская . . . . .	1960	1 апр. 1962 г.
23	"	Днепрогэс им. В. И. Ле- нина . . . . .	1952	2 апр. 1948 г.
24	"	Каховская . . . . .	1959	—
25	Днестр	Дубоссарская . . . . .	1956	водосл. 1960 г.
26	Басс. р. Терек	Беканская . . . . .	1959	—
27	Гизельдон	Гизельдонская . . . . .	1958	—
28	Терек	Эзминская . . . . .	1958	—
29	"	Орджоникидзевская . . . . .	1955	—
30	Кура	Читахеви . . . . .	1955	1 апр. 1956 г.
31	"	ЗАГЭС . . . . .	1955	—
32	"	Мингечаурская . . . . .	1957	1 апр. 1955—1956 гг.
33	Кция-Храми	Храмская . . . . .	1960	—
34	Дебедачай	ДзораГЭС . . . . .	1947	—
35	Аджарис-Цхали	Аджарис-Цхали . . . . .	1955	—
36	Раздан	Севанская (канал) . . . . .	1953	—
37	"	Гюмушская (канал) . . . . .	1958	—
38	"	КанакерГЭС (канал) . . . . .	1954	—
39	Иртыш	Усть-Каменогорская . . . . .	1959	2 апр. и водосл.
40	Обь	Новосибирская . . . . .	1959	—
41	Ангара	Иркутская . . . . .	1958	водосл.

Согласно имеющимся сведениям, на 16 ГЭС, из числа приведенных в табл. 42, производилась натурная тарировка главным образом гидроагрегатов и в отдельных случаях водосливных отверстий. Тарировки велись и на ряде ГЭС, по которым данные о стоке в силу различных причин пока не помещаются в Ежегодники; например, на ГЭС Нива-1, Нива-3, Нижне-Свирской, Павловской (р. Уфа), РиониГЭС, Бухтарминской (р. Иртыш), Братской и др.; сведения о тарировках в единичных случаях публиковались в технических журналах [2, 3, 35].

Не все данные по стоку в створах ГЭС, помещенные в Ежегодниках, равноценны по своей надежности. Причины неполноценности данных различны; в основном это недостаточно надежная расчетная основа и погрешности в наблюдениях и вычислениях расходов воды.

Проверка данных по стоку на ГЭС при их подготовке к печати проводится в ГМО и УГМС далеко не везде и не всегда достаточно тщательно и квалифицированно.

До настоящего времени Гидрометслужба не располагает на местах должным числом квалифицированных специалистов, способных обеспечить подобного рода проверку, несмотря на то, что в последние годы появились пособия по учету стока на ГЭС и проводились мероприятия по учебной подготовке периферийных работников в ГГИ. Основная причина этого — текучесть состава специалистов в УГМС, ГМО и гидрометстанциях.

Опыт свидетельствует, что проверка правильности проведения наблюдений по учету стока и подсчета расходов воды наилучшим образом может осуществляться при обмене текущей информацией, т. е. при повседневном тесном взаимодействии между работниками ГЭС и Гидрометслужбы.

При нормальном взаимодействии между ГЭС и ГМС, УГМС или ГМО должны располагать следующими материалами и сведениями, относящимися к учету стока.

#### **Расчетные данные (в копиях)**

- а) характеристика пропускной способности турбин,
- б) комбинаторные зависимости (при поворотно-лопастных турбинах),
- в) основные параметры расходомеров,
- г) схемы расположения водпостов, высотные отметки, передача уровня,
- д) данные о перепадах,
- е) расчетные данные по пропускной способности водосливных отверстий (водосбросов),
- ж) данные о прочих потребителях воды в створе ГЭС и принятой величине расхода воды на фильтрацию и утечки,
- з) кривые площадей зеркала и объемов водохранилища в целом и по участкам.

### Текущая информация

а) данные о среднесуточном расходе воды — суммарном и по составляющим — к 10.00 час. следующего за отчетным дня,

б) данные об УВБ на 0.00 и 24.00 часа за предыдущие отчетные сутки и на 8.00 час. дня передачи сведений — к 10.00 час. ежедневно,

в) сводная суточная ведомость работы ГЭС за месяц (см. стр. 207) — к 10-му числу следующего за отчетным месяца.

В отдельных случаях при стабильном режиме работы ГЭС ежедневные сведения о расходах и уровнях могут, по договоренности, заменяться декадными или месячными. Однако в периоды значительных колебаний расходов и уровней представление ежедневных данных обязательно.

Гидрометслужба должна быть всегда информирована об изменениях в расчетной основе, а также заранее знать о намечаемой тарифовке, участвовать в составлении ее программы и в ее проведении. На практике, однако, последнее не соблюдается.

Опыт показывает, что гидрометрические тарифовочные работы не всегда бывают подготовлены и проведены достаточно точно [13, 27], а задания на эти работы иногда усложняются. Например, при измерениях с помощью вертушек в трубопроводах применяют излишнее число вертушек, что может сказаться на точности измерений (см. стр. 82).

Гидрометслужба передает ГЭС следующие сведения:

а) при наличии водпостов ГМС в верхнем и нижнем бьефах ГЭС — данные об уровнях воды на этих постах — непосредственно по их наблюдениям;

б) средние за сутки уровни воды по постам на водохранилище, включая входной водпост, и средневзвешенный уровень по водохранилищу — к утру следующего за отчетным дня;

в) средний суточный расход притока в водохранилище за отчетные сутки — через 2—3 дня после отчетного;

г) отчетные водные балансы по водохранилищу за декаду и месяц — через 5—7 дней после отчетного срока;

д) результаты гидрологического анализа данных по стоку в створе ГЭС в сопоставлении с данными по соседним пунктам — по истечении каждого квартала или, по договоренности, за более короткие периоды;

е) прогнозы водности и ледового режима.

Подобного рода взаимная информация налажена далеко не везде. Там, где гидрологи располагают необходимыми материалами и в свою очередь обеспечивают ГЭС текущей информацией и контрольными проверками, на местах существует должная ясность в отношении степени точности учета стока на ГЭС. Положительными примерами являются Братская и Кременчугская ГМО. На Братской ГМО еще в период строительства ГЭС

Составляющие полного расхода воды по месяцам (в процентах) в створе Кременчугской ГЭС

Составляющие полного расхода	1961 г.											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Через турбины . . . . .	99,3	98,0	99,2	98,1	96,2	96,4	96,3	96,5	96,8	96,8	97,1	99,0
Сбросы . . . . .	0,3	1,5	0,1	0,2	—	—	0,1	—	—	—	—	—
Шлюзование . . . . .	—	—	0,1	0,9	2,2	2,2	2,2	2,1	1,9	1,8	1,6	0,1
Фильтрация . . . . .	0,4	0,5	0,6	0,8	1,6	1,4	1,4	1,4	1,3	1,4	1,3	0,9

Составляющие полного расхода	1962 г.											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Через турбины . . . . .	99,2	98,3	99,1	98,9	99,1	98,7	98,4	98,4	98,4	98,0	97,8	99,3
Сбросы . . . . .	—	0,8	—	—	—	0,1	—	0,2	—	—	—	—
Шлюзование . . . . .	—	—	—	0,5	0,4	0,7	1,0	0,9	0,9	1,2	1,2	—
Фильтрация . . . . .	0,8	0,9	0,9	0,6	0,5	0,5	0,6	0,5	0,7	0,8	1,0	0,7



велся учет стока в ее створе и полученные данные сравнивались со стоком в створе стокового пункта Дубынино, расположенного в 35 км ниже ГЭС. На рис. 113 приведены результаты сопоставления стока в этих пунктах за 1962 г. по данным инж. Ю. В. Швейкина. Несмотря на отдельные значительные расхождения в данных на обоих створах, следует признать, что в общем сток на ГЭС подсчитывался с удовлетворительной точностью.

Кременчугская ГМО, располагая основными материалами, связанными с учетом стока на ГЭС, представляет в своих отчетах данные по стоку в створе ГЭС в развернутом виде, т. е. по составляющим (табл. 43).

Из приведенных в таблице двух лет 1961 г. был маловодным —  $Q=1123$  м<sup>3</sup>/сек., а 1962 г. выше среднего по водности —  $Q=1700$  м<sup>3</sup>/сек., при  $Q_{ср}=1350$  м<sup>3</sup>/сек. по Киеву. В годы указанной водности сбросы были совершенно незначительными, поскольку полезная емкость водохранилища Кременчугской ГЭС достаточна для почти полного многолетнего регулирования стока.

Приводимые в отчетах ГМО сведения об уровнях в водохранилище, его объемах, потерях на испарение из него, а также расходах воды по Киеву позволяют произвести приближенную оценку степени точности определения стока в створе ГЭС через сопоставление величин стока у Киева и на Кременчугской ГЭС с учетом аккумуляции в водохранилище, потерь на испарение и естественной приточности между Киевом и ГЭС.

Данные сопоставления приведены в табл. 44.

Таблица 44

Год	Расходы воды, м <sup>3</sup> /сек.							ΔQ	
	Киев $Q_K$	приточность $Q_{пр}$	$Q_K + Q_{пр}$	$Q_{ГЭС}$	аккумуляция $Q_{ак}$	испарение $Q_{и}$	$Q_{ГЭС} + Q_{ак} + Q_{и}$	м <sup>3</sup> /сек.	%
1961	1123	77	1200	1091	4	47	1142	53	5,1
1962	1700	110	1810	1544	116	47	1707	103	6,0

Расхождения в 5—6% при подобного рода сопоставлении при разном происхождении составляющих водного баланса обычны и вполне допустимы. Причины расхождений могут быть различны, но скорее всего основной из них является некоторое занижение величины стока через турбины. Определение расходов воды через поворотно-лопастные турбины производится из рас-

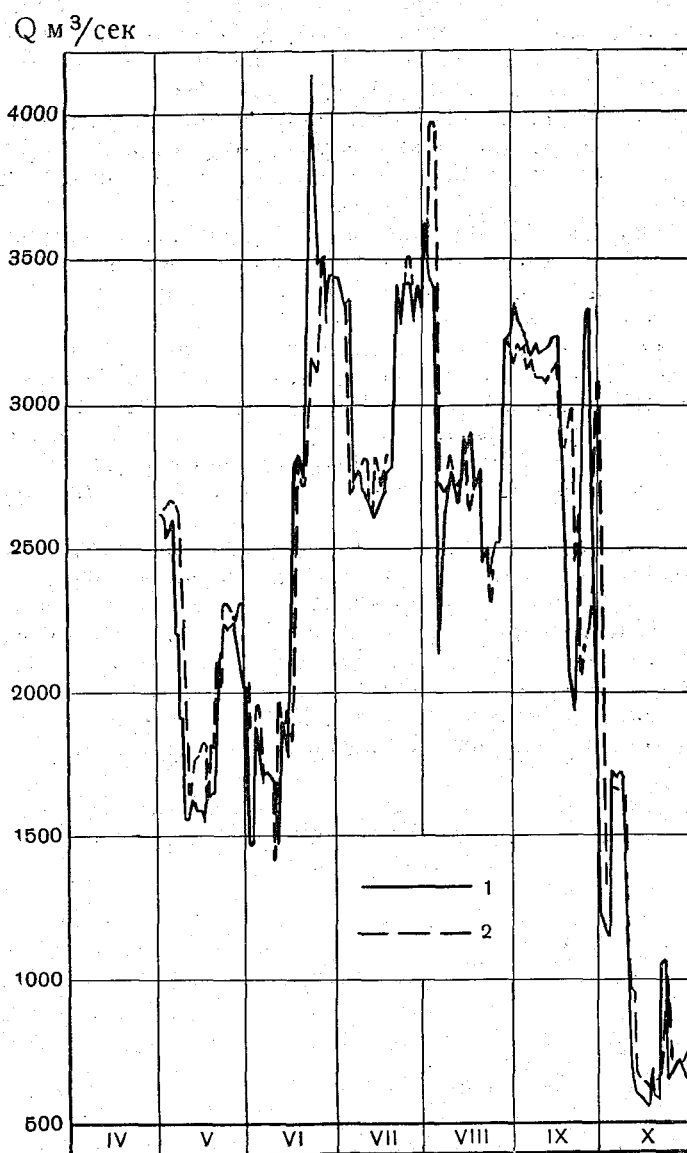


Рис. 113. Совмещенные гидрографы за 1962 г.  
 1 — р. Ангара — Братская ГЭС, 2 — р. Ангара — г/с Дубынино.

чета их работы в оптимальном режиме, но этот режим обычно выдерживается не вполне строго.

Данные по стоку в створах ГЭС, их распределение по составляющим в соединении с общими балансами стока по водохранилищам представляют несомненный практический интерес для характеристики зарегулированного режима реки, распределения стока между потребителями и происходящих в этом отношении изменений.

Распределение стока между двумя основными составляющими, как уже указывалось в примере с Кременчугской ГЭС, в значительной мере зависит от полезной емкости водохранилища и ее соотношения с величиной годового стока. В табл. 45 приведены сведения по водохранилищам ряда крупных ГЭС. Расчеты показывают и опыт подтверждает, что при полезной емкости водохранилища, составляющей более 25% от величины среднего годового стока, вполне осуществимо многолетнее регулирование стока. Например, сбросы в створе Рыбинского гидроузла за 10 лет (1947—1956 гг.) составили всего 0,5% от суммарного стока, а 98% стока были использованы гидроагрегатами. В последующий период (1957—1963 гг.) сбросов не было вовсе. Вместе с тем, если в график водного режима на ГЭС входят крупные, специального назначения сбросы, полного зарегулирования стока не удастся достичь и при достаточной для этого полезной емкости водохранилища. Низовые волжские ГЭС должны, например, в период весеннего половодья давать на затопление рыбных нерестилищ значительное количество воды (около 30% от среднего годового стока), выдерживая при этом определенный график попусков. Попусковый расход подается сверх полного расхода воды, пропускаемого через гидроагрегаты, в целях поднятия уровня воды в районе нерестилищ на определенную высоту. Поэтому, хотя суммарная емкость водохранилищ, расположенных выше Волжской ГЭС им. XXII съезда КПСС, составляет более 25% от среднего годового стока, сбросы производятся в любой по водности год.

На ГЭС с водохранилищами сезонного или недельного регулирования стока в годы с большими и средними половодьями сбросы обычны и достигают иногда более 50% от годового стока. В качестве примера в табл. 46 приведено распределение стока в процентах по составляющим для Кегумской и Волховской ГЭС в год с многоводной весной. Указанные ГЭС имеют верхние бьефы с недельной регулирующей способностью.

По мере дальнейшего сооружения каскадов ГЭС на крупных реках СССР их регулирующая способность будет возрастать; в общем и целом это приведет к уменьшению сбросов, а местами и к полной их ликвидации. Вместе с тем потребность в воде на неэнергетические цели также будет возрастать, и в отдельных случаях, как на низовых волжских ГЭС, это обусловит

Водоохранилища на

Река	ГЭС	Водоохранилище	ГМО
Волга	Иваньковская	Московское	—
»	Угличская	Угличское	—
»	Рыбинская	Рыбинское	Рыбинская
»	Горьковская	Горьковское	Волжская
»	Волжская имени В. И. Ленина	Куйбышевское	Комсомольская
»	Волжская имени XXII съезда КПСС	Волгоградское	Волгоградская
Кама	Камская	Камское	Камская
»	Воткинская	Воткинское	—
Дон	Цимлянская	Цимлянское	Цимлянская
Днепр	Кременчугская	Кременчугское	Кременчугская
»	Каховская	Каховское	Ново-Каховская
Обь	Новосибирская	Новосибирское	Обская
Ангара	Братская	Братское	Братская
Сыр-Дарья	Кайрак-Кумская	Кайрак-Кумское	Кайрак-Кумская

$Q_{ср}$  — средний годовой расход воды в створе ГЭС,  
 $F$  — водосборная площадь,  
 $W_{полезн}$  — полезный объем водоохранилища,  
 $Q_{вдхр}$  — площадь зеркала водоохранилища,  
 $L$  — длина водоохранилища,

Таблица 45

## крупных ГЭС

$\frac{Q_{\text{ср.}}}{\Sigma Q_{\text{год}}}$ $\frac{\text{м}^3/\text{сек.}}{10^9 \text{ м}^3}$	$F$ км <sup>2</sup>	$W_{\text{полн}}$ 10 <sup>9</sup> м <sup>3</sup>	$W_{\text{полезн}}$ 10 <sup>9</sup> м <sup>3</sup>	$\Sigma W_{\text{полезн}}$ 10 <sup>9</sup> м <sup>3</sup>	$S_{\text{вдхр}}$ км <sup>2</sup>	$\Sigma S$ км <sup>2</sup>	$L$ км
—	—	1,1	1,0	—	327		40
—	—	1,2	0,7		250		
$\frac{1140}{36}$	150 000	25,4	—		4550		140
$\frac{2860}{90}$	478 700	10,4	3		1750		400
$\frac{7620}{240}$	—	58	35		6500		
$\frac{7900}{250}$	1 350 000	33	9		3400		500
$\frac{1630}{51}$	168 000	10,7	8		1735		
	10	2,1			1100		
					20 000		
					1,5% от $F$ водосб. Волжской ГЭС им. XXII съезда КПСС		
		24	12		2700		185
$\frac{1490}{47}$	383 000	15	9,0		2250		
		18	7,0		2150		
$\frac{1700}{53}$	2 270 000	8,8	4,4		1070		
$\frac{2960}{93}$		179	50		5500		
17	210 000	4,2	2,6		520		55

$\Sigma Q$  — средний годовой сток в створе ГЭС,

$W_{\text{полн}}$  — полный объем водохранилища,

$\Sigma W_{\text{полезн}}$  — суммарный полезный объем водохранилища,

$\Sigma S$  — суммарная площадь зеркала ряда водохранилищ.

Таблица 46

Составляющие полного расхода воды	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
<b>Кегумская ГЭС, 1955 г.</b>												
Через турбины . . .	95	85	100	24	16	51	95	100	100	100	100	100
Через отверстия плотины, рыбоход и плотоход . . . . .	5	15	—	76	84	49	5	—	—	—	—	—
<b>Волховская ГЭС, 1955 г.</b>												
Через турбины . . .	100	100	100	92	37,7	43,5	65,6	97,0	99,3	99,5	99,8	100
Через глубокие отверстия . . . . .	—	—	—	—	39,8	4,4	30,3	—	—	—	—	—
Через водосливную плотину . . . . .	—	—	—	8	22,4	51,9	3,7	2,1	—	—	—	—
Через шлюз . . . . .	—	—	—	—	0,1	0,2	0,4	0,9	0,7	0,5	0,2	—

необходимость целевых попусков через водосливные отверстия. В период до полного каскадирования отдельных рек на них будет возрастать величина расходов воды, потребной на судоходство, примеры чему уже имеются [61]. В засушливых районах страны также будут расти расходы воды на орошение.

## 2. ВОДОМЕРНЫЕ УСТРОЙСТВА И НАБЛЮДЕНИЯ

Для учета стока на ГЭС имеют значение следующие водомерные наблюдения:

- 1) водомерные наблюдения на речных стоковых пунктах поблизости от ГЭС;
- 2) водомерные наблюдения на водпостах на водохранилище;
- 3) водомерные наблюдения на временных и постоянных водпостах в створе ГЭС и на гидроузлах, с нею связанных (в случаях деривационных ГЭС).

Водомерные наблюдения на ближайших речных стоковых пунктах, обычно находящихся в ведении Гидрометслужбы, используются для подсчета стока и, таким образом, могут служить в период строительства ГЭС для приближенной оценки стока в ее створе, а затем для сопоставления данных по стоку в створе ГЭС и на речном посту. Примеры такого использования данных приведены как в настоящей главе (в/п Дубынино и Братская ГЭС), так и в главах I и II.

Постовые устройства на упомянутых постах — обычно рейки, сваи, иногда самописцы. В дальнейшем такие водпосты следует связывать с ГЭС дистанционной передачей. Не следует спешить с их закрытием после сооружения ГЭС под предлогом ненадежности подсчетов стока, обусловленной влиянием неустановившегося движения. Посты в нижнем бьефе, в непосредственной близости от ГЭС, в ряде случаев сохраняют свое значение, во всяком случае для сверки с ГЭС величин мгновенных расходов воды и в качестве опорных пунктов при тарифовках типа гидрометрических поверок.

Водпосты на водохранилищах также организуются и содержатся Гидрометслужбой, и данные по ним используются, помимо прочего, для составления балансов притока воды к ГЭС, а тем самым и для оценки надежности учета стока на ГЭС. Постовые устройства на водохранилищах, как правило, обычного типа. Свайные посты на крупных водохранилищах в местах с пологими берегами приходится наращивать по мере наполнения водохранилища, и длина створа подобного поста иногда достигает нескольких километров. По-видимому, имеет смысл устанавливать на крупных водохранилищах перед их наполнением отдельные водомерные посты типа прочных высотных опор.

Водомерные наблюдения в створе ГЭС и на отдельных сооружениях гидроузлов организуются и производятся, как правило, строителями, а затем эксплуатационным персоналом ГЭС. Иногда ГЭС в период строительства используют наблюдения на водпостах Гидрометслужбы, расположенных в непосредственной близости от ГЭС. Чаще всего такие посты организуются ГМО при водохранилищах и по своему типу являются речными или свайными.

Для регулярного измерения уровня воды в верхнем и нижнем бьефах на большинстве крупных ГЭС действуют самопишущие водомерные посты с передачей показаний на пульт управления ГЭС, обычно с помощью сельсина (приложение 1 и рис. 114). Число постов и их размещение зависят от типа и режима работы ГЭС, расположения и размеров отдельных сооружений и других местных условий. На русловой ГЭС, при значительном числе агрегатов и особенно при наличии ясно выраженного поперечного уклона поверхности воды, следует устанавливать как минимум по два поста в верхнем и нижнем бьефах вдоль здания ГЭС и отдельный пост в верхнем бьефе по фронту водосливной плотины. Наличие и характер поперечного уклона при различных режимах работы ГЭС предварительно следует устанавливать на основании наблюдений на временных речных постах. Такие наблюдения, однако, на практике почти нигде не производятся. Обычно на ГЭС имеются два самопишущих поста — по одному в каждом бьефе. Верхний пост располагается в аванкамере, на береговом устье, на одном из бычков водоводов

перед или в здании ГЭС (щитовом помещении), нижний пост — у стенки отводящего канала (в конце водобойного колодца), а иногда у берега, на расстоянии 100 м и более от выхода воды из турбин.

На Рыбинской ГЭС при наличии шести агрегатов установлено по два самописца в верхнем и нижнем бьефах, в подводящих и отводящих каналах турбин № 2 и 6. Разность уровней

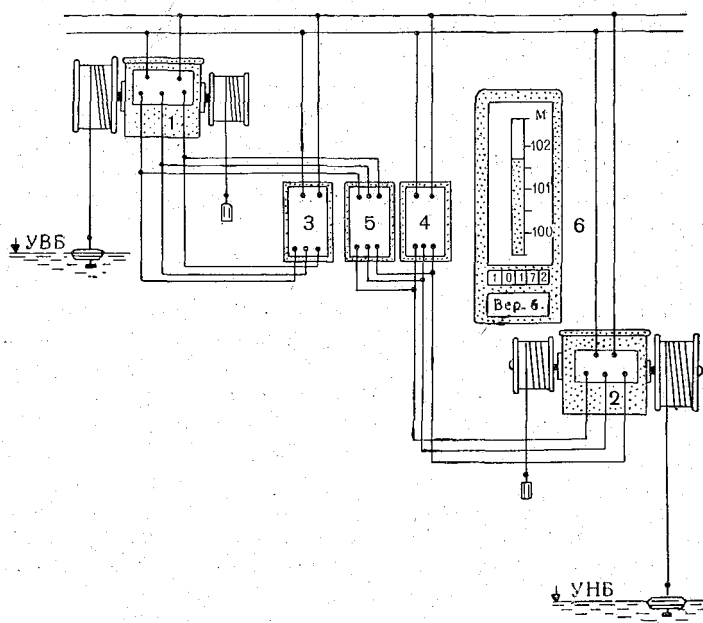


Рис. 114. Схема дистанционного поста на ГЭС.

1 — ДСУ-1 — дистанционный сельсинный уровнемер верхнего бьефа; 2 — ДСУ-1 — то же, нижнего бьефа; 3 — УСП-1 — уровнемер сельсинный, показывающий уровень верхнего бьефа на пульте управления ГЭС; 4 — УСП-1 — то же, для нижнего бьефа; 5 — УСП-2 — то же, для указателя напора; 6 — вид указателя УСП-1 на пульте управления ГЭС.

по отдельным наблюдениям достигает 30—35 см, в основном за счет поперечного падения в нижнем бьефе.

Наряду с самопишущими постами, на некоторых ГЭС устанавливают контрольные речные посты. Это необходимо особенно в условиях возможного занесения наносами отводов из колодцев самописцев и замерзания воды в них. С последним явлением на ГЭС в общем успешно борются с помощью электрообогрева.

На деривационных ГЭС самопишущие посты должны устанавливаться на головном узле, в напорном бассейне и в отводящем канале (тоннеле). Отсутствие самописцев на головных



узлах и в напорных бассейнах препятствует учету потерь воды на промыв наносов и на сбросы, в особенности при наличии автоматически действующих водосбросов. Подобное ненормальное положение наблюдалось на ряде северокавказских ГЭС (Эзминской, Орджоникидзевской, Гизельдонской).

Применяемые на ГЭС дистанционные водпосты или уровнемеры состоят из датчика типа ДСУ-1, дистанционной линии электропередачи и приемника типа УСП-1 или УСП-2. Датчик ДСУ-1 представляет собой механизм, превращающий поступательное движение поплавка самописца в угловое перемещение ротора сельсина. Это перемещение через электросвязь и вторичный сельсинный преобразователь передается на приемник УСП-1 (рис. 114), в котором с помощью счетного механизма воспроизводятся показания уровня воды в цифровом выражении с точностью до 1 см. Наряду с уровнями верхнего и нижнего бьефов на пульте управления через прибор УСП-2 получают значения напора брутто как разности уровней верхнего и нижнего бьефов.

Помимо дистанционных передач на расстояния до 2—10 км с помощью специальных линий электропередачи, в настоящее время производится передача уровней на очень большие расстояния беспроводной связью, на основе использования существующих высоковольтных линий передач.

Уровни воды регистрируются и заносятся в суточную ведомость на большинстве ГЭС ежечасно, на отдельных ГЭС — через 2—4 часа или один раз в смену.

На деривационных ГЭС Кавказа, где напор не вычисляется, уровень воды нижнего бьефа наблюдается, но не систематически, а лишь в случае решения каких-либо специальных задач.

На головном узле сооружений деривационных ГЭС сроки наблюдений над горизонтами воды часто меняются в зависимости от режима уровней: в период половодий и паводков они учащаются (1—2 раза в час), а в период отсутствия сбросов через плотину сокращаются до 1—3 раз в день. Отметки уровня в напорном бассейне фиксируются каждый час или через 2—4 часа. Какая частота наблюдений над уровнем необходима и допустима на той или иной ГЭС, должно определяться с учетом местных условий. Чем более неравномерным является режим работы ГЭС и колебания уровней в бьефах, тем чаще должны производиться регулярные отсчеты уровней.

Для измерения потерь напора на решетках перед турбинами на большинстве ГЭС установлены перепадомеры с передачей показаний на пульт управления или в машинный зал. Перепадомеры встречаются поплавковые и дифманометрические. Первые менее надежны в работе. При значительных колебаниях уровня воды в бьефе требуется большая длина тросов в поплавковых устройствах, что ведет к осложнению конструкции и понижению

точности передающего комплекта приборов. При неудачном выборе места для поплавковой шахты уровень воды в шахте, а вместе с ним и поплавков будут колебаться, что снизит точность отсчета на приборе.

Дифманометры разделяются на две основные группы:

- а) поплавковые ртутные типа ДП и ДПЭС+Э,
- б) мембранные водяные типа МДМ и ДМ.

Они находят применение и в расходомерных устройствах, показывая разность давления в двух точках спиральной камеры.

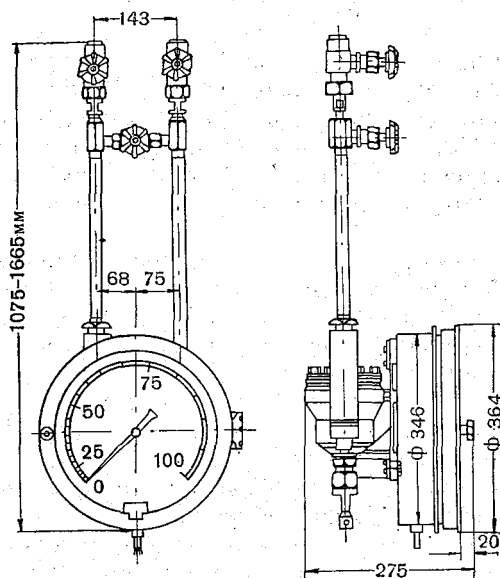


Рис. 115. Механический дифманометр ДП.

Эти показания переводят по соответствующей связи расходов воды с разностью давления в показания расходов воды.

Ртутные приборы типа ДП и мембранные МДМ устанавливаются при расстояниях от датчика до приемника порядка до 50 м, приборы ДПЭС+Э — при расстояниях до 1,4 км, приборы ДМ+ВЭП — при расстояниях до 4 км. Передача уровней воды на дальние расстояния может осуществляться телеизмерительным путем или, как уже указывалось выше, при использовании в качестве линии связи высоковольтной передачи.

Приборы упомянутых типов до настоящего времени применяются на перепадамерах и расходомерах многих крупных ГЭС. Краткие сведения по устройству этих приборов приведены ниже.

**Ртутный дифманометр типа ДП.** Поплавковые дифференциальные манометры (ДП) измеряют разность давлений, пода-

ваемых одновременно в два сосуда манометра равных диаметров, соединенных между собой трубкой (рис. 115). В оба сосуда налита ртуть, которая при одинаковом давлении имеет в обоих сосудах одинаковый уровень. При наличии разности давлений уровень ртути в том сосуде, где плавают стальной поплавков, понизится, а в другом — повысится. Разность давлений уравнивается весом столба ртути, созданного разностью уровней в обоих сосудах. Перемещение поплавка в положительном сосуде дифманометра является мерой изменения величины перепада давления. Это перемещение поплавка может передаваться на стрелку прибора.

**Приборы типа ДПЭС+Э.** Электропередающие приборы состоят из первичных и вторичных приборов. Первичные приборы — поплавковые дифманометры жидкостного типа (ДПЭС). Поплавок, плавающий в ртути в плюсовой камере, двигаясь вверх и вниз, заставляет перемещаться в антимагнитной трубке сердечник из мягкого железа. На разделительную трубку надета двойная индукционная катушка. Такая же точно катушка помещается и во вторичном приборе. Обе катушки соединены между собой тремя проводами по схеме саморавновешивающего индукционного моста переменного тока. Перемещение сердечника в первичном приборе вызывает аналогичное перемещение сердечника в катушке вторичного прибора вследствие изменения соотношений втягивающих усилий обеих половин катушки.

Прибор типа ДПЭС (рис. 116) является бесшкальным манометром поплавкового типа с ртутным заполнением и электрическим индукционным преобразователем для передачи показаний при помощи индукционно-телеметрической системы.

Приборы комплектуются с одним из вторичных электрических измерительных приборов: показывающих (Э-280), показывающих и суммирующих (Э-281), показывающих и сигнализирующих (Э-278).

**Мембранный дифманометр типа МДМ.** Мембранный манометр имеет водяное заполнение. В дифманометре МДМ (рис. 117) имеются две крышки, между которыми расположены две гофрированные мембраны. Приборы эти измеряют разность

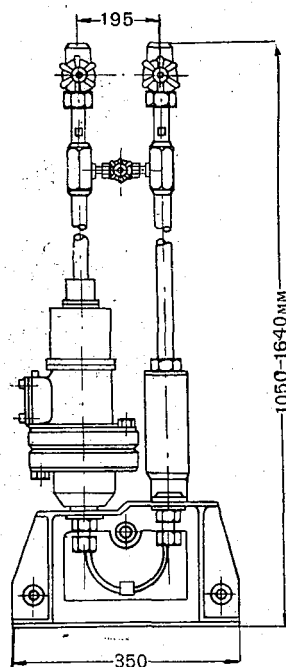


Рис. 116. Электропередающий дифманометр ДПЭС.

давлений, подаваемых одновременно в верхнее и нижнее мембранные пространства манометра. Между мембранами установлена упорная подушка, зажатая верхней и нижней крышками дифманометра. В подушке имеется ряд сквозных отверстий, соединяющих верхнее пространство между мембраной и подушкой с нижним. Мембранное пространство заполняется под давлением дистиллированной водой. Для этой цели в упорной

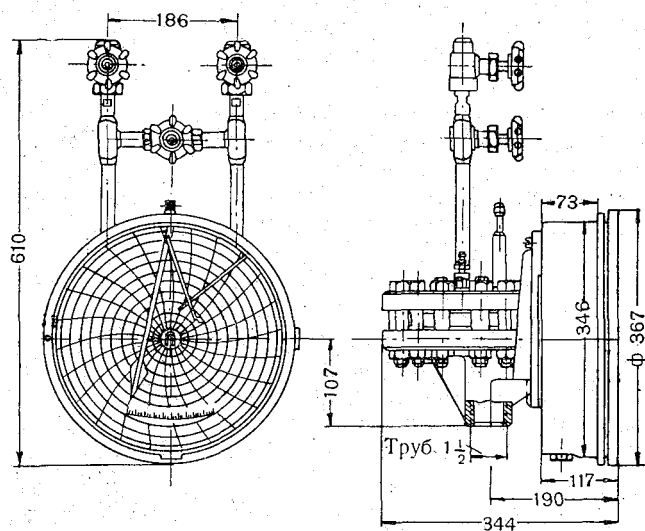


Рис. 117. Мембранный механический дифманометр МДМ-1.

подушке имеется специальное боковое отверстие. Повышенное давление подается в пространство между нижней мембраной и нижней крышкой, пониженное — между верхней мембраной и верхней крышкой. При наличии разности давлений между верхней и нижней камерами нижняя мембрана перемещается к упорной подушке, вытесняя вверх жидкость, заключенную между мембранами; верхняя мембрана перемещается вверх. Перемещение мембраны посредством особого механизма передается на стрелку прибора. Угол поворота стрелки пропорционален изменению или разности давления, подводимого к прибору.

**Первичный электропередающий дифманометр (ДМ)** (рис. 118). Дифманометрическая часть прибора подобна вышеописанной у прибора МДМ. В приборе ДМ на верхней мембране укреплен бронзовый проволочка, к верхнему концу которой прикреплен шток с плунжером. Плунжер охватывается раз-

делительной трубкой, на которую надевается индукционная катушка. Совершенно аналогичная катушка имеется и во вторичном электрическом приборе. Катушка дифманометра и приемного прибора включена в индукционную дифференциально-трансформаторную схему.

Первичный прибор ДМ работает в комплекте со вторичными электрическими приборами типа ВЭП. Прибор является показывающим. Отсчет производится по стрелке, передвигающейся

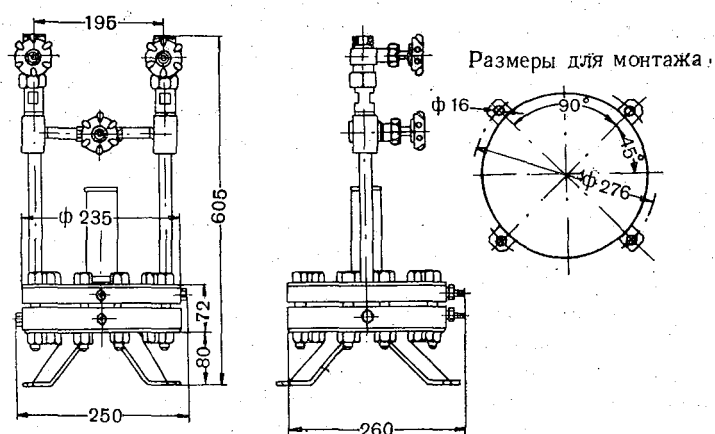


Рис. 118. Мембранный электропередающий дифманометр.

вдоль делений, нанесенных на концентрическую шкалу, имеющую угол охвата  $270^\circ$ .

В расходомерных устройствах указанные выше дифманометры как показывающие приборы соединяются с суммирующими приборами. В качестве таковых выше упомянут прибор ДП-281. Он плохо зарекомендовал себя на практике вследствие несовершенства счетного механизма. В настоящее время ВНИИГ рекомендует для суммирования расходов воды электронные дифференциально-трансформаторные приборы типа ЭПВД. Указанные приборы установлены в последнее время на отдельных ГЭС. Достаточных данных о степени надежности и долговременности их действия пока не имеется.

Более подробные сведения по показывающим и суммирующим приборам расходомерных устройств содержатся в работах И. А. Чернытина [67].

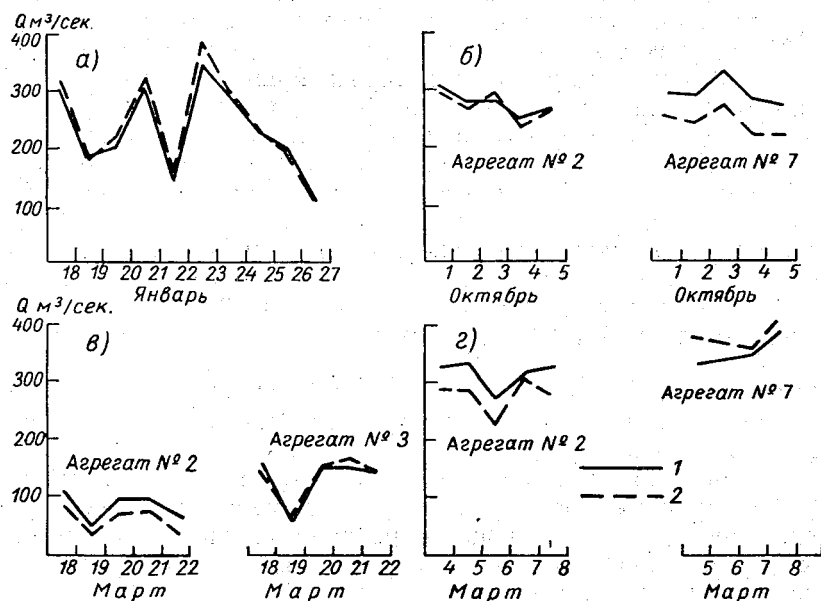
### 3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСХОДОВ ВОДЫ ЧЕРЕЗ ГИДРОАГРЕГАТЫ ГЭС

#### Положение с расходомерами

Составляющая  $Q_t$  — расход воды через гидроагрегаты — является важнейшей среди составляющих суммарного расхода воды в створе ГЭС. Погрешности, допускаемые при определении  $Q_t$ , являются в большинстве случаев мерой точности учета стока на ГЭС в целом, и подсчеты расходов воды через турбины требуют в годовом разрезе больше всего времени от работников ГЭС. Поэтому совершенно оправдано стремление автоматизировать учет стока через турбины, измеряя его при помощи расходомеров. Способ этот является вполне актуальным, однако в настоящее время он почти нигде не используется для подсчетов расходов воды главным образом из-за конструктивного несовершенства счетных механизмов суммирующих приборов расходомерных устройств.

Счетные механизмы суммирующих приборов после их наладки обычно работают более или менее бесперебойно в течение непродолжительного времени, порядка нескольких месяцев, а затем требуют новой наладки и тарировки. В результате на многих ГЭС и в энергоуправлениях создается мнение о бесполезности применения расходомеров. На ряде ГЭС расходомеры не установлены, например, в системе Карелэнерго, на Кременчугской ГЭС и др. Местами, например на Севанских ГЭС, поднимается вопрос о демонтаже расходомеров и т. д. Как уже указывалось в главе I, такие тенденции совершенно неправильны. Расходомеры даже при несовершенных суммирующих, но с надежными показывающими приборами могут служить для контроля за подсчетом стока по характеристикам пропускной способности. Кроме того, пренебрежительное отношение к наблюдениям по расходомерам приводит к тому, что систематизированных и достаточно полных данных по их работе до настоящего времени не имеется. Между тем такие данные позволяют лучше разобраться в степени надежности работы расходомеров и причинах погрешностей. ГГИ в 1960—1961 гг. произвел обследование работы расходомеров на ряде крупных ГЭС. На рис. 119 приведены результаты сопоставления среднесуточных расходов воды, определенных по расходомерам и по характеристикам на Новосибирской, Нарвской, Верхне-Свирской и Горьковской ГЭС. На Новосибирской ГЭС (наблюдения сотрудников Обской ГМО) значения расходов по расходомерам получены по осредненным данным наблюдений за мгновенными расходами воды через каждые 2 часа, на остальных трех ГЭС — по данным о суммарном стоке за сутки на основе показаний счетчиков. Работа расходомеров на всех указанных ГЭС, кроме Горьковской, в периоды обследований считалась налаженной. Расхож-

дения на Новосибирской ГЭС получились (табл. 47) для агрегатов № 5 и 7 недопустимыми. На погрешностях могла сказаться некоторая неодновременность наблюдений, даже если она составляла 1—2 мин.



✓ Рис. 119. Среднесуточные расходы воды на крупных ГЭС.  
 а — Нарвская ГЭС по ГЭС в целом, б — Новосибирская ГЭС по агрегатам,  
 в — Верхне-Свирская ГЭС по агрегатам, г — Горьковская ГЭС по агрегатам;  
 1 — расход воды по расходомеру, 2 — расход воды по характеристике.

Таблица 47

№ агрегата	$\Delta(Q_p - Q_x) \%$	№ агрегата	$\Delta(Q_p - Q_x) \%$
1	-3,2	5	-8,8
2	-0,6	7	-11,5

На Горьковской ГЭС причиной расхождений является изношенность счетного механизма после довольно продолжительного срока его работы, значительно большего у агрегата № 2, чем у агрегата № 7.

На Верхне-Свирской ГЭС худшие результаты получены для агрегата № 2, на котором в качестве суммирующего был установлен прибор типа ЭПВД-05, впрочем еще не вполне налажен-

ный. Данные сопоставления по той же ГЭС при налаженных расходомерах с суммирующими приборами ЭПВД-05 на всех агрегатах приведены в табл. 8 гл. I.

В течение всего сентября расходомер агрегата № 2 давал значения расходов воды примерно на 10% меньшие, чем по характеристике, что свидетельствует о неточной работе расходомера.

На Нарвской ГЭС расходомеры были налажены за 2 месяца до наблюдений, результаты которых приведены на рис. 119. Хорошее совпадение данных по расходомерам и характеристикам позволило перейти на подсчет стока по расходомерам, однако впоследствии некоторые перебои в работе последних побудили ГЭС вновь вернуться к подсчетам по характеристикам, на что указано в гл. I.

Запись показаний расходомеров производится в суточной ведомости, как это видно из табл. 48. Записываются для каждого агрегата показания счетчика  $n_1, n_2$  на 0 и 24 часа и значение постоянной  $C$ . По вычисленной разности  $\Delta n = n_2 - n_1$  вычисляется значение  $Q_T = \frac{C \Delta n}{T}$ , где  $T$  — число секунд за сутки, вне зависимости от продолжительности работы отдельных агрегатов за отчетные сутки.

Совершенно очевидно, что временная, хотя и затянувшаяся, общая ненадежность работы расходомеров на ГЭС будет преодолена как за счет конструирования вполне надежных счетных механизмов, так и должного внимания наладке расходомеров и наблюдениям по ним на местах.

#### Подсчеты по характеристикам

В настоящее время почти на всех крупных ГЭС подсчет стока через турбины производится по эксплуатационным характеристикам  $\eta_T = f(N_T, H)$  и характеристикам пропускной способности  $Q_T = f(N_T, H)$ , одинаковым для однотипных турбин [14, 17].

#### Таблица для подсчета расходов воды через турбины

Наиболее точным способом подсчета является подсчет расхода через турбины по таблицам, составленным по эксплуатационным характеристикам. Составление таблиц требует большой затраты времени и труда, но раз составленные, они значительно облегчают подсчет расходов воды и исключают систематические или случайные ошибки при снятии к. п. д. с эксплуатационной характеристики и значений расхода воды с характеристики пропускной способности, а также арифметические ошибки при расчете по формуле  $Q_T = \frac{N_T}{9,81 \cdot H_n \cdot \eta_a}$ .

Примерная форма таблицы показана в табл. 49.



Таблица 48

## График нагрузки

энерго

ГЭС

Передал: \_\_\_\_\_

Принял: \_\_\_\_\_

Суточная ведомость «20» июня 1963 г.			Активная		Реактивная	
			план	выполнение	план	выполнение
Смена	ДИС	НСЭ	0	93	20	27
0—8 ч.			1	93	20	27
8—16 ч.			2	93	20	25
16—24 ч.			3	93	20	27
			4	93	20	27
			5	93	20	30
			6	93	20	30
			7	93	30	29
			8	93	55	36
			9	93	60	40
			10	93	60	40
			11	93	60	36
			12	93	60	38
			13	93	60	42
			14	93	60	40
			15	93	60	36
			16	93	60	32
			17	93	60	30
			18	93	60	28
			19	93	60	26
			20	93	60	28
			21	93	60	28
			22	93	60	24
			23	93	45	
			24	93	93	20
			Всего	22,32		

Время	Расходомеры		
	Агр-1	Агр-2	Агр-3
24 ч.	373 951	335 477	366 775
0 ч.	371 820	335 477	364 765
Коэф. С	9 100	10 200	9 500

Время	Г-1		Г-2				Г-3			Выработка				
	акт. 1000	мгвт-ч	реакт. 1000	мгвар-ч	акт. 1000	мгвт-ч	реакт. 1000	мгвар-ч	акт. 1000	мгвт-ч	реакт. 1000	мгвар-ч	мгвт-ч	мгвар-ч
24 ч.	15 753	379	6390		8129		34 915		91 211	368	22 878		747	
16 ч.	15 374	373							90 843	368			741	
8 ч.	15 001	375							90 475	373			748	
0 ч.	14 626		6014		8129		34 915		90 102		22 558			
Итого		1127								1109			2236	

Время, часы	УВВ, м	УНВ, м	Напор $H_{ор}$ , м	Переделы на турбинных решетках, м			Напор $H_{н}$ , м			Г-1			Г-2			Г-3			Нагрузка станции		Напряженье, кв		
				Г-1	Г-2	Г-3	Г-1	Г-2	Г-3	$I_a$	$N_a$ мвт	$N_p$ мвар	$I_a$	$N_a$ мвт	$N_p$ мвар	$I_a$	$N_a$ мвт	$N_p$ мвар	$N_a$ мвт	$N_p$ мвар			
1	24,79	1,28	23,51	Г-1																	110	10	
2	24,76	1,35	23,41																			93	27
3	24,74	1,32	23,42																			93	27
4	24,74	1,30	23,44																			93	25
5	24,76	1,32	23,44	0,44		0,44																93	27
6	24,75	1,31	23,44																			93	27
7	24,75	1,32	23,43																			93	30
8	24,77	1,27	23,50																			93	30
9	24,74	1,26	23,48																			93	29
10	24,75	1,35	23,40																			93	36
11	24,75	1,28	23,47																			93	40
12	24,74	1,30	23,44																			93	40
13	24,75	1,33	23,42																			93	40
14	24,73	1,31	23,42																			93	38
15	24,74	1,30	23,44	0,48		0,46																93	42
16	24,73	1,30	23,43																			93	40
17	24,74	1,33	23,41																			93	36
																						93	32

Время, часы	УВБ, м	УНБ, м	Напор $H_{бр}$ , м	Перепады на турбинных решетках, м			Напор $H_r$ , м		Г-1		Г-2		Г-3		Нагрузка станции		Напряжение, кв		
				Г-1	Г-2	Г-3	Г-1	Г-2	Г-3	$I_a$	$N_a$ мвт	$N_p$ мтвар	$I_a$	$N_a$ мвт	$N_p$ мтвар	$I_a$		$N_a$ мвт	$N_p$ мтвар
18	24,72	1,32	23,40												93	30	115	10,5	
19	24,73	1,27	23,46					2700	46,5	14			2600	46,5	14	93	28	116	10,5
20	24,73	1,32	23,41												93	26	116	10,5	
21	24,76	1,33	23,43												93	28	115	10,5	
22	24,73	1,30	23,43												93	28	115	10,5	
23	24,74	1,34	23,40					2600	46,5	12			2600	46,5	12	93	24	116	10,5
24	24,73	1,31	23,42												93	25	116	10,5	
ср.	24,74	1,31	23,40	0,46	—	0,45	22,94	—											

Ср. нагрузка (мощность) 46,58 мвт.

к. п. д. турбины 0,91.

Удельный расход 18,17 м<sup>3</sup>/квт-ч.

Расход через 1-ю турбину 235,3 м<sup>3</sup>/сек.

Расход через 2-ю турбину 470,6 м<sup>3</sup>/сек. (по характеристике).

Пояснения к таблице. Электрический ток, вырабатываемый на ГЭС, как правило, является переменным. Счетчики и ваттметры, учитывающие выработку в киловатт- (квт-ч) и мегаватт-часах (мвт-ч) или мощность в киловаттах (квт) и мегаваттах (мвт), называются активными. Счетчики и ваттметры, учитывающие выработку в киловольтампер- (квар-ч) и мегавольтампер-часах реактивных (мтвар-ч) или мощность в киловольтампер реактивных (квар) и мегавольтампер реактивных (мтвар), называются реактивными.  $\frac{\text{Акт.}}{1000}$  — в графе приводятся данные показаний счетчиков, а не мощности. Для получения средней мощности за время  $t$  в часах следует разность показаний умножить на коэффициент счетного механизма ( $K=1000$ ) и разделить на время  $t$ .

Таблица для расчета расходов воды через турбины по данным о напоре и мощности

$N_{\Gamma}$ \ $H_{\Pi}$	от $H_1$ до $H_2$									
	0,0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
$N_1$										
$N_2$										
$N_3$										
$N_4$										
$N_5$										

$N_{\Gamma}$ \ $H_{\Pi}$	от $H_2$ до $H_3$									
	0,0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
$N_1$										
$N_2$										
$N_3$										
$N_4$										
$N_5$										

Точность, с которой даются значения мощности и напора в графах таблиц, может быть для разных станций различной в зависимости от мощности агрегатов и напора.

Подобного рода расчетные документы представляют табличное выражение характеристик пропускной способности гидроагрегата. Ими пользуются на ряде ГЭС (Горьковская, Ондская, Маткожненская и др.). На многих ГЭС расходы снимаются с характеристик непосредственно. Эксплуатационные и расходные характеристики сами по себе имеют различный вид в зависимости от расположения переменных величин по осям координат и амплитуды мощностей и напоров, а отсюда и расходов воды. Отдельные примеры характеристик приведены в гл. I, а дополнительно даны характеристики для ГЭС с малой и большой амплитудой напора (рис. 120 и 121). Характеристика с большой амплитудой относится к высоконапорной русловой ГЭС с крупным водохранилищем с относительно длительным сроком наполнения (4—5 лет). Часть характеристики в пределах напоров 60—85 м используется только в период наполнения водохранилища.

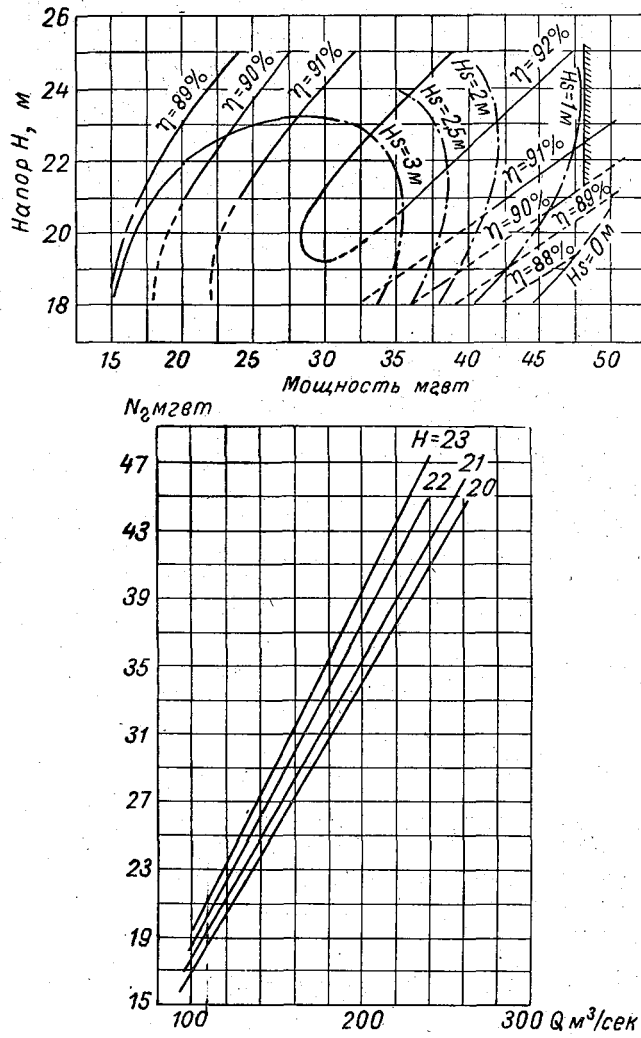


Рис. 120. Эксплуатационная и расходная характеристики турбин ГЭС при малой амплитуде напоров.

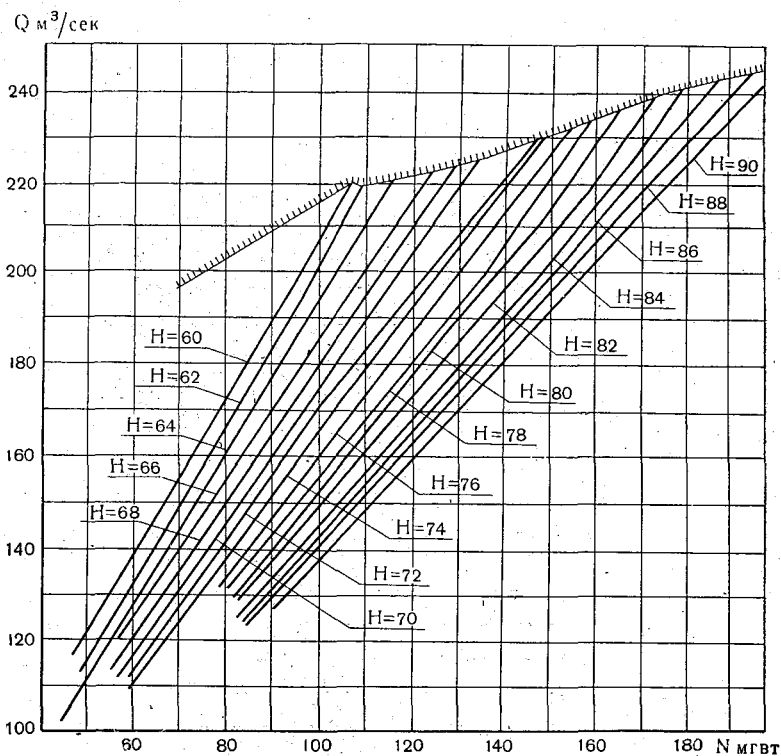


Рис. 121. Характеристика пропускной способности гидроагрегата при большой амплитуде напора.

### Кривые равных расходов воды

На некоторых гидроэлектростанциях расчет расхода воды через турбины ведется по кривым равных расходов, нанесенных на эксплуатационные характеристики (рис. 122).

Построение кривых равных расходов производится следующим образом:

1) по формуле  $Q_T = \frac{N_T}{9,81 \cdot H_H \cdot \eta_T}$  производится расчет расхода воды для ряда значений  $N_T$  и  $H_H$  в пределах полной амплитуды  $N_T$  и  $H_H$  через равные интервалы ( $\eta_T$  снимается по эксплуатационным характеристикам);

2) на график в координатах мощностей (по абсциссе) и напоров (по ординате) наносятся точки  $Q_T$ ; к каждой точке приписывается величина расхода воды при данных  $H_H$  и  $N_T$ ;

3) по полученному полю точек путем интерполяции значе-

ний  $Q_T$  между соседними точками проводятся линии равных расходов воды.

Для некоторых турбин линии равных расходов воды почти прямые и расстояние между ними на графике при равных интервалах остается постоянным на всем поле графика. Иногда же, как, например, для турбин Волховской ГЭС, кривые равных расходов воды в области больших расходов (максимального к. п. д.)

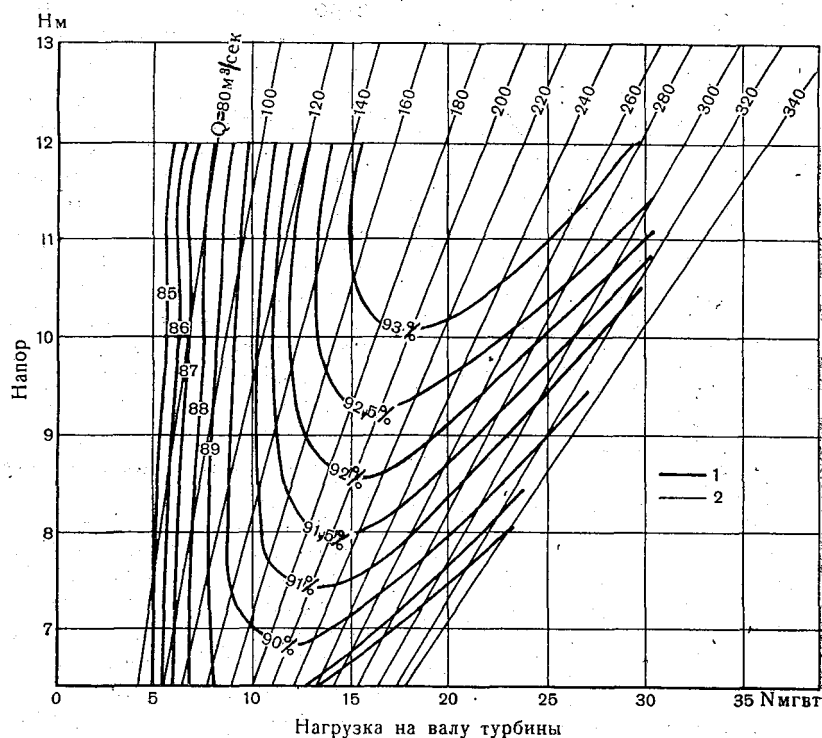


Рис. 122. Характеристика пропускной способности турбин.

1 — кривые равных к. п. д.  $\eta_T = f(N_T, H)$ , 2 — кривые равных расходов  $Q_T = f(N_T, H)$ .

настолько сближаются, что интервалы, принятые для расходов на всем поле графика, приходится для этой области сильно расширять. При снятии с кривых величин расходов воды по  $H_B$  и  $N_T$  в этой области может быть допущена большая погрешность. Указанный способ, требующий пересчета  $N_T$  на  $N_T$ , не может быть рекомендован.

#### Расчеты при некомбинаторном режиме

На ГЭС, оборудованных поворотно-лопастными турбинами, в периоды работы гидроагрегатов в некомбинаторном режиме

при подсчете расходов воды поступают по-разному. В одних случаях продолжают вести подсчеты по характеристикам для комбинаторного режима, явно занижая значения расходов воды, обычно до 3—5%. В других случаях вводят поправки к характеристикам на некомбинаторный режим.

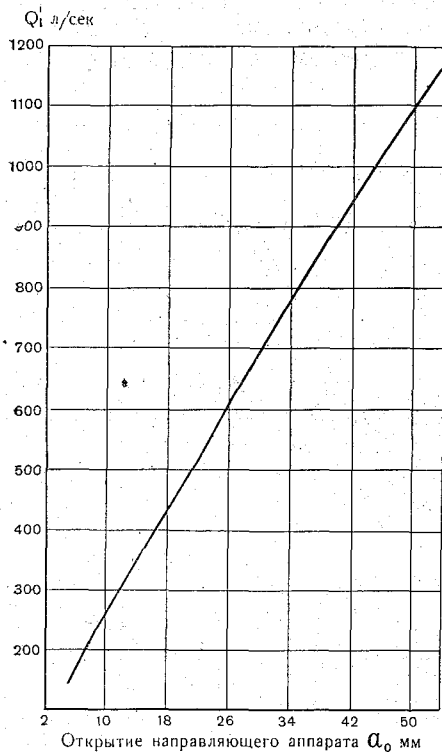


Рис. 123. Кривая холостого хода рабочего колеса по данным модельных испытаний.

В единичных случаях строят частные эксплуатационные характеристики для некомбинаторного режима на основе соответствующих универсальных характеристик при  $\varphi = \text{const}$ , запрашиваемых у завода, а по ним — характеристики пропускной способности, по которым в периоды работы на некомбинаторном режиме и определяют значения расходов воды. Это наиболее правильный путь расчета в указанных случаях.

#### Расчеты при холостом ходе

Расходы воды через турбины при работе их на холостом ходу определяются либо на основе выдаваемой заводом «характеристики холостого хода рабочего колеса» (рис. 123) с пересчетом на натуру, либо по принятому постоянному значению холостого расхода воды. Например, на некоторых крупных

ГЭС холостой расход принимается равным 10% от расчетного, что составляет 30—70 м<sup>3</sup>/сек. на гидроагрегат. Турбины работают на холостом ходу более или менее продолжительное время только в первый период после их пуска. При эксплуатации ГЭС работа на холостом ходу производится крайне редко (доли процента от общего времени работы ГЭС) при опробовании после очередного ремонта.

#### Расчетные данные

Для учета среднесуточных значений расходов воды через турбины при подсчете их по характеристикам используются на-



блюденные данные о выработке—мощности, напоре и потерях напора.

Мощность  $N_{\Gamma}$ —средняя мощность генератора в киловаттах для каждого агрегата за сутки или отдельные периоды его работы в течение данных суток—берется из суточной ведомости ГЭС на основе записей показаний соответствующего щитового электросчетчика. Записи производятся обычно посменно (табл. 48). Значения мощности для отдельных агрегатов получают из выражений

$$N_{\Gamma_1} = \frac{A_1}{t_1}; \quad N_{\Gamma_2} = \frac{A_2}{t_2} \quad \text{и т. д.}$$

Например, по данным суточной ведомости (табл. 48) для агрегатов № 1 и 3 получается:

$$N_{\Gamma_1} = \frac{1127}{24} = 46,8 \text{ мвт}; \quad N_{\Gamma_3} = \frac{1109}{24} = 46,2 \text{ мвт.}$$

Эти значения мощности в ведомости осреднены, и для обоих агрегатов принята одинаковая мощность 46,5 мвт.

В данном случае это допустимо, учитывая незначительную разницу в величине выработки при одинаковой круглосуточной работе обоих агрегатов.

Правильным является определять среднюю мощность для каждого гидроагрегата за период его работы в течение данных суток и эти величины  $N_{\Gamma_1}$ ,  $N_{\Gamma_2}$  и т. д. принимать в расчет, определяя первоначально  $Q_{\Gamma}$  для каждого агрегата особо. Между тем на ряде ГЭС определяют среднее суточное рабочее значение мощности  $N_{\Gamma_{\text{ЭС}}}$  для ГЭС в целом, получая его как частное от деления суммарной суточной выработки на общее число машиночасов за сутки. Например, выработка за сутки  $A = 460\,500$  квт-ч. Работали 3 агрегата; общее число часов их работы  $t = 51$ . Средняя мощность

$$N_{\Gamma_{\text{ЭС}}} = \frac{460\,500}{51} = 9030 \text{ квт.}$$

Погрешность от подобного осреднения значения  $N_{\Gamma}$  может достигать 1—2%. Она будет тем значительнее, чем больше кривизна линий связи  $Q_{\Gamma}$ ,  $N_{\Gamma}$ ,  $H_{\Gamma}$ —характеристики пропускной способности гидроагрегата.

Совершенно неправильным является определение мощности агрегата  $N_{\Gamma}$  за время его работы только по данным отсчетов по щитовому ваттметру на каждый час или, тем более, через каждые 2 часа. При переменной нагрузке этот способ будет приводить к грубым ошибкам.

Напор, принимаемый в расчет при определении расходов воды, при правильной постановке учета стока на ГЭС определяется для каждого агрегата отдельно за период его работы

в течение отчетных суток и вычисляется как разность соответствующих значений напора брутто  $H_{бр}$  и потерь напора  $\Delta H$ :

$$H_n = H_{бр} - \Delta H,$$

$H_{бр}$  определяется как разность уровней в верхнем и нижнем бьефах.

Как правило, на ГЭС установлено по одному самописцу в верхнем и нижнем бьефах. Между тем наблюдения на некоторых ГЭС показали, что существует поперечный перекося уровня как в нижнем бьефе, так и менее значительный в верхнем бьефе ГЭС.

Например, 29/XI 1956 г. разность уровней в верхнем бьефе Рыбинской ГЭС у 2-й и 6-й турбин была 4 см, а в нижнем бьефе 34 см. В нижнем бьефе РионГЭС 19/IX 1957 г. перекося уровня между 2-й и 4-й турбинами достигал 7 см. Этот перекося уровня изменяется в зависимости от числа, порядковых номеров работающих турбин и их нагрузки. В табл. 50 приведены данные наблюдений Сев.-Зап. УГМС за изменением уровня воды в нижнем бьефе Волховской ГЭС 31/V 1957 г.

Таблица 50

Уровни воды в нижнем бьефе Волховской ГЭС у турбин № 1 и 8 и по самописцу 31/V 1956 г.

Время наблюдений	Отметка уровня у турб. № 8 $h_1$	Отметка уровня у турб. № 1 $h_2$	Перекося уровня между двумя турбинами, см	Отметка по самописцу у ледозащитной стенки	Средний уровень $\frac{h_1 + h_2}{2}$	Показания самописца по отношению к среднему уровню
11 ч. 00 м.	7,27	6,97	30	7,06	7,12	-0,06
11 ч. 10 м.	7,23	7,00	23	7,06	7,12	-0,06
11 ч. 20 м.	7,15	6,92	23	7,05	7,04	+0,01
11 ч. 30 м.	7,17	6,86	31	7,05	7,01	+0,04
11 ч. 40 м.	7,24	7,18	6	7,05	7,21	-0,16
11 ч. 50 м.	7,11	6,84	27	7,05	6,98	+0,07
12 ч. 00 м.	7,32	7,15	17	7,05	7,24	-0,19
12 ч. 10 м.	7,15	7,05	10	7,04	7,10	-0,06

Из наблюдений, приведенных в этой таблице, следует, что самописец уровня в нижнем бьефе установлен в таком месте, что не может всегда точно показывать средний уровень нижнего бьефа.

Следовательно, при обнаружении значительного перекося уровня, который может существенно сказаться на вычисляемой величине действующего напора, необходимо к уровню вводить поправку по данным систематических наблюдений над перекосям уровня в зависимости от числа работающих агрегатов и их выработки.

Потери напора  $\Delta H$  складываются из потерь напора на сороудерживающих решетках турбин, на вход, на ниши и на трение (особенно в напорных трубопроводах).

Главной составляющей потерь напора на приплотинных ГЭС являются перепады на сороудерживающих решетках, устанавливаемых обычно при входе в турбинный тракт. Мусор, топляки и другие растительные остатки забивают промежутки между стержнями решетки. Полезное сечение для прохода воды через решетку уменьшается, а перепад уровней (напор) на решетке увеличивается сверх нормального.

Величина потерь напора на решетках зависит от засоренности воды, от нагрузки на агрегат, а также от расстояний между прутьями решетки и условий подхода воды к решеткам. Последние два фактора постоянны для данной турбины и могут изменяться лишь в результате строительства новых сооружений, которые создадут иные условия подхода воды к турбине, и установки другого типа турбины, что может повлечь за собой необходимость в изменении типа решетки.

В результате наличия течений в водохранилище и вследствие этого различных условий подхода воды к решеткам турбин засорение решеток различных агрегатов происходит неодинаково, а следовательно, и перепады будут различными.

Решетки 6-й и 5-й турбин Рыбинской ГЭС систематически засоряются больше, чем решетки других турбин.

На Цимлянской ГЭС сильнее всего засоряются решетки 4-й турбины.

На Волховской ГЭС, по наблюдениям Сев.-Зап. УГМС 30/V 1956 г., перепад на решетках разных турбин изменялся от 21 до 55 см при среднем перепаде на решетках всех 8 турбин, равном 38 см. Вследствие разных условий подхода воды к водоводам одной и той же турбины и различной засоренности решеток потери напора могут быть различными даже для водоводов одной турбины.

В табл. 51 приводятся данные о перепаде на решетках турбин различных гидроэлектростанций по материалам Гидропроекта. Известно, что кратковременные перепады на решетках достигают величин даже больших, чем приводимые в табл. 51.

При одной и той же засоренности потери напора увеличиваются с увеличением нагрузки на данный агрегат. Например, величина перепада на 1-й турбине Нарвской ГЭС 4/III 1958 г. при нагрузке 15 мвт была 20 см, 11/IV 1958 г. при нагрузке 46 мвт — более 60 см (вода в том и другом случае была чистой и решетки незасоренные).

Вопрос о необходимости учета перепада на решетках, перекоса уровня в бьефах, кривой спада уровня от места установки уровнемера до входа в турбинную камеру нужно решать для каждой конкретной ГЭС. Для этого можно рекомендовать такой

Таблица 51

Средние и максимальные величины перепада на решетках турбин  
некоторых гидроэлектростанций

(по данным Гидропроекта)

Наименование ГЭС	Период наблюдений	Перепад на решетках, м		Примечание
		средний	максималь- ный	
Горьковская	14/XI 55—20/IV 56	0,2	0,48	1-й год заполнения водохранилища
	20/IV—6/V 56	1,27	2,23	
Рыбинская	1954	0,22	0,6	Станция эксплуатируется с 1942 г.
	1955	0,38	1,9	
Иваньковская	Паводок	1955	0,7	1-й год заполнения водохранилища
		1944	0,92	
		1947	0,57	
		1950	0,37	
Каховская	1—9/IV 56	0,28	0,3	1-й год заполнения водохранилища
	17/IV—20/V 56	0,59	1,45	
Цимлянская	11/VII—11/XII 52	0,64	3,07	Станция эксплуатируется с 1952 г.
	21/IV—31/XII 53	0,37	0,45	
	9/IV—30/X 56	0,38	4,6	
Камская	1—25/V 56	1,25	(>4,0)	1-й год заполнения водохранилища

прием: по эксплуатационной характеристике определяются два расхода воды при одной и той же мощности для значений напоров, разнящихся на 0,20—0,25 м, и вычисляется разность между этими расходами, которая выражается в процентах по отношению к большему расходу. Такие вычисления производят для нескольких значений мощности и напоров. Если расхождения между расходами окажутся меньше 1%, то вычисления следует повторить при разностях напора в 0,5 м. Таким образом будет вычислена та величина перепада на решетках или перекоса уровня, которая может не приниматься в расчет при определении расхода воды через турбины.

В табл. 52 для десяти ГЭС приведены значения потерь напора и примерная величина ошибки в расходе воды при недоучете этих значений.

На большинстве крупных ГЭС, где производится регулярный учет стока, перепадомеры на решетках в настоящее время установлены. На некоторых ГЭС имеются, кроме того, перепадомеры для учета потерь в водоводах, например на отдельных ГЭС в системе Колэнерго. Имеются случаи и невнимания к учету

Таблица 52

Примерные величины ошибок при расчете расходов воды через турбины в результате недоучета потерь напора

№ п/п	Пределы колебания напора, м	Пределы изменения расходов воды через турбину ГЭС, м <sup>3</sup> /сек.	Потери напора, м	Пределы колебания ошибки в определении расхода воды, %	Преобладающая величина ошибки в определении расхода воды, %
1	10—18	280—730	0,20	0,8—1,2	0,9
2	19,5—22	32—90	0,25	0,9—2,8	1,3
3	29—39	40—110	0,50	0,5—3,1	1,3
4	17—23	83—275	0,25	0,5—2,0	1,3
5	13—17,6	35—200	0,20	0,6—2,4	1,4
6	9,5—16,5	150—440	0,50	0,2—1,1	0,5
7	9—14	58—95	0,20	0,0—2,1	0,9
8	31—38	22—53	0,50	0,8—3,1	1,4
9	7—12	98—340	0,20	1,0—3,5	2,3
10	30—38	112—188	0,50	0,6—2,0	1,2

потерь напора. Так, на Мингечаурской ГЭС, где вода к турбинам подводится по трубопроводам, учета потерь напора в трубопроводах не производится. Между тем, по данным обследования учета стока на этой ГЭС представителем УГМС Азербайджанской ССР в октябре 1963 г., потери напора в трубопроводах достигают 3—4 м, или 6—8% от расчетного напора. Неучет потерь подобной величины недопустим. Данные по потерям напора на ряде кавказских ГЭС показали следующее:

1) потери напора в трубопроводах разного диаметра, но одинаковой длины различны и больше для трубопроводов меньшего диаметра (рис. 124);

2) потери напора в трубопроводах одного и того же диаметра и одинаковой длины могут быть различными в зависимости от состояния трубопровода;

3) потери напора по мере эксплуатации трубопровода изменяются, очистка трубопровода приводит к их уменьшению.

Уровни воды в бьефах и напор записываются в суточную ведомость ГЭС обычно ежечасно, в особенности там, где эти

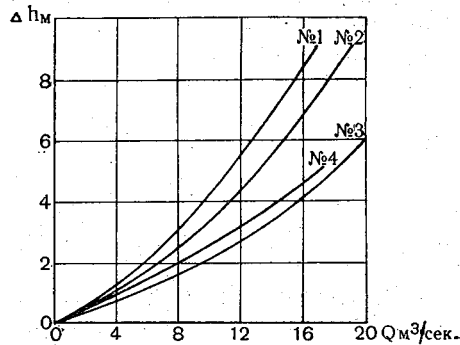


Рис. 124. Кривые потерь напора в трубопроводах разного диаметра одной и той же ГЭС.

Диаметры трубопроводов № 1 и 2 — 1200 мм, трубопроводов № 3 и 4 — 2200 мм.

данные автоматически передаются на пульт управления. Данные о потерях напора отмечаются каждый час, а при малых изменениях их — один раз в смену или в течение суток (табл. 48). Обычно средние значения напора за отчетные сутки вычисляются как среднеарифметические.

### Расчеты расходов воды

Подсчет значений средних расходов воды через отдельные гидроагрегаты за время их работы в течение отчетных суток по характеристике пропускной способности или по «таблице для расчета расходов воды через турбины» производится по данным, приводимым в суточной ведомости о соответствующих значениях мощности  $N_{r_1}$ ,  $N_{r_2}$  и напора  $H_{n_1}$ ,  $H_{n_2}$  и т. д. В табл. 48 имеем  $N_{r_1} = N_{r_2} = 46\,500$  квт,  $H_{n_1} = 23,40 - 0,46 = 22,94$  м и  $H_{n_2} = 23,40 - 0,45 = 22,95$  м. При указанных данных получаем по характеристике пропускной способности  $Q_{r_1} = Q_{r_2} = 235$  м<sup>3</sup>/сек.

Поскольку турбины № 1 и 3 работали круглые сутки, суммарный расход через турбины на 20/VI 1963 г. составил

$$\sum Q_T = Q_{T_1} + Q_{T_3} = 470 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

Величины расходов воды по расходомерам за те же сутки получаются на основе данных в суточной ведомости из следующего расчета:

Агрегат № 1	Агрегат № 3
$\Delta n:$ 373951	366775
371820	364765
2131	2010
$C:$ 9100	9500
$Q = \frac{\Delta n C}{T} = 224$ м <sup>3</sup> /сек.	221 м <sup>3</sup> /сек.

Значения расходов воды по расходомерам получились на 4—5% ниже, чем по характеристикам. ГЭС оборудована поворотно-лопастными турбинами и при работе их в комбинаторном режиме значения расходов воды по характеристикам являются наименьшими возможными при данном режиме. Поэтому за истинные следует принять значения расходов по характеристикам, как это сделано на ГЭС.

Во всех случаях, когда гидроагрегаты работают неполное число часов в течение отчетных суток, среднесуточный расход воды через все действовавшие турбины вычисляется как средневзвешенный из произведений средних расходов воды через отдельные турбины на число часов их работы:

$$Q_T = \frac{Q_{T_1} t_1 + Q_{T_2} t_2 + \dots + Q_{T_n} t_n}{24}$$

$\sum Q_T - Q_T$   
 $Q_T$

Таблица 53

ГЭС

Выписка из суточной ведомости за 6/III 1961 г.

Час	УВБ, м	УНБ, м	$H_{бр}$ м	$\Delta H_{пер}$ м	$H_{н}$ м	Показания счетчика генер.	Разность показаний счетчика $\Delta n$	$K_{счет}$	А квт-ч	$N_{г}$ квт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Агрегат № 2

0	82,71	68,50	14,21	0,12	14,09	56 023				
1	82,71	68,50	14,21	0,10	14,11					
2	82,71	68,50	14,21	0,10	14,11					
3	82,71	68,50	14,21	0,10	14,11					
4	82,72	68,50	14,22	0,10	14,12					
5	82,72	68,49	14,23	0,10	14,13					
6	82,72	68,48	14,24	0,12	14,12					
7	82,72	68,48	14,24	0,13	14,11					
8	82,71	68,47	14,24	0,15	14,09					
9	82,70	68,48	14,22	0,16	14,06		1122	828	930 · 10 <sup>3</sup>	38 800
10	82,70	68,48	14,22	0,16	14,06					
11	82,70	68,48	14,22	0,16	14,06					
12	82,69	68,47	14,22	0,17	14,05					
13	82,68	68,47	14,21	0,18	14,03					
14	82,68	68,47	14,21	0,17	14,04					
15	82,68	68,47	14,21	0,20	14,01					
16	82,68	68,47	14,21	0,20	14,01					
17	82,68	68,47	14,21	0,20	14,01					
18	82,68	68,47	14,21	0,20	14,01					
19	82,66	68,75	13,91	0,18	13,73					
20	82,65	68,76	13,89	0,18	13,71					
21	82,64	68,77	13,87	0,17	13,70					
22	82,63	68,80	13,83	0,15	13,68					
23	82,65	68,52	14,13	0,13	14,00					
24	82,66	68,50	14,16	0,14	14,02	57 145				
ср.					14,09					

Агрегат № 3

18	82,68	68,47	14,21	0,22	13,99	01 275				
19	82,66	68,75	13,91	0,23	13,68		167	828	138 · 10 <sup>3</sup>	34 500
20	82,65	68,76	13,89	0,25	13,64					
21	82,64	68,77	13,87	0,26	13,61					
22	82,63	68,80	13,83	0,28	13,55					
ср.					13,69	01 442				

В табл. 53 приведены данные в виде выписки из суточной ведомости по одной крупной ГЭС. В отчетные сутки работали два агрегата: один в течение 24 час. и другой — 4 час. Определение расходов воды производилось отдельно для каждого агрегата по характеристике пропускной способности для агрегатов данной ГЭС (рис. 125). Вычисление среднесуточного расхода через турбины произведено по указанной выше формуле.

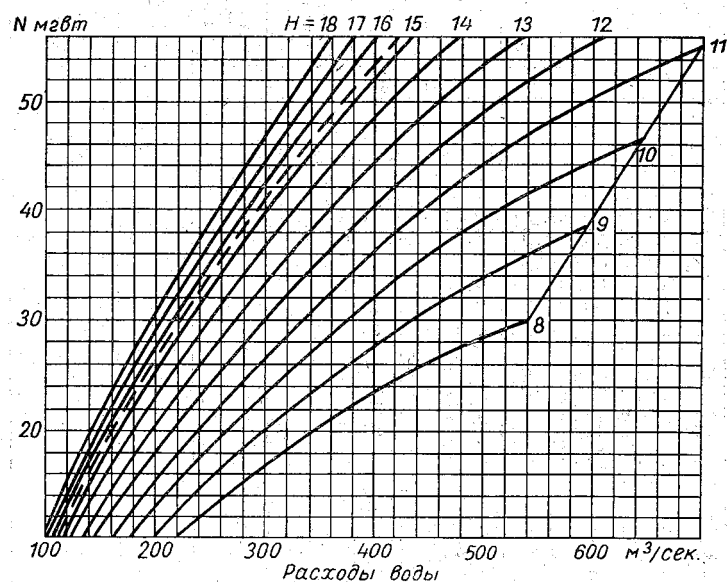


Рис. 125. Характеристика пропускной способности агрегата. Март 1961 г.  $N_{\alpha} = f(Q, H_{\alpha})$ .

По характеристике пропускной способности  $Q_{T_2} = 315 \text{ м}^3/\text{сек.}$ ;  $Q_{T_3} = 290 \text{ м}^3/\text{сек.}$

$$\sum Q_T = \frac{Q_{T_2} t_2 + Q_{T_3} t_3}{24} = \frac{315 \cdot 24 + 290 \cdot 4}{24} = 363 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

В тех случаях, когда расчетная величина мощности  $N_T$  вычисляется как средняя из суммарной выработки по ГЭС и общего числа машиночасов, значение среднесуточного расхода воды получается из выражения

$$Q_T = \frac{Q_{T_{\text{ср}}} t}{24},$$

где  $Q_{T_{\text{ср}}}$  определяется по характеристике пропускной способности на основе данных о средней мощности  $N_T$  и среднем напоре  $H_{\alpha}$ , а  $t$  представляет общее число машиночасов. В приве-



денном выше примере осредненное значение мощности  $N_{\text{ГЭС}} = 9030$  квт и  $t = 51$  час. При напоре  $H_{\text{н}} = 20$  м по характеристике пропускной способности для турбин данной ГЭС  $Q_{\text{т ср}} = 56,5$  м<sup>3</sup>/сек., откуда

$$Q_{\text{т}} = \frac{56,5 \cdot 51}{24} = 120 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

Определение расходов воды по осредненным значениям  $N_{\text{Г}}$  и  $H_{\text{н}}$ , как уже указывалось, менее точно, чем путем подсчетов по отдельным агрегатам.

Величина дополнительной погрешности будет тем больше, чем значительнее кривизна линий связи  $Q_{\text{т}}$ ,  $N_{\text{Г}}$ ,  $H_{\text{н}}$  для данных турбин вообще и при различных напорах, в частности. При больших напорах и расходах кривизна этих линий обычно увеличивается. В табл. 54 приведены данные сравнения расходов воды за отдельные дни по Волжской ГЭС им. В. И. Ленина, вычисленных по суммарной мощности за сутки  $Q_1$  и по мощностям каждого из работавших агрегатов в отдельности  $Q_2$ .

Таблица 54

Дата	$Q_1$ м <sup>3</sup> /сек.	$Q_2$ м <sup>3</sup> /сек.	$\Delta Q$ м <sup>3</sup> /сек.	$\Delta Q$ %
27/V 57	6360	6660	-300	-4,5
11/VI	5670	5770	-100	-1,7
5/XII	2340	2390	-50	-2,1
18/XII	6030	6030	0	0

#### Особенности расчетов на деривационных ГЭС

В случае деривационных высоконапорных ГЭС гидростанция и головной узел сооружения находятся иногда на большом расстоянии друг от друга (до нескольких десятков километров). При больших напорах (в несколько сотен метров) через турбины проходят небольшие расходы воды (несколько кубометров или до 20—30 м<sup>3</sup>/сек.). Вода из водоприемника (водохранилища) через щиты пропускается в деривационный канал длиной в несколько километров (иногда больше десятка километров) и проходит по открытому или закрытому каналу (тоннелю — трубопроводу).

Большие и непостоянные потери напора в напорных трубопроводах обычно не учитываются с достаточной точностью; к. п. д. турбины весьма изменчив на горных гидроэлектростанциях. Обычно горные реки несут большое количество взвешенных частиц, которые истирают рабочие колеса турбин, в резуль-

тате чего их к. п. д., полученный при модельных испытаниях и пересчитанный на натурную турбину, значительно снижается. На рис. 126 показаны кривые гарантированного к. п. д. турбин одной деривационной ГЭС и к. п. д., полученного в результате испытания турбин после нескольких лет их эксплуатации.

В ряде случаев к. п. д. турбин изменяются, и притом существенно, после каждого паводка (рис. 35).

В силу указанных обстоятельств применение заводских характеристик для подсчетов расходов воды через турбины на

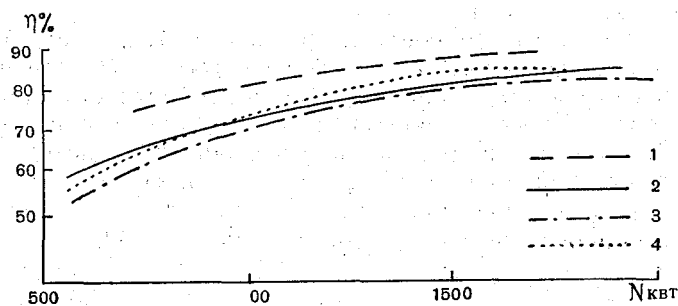


Рис. 126. Кривые к. п. д. турбин ГЭС на горной реке.  
1 — кривая гарантированного к. п. д., 2 — кривая фактического к. п. д. турбины II, 3 — то же турбины III, 4 — то же турбины IV.

многих деривационных, а также русловых ГЭС, на горных реках становится невозможным. Взамен подсчетов по методу характеристик на горных ГЭС расходы воды определяют по кривым  $Q_T = f(N_T)$  (при постоянном напоре), построенным на основе тарировки и носящим характер временных зависимостей, или по кривым  $Q = f(H)$ , построенным для обычного гидрометрического створа в деривационном или отводящем канале.

Разумеется, самым прямым способом для подсчета расходов в указанных условиях должен был быть способ расходомеров, но по причинам, изложенным выше, расходомеры на горных ГЭС пока не применяются.

Способ кривых  $Q_T = f(N_T)$  при частых и значительных изменениях к. п. д., вызываемых механическими или кавитационными повреждениями рабочих колес турбин, мало применим, так как при нем требовалось бы производить повторные, неопределенно частые натурные тарировки гидроагрегатов. Косвенный метод тарировок в подобных случаях применять нельзя, поскольку рабочие характеристики турбин изменяются по всей амплитуде к. п. д. (рис. 50). Поэтому способ учета стока по обычной кривой расходов, построенной для гидроствора, в канале более приемлем. Вместе с тем этот способ также не всегда надежен. Кривая расходов обычно строится по расходам воды, измерен-

ным в условиях установившегося движения воды. При колебаниях нагрузки на ГЭС в канале будет образовываться неустановившееся движение воды. От амплитуды и частоты колебаний нагрузки и попусков воды зависит допустимость подсчета расходов воды по однозначной кривой.

На отдельных кавказских ГЭС применяются и другие способы учета стока через турбины. Например, на ХрамГЭС измерение расхода воды через турбины производится суммарно с помощью водосливов в нижнем бьефе. Вода из турбин выходит в канал, разделяющийся на два русла, в каждом из которых установлен водослив и самописец. Расходы воды рассчитываются суммарно через все агрегаты по высоте уровня и существующей зависимости между уровнем и расходом воды через водослив. Этот способ учета расхода через турбины может применяться в случае малых расходов через ГЭС.

На ЗАГЭС расчет расхода воды через турбины производился по величине удельного расхода  $(q_{\text{ул}} \frac{\text{м}^3}{\text{квт-ч}})$  и выработке энергии.

Величина удельного расхода определяется по таблице удельных расходов в зависимости от расходов воды в нижнем бьефе, составленной ТНИИСГЭИ для условий наивыгоднейшего сочетания работы агрегатов ГЭС при данной выработке станции. Расходы воды нижнего бьефа снимаются с кривой расхода в створе около 300 м ниже ГЭС по среднему суточному уровню в этом же створе. Полученный по таблице удельный расход умножается на среднюю выработку ГЭС за эти сутки и находится средний суточный расход воды через турбины. Этот способ неточен по двум причинам: 1) на ГЭС часто по разным причинам не соблюдается рекомендованное ТНИИСГЭИ сочетание работающих агрегатов при данной выработке станции. Следовательно, нарушается и зависимость между расходом нижнего бьефа и удельным расходом ГЭС; 2) в 300 м ниже ГЭС не может существовать однозначная кривая  $Q=f(H)$ , так как в результате меняющейся нагрузки на ГЭС, а следовательно, изменяющегося расхода воды через турбины режим потока в нижнем бьефе будет неустановившимся.

На некоторых станциях (СухумГЭС, ДзораГЭС) учет стока на самой ГЭС заменяется учетом стока в створе выше ГЭС, на посту Гидрометслужбы.

### О точности учета стока через турбины

Преобладающим способом учета стока через турбины на крупных ГЭС является способ характеристик. О степени точности этого способа уже говорилось как в первой, так и в настоящей главе. Точность данного способа зависит от точности расчетной основы, т. е. собственно от характеристик пропускной

способности, а для поворотно-лопастных турбин — также от комбинаторных кривых и от точности наблюдаемых данных и порядка подсчета расходов воды по этим данным.

Погрешности из-за неточности расчетных зависимостей могут в обычных случаях колебаться в пределах 1—7%, причем при поворотно-лопастных турбинах вероятность неточности всегда будет больше, чем при радиально-осевых турбинах. Погрешности из-за неточностей в наблюдениях и подсчетах могут достигать в обычных случаях 3—5%. Таким образом, в самых неблагоприятных случаях, когда все погрешности будут одинаковыми, ошибки в подсчетах стока через турбины могут достигать до 10—12% от действительных величин. Уточнение подсчета стока через турбины в пределах применения способа характеристик может быть достигнуто путем уточнения расчетной основы и повышения точности наблюдений за расчетными данными и более точных подсчетов расходов по ним.

Радикальным способом уточнения расчетной основы признается натурная тарировка агрегатов. Это справедливо при условии высокой точности натуральных наблюдений и измерений. Между тем, как раз гидрометрические измерения при натуральных тарировках ГЭС организуются и проводятся не всегда достаточно продуманно и квалифицированно. Это необходимо иметь в виду при сравнении результатов тарировок с заводскими данными. Право и обязанность гидрологов участвовать в тарировках, а также проверять обработку материалов являются бесспорными. Что касается повышения точности наблюдений и подсчетов на ГЭС, то это всецело зависит от персонала ГЭС.

В целом имеющиеся данные позволяют считать способ характеристик в общем достаточно точным для подсчета стока через турбины на равнинных ГЭС [14, 17, 18].

#### 4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СБРОСНЫХ РАСХОДОВ ВОДЫ

Сбросы воды на крупных ГЭС в период их эксплуатации производятся, как правило, при одновременном пропуске больших расходов воды через гидроагрегаты. Это затрудняет достаточно точную оценку надежности подсчета сбросных расходов методом сравнения их с соответственными расходами на соседних русловых постах, а также с данными тарировки при измерениях расходов воды в нижнем бьефе. Тарировка путем измерений расходов воды в створе водосливных отверстий является в принципе лучшим способом проверки расчетных величин расходов, чем тарировка в нижнем бьефе, однако опыта в отношении тарировок в створах водосливных отверстий еще недостаточно, общепринятой методики измерений для них не имеется и приемы измерений, примененные при отдельных тарировках, иногда встречают возражения и вызывают сомнения в надеж-

ности полученных результатов. Это прежде всего и необходимо иметь в виду при рассмотрении данных подсчета сбросных расходов на ГЭС. В гл. II были приведены общие указания и примеры по расчетной основе и собственно расчетам сбросных расходов; здесь даны только некоторые дополнения, касающиеся конкретных ГЭС.

Расчетные графики и таблицы для расходов воды через водосливные отверстия выдаются на ГЭС, как уже указывалось, проектной организацией. В основе расчетных величин находятся обычно данные испытаний на модели. В отношении расчетной основы чаще всего имеют место следующие источники погрешностей:

а) выбор несоответствующей данным условиям расчетной формулы или значения коэффициента расхода в ней (нередко из-за стремления иметь запас в отношении пропускной способности водосливных отверстий);

б) недоучет влияния сжатия на пропускную способность единичного отверстия при изменениях ширины фронта слива;

в) неучет влияния криволинейной формы затворов для ГЭС, на которых имеются такого типа затворы.

Энергоуправления и ГЭС в большинстве случаев ведут подсчеты сбросных расходов по заданным им расчетным данным, не располагая материалами для обоснованной их проверки и анализа и затрудняясь организовать новые модельные испытания и тем более натурную тарировку. Между тем иногда расчетные данные явно требуют проверки и исправлений. Например, на Кегумской ГЭС при наличии криволинейных, в частности, сегментных затворов расчет пропускной способности отверстий произведен, принимая значения коэффициентов расхода в гидравлической формуле таким же, как и для плоских затворов, что является неправильным (см. гл. II, стр. 182). В аналогичном случае на Каунасской ГЭС было сделано правильно: ГЭС поручила одному каунасскому институту произвести модельные испытания пропускной способности водосливных отверстий с сегментными затворами для своей плотины. Подсчеты сбросных расходов производятся теперь по характеристикам, составленным инж. Алекна на основе произведенных им испытаний (рис. 127). Иногда на ГЭС допускаются произвольные и ошибочные изменения в расчетных гидравлических формулах, очевидно, с целью упрощения подсчетов. Например, на Дубосарской ГЭС вначале сбросные расходы воды подсчитывались на основе известной формулы

$$Q = \mu b h_{\text{ш}} \sqrt{2g(H - \varepsilon h_{\text{ш}})},$$

а затем вид этой формулы был изменен на

$$Q = \mu b h_{\text{ш}} \sqrt{2g(H - 2\varepsilon)}$$

и было принято  $\mu = 0,85 = \text{const}$  и  $\varepsilon = 0,65 = \text{const}$ . Это противоречит физической основе построения формулы, поскольку отрицательный член под знаком радикала связан с переменным влиянием водосливного порога и открытия на пропускную способность отверстия. Кроме того,  $\mu = \varepsilon\phi$ , где коэффициент скорости  $\phi$  всегда меньше единицы, и, следовательно, принимать  $\mu = 0,85$ .

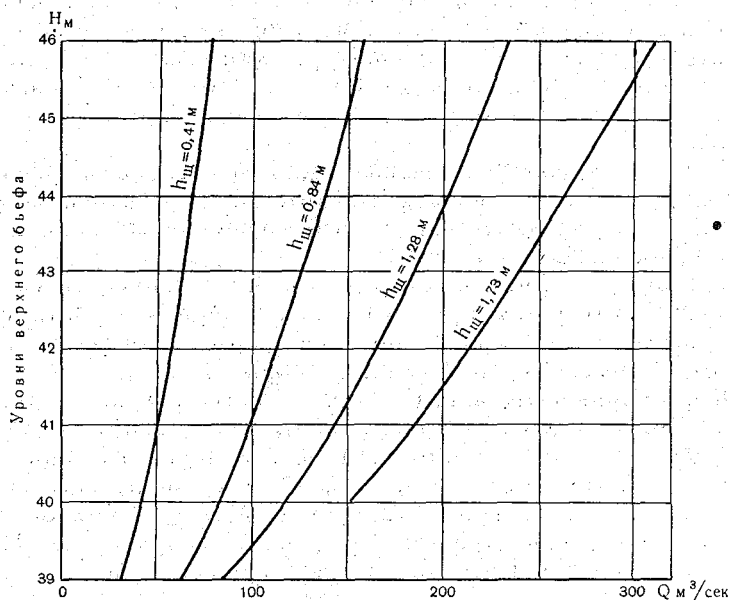


Рис. 127. Кривые пропускной способности одного пролета бетонной плотины Каунасской ГЭС. Отметка порога 37 м.

а  $\varepsilon = 0,65$  является абсурдным. Как уже указывалось, подсчеты по видоизмененной формуле привели к явному преувеличению сбросных расходов (см. стр. 120).

Результаты тарировки водосливных отверстий не всегда бывают вполне удовлетворительными. Тарировка водосливных отверстий с плоскими затворами на Усть-Каменогорской ГЭС производилась путем измерений расходов вертушками в створе самого отверстия, причем вертушки устанавливались не перпендикулярно к створу, а под различными на разных вертикалях углами к нему, примерно в направлении струй водного потока. Едва ли при подобном методе измерений можно гарантировать достаточную точность измерений. Значения коэффициента  $\mu = \varepsilon\phi$  в формуле

$$Q = \mu b h_{\text{от}} \sqrt{2gH},$$

полученные в результате тарировки, разошлись как с расчетными значениями  $\mu$ , принятыми по общеизвестным рекомендациям (табл. 28), так и со значениями этого коэффициента по модельным испытаниям (табл. 55).

Таблица 55

$h_{щ}$ м	Коэффициенты расхода $\mu$		
	натурные данные	модельные испытания	расчетные данные
1	0,585	0,470	0,585
2	0,555	0,515	0,590
3	0,540	0,532	0,599
4	0,534	0,535	0,615
5	0,524	0,527	0,650

По натурным данным коэффициент расхода с увеличением открытия падает, что совершенно необычно для отверстий с плоскими затворами. При плоских затворах наблюдается, как известно, другая закономерность, а именно возрастание коэффициента  $\mu$  с увеличением открытия. Она подтверждена многочисленными модельными испытаниями, в том числе и для Усть-Каменогорской плотины, а также натурными тарировками на ряде плотин, например на плотине Вильсона (см. стр. 166).

ГЭС приняла натурные данные за расчетную основу, что является неправильным. Очевидно, следовало повторить тарировку при обычном методе измерения скоростей течения или, если это невозможно, поставить заново модельные испытания и сообразоваться с их результатами.<sup>1</sup>

Открытие и закрытие затворов производится по распоряжению дирекции, или дежурного инженера ГЭС, или районного энергоуправления. Степень открытия или закрытия затворов отмечается или по зубцам, находящимся в пазах затворов и расположенным на определенных расстояниях, или по специальному указателю, установленному на лебедке для маневрирования затворами.

Время открытия или закрытия затворов и степень открытия передаются с плотины или головного узла сооружений деривационной ГЭС по телефону или с помощью сельсина на пульт управления ГЭС. На пульте управления ГЭС данные заносятся обычно в специальный журнал, форма которого в значительной мере определяется условиями на данной ГЭС. Например, на

<sup>1</sup> В первом издании книги [22] приведены несколько иные значения коэффициента  $\mu$  по данным модельных испытаний, вследствие чего и оценка расчетной основы для водосливных отверстий Усть-Каменогорской плотины носила иной характер.

Таблица 56

## Журнал открытия и закрытия водосливных отверстий и подсчета стока

Время	Уровень в. б., м	Сегментные (открытия)						Клапанные (отметки верхней грани)			Сегментные (открытия)				Секторные (отметки верхней грани)		Расход через все загоры, м <sup>3</sup> /сек.	Продолжительность открытия, час. мин.	Объем протекшей воды через все загоры, м <sup>3</sup>	
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13						
19/IV																				
0 00	31,13	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8												1677	1 45	10 565 100
1 45	31,25	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5												5751	0 30	10 351 800
2 15	30,80	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5												5150	0 15	4 635 000
2 30	30,75	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0												5490	1 20	26 352 000
3 50	30,35	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0												4494	0 15	4 044 600
4 05	30,22	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0												3432	0 10	2 059 200
4 15	30,20	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0												2920	0 30	5 256 000
4 45	30,30	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5												1926	0 25	2 889 000
5 10	30,40	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	27,50											1339	4 10	20 085 000
5 50	30,32	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	29,00											1756	0 30	3 160 800
10 00	30,44	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	29,5											4476	0 15	4 028 400
10 35	30,20	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	27,5											4398	0 15	3 958 200
10 45	30,30	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	27,5											5711	0 15	5 140 000
11 30	30,20						27,5											1934	1 15	8 703 000
12 00	30,42						27,5											1029	0 30	1 852 200
12 30	30,45	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	27,5											1438	2 30	12 942 000
15 00	30,50	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	27,5											1620	2 30	14 580 000
17 30	30,58	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	27,5											1630	4 30	26 406 000
22 00	31,01	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	27,5											1986	2 00	14 299 200

Суммарный объем, м<sup>3</sup>: 181 307 500  
 Ср. расход воды, м<sup>3</sup>/сек.: 2 098



Кегумской ГЭС при наличии на плотине затворов разного типа запись и подсчеты сбросов ведутся в журнале по форме, приведенной в табл. 56.

Определение величин расходов воды через открывавшиеся в течение данных суток водосливные отверстия производится по соответствующим расчетным зависимостям на основании наблюдаемых уровней верхнего бьефа; для затопленных отверстий — также уровней нижнего бьефа, а при истечении через отверстие — и по величине открытий каждого (или серии) из отверстий. При работе того или иного отверстия или группы их в течение данных суток на нескольких различных открытиях первоначально определяются значения средних расходов воды за время каждого открытия и затем по этим значениям и времени работы на отдельных открытиях вычисляются частные и полный объемы сбросов и средний расход воды за сутки через все отверстия.

#### **5. УЧЕТ РАСХОДОВ ВОДЫ НА ФИЛЬТРАЦИЮ И УТЕЧКИ**

Расход воды на фильтрацию через сооружение (через тело, облицовку, швы), под сооружением и в обход его рассчитывается при составлении технического проекта сооружения и при его эксплуатации принимается постоянным или переменным в зависимости от отметки уровня воды в водохранилище. Однако современные методы расчета фильтрации не могут учесть всех конкретных условий для установления величины фильтрационного расхода; вообще говоря, необходимы наблюдения и измерения фильтрации в натуре.

Вместе с тем общепринятой методики наблюдений за фильтрацией в обход сооружения и под ним нет. На целом ряде сооружений ведутся наблюдения над изменением уровня в пьезометрах.

Размеры потерь на утечки через неплотности в затворах турбин и водосливных отверстий, так же как и фильтрационные расходы воды, не поддаются точному учету.

Измерения утечек через неплотности затворов водосливных отверстий плотин крупных ГЭС на практике производятся весьма редко. Обычно делается визуальная оценка утечек, а иногда ориентировочные подсчеты, учитывающие длину периметров швов уплотнения и вероятную удельную величину расхода воды в этих швах. Измерения утечек через неплотности направляющего аппарата турбин также производятся в редких случаях.

Например, дирекцией РионГЭС 28—29/III 1956 г. были измерены величины утечек воды через дроссельный затвор и направляющий аппарат турбин. Для этого с каждого агрегата снималась нагрузка. Отводные камеры закрывались двумя шандорами и перелив воды, проходящей через дроссельный затвор

или направляющий аппарат, осуществлялся через треугольный водослив, укрепленный на верхнем шандоре. Результаты измерения представлены в табл. 57.

Таблица 57

Расходы утечек воды через направляющие аппараты и дроссельные затворы, измеренные на РионГЭС

№ турбины	Расход утечек через направляющий аппарат, м <sup>3</sup> /сек.	Расход утечек через дроссельный затвор, м <sup>3</sup> /сек.
1	1,67	0,34
2	1,30	0,18
3	1,12	0,10
4	1,67	0,14

Как в данном примере, так и в других известных случаях измерений расходы на утечку через отдельные турбины не превышали величин порядка 1,0—1,5 м<sup>3</sup>/сек. На большинстве крупных ГЭС величины расходов воды на фильтрацию и утечки, принимаемые в расчет при ежедневном учете стока в створе ГЭС, определены по соображению и принимаются постоянными. Например, на Камской ГЭС суммарный расход воды на фильтрацию и утечки принят равным 30 м<sup>3</sup>/сек., на Волжской ГЭС им. В. И. Ленина — 80 м<sup>3</sup>/сек., на Каховской ГЭС — 30 м<sup>3</sup>/сек., на Горьковской ГЭС — 15 м<sup>3</sup>/сек., на Рыбинской ГЭС — 5 м<sup>3</sup>/сек.

На некоторых ГЭС потери на фильтрацию и утечки не учитываются вследствие их ничтожной величины. Например, для Волховской ГЭС указанные потери по данным измерений Сев.-Зап. УГМС в нижнем бьефе ГЭС при полностью закрытой ГЭС не превышали 1,0—1,5 м<sup>3</sup>/сек.

При аварийных увеличениях потерь на фильтрацию и утечки это должно учитываться, хотя бы на основании визуальной оценки.

## 6. РАСЧЕТЫ РАСХОДОВ ВОДЫ НА ПРОЧИЕ НУЖДЫ

### Расчет расхода воды на шлюзование

Расходы воды на шлюзование рассчитываются обычно сотрудниками управления шлюза и передаются затем в дирекцию ГЭС для суммирования с общим расходом в створе гидротехнических сооружений.

Расход воды на одно шлюзование рассчитывается по объему

сливной призмы. Средний суточный расход на шлюзование определяется из формулы

$$Q_{\text{шлюз}} = \frac{Wn}{86400},$$

где  $W$  — объем сливной призмы,  $n$  — число шлюзований за сутки, 86 400 — число секунд в сутках.

Высота сливной призмы определяется по среднему за данные сутки напору, а в случаях резких колебаний уровня (в бьефах) — по напору, соответствующему моменту шлюзования.

Таким же образом рассчитывается расход воды через плотходы типа шлюза, как, например, на Кегумской ГЭС.

На некоторых ГЭС учет стока через плотходы производится по кривым пропускной способности отверстий, составленным по гидравлическим формулам (например, на РюонГЭС). Расчет среднего суточного расхода воды при этом производится так же, как в случае сброса через водосливные отверстия плотин.

#### **Расчет расхода воды на собственные нужды ГЭС**

Расход воды на собственные нужды ГЭС берется по проектным данным с учетом числа работающих агрегатов. Обычно средний суточный расход воды на собственные нужды ГЭС не рассчитывается. Вычисляется лишь объем воды за месяц и затем уже средний месячный расход. Расход на собственные нужды ГЭС обычно составляет несколько десятых кубометра в секунду и лишь для высоконапорных ГЭС с малым расчетным расходом может составить заметные доли процента от общего расхода.

#### **Расчет расхода воды на водоснабжение городов и промышленности**

Водозабор из водоприемника на нужды городов и промышленности учитывается отделами Водкоммунхоза и сообщается по запросу ГЭС или подразделения Гидрометслужбы (гидрологической опорной станции, гидрометобсерватории или управления Гидрометслужбы). Учет забираемой воды ведется или по данным характеристик пропускной способности насосов с учетом числа их работы или с помощью водомеров.

#### **Расчет расхода воды на орошение**

Расчет расхода воды, забираемой из водохранилища на орошение, производится местным отделением Водхоза по водопропускным характеристикам затворов, перекрывающих канал при выходе из водохранилища. Средние суточные расходы воды на орошение раз в месяц передаются в дирекцию ГЭС.

## 7. СВОДКА ДАННЫХ О ВОДНОМ РЕЖИМЕ РЕКИ НА ГЭС

В производственно-технический отдел управления ГЭС (на некоторых ГЭС его называют эксплуатационным) поступают все сведения о величине расхода воды через отдельные сооружения гидроэлектростанций или данные для их подсчета. Сюда передаются с пульта управления ГЭС суточные ведомости, журналы открытия и закрытия затворов плотин, поступают сведения из гидроцефа о величине перепадов на решетках, из управления шлюза о количестве шлюзований за сутки или о величине среднего суточного расхода воды на шлюзование. В тех случаях, когда в производственно-техническом отделе производится расчет водного баланса водохранилища ГЭС, в отдел поступают сведения об уровнях на постах водохранилища, сведения о боковой приточности (от УГМС, ГМО или иногда от ведомственных организаций), о заборе воды из водохранилища для орошения и водоснабжения городов и промышленности.

Все данные о расходах воды в створе гидротехнических сооружений, учитываемых на ГЭС, в производственно-техническом отделе обычно заносятся в два основных документа: в ведомости водноэнергетических показателей (характеристик) и месячный отчет.

Ведомость водноэнергетических показателей составляется за месяц обычно в произвольной форме и включает средние суточные расходы воды (всех составляющих расхода через створ гидротехнических сооружений), средние суточные уровни верхнего и нижнего бьефов, данные о выработке электроэнергии (табл. 5); в редких случаях подобная ведомость составляется ежедневно. Обычно в эту же ведомость вносят данные о средних суточных уровнях на постах водохранилища, расчет аккумуляции или сброски водохранилища, бытового притока в него, сведения о боковой приточности. По данным этой ведомости можно проследить весь процесс подсчета полного расхода воды в створе ГЭС. Эта ведомость составляется на ГЭС с целью планирования водопотребления и учета имеющихся водных ресурсов.

Месячный отчет включает сведения о месячном объеме притока общего стока через ГЭС, объема воды на выработку энергии, холостые сбросы, утечки, собственные нужды ГЭС и т. д. Этот отчет в начале месяца высылается в районное энергоуправление. В УГМС, ГМО, как указывалось выше, должна высылаться сводная суточная ведомость работы ГЭС за истекший месяц.

#### Глава IV

### УЧЕТ СТОКА НА МАЛЫХ ГЭС

#### 1. ЦЕЛИ И СОСТОЯНИЕ УЧЕТА СТОКА

Общее число действующих малых ГЭС в СССР в последние годы сократилось вследствие проводимого в широком масштабе присоединения сельских потребителей энергии к единой государственной энергосети. Рациональное и планомерное сокращение числа малых ГЭС производится за счет недостаточно рентабельных и маломощных колхозных ГЭС. Число государственных и арендованных малых ГЭС почти не изменилось, а местами (Украина, Белоруссия) возросло. Общая численность этой группы ГЭС около 400 станций. Средняя установленная мощность одной ГЭС составляет примерно 450 квт, причем удельный вес ГЭС мощностью свыше 500 квт за последние годы увеличился. Большая часть малых ГЭС расположена на Европейской территории СССР. Малые ГЭС находятся в ведении областных контор Сельэнерго, которые подчиняются местным энергоуправлениям, а тем самым и Государственному производственному комитету по энергетике и электрификации СССР.

Государственные и арендованные ГЭС по состоянию сооружений и по наличию на них штата квалифицированных работников представляют подходящие объекты для организации в их створах постоянных стоковых пунктов, если к тому имеется необходимость. Эта необходимость определяется прежде всего потребностью в сведениях о стоке данной реки для обеспечения гидрологических расчетами и данными всех водохозяйственных мероприятий в районе, прилегающем к реке, и сооружений на этой реке и на соседних неизученных реках, находящихся с нею в однородных природных условиях.

Малые реки исследованы недостаточно; изучение стока производилось и ведется на немногих малых реках. Поэтому следует дорожить наблюдениями за стоком на малых реках и стремиться продолжать их или организовывать заново при наличии на реке малых ГЭС. Последние, создавая условия неустановив-

шегося режима на реках, большей частью работают при суточном регулировании стока, которое, по существу, мало сказывается на общем режиме стока реки, хотя и значительно влияет на производство наблюдений на постах обычного типа вследствие суточного перераспределения расходов воды. Регулярные данные о стоке на малых реках необходимы и для ГЭС в целях обеспечения лучших условий эксплуатации (в частности, для регулирования попусков из водохранилищ и бьефов отдельных ГЭС в случае каскадов), создания базы для гидропрогнозов и обеспечения этим самым более обоснованного планирования выработки и ее увеличения. Из-за недооценки учета стока на сотнях малых ГЭС теряются «по мелочам» многие миллионы киловатт-часов электроэнергии в год. Нам приходилось убеждаться на опыте, что на каскадах ГЭС, где не первый год существует диспетчерская служба, незнание точных величин стока в створах ГЭС не позволяет диспетчерам достаточно обоснованно определять сроки действия и остановки отдельных ГЭС (для накопления воды в их верхних бьефах) и увязывать их работу между собой. Суточные поступления воды с верхних ГЭС к нижним систематически колебались в значительных пределах не из-за изменений в питании реки, а вследствие неправильного диспетчерского управления регулированием стока, и в результате в некоторые дни воды на нижних ГЭС не хватало для работы турбин на оптимальном режиме, а в другие дни, смежные с первыми, наблюдался приток излишней воды, которая не могла быть пропущена турбинами и поневоле сбрасывалась.

Наглядным документом с истинными показателями эффективности работы ГЭС является не только и не столько график выработки энергии, сколько график выработки энергии, совмещенный с гидрографом и графиком коэффициентов использования водотока. На рис. 128 изображен подобный отчетный график для одной малой ГЭС за год, близкий по водности к среднему. На графике видно, что установленная мощность ГЭС занижена, и в данном створе можно выработать больше энергии. В дальнейшем ГЭС была переоборудована и мощность ее увеличилась вдвое.

Совмещенный график выработка — сток должен строиться не только для годового отчета, но и в порядке повседневной отчетности. Это помогает вскрывать и устранять текущие неполадки в работе. На рис. 129 изображены графики месячных выработок и средних месячных расходов воды на одной малой ГЭС за два года. Из них 1958 г. был маловоднее 1957 г., и выработка в 1958 г. в общем закономерно ниже, чем в 1957 г., однако снижение выработки в мае и июне 1958 г. против таковой в 1957 г. уменьшением стока объяснено быть не может. Проверкой установлено, что в эти месяцы на ГЭС был неиспра-

вен кабель к одной из групп потребителей энергии, и ГЭС работала по этой причине на неполной мощности. Очевидно, при повседневном контроле причину неполадки можно было устранить скорее, чем это было сделано.

Стоковые пункты на ГЭС обеспечивают в условиях малых рек большую надежность наблюдений и данных по стоку, чем на русловых постах, особенно в периоды зарастания русла и при

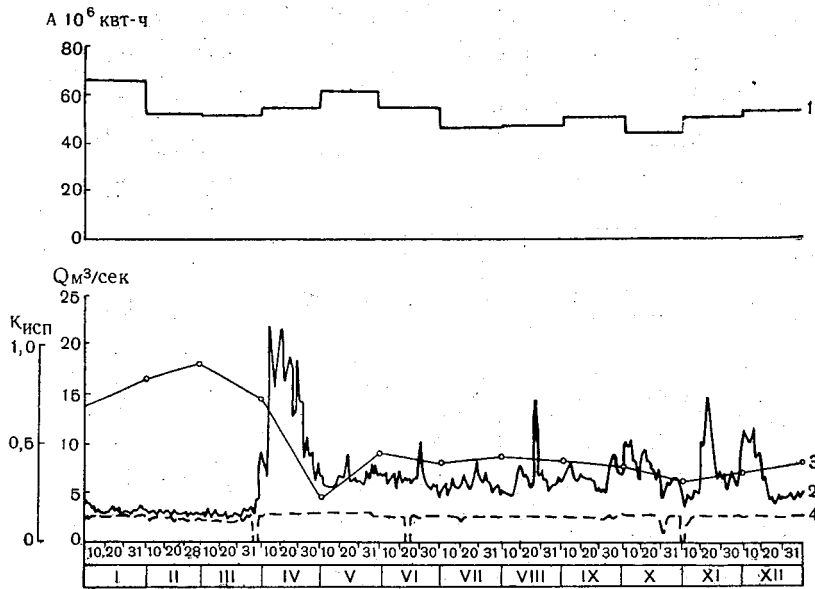


Рис. 128. Отчетный график по ГЭС.

1 — выработка, 2 — расходы воды, 3 — коэффициенты использования водотока, 4 — полезные расходы воды.

ледовых явлениях. Действительно, применение на русловых постах способа коэффициентов  $K_{зар}$  и  $K_{зим}$  для подсчета стока в условиях зарастания и переменных ледовых явлений ненадежно, так как для применимости этого способа необходима предпосылка о равномерности в изменениях сопротивления русла и особенно шероховатости ледяного покрова протеканию водного потока в промежутках времени между смежными измерениями расходов воды. При искусственном водном режиме с резкими, иногда неоднократными изменениями величин расходов воды в течение суток в нижних бьефах ГЭС упомянутая равномерность нарушается и подсчет стока становится неточным, даже если опорные точки, в частности  $K_{зар}$  и  $K_{зим}$ , более или менее отвечают действительности.

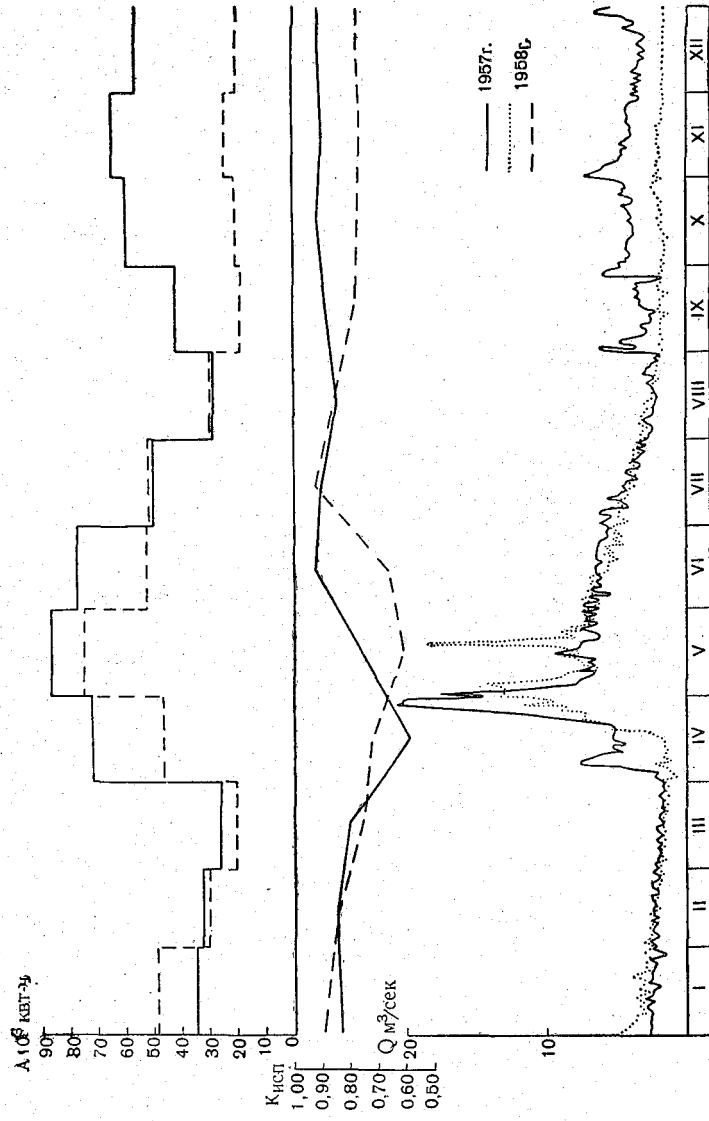


Рис. 129. Отчетные графики по ГЭС за 2 года.



Приведем пример на основе данных по стоку р. Оредеж в створах двух малых ГЭС — Даймищенской и Сиверской и поста в 3 км ниже Сиверской ГЭС. Неравномерный режим расходов воды на Сиверской ГЭС сказывается на ходе зимних явлений в ее нижнем бьефе. На рис. 130 приведены графики суточных температур воздуха и уровней,  $K_{зим}$  по посту, а также гидрографы по посту, по Сиверской ГЭС и для сравнения по Даймищенской ГЭС за январь — март 1955 г.

Из гидрографов видно, что сток по посту и по Сиверской ГЭС не согласуется между собой; значительная невязка наблюдается даже в среднемесячных расходах воды (в м<sup>3</sup>/сек.):

	$F$ км <sup>2</sup>	I	II	III
по посту . . . . .	370	3,05	4,34	—
по Сиверской ГЭС . . . . .	351	4,23	3,82	3,07
по Даймищенской ГЭС . . . . .	230	3,29	2,93	2,31

Сток по Сиверской ГЭС подтверждается данными по Даймищенской ГЭС и согласуется с ходом температур. Невязка объясняется неточностями в данных измерений и в подсчете стока на посту в условиях появления (в первой декаде января) и быстрого исчезновения (во второй декаде) шуги с одновременным резким падением уровня. При подсчете применялась, как обычно, прямая интерполяция  $K_{зим}$ , не отражавшая резкого падения уровня, что и вызвало занижение январского стока на посту. Подобные невязки довольно типичны для малых рек при указанных условиях.

Стоковые пункты на ГЭС могут служить первоочередными информационными постами по стоку, и данные об ежедневных расходах воды с них можно получать круглый год по телефону или телеграфу уже в готовом виде (если подсчет расходов воды производится на ГЭС) либо в виде данных о выработке или открытии турбин и щитов, по которым расход подсчитывается запрашивающей организацией; подобная возможность проверена на опыте нескольких лет работы стоковых пунктов в створах ГЭС Гатчинского каскада на р. Оредеж. С постов обычного типа такого рода информации в условиях неустойчивости связи  $Q$  и  $H$  (на малых реках это обычное явление) получать нельзя.

В результате необходимо признать, что перенос и организация заново стоковых наблюдений в створах малых ГЭС диктуются многими вескими соображениями.

В деле учета стока на малых ГЭС Гидрометслужбе принадлежит не только контрольно-консультативная, как на крупных ГЭС, но и организующая роль (рис. 131).

Методическая сторона учета стока разрабатывается главным

образом в ГГИ на основе данных тарировок, опыта организации и проведения регулярного учета стока на ряде малых ГЭС.

В последние годы в этой работе приняли участие ряд УГМС, в первую очередь УГМС Украинской ССР и Верхне-Волжское УГМС [7]. Рекомендации по учету стока на малых ГЭС содержатся в Наставлении гидрометеорологическим станциям и постам, вып. 6, ч. I и III [45, 46], и в первом издании настоящей книги.

В настоящее время в ГГИ составлена инструкция по учету стока на малых ГЭС. Данные опыта изложены в ряде статей сотрудников ГГИ и УГМС, непосредственно принимавших участие в тарировках ГЭС и организации учета стока на них [7, 21, 65].

Непосредственная организация учета стока на местах принадлежит УГМС. Тарировка ГЭС должна осуществляться силами работников гидрологических станций. Очевидно, организация стоковых пунктов в створах ГЭС должна быть связана с реорганизацией сети в целом и проводиться планомерно. Это дело развивается в общем медленно, главным образом по причине отсутствия опыта у местных работников и недостаточной инициативы со стороны руководства УГМС и Сельэнерго.

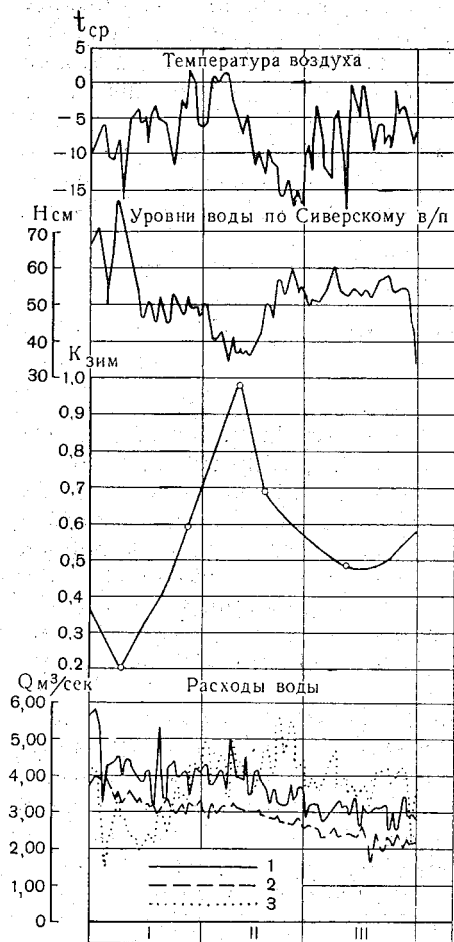


Рис. 130. Результаты подсчета зимнего стока р. Ордеж (1955 г.).

1 — Сиверская ГЭС, 2 — Сиверский в/п, 3 — Даймищенская ГЭС.

В настоящее время в бассейнах Нижнего Днепра, Южного Буга и Днестра имеется 15 стоковых пунктов в створах малых ГЭС, данные по которым регулярно печатаются в Гидрологических ежегодниках. Это составляет 25% от всех стоковых пунктов на данной территории (рис. 132). По несколько стоковых пунктов

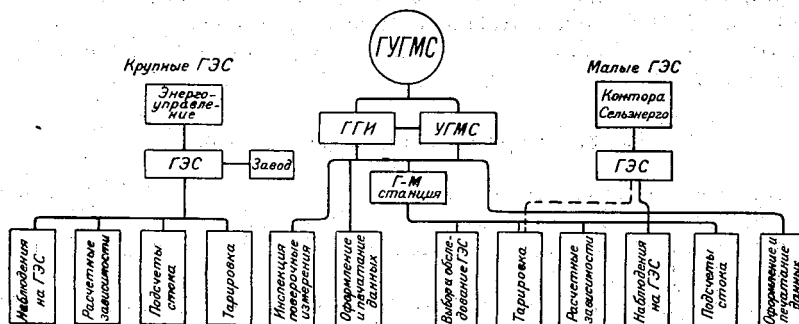


Рис. 131. Организация учета стока на ГЭС.

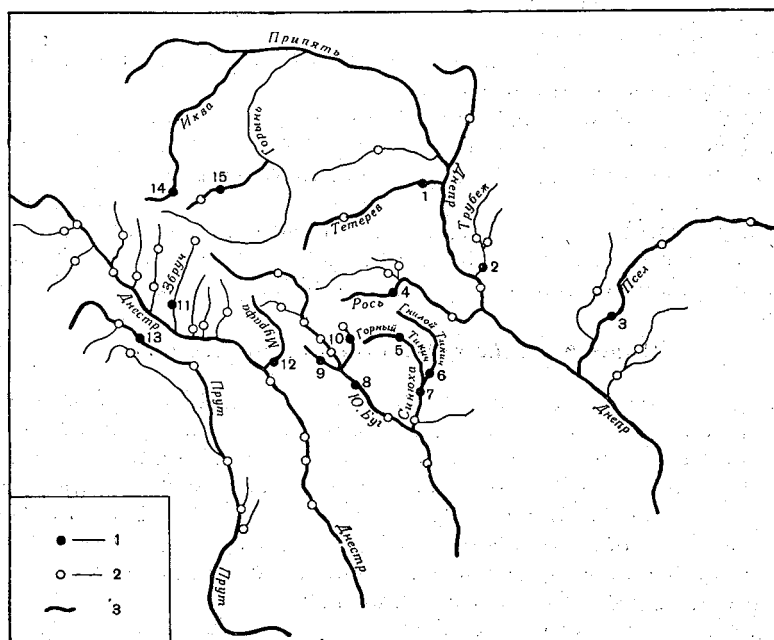


Рис. 132. Стоковые пункты на ГЭС в бассейнах рек Нижнего Днепра, Ю. Буга и Днестра.

1 — стоковые пункты на ГЭС, 2 — русловые стоковые пункты, 3 — зарегулированные участки рек.

на малых ГЭС действуют на территории Белорусской ССР, Литовской ССР, в бассейне Верхней Волги и в Ленинградской области (на р. Оредеж). Всего к 1963 г. регулярный учет стока производился примерно на 30 малых ГЭС, а на ряде станций учет стока организовывался.

#### Состав мероприятий по учету стока

Правильная организация учета стока на малых ГЭС предполагает проведение следующих мероприятий:

- 1) планирование сети стоковых пунктов в створах ГЭС в масштабе УГМС,
- 2) обследование ГЭС на техническую возможность ее тарировки и организации учета стока,
- 3) организация регулярных наблюдений для учета стока на ГЭС,
- 4) тарировка ГЭС,
- 5) составление расчетных зависимостей для регулярного подсчета стока на ГЭС,
- 6) подсчеты стока,
- 7) оформление и издание данных по стоку в створе ГЭС,
- 8) текущий контроль учета стока.

Первое из указанных мероприятий проводится с целью отбора ГЭС на определенной территории, все остальные мероприятия касаются отдельных ГЭС из числа отобранных. Мероприятия, указанные в пп. 2, 3 и 4, относятся к разряду полевых работ, в пп. 5, 6 и 7 — камеральных работ, а мероприятия п. 8 связаны прежде всего с полевыми работами, но могут потребовать исправлений расчетных зависимостей и подсчетов стока.

#### Планирование учета стока на малых ГЭС

Планирование сети стоковых пунктов на ГЭС следует проводить, естественно, в пределах территорий, подведомственных отдельным УГМС. Для этого должны быть собраны в Сельэнерго заново или уточнены сведения о всех действующих ГЭС. ГЭС наносятся на карту опорной сети, на которой следует выделить особым обозначением реки и участки рек, искусственно зарегулированные гидротехническими сооружениями, т. е. в основном малыми, а также крупными ГЭС.

Карта может служить наглядным пособием при решении вопроса о реорганизации сети. Сведения по ГЭС должны быть достаточными для предварительной оценки их пригодности для организации на ГЭС стоковых пунктов. Отбору ГЭС, на которых следует организовать учет стока, предшествует анализ целесообразности дальнейшего изучения стока на конкретных искусственно зарегулированных реках. В случае признания необходи-

мости дальнейшего изучения решается вопрос, каким путем продолжать такое изучение на той или иной реке — на старом ли русловом посту или на новом посту в русле или в створе ГЭС. При этом желательно, чтобы наблюдения за стоком были перенесены в створ ГЭС и могли производиться там беспрепятственно круглый год. Но бывают случаи, когда взамен старого руслового поста приходится организовывать комбинированный стокосый пункт с наблюдениями за стоком в течение одного периода в году на ГЭС и другого — на русловом посту. Такие случаи имеют место, когда ГЭС затопляется в период весеннего половодья или водный поток обходит ее в это время года. Тогда ГЭС может служить стокосым пунктом в течение всего года, кроме весны, когда наблюдения производятся на посту обычного типа. Надо заметить, что планирование учета стока на ГЭС совсем не обязательно во всех случаях связывать с упразднением штатных единиц водомерных наблюдателей с закрываемых русловых постов. Такое понимание дела может повредить получению надежных данных по стоку на ГЭС. Все зависит от условий и объема наблюдений. В одних случаях можно одновременно с закрытием руслового поста упразднить и штатную единицу, а в другом — ее следует передать ГЭС.

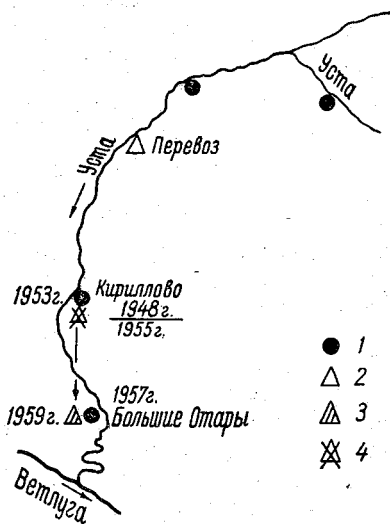


Рис. 133. Схема расположения водпостов и ГЭС на р. Усте.  
1 — ГЭС, 2 — водомерный пост, 3 — действующий стокосый пункт, 4 — закрывающийся стокосый пункт.

При планировании необходимо запросить соображения конторы Сельэнерго и согласовать мнение последнего с планом. Работы, связанные с организацией и проведением учета стока, должны учитываться в годовых планах отдельных ГЭС.

Приведем пример реорганизации применительно к одному речному объекту.

В Горьковской области на р. Усте (приток р. Ветлуги) построен каскад из 9 малых ГЭС. Река сплавная. Стокосый пункт Кириллово, действовавший с 1948 г., с 1955 г. оказался расположенным ниже Кирилловской ГЭС, в условиях явно выраженного неустановившегося режима. В 1957 г. вступила в строй Большеотарская ГЭС, расположенная ниже Кирилловской (рис. 133). Дальнейшее изучение стока реки необходимо для обеспечения регулярными данными о расходах воды ГЭС и

сплава. Решено стоковый пункт перенести в створ Большеотарской ГЭС, а на время весеннего половодья, когда вода идет в обход ГЭС, производить наблюдения на временном посту в 2 км ниже ГЭС.

План организации учета стока на ГЭС составляется на несколько лет с учетом возможностей УГМС и в отношении объектов — их первоочередности с гидрологической и энергетической точек зрения. Следует считаться с возможностью частных изменений в плане в зависимости от результатов подробного обследования и тарифов ГЭС.

## 2. ОБСЛЕДОВАНИЕ ГЭС

Обследование ГЭС, намеченной для организации учета стока на ней, должно дать полные сведения о ее работе и состоянии, и его следует поручать только опытному гидрологу, знакомому с основами гидроэнергетики. Обследование желательно проводить в период составления общего плана организации учета стока на ГЭС или же оно проводится для ГЭС, уже включенной в план сети, перед ее тарифовкой.

Обследованию должно предшествовать ознакомление с материалами по обследуемой ГЭС в конторе Сельэнерго, с которым обследование согласуется в разрезе общего плана или же в отношении отдельных ГЭС.

При обследовании должны быть освещены с достаточной отчетливостью следующие основные вопросы:

1) основные расчетные и фактические параметры ГЭС (расход воды на гидроагрегат, напор, мощность), число и тип турбин, наличие характеристик, состояние и режим работы турбин, аварии, ремонт и пр., передача, генератор, его мощность и к. п. д. передачи и генератора;

2) режим работы ГЭС, работа в системе или изолированно, график нагрузки, ее характер (бытовая, моторная), регулирование стока (суточное, недельное и пр.);

3) электроаппаратура, счетчики (однофазные, трехфазные), коэффициенты трансформатора счетчиков, наличие фазометра, возможности проверки (по формуле  $N_T = 0,001 \sqrt{3} IV_{\text{д}} \cos \varphi$  или с помощью к. п. д.);

4) плотина, ее тип, состояние, водосливные отверстия, частота сбросов, попуски (на сплав и пр.), максимальные открытия, водосливные отверстия с наибольшей повторяемостью открытий;

5) размеры фильтрации и утечек на плотине и турбинах;

6) учет стока, водомерные устройства и наблюдения на ГЭС. Условия для производства тарифовочных гидрометрических работ, наличие подводящих и отводящих каналов к турбинам, состояние русла в нижнем бьефе, размеры, очертания, рельеф, наличие плавсредств;

7) прочие пользователи воды (сплав, орошение, водоснабжение и др.);

8) подготовленность персонала ГЭС к ведению наблюдений по учету стока.

При освещении всех указанных сторон необходимо подходить к ним практически, прибегая, где это требуется, к приближенным подсчетам и измерениям. Поэтому крайне желательно, чтобы обследователь имел при себе вертушку. Для оценки состояния турбины и ее фактического к. п. д. желательно измерить 1—2 расхода воды при обычном режиме турбины и максимальном ее открытии. Напор при этом устанавливают по разности уровней в бьефах, а при отсутствии нижней рейки определяют любым возможным способом, хотя бы с помощью шеста на плотине (конечно, лучше определить его нивелировкой, установив постоянную рейку), а мощность получают обычным путем на основании данных о выработке по счетчикам за время измерения ( $N_r = \frac{A}{t}$ ). По результатам измерений, пользуясь известной формулой  $N_r = 9,81 \eta_a Q_T H$ , можно определить величину  $\eta_a$  и, зная к. п. д. передачи и генератора, оценить к. п. д. турбины  $\eta_T$ . Это даст возможность с цифрами в руках судить о том, в какой степени экономичен режим, в котором работают турбины, является ли этот режим вынужденным и можно ли его улучшить. Все это имеет значение для составления плана тарифов.

В конторах Сельэнерго и на ГЭС иногда ведется чисто формальный подсчет стока через турбины, причем за основу принимается выработка в киловатт-часах и величина удельного расхода воды на 1 квт-ч, установленная для турбины данного типа при наиболее выгодном режиме ее работы и записанная в проекте ГЭС. Последняя величина может значительно расходиться с фактической величиной расхода через турбины из-за несоответствия натуральных агрегатов их серийному образцу и, главное, вследствие работы турбины при открытиях и напорах, не соответствующих наиболее выгодному режиму. На одной малой ГЭС с  $N_y = 144$  квт, оборудованной двумя пропеллерными турбинами, имел место следующий явно ошибочный подсчет стока. В проекте для упомянутых турбин при условии работы их с наиболее выгодным к. п. д., т. е. примерно при мощности 90% от проектной (рис. 26 б), был указан удельный расход 110 м<sup>3</sup> на 1 квт-ч выработки. При этом к. п. д. турбины в лучшем случае мог достигать 0,88. Подсчет стока в конторе ГЭС производился, исходя из указанной величины удельного расхода. В действительности турбины работали, как правило, с 50%-ной мощностью от проектной.

При быстром падении к. п. д. с уменьшением мощности у пропеллерных турбин действительный к. п. д. турбин в данном

случае не превышал 0,70 (по рис. 26 б). Пропорционально уменьшению к. п. д. расход воды должен был возрасти примерно на 20% против расчетного в соответствии с выражением

$$A = \int_0^t 9,81 \eta_r \eta_n \eta_g Q H dt,$$

где при данной выработке и всех прочих постоянных величинах  $H$ ,  $\eta_n$ ,  $\eta_g$  отклонения  $\eta_r$  от расчетного компенсируются за счет расхода воды  $Q$ . Так оно оказалось и на деле, причем в весьма наглядной форме. ГЭС располагала водохранилищем сезонного регулирования и сработала его в значительно более короткий срок, чем ожидалось по ошибочным подсчетам использованного стока. Нередко турбины на малых ГЭС работают на малых открытиях, т. е. для радиально-осевых и пропеллерных турбин в невыгодном режиме, вынужденно, вследствие необходимости в межень, при малой воде, обеспечить подачу энергии в течение определенного периода в сутки. Это встречается, как правило, на ГЭС, оборудованных одним агрегатом. Вместе с тем в ряде случаев на ГЭС, оборудованных несколькими агрегатами, выработка распределяется между двумя или тремя агрегатами, и они работают на малых открытиях при низких к. п. д. и соответственно большем расходе воды, тогда как требуемую выработку мог бы дать один агрегат при работе на полном открытии. Обследователь обязан ознакомиться с фактическим режимом работы турбин и оценить его целесообразность и возможность изменения в лучшую сторону, чтобы соответственно с этим можно было планировать тарифовку и в дальнейшем регулярный учет стока. Например, радиально-осевая турбина мощностью в 200 квт. работает с мощностью около 100 квт. Следует выяснить причину этого: может быть, она заключается в нехватке воды при необходимости обеспечить подачу энергии в течение определенного числа часов в сутки, а может быть, такая работа является следствием непродуманного использования агрегатов, когда нагружают на половину мощности 2 агрегата при возможности обойтись одним. Бывают случаи, когда генератор имеет меньшую мощность, чем турбина, что ограничивает предел ее мощности.

Примерная величина утечек через закрытые турбины оценивается или при возможности определяется путем единичных измерений расходов воды в отводящем канале ГЭС.

Обследователь должен выяснить, какие счетчики установлены на ГЭС — трехфазные (один счетчик на все три фазы) или однофазные и каковы коэффициенты трансформатора каждого счетчика. Надо иметь в виду, что на некоторых малых ГЭС у однофазных счетчиков могут быть разные коэффициенты трансформатора. Тогда при определении выработки, например,



за час необходимо разность показателей по каждому счетчику умножить на его коэффициент и произведение складывать. Это и даст часовую выработку, численно равную средней мощности:

$$A = k_1(C_{1к} - C_{1н}) + k_2(C_{2к} - C_{2н}) + k_3(C_{3к} - C_{3н}),$$

где  $A$  — выработка в киловатт-часах;  $k$  — коэффициент трансформатора;  $C$  — показатель счетчиков.

*Пример.* На ГЭС установлены однофазные счетчики с разными коэффициентами трансформатора. Ниже приведены показания по ним за час работы агрегата:

Время, ч. м.	Показания счетчиков		
	I $k_1=80$	II $k_2=60$	III $k_3=80$
13 00	403,30	514,10	544,20
14 00	403,70	514,58	544,62
Разность	0,40	0,48	0,42

$$A = 80 \times 0,40 + 60 \times 0,48 + 80 \times 0,42 = 94,4 \text{ кВт-ч.}$$

$$N_r = \frac{A}{t} = 94,4 \text{ кВт.}$$

При наличии на ГЭС амперметров, вольтметра и фазометра можно для приближенной оценки правильности показаний счетчика вычислить мощность  $N_r$  по формуле

$$N_r = 0,001 \sqrt{3} I_{ср} V_{л} \cos \varphi.$$

В данном примере результаты показаний приборов таковы:

Время, ч. м.	Амперметры			Линейный вольтметр	$\cos \varphi$
	I	II	III		
13 00	170	185	155	400	0,92
14 00	160	180	150	400	0,72
Среднее		167		400	0,82

$N_r = 95 \text{ кВт}$

В этом случае результаты проверки благоприятны, вообще же расхождения допустимы в пределах 10%, поскольку на точности подсчетов по формуле  $N_r = 0,001 \sqrt{3} I_{ср} V_{л} \cos \varphi$  сказывается невольная погрешность при отсчетах по нескольким приборам и малая точность фазометра. Более значительные расхождения уже могут свидетельствовать о каких-либо неисправностях счетчиков или даже неправильном их включении в сеть.

В подобных случаях необходима, с одной стороны, проверка показаний счетчиков с помощью контрольно-измерительных приборов (КИП), а с другой — проверка самой схемы подключения счетчиков (см. стр. 273). Обследователь гидролог обычно не в состоянии это сделать сам, и ему в обязанность вменяется только собрать указанные выше данные. Проверка возлагается на специалиста электрика из конторы Сельэнерго, а в отдельных случаях, по согласованию с Сельэнерго, может выполняться гидрологом, освоившим это дело, при соблюдении необходимых правил безопасности.

Состояние плотины оценивается в результате ее осмотра при закрытых щитах. Особое внимание следует обращать на величину утечки через неплотности в щитах и фильтрацию через плотину и дамбы. Полагаться на глазомерную оценку здесь не всегда можно, и поэтому при значительных на глаз утечках крайне желательно, помимо утечек воды через турбины, определить также суммарные расходы утечки через плотину и ГЭС. С этой целью производится одно-два измерения расхода воды при закрытых турбинах и щитах в створе непосредственно ниже ГЭС. Подобные измерения при обследовании приходится нередко производить вброд.

Если плотина находится в плохом состоянии и размеры утечек и фильтрации значительны, например превышают 20—25% рабочего расхода, следует воздержаться от тарировки ГЭС до капитального ремонта сооружения. То же относится и к турбинам.

Необходимо отмечать особенности оснований сооружений и местности и конструктивные детали сооружений.

При обследовании в случае общих благоприятных условий для учета стока на ГЭС производится предварительный выбор места створа для тарировки турбин (самое желательное — в подводящем канале), обмер сечения подводящего и отводящего каналов, рекогносцировка ближайшего к ГЭС участка реки в нижнем бьефе в целях предварительного выбора места под тарировочный створ. Для водосливных отверстий обязательно составляется схема водосливной части плотины с расположением и нумерацией щитов и указанием их типа и размеров (рис. 134).

При неблагоприятных для учета стока на ГЭС условиях и необходимости продолжать наблюдения за стоком реки производится рекогносцировка на участках реки выше и ниже ГЭС с целью выбора места для стационарных наблюдений в гидрометрическом створе.

В результате обследования представляется краткий отчет с освещением поставленных выше вопросов. К отчету прилагаются схемы плотины, отдельных конструктивных деталей и описание природных особенностей, осложняющих тарирование.

Весьма желательно приложить к отчету фотографии сооружений со стороны верхнего и нижнего бьефов, отдельных конструктивных деталей, истечения через отверстия и т. п.

Организация учета стока на той или иной малой ГЭС может оказаться нецелесообразной вовсе или временно (до капитального ремонта или переустройства) в результате:

1) изношенности подлежащего замене энергетического оборудования (турбин, генераторов), обуславливающей ненормально низкие коэффициенты полезного действия и большой размер утечек через неработающие турбины;

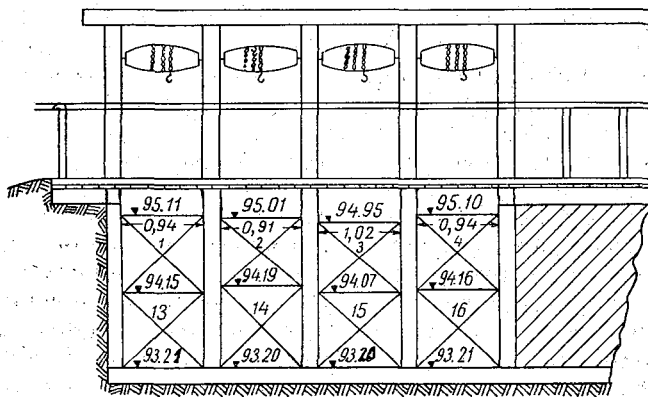


Рис. 134. Схема расположения щитов водосливной плотины.

2) ветхости водосливной части плотины и ее затворов, связанной со значительными утечками, трудно устранимыми и существенно различными при изменяющихся напорах на сооружении;

3) наличия в составе сооружений земляных дамб, затопляемых и подвергающихся разрушению при прохождении паводков, что вызывает резкие колебания расходов воды, теряемой на утечку и фильтрацию по фронту дамб в течение продолжительного времени в году;

4) переменного подпора в нижнем бьефе от нижерасположенного сооружения, обуславливающего подтопление водосливных отверстий и уменьшение скоростей до значений, близких к начальной скорости вертушки;

3) предполагаемого в ближайшее время переустройства сооружений в связи с установкой дополнительных агрегатов, устройством дополнительных отверстий и т. п. при хорошем в данное время состоянии сооружений и оборудования.

Решение об учете стока. По результатам обследования и всем прочим данным о ГЭС в УГМС принимается решение об организации регулярного учета стока на ГЭС и ее тарифовке. При этом методика учета стока на ГЭС, вообще говоря, не будет во всех случаях однообразной; различие может относиться к тарифовке и учету стока на ГЭС в целом или только через турбины или водосливные отверстия. Под методикой учета следует понимать совокупность устройств и приемов наблюдений за стоком, обеспечивающих регулярный учет стока с практически достижимой точностью (обычно 5—10%). Методика учета стока (всякого, а не только в створах сооружений) всецело зависит от местных условий, к которым относится река с ее руслом и режимом, машины с их характеристиками, устройства и приборы для измерений. Методика учета стока — это своего рода комплекс различных приемов для оценки заводских характеристик турбин; проведения натуральных измерений (тарифовки), оценки точности приборов и проч.

Поэтому неправильно рассматривать различные и не противоречащие друг другу приемы измерений, оценки и контроля как разные методы и как бы противопоставлять их друг другу. Все это равноправные приемы, применимые в одних случаях и неприменимые в других. Только опыт может показать, какие из них и в каких условиях окажутся наиболее рациональными.

В связи с указанным имеет смысл посмотреть, какие приемы имеются или предлагаются для учета стока через турбины на малых ГЭС. Одним из них может считаться хорошо известный прием вычисления расходов воды через турбины на основании заводских эксплуатационных характеристик и характеристик пропускной способности этих турбин, полученных на основе данных модельных испытаний.

Характеристики для целей учета стока должны быть выражены в виде расчетных графиков связи расходов воды  $Q_T$ , напоров  $H_n$  и мощностей  $N_T$ . Заводские характеристики на малых ГЭС имеют только так называемые номенклатурные турбины отечественного производства. У турбин старых марок, а также турбин заграничного производства, например, радиально-осевых турбин завода Фойта, заводские характеристики на ГЭС отсутствуют. Далее имеется ряд сигналов о несоответствии заводских характеристик малых турбин их характеристикам, полученным путем натуральных измерений расходов воды на ГЭС. Подобные данные приводятся в работах Института энергетики АН Белорусской ССР [33]; имеются они и в результате тарифовок ГГИ и некоторых управлений Гидрометслужбы. Второе обстоятельство является очень важным, так как при общем незначительном числе тарифовок турбин малых ГЭС процент случаев явного несоответствия высок.

Таким образом, прием подсчета стока через турбины на

основе заводских характеристик не может быть рекомендован для малых ГЭС без натуральных измерений расхода воды через турбины в производственных условиях, т. е. без контрольной тарировки.

Расходы воды через турбины могут в соответствующих условиях учитываться обычным путем, т. е. по связи расходов и уровней на стоковом посту в русле реки.

Этот путь, как показывает опыт, применим в редких, особо благоприятных условиях, к которым относятся прежде всего большие уклоны, устойчивое русло, высокая зарегулированность стока. Неблагоприятные условия (зарастание русла, переменные ледовые явления и пр.) обычно не позволяют вести учет стока на русловых постах. В свое время было предложено подсчитывать сток через ГЭС по кривой расходов на так называемом условном гидростворе, к уровням которого отнесены расходы воды, измеренные в другом створе. Условным при этом считается гидроствор, непригодный для измерений расходов воды и в то же время свободный от подпорных явлений, а также отличающийся сглаженным характером колебаний уровня, что позволяет получать на нем устойчивую связь расходов и уровней воды. Условным гидроствором может быть, например, створ нижней рейки ГЭС.

Однако в большинстве случаев и на условном гидростворе нельзя будет избежать вредного влияния подпорных явлений, русловых процессов и неустановившегося движения. Например, одна обследованная ГЭС работает зимой по 8—12 час. в сутки в два такта. При значительных морозах в нижнем бьефе ГЭС дважды в сутки устанавливается довольно прочный ледяной покров, доходящий вплоть до нижней рейки, и дважды в сутки этот покров в той или иной степени разрушается водным потоком. При этом толщина ледяного покрова и его влияние на уровни нижней рейки изменяются в зависимости от ряда переменных — температуры воздуха, продолжительности работы ГЭС за один такт и величины расхода воды. Во второй половине зимы в нижнем бьефе начинается образование и нарастание наледей и постепенное продвижение кромки неразмываемого ледяного покрова в сторону ГЭС. Естественно, что при подобных условиях створ нижней рейки ГЭС не может служить для подсчета зимнего стока через турбины ГЭС обычным способом.

Наиболее испытанный в настоящее время прием учета стока через турбины основан на получении зависимости расходов воды  $Q_T$  через турбину от переменного открытия ее направляющего аппарата или от средней часовой мощности  $N_T$  путем тарировки. Тарировка производится гидрометрически, вертушечным способом. Из других способов, насколько нам известно, применялся в единичных случаях, наряду с вертушками, электролитический способ, предложенный Н. В. Пикушем [53].

Известные различия могут иметь место и при учете стока через водосливные отверстия. Учет стока может в одних случаях вестись по расчетным зависимостям, основанным на соответствующих гидравлических формулах без тарировки отверстий (при малом удельном весе сбросов в общем стоке), в других — на основе зависимостей, полученных исключительно по данным тарировки, и т. д.

Все указанное следует иметь в виду при решении вопроса о методике учета стока на конкретной ГЭС и о ее тарировке.

### 3. ТАРИРОВКА ГЭС И ОРГАНИЗАЦИЯ РЕГУЛЯРНЫХ НАБЛЮДЕНИЙ

Суммарный расход воды в створе ГЭС составляется, как известно, из следующих слагаемых:

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{т}} + Q_{\text{ш}} + Q_{\text{ф}},$$

где  $Q_{\text{т}}$  — расход воды через турбины;  $Q_{\text{ш}}$  — расход воды через водосливные отверстия;  $Q_{\text{ф}}$  — расход воды на фильтрацию и утечки через неплотности в затворах.

В отдельных случаях к этим слагаемым может присоединяться  $Q_{\text{п}}$  — расход воды на прочих потребителей — шлюзование, орошение, сплав и пр.

Тарировка малой ГЭС, предназначенной для открытия на ней постоянного стокового пункта, имеет целью установление или уточнение пропускной способности турбин ( $Q_{\text{т}}$ ) и водосливных отверстий ( $Q_{\text{ш}}$ ) и определение величины потерь на фильтрацию и утечку через неплотности в направляющих аппаратах турбин и щитовых затворах ( $Q_{\text{ф}}$ ).

Тарировка производится на основе данных обследования, что не исключает тщательной ее подготовки.

План тарировки ГЭС увязывается с Сельэнерго и ГЭС в отношении периода и общей продолжительности тарировки, а также состава работ.

При увязке плана производства тарировочных работ определяется доля участия Сельэнерго и персонала ГЭС в оборудовании гидростворов, водомерных постов, обеспечении необходимой рабочей силой, материалами и плавсредствами.

Тарировка производится по максимально сжатой и вместе с тем четкой программе, в которой должны быть учтены с должной гибкостью график работы ГЭС и возможности отступления от него для обеспечения необходимых расходов воды.

Программу желательно строить по разделам: 1) организация гидрометрических работ; 2) тарировка турбин; 3) тарировка водосливных отверстий; 4) определение фильтрационных расходов.

Пример программы приведен в приложении 4.

Организация гидрометрических работ предусматривает:

1) выбор тарировочных гидрометрических створов для измерения расходов воды;

2) оборудование выбранных створов: устройство водомерных постов (основных и уклонных), гидрометрического мостика или люльки и пр.

Выбор гидростворов определяется типом гидростанции (приплотинная или деривационная), конструкцией сооружения, наличием или отсутствием водоподводящих и отводящих каналов, возможностью производить в них измерения и пр.

При наличии водоподводящего и водоотводящего каналов и при возможности измерять в них расходы воды в более или менее надежных условиях гидростворы для тарировки турбин выбираются в этих каналах. Оборудование указанных гидростворов обычно несложно: в случаях, когда вертушки опускаются в канал со служебного мостика, оно даже вовсе отпадает. В других случаях следует пользоваться деревянным мостиком возможно более легкой конструкции.

При необходимости тарировки щитовых отверстий и определения расходов фильтрации и утечки воды, а также для контрольных измерений расходов воды через турбины приплотинных ГЭС основной гидроствор следует выбирать в нижнем бьефе, возможно ближе к ГЭС. Этим сводится к минимуму влияние на величины измеряемых расходов воды со стороны, во-первых, приточности на участке между ГЭС и гидроствором и, во-вторых, того объема воды, который накапливается в русле или сбрасывается соответственно при повышении или понижении уровня воды в нижнем бьефе ГЭС, вызываемом пуском или остановкой турбины и открытиями и закрытиями щитов. Вместе с тем гидроствор не следует приближать к ГЭС на такое расстояние, на котором течение воды в нижнем бьефе имеет резко турбулентный характер, вызванный односторонним движением водного потока со стороны водоотводящего канала из турбинной камеры или со стороны плотины, а также столкновением двух потоков. Практически наилучшие расстояния, удовлетворяющие условиям бесприточности и минимального влияния со стороны призмы накопления в русле реки у ГЭС, составляют на равнинных реках от 100 до 400 м, а на горных — несколько меньше.

При особо неблагоприятных условиях для измерения расходов воды в русле на участке реки непосредственно ниже ГЭС (разветвления, крупнокаменное дно) и при возможности длительной работы турбин с постоянной нагрузкой, обеспечивающей создание установившегося режима потока (неизменность уровня на участке от ГЭС до створа), гидроствор может быть выбран на расстоянии до 1—2 км от ГЭС при условии отсутствия или незначительной приточности между гидроствором и ГЭС. В последнем случае для измерения расходов фильтрации и утечек

воды при закрытых водосливных отверстиях и неработающих турбинах следует выбрать второй створ, в непосредственной близости от ГЭС. Единственным условием при этом должна быть возможность измерять на нем малые расходы воды вертушкой или поплавками.

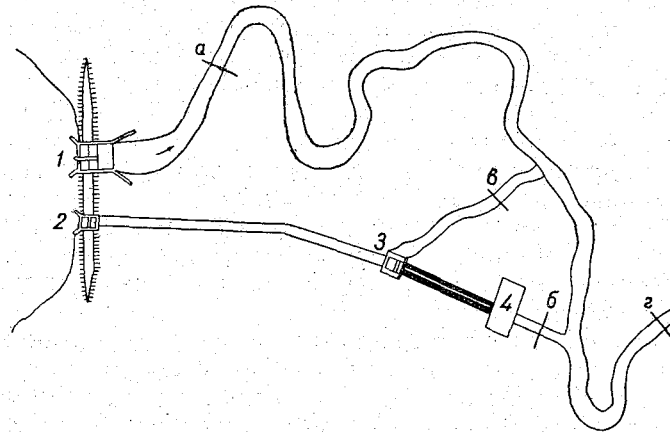


Рис. 135. Схема расположения тарировочных створов в случае деривационной ГЭС.

*а* — основной створ для тарировки отверстий плотины, *б* — створ в водоотводящем канале ГЭС, *в* — створ для тарировки отверстий аварийного водосброса, *г* — суммирующий (контрольный) створ, *1* — плотина; *2* — головное сооружение деривационного канала; *3* — аварийный водосброс деривации; *4* — здание ГЭС.

На приплотинной и на деривационной ГЭС в общем случае могут быть необходимы следующие тарировочные гидростворы:

- а) Приплотинная ГЭС:
  1. Основной створ в русле.
  2. Створ в водоотводящем или в водоподводящем канале ГЭС.
  3. Створ для измерения фильтрации и утечек в русле, дополнительный к основному, когда между основным створом и ГЭС имеется (предполагается) приточность.
  4. Дополнительные створы на притоках, впадающих между основным створом и ГЭС.
- б) Деривационная (смешанная) ГЭС:
  1. Основной створ в русле ниже плотины для тарировки водосбросных отверстий (рис. 135).
  2. Створ в водоотводящем или в водоподводящем канале ГЭС.
  3. Створ для измерения фильтрации и утечек ниже плотины, дополнительный к основному, когда между основным створом и плотиной имеется (предполагается) приточность.



4. Створ для тарировки аварийного водосброса деривационного канала, если таковой имеется.

5. Дополнительные створы на притоках, впадающих между суммирующим створом и плотиной ГЭС (при наличии ощутимой приточности).

Суммирующий створ служит для контроля измерений на плотине и на ГЭС. Наличие ощутимой приточности на участке плотина — суммирующий створ снижает его контрольное значение, поскольку одновременный точный учет этой приточности в полевых условиях измерения сильно затруднен.

В верхнем и нижнем бьефах ГЭС оборудуются речные водомерные посты, если таковых не имелось. Целесообразно выбрать нуль графика обоих постов на одной высоте с тем, чтобы разность их показаний сразу давала величину напора. Необходимо обеспечить удобные подходы к водомерным устройствам и возможность отсчета уровней в темное время суток, для чего водомерные устройства должны освещаться. На автоматизированных ГЭС обязательна установка самописцев уровней с контрольными рейками при них.

При наличии нескольких гидроагрегатов и длинной плотины желательно, как минимум, устраивать по одной водомерной точке в верхнем и нижнем бьефах по фронту турбин и одну-две водомерных точки на плотине, только в верхнем бьефе, если водосливные отверстия работают в незатопленном режиме (см. рис. 10).

При водоспуске, расположенном в стороне от здания ГЭС, например, отделенном от него дамбой, в верхнем бьефе у водоспуска должна быть установлена отдельная водомерная точка (см. рис. 10).

На основных тарировочных створах устанавливается обычно речный водомерный пост. Установка самописцев уровня желательна, поскольку записи на самописце позволяют контролировать открытия и закрытия турбин и щитов (рис. 136) и установить характер режима уровня при прохождении волны пуща.

На рис. 137 изображен ход уровня при кратковременном сбросе воды на ГЭС по записям самописца уровня на гидростворе в 3 км ниже ГЭС при чистом русле и отсутствии подпора в период летней межени. Уровень воды в данном случае устанавливается на новой высоте в результате изменения расхода воды довольно быстро. Измерение расхода воды для тарировки специально открытого щитового отверстия, обусловившего увеличение расхода воды, следует в данном и подобных ему случаях производить при установившемся уровне, т. е., согласно рис. 137, между 15 час. 30 мин. и 19 час. На рис. 138 приведен другой случай. Самописец установлен в 200 м ниже ГЭС. Русло сильно зарастает на протяжении нескольких километров ниже ГЭС. Вследствие сопротивлений сильно заросшего русла при

открытию, а затем при закрытии турбины уровень воды не может долгое время установиться, хотя заданная определенным открытием турбины величина расхода воды через ГЭС остается практически постоянной. При тарировке в данном случае не

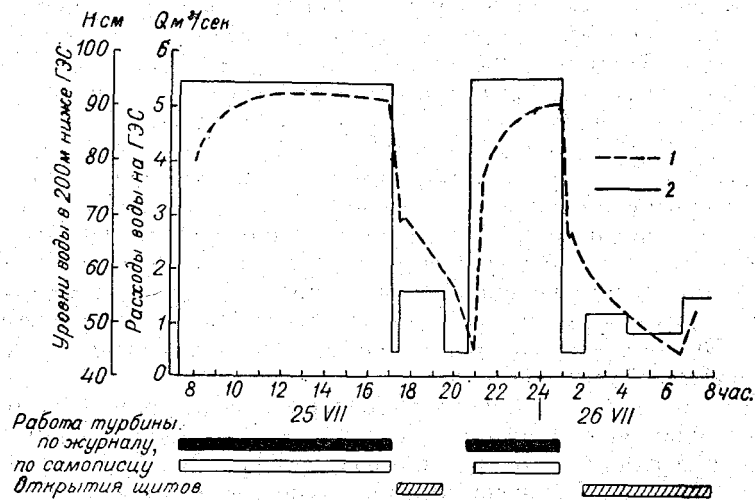


Рис. 136. График колебания уровня в нижнем бьефе в связи с открытием турбин и отверстий.  
 1 — уровни воды, 2 — расходы воды.

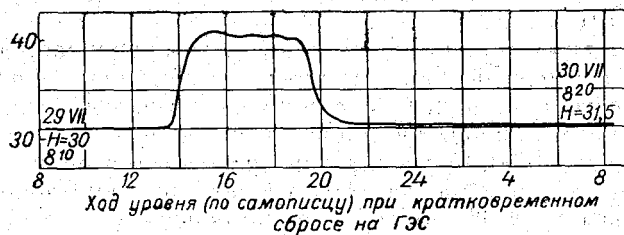


Рис. 137. График колебания уровня в нижнем бьефе в 3 км от плотины во время пуска при свободном (незаросшем) русле.

приходится ждать установления уровня на одной высоте, а следует измерять расход при переменном уровне, по возможности сокращая срок измерения, т. е. прибегая к измерению расхода одновременно несколькими вертушками.

Резко выраженный характер неустановившегося движения и соответствующие колебания уровня могут представлять сезонное явление. Из рис. 139 видно, что на том же створе весной при

чистом от травы, а также и льда русле уровни воды быстро переходят из одного устойчивого состояния в другое.

Влияние неблагоприятных сезонных явлений желательно исключать, при возможности этого, т. е. планировать тарировку на благополучный в отношении подпоров сезон, например в рассмотренном случае вместо летней межени — на весну.

Однако при тщательном выполнении гидрометрических работ влияние сезонных факторов, например травы, не должно сказываться (и, как показывает опыт, не сказывается) на точности

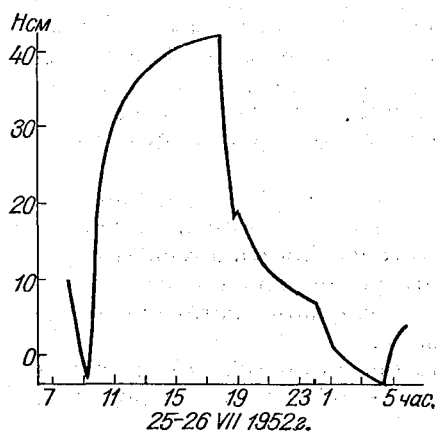


Рис. 138. График колебания уровня в нижнем бьефе во время попуска при заросшем русле.

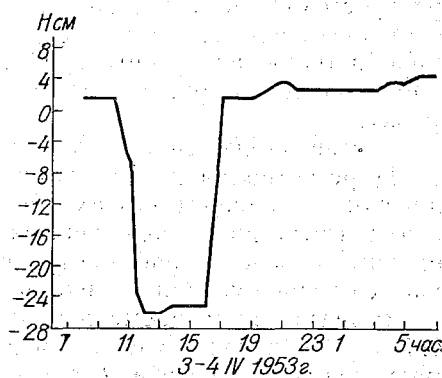


Рис. 139. Колебания уровня в том же створе при свободном русле.

измерений расходов воды, а следовательно, и на точности тарировки.

При неясности в отношении характера неустановившегося движения в нижнем бьефе ГЭС, особенно когда в отдельных случаях гидроствор приходится располагать не ближе чем в 1—2 км от ГЭС, перед окончательным выбором места под гидроствор рекомендуется произвести наблюдения над движением одной или нескольких волн, образованных заданными сбросами воды через водосливные отверстия. Для этого на участке ниже ГЭС протяжением 2—3 км в 4—5 створах забивают временные колья, головки которых связывают нивелировкой между собой и с временным или постоянным репером; в створах производят промер поперечных сечений и при проходе волны от начала до конца ее наблюдают одновременно во всех створах уровни воды через каждые 10—15 мин. По данным наблюдений строят совмещенные графики, которые позволяют наглядно судить о степени расплывания волны попуска по длине участка и о сопутствующих колебаниях уровня. Желательно наряду с ур

наблюдениями производить во временных створах измерения скорости течения воды хотя бы простейшим способом — при помощи поплавков. Указанные наблюдения позволяют лучше ориентироваться при вынужденном выборе места под гидроствор на значительном расстоянии от ГЭС.

Параллельно с организацией гидрометрических работ для тарировки ГЭС необходимо наладить проведение наблюдений на ГЭС, необходимых для тарировки, а в дальнейшем для регулярного учета стока на ней.

Организация регулярных наблюдений. Регулярные наблюдения на ГЭС, специально проводимые в целях учета стока, следует организовывать одновременно с началом тарировки, прежде всего в интересах последней, а затем и для приобретения персоналом ГЭС должных навыков по ведению наблюдений под руководством гидрологов, проводящих тарировку.

Состав наблюдений по учету стока на ГЭС следующий:

1) регистрация высоты уровня воды на водомерных постах в верхнем и нижнем бьефах ГЭС — ежечасная и в моменты изменений в открытиях водосливных отверстий, причем, если водосливные отверстия работают в незатопленном состоянии, отмечаются только уровни в верхнем бьефе;

2) регистрация времени и величины открытий ( $a$ ) и закрытий турбин в тех случаях, когда это необходимо для подсчета расходов воды по связи  $Q_T$  с  $a$ ;

3) регистрация времени всех открытий и закрытий водосливных отверстий плотины и других водосбросов;

4) запись всех временных и постоянных изменений в режиме реки и в работе ГЭС (аварийные и иные остановки ГЭС или отдельных агрегатов, нарушения в работе водопропускных отверстий, повреждения и восстановления водомерных устройств, вскрытие реки, ледостав, шугоход и пр.).

Данные о текущей мощности турбин  $N_T$ , необходимые при подсчете стока по связям  $Q_T$  с  $N_T$ , можно, как известно, получить из записей в журнале выработки энергии. На большинстве государственных малых ГЭС в журнале выработки отмечаются ежечасно уровни верхнего бьефа, показания электроприборов (счетчиков, амперметров, вольтметров) и вычисляется часовая выработка, которая численно равна средней часовой мощности на зажимах генератора. На некоторых ГЭС выработка отмечается только посменно, что является недостаточным с точки зрения учета стока.

На автоматизированных ГЭС регистрация показаний счетчиков и уровней воды производится один раз в смену или один раз в сутки. Регистрация открытий водосливных отверстий производится в том же порядке, что и на неавтоматизированных ГЭС.

Степень открытия направляющего аппарата турбины отсчитывается по специальной шкале, нанесенной на регуляторе турбины в условных единицах (рис. 140).

Все записи по уровням и открытию турбин (там, где регистрировать открытие необходимо) наблюдатель может заносить в журнал выработки ГЭС, где для открытия турбин заводится дополнительная графа; иногда дополнительная графа требуется и для уровня нижнего бьефа.

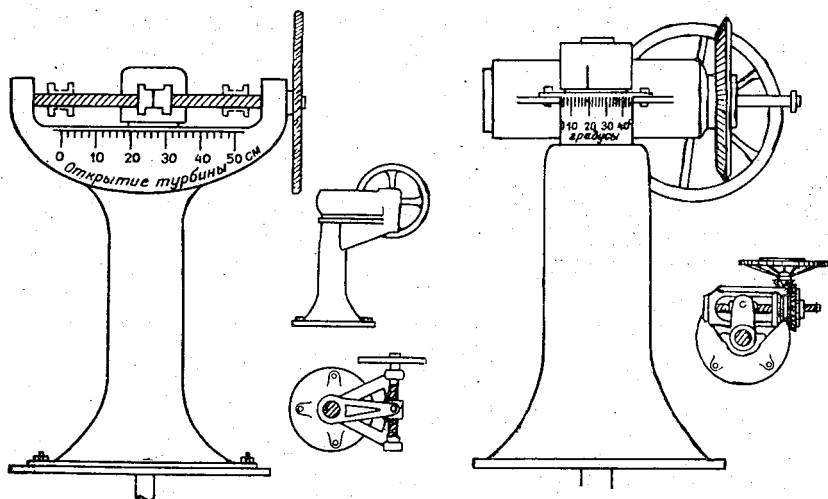


Рис. 140. Шкалы на регуляторах турбин для регистрации степени их открытия.

В качестве примера ниже приведена выписка из журнала выработки энергии обычной формы, применяемой на малых ГЭС, в которую введена графа для открытия турбины.

В этом примере приведены данные по одной турбине при наличии трехфазного счетчика. При нескольких турбинах и однофазных счетчиках форма журнала остается прежней, но принимает значительно более развернутый вид. Иногда при наличии трех и более агрегатов на каждый из них заводится свой журнал выработки.

Для регистрации открытий водосливных отверстий заводится обычно специальный «журнал открытия щитов».

При наличии на данной ГЭС, помимо водосливной части плотины, еще одного или двух водосбросов, например водосбросного отверстия под зданием ГЭС или водосброса на деривационном канале, на каждый отдельный водосброс рекомендуется заводить свой специальный журнал открытий.

### Журнал выработки энергии

Дата	Час	Уровень, см		Напор, м	открытие в усл. ед.	Турбина № 1					коэффи- циент счетчика	выработка, квт-ч
		верхнего бьефа	нижнего бьефа			амперметры			вольтметр	счетчик		
						1	2	3				
8/VII	1	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	2	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	3	444	22	4,22	20	230	225	225	410	5487,43	—	—
	4	440	22	4,18	20	225	220	220	400	5489,10	80	134
	5	440	22	4,18	19	220	215	220	400	5490,73	80	131

Формы журнала могут быть различными в зависимости от числа, размеров и типа водосливных отверстий. Поэтому каждой ГЭС следует давать форму записей, приспособленную к условиям данной ГЭС, и четкие письменные указания по производству наблюдений.

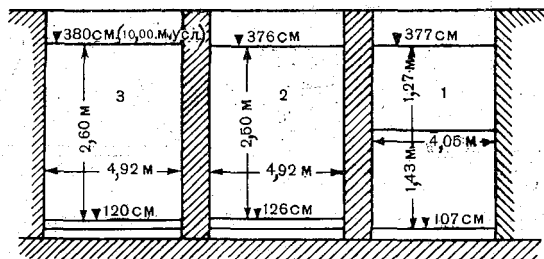


Рис. 141. Схема щитов Белогорской плотины  
(со стороны верхнего бьефа).

Подобный подход к делу способствует более ответственному и правильному ведению наблюдений персоналом ГЭС, который иногда относится к стоковым наблюдениям как к нежелательной дополнительной нагрузке.

Ниже приведен пример формы журнала и записей и указаний по ведению наблюдений за открытием щитов на одной малой ГЭС с плотиной, закрываемой крупноразмерными щитами (рис. 141).

Пролеты считаются по порядку от здания ГЭС к левому берегу. В первом пролете 2 щита (верхний и нижний) расположены один над другим, в остальных двух пролетах — по одному щиту. Ввиду малого числа щитов в журнале для каждого щита отведено по отдельной графе и при записях номера щитов указывать не следует, отмечая только открытие их или высоту подъема над порогом в сантиметрах, согласно отсчету по мерной рейке на турели соответ-

Форма журнала и пример записи

Дата	Час	Уровень верхнего бьефа, см	Открытие щитов, см				Примечание
			пролеты				
			I		II	III	
			верхн.	нижн.			
22/V	12	380	50	—	30	—	
	14	370	30	—	30	—	
	15	360	0	—	30	—	
	16	355	—	—	15	—	
	17	352	—	—	0	—	
23/V	10	375	20	—	—	—	

ствующего щита. Открытие того или иного щита заносится строго в тот пролет, которому принадлежит данный щит.

В журнале отмечается как начальное открытие любого щита, так и всякое изменение в открытии хотя бы одного щита с указанием часа. При каждой новой записи на тот час, когда произошло изменение в открытии щитов, указывается не только открытие того щита, у которого оно изменилось, но также и открытия других щитов, хотя бы они на этот час оставались без изменения.

При полном закрытии какого-либо щита в его графе на соответствующие дату и час ставится нуль, а также указываются открытия на этот час остальных щитов. В дальнейшем полностью закрытый щит впредь до нового его открытия не упоминается.

При каждом изменении открытия щитов отмечается уровень верхнего бьефа по рейке в соответствующей графе против того часа, когда произведено изменение открытия щитов.

Уровни в верхнем и нижнем бьефах отсчитываются соответственно по верхней и нижней рейкам. Нуль нижней рейки расположен на 60 см ниже нуля верхней. Приводка для отсчетов по верхней рейке +60. Напор  $H$  на турбине вычисляется из выражения

$$n = h_{в.р} + 60 - h_{н.р} \text{ см}$$

или

$$H = h_{в.р} + 0,60 - h_{н.р} \text{ м.}$$

Рекомендуется подобные указания и схему вклеивать в заведенный для записей журнал. При наличии диспетчерского управления системой ГЭС указания должны находиться и на данной ГЭС и у диспетчера системы. Разумеется, подобный порядок доведения указаний до наблюдателей не исключает неточностей и небрежностей, в частности, при наблюдениях за открытием и закрытием водосливных отверстий, особенно когда плотина закрывается большим числом маломерных щитов.

В таких случаях отдельные щиты в интересах более четкого и простого подсчета стока следует открывать только на полный выем.

Форма журнала открытия щитов в случае плотин с многочисленными маломерными водосливными отверстиями, рекомендуемая ГГИ, приведена ниже:

Дата	Время		Уровень, см		№ щитов						
	час.	мин.	верхнего бьефа	нижнего бьефа	открытых			закрытых (из числа открытых)			
					пролеты			пролеты			
					1	2	3	1	2	3	
8/VI	1	00	440	40	3,4	7,8	—	—	—	—	—
	2	30	435	40	3	7,8	—	4	—	—	—
	4	00	432	35	—	7,8	—	3	—	—	—
	5	00	430	30	—	7	—	—	—	—	—
	6	30	428	25	—	—	—	—	—	8	—
21/VI	21	00	445	20	3,4	—	—	—	—	7	—

В примере с данной формой журнала среди открываемых щитов встречаются щиты только 1-го ряда. В случае открытия щитов 2-го и 3-го рядов их номера указываются в графах соответственных пролетов под номерами щитов первого ряда.

В настоящее время, помимо приведенных форм, в практике учета стока на ГЭС встречаются и другие формы. Например, УГМС Украинской ССР ввело на своей территории общие формы для записи открытий турбин, уровней, выработки и открытий и закрытий щитов. Подобные формы приведены в приложении 5.

По согласованию с местным Сельэнерго обязанность наблюдателя возлагается на сменных машинистов ГЭС под контролем диспетчеров. При кратковременных остановках ГЭС, например, в периоды ремонта турбин, когда круглосуточные дежурства на ней прекращаются, ведение необходимых наблюдений над уровнями воды и за открытиями водосливных отверстий поручается специальным распоряжением директора ГЭС определенным лицам из числа ее работников.

Лица, ведущие наблюдения, работают под общим руководством ближайшей гидрометстанции УГМС. Начальник или по его поручению инженер станции инструктирует наблюдателей и контролирует наблюдения, периодически посещая ГЭС. Обеспечение добросовестных регулярных наблюдений над открытиями турбин и щитов на ГЭС является делом очень важным для надежности учета стока на ГЭС.

При инструктаже и контроле, в частности, следует обращать внимание на аккуратную своевременную запись данных наблюдений, на установку каждого щита точно на свое место и на осадку щитов до конца при их закрытии. Опыт регулярного учета стока на ГЭС свидетельствует о частых погрешностях, допускаемых в этом отношении [20].



## Тарировка турбин

Тарировка турбин необходима, как уже указывалось, почти во всех случаях организации учета стока на малых ГЭС; необходимость эта вызывается в большинстве случаев отсутствием или малой надежностью заводских характеристик турбин, а иногда, кроме того, конструктивными изменениями, допущенными при монтаже турбин, например, в части формы отсасывающей трубы.

Тарировка турбин, как гидрометрическая работа, заключается в измерении ряда расходов воды на тарировочном гидростворе при различных открытиях турбин и напорах.

Открытия, напоры, а во многих случаях и мощности тарировочной турбины, соответствующие времени измерения, должны регистрироваться, по возможности, точно.

План тарирования турбин составляется с учетом имеющихся на нее характеристик, условий ее установки и работы. При наличии характеристик и благоприятных условий установки и работы достаточно планировать несколько контрольных измерений при различных открытиях турбины и разных напорах (при значительных колебаниях напора) в целях поверки характеристик. В случаях существенных отклонений от заводских условий при установке турбины или при неблагоприятных условиях ее работы, например, при наблюдающихся явлениях кавитации, план тарирования составляется в расчете на более или менее полное освещение рабочих характеристик турбины и при угрозе кавитации должен предусматривать повторные измерения через какой-то определенный срок в целях проверки дальнейшего состояния турбины.

При наличии только кратких заводских характеристик на турбину или отсутствии каких-либо характеристик ее водопропускной способности необходимо планировать тарировку турбины в полном объеме.

При составлении плана тарировки турбины и его выполнении следует учитывать график и режим работы турбины и использовать возможности сокращения объема тарировки.

При работе ГЭС на базисной постоянной нагрузке, т. е. обычно в системе с другими электростанциями, тарировку турбины следует производить, принимая за основную независимую переменную открытие турбины  $a$ , отмечаемое по шкале на регуляторе в условных единицах (рис. 140). Этим путем можно установить зависимость расхода воды  $Q_T$  от открытия турбины  $a$  или  $Q_T = f(a)$ , а с учетом изменения напоров  $Q_T = f(a, H)$  (рис. 142 а).

При работе ГЭС как изолированной станции с непостоянной нагрузкой за независимую переменную необходимо принимать среднюю часовую мощность  $N_{ср}$  в киловаттах (численно равную

выработке за час  $A$  в киловатт-часах). При этом можно установить зависимость расхода воды  $Q_T$  от  $N_{ср}$ :  $Q_T = f(N_{ср})$  или при учете изменений напора  $Q_T = f(N_{г}, H)$  (рис. 142 б).

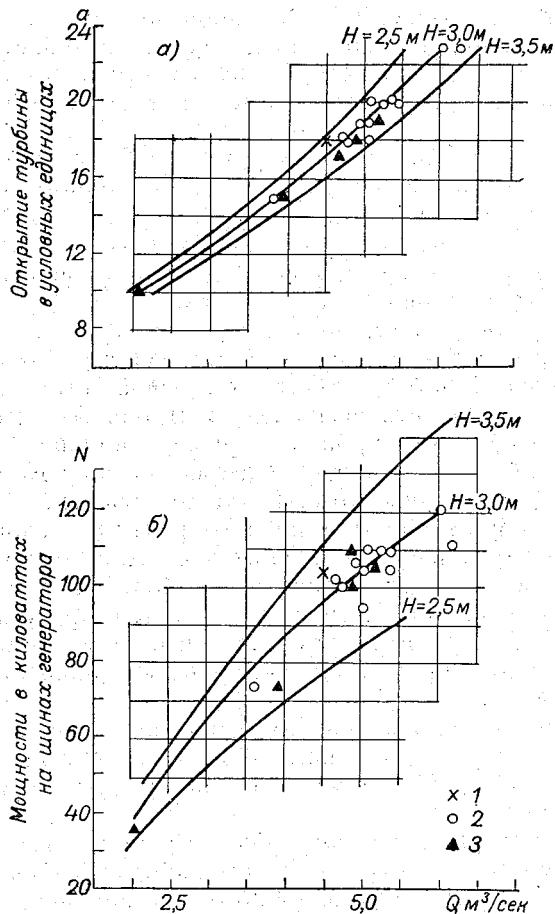


Рис. 142. Кривые зависимости расходов воды через турбину.

$a$  — от степени открытия турбины,  $б$  — от мощности на зажимах генератора при различных значениях напора. 1 — расходы, измеренные при  $H$  меньше 2,90 м, 2 — расходы, измеренные при  $H$ , равном 2,90—3,10 м, 3 — расходы, измеренные при  $H$  больше 3,10 м.

При колебании рабочего напора на ГЭС в небольших пределах (5—10% от полного) и редких и кратковременных значительных отклонениях напора от его средней величины тарирование допустимо планировать только на средний и близкий к нему

напор в расчете получения значений расходов воды при отклонениях напора с помощью формул подобия.

Схематический план тарировки турбины может быть представлен в следующем виде:

Открытие	Число измерений расходов воды при напоре			
	$H_1$	$H_2$	$H_3$	...
полное . . . . .	2	4	2	
0,9 полного . . . . .	3	5	3	
0,75 полного . . . . .	2	3	2	
0,50 полного . . . . .	2	3	2	
0,25 полного . . . . .	1	2	1	

Наибольшая частота требуемых измерений приходится на напор наибольшей повторяемости.

На практике устанавливать пропускную способность турбины в последовательности, предусмотренной планом, т. е. сначала при одном значении напора и постепенном уменьшении открытия, затем при другом значении напора и т. д., обычно не удается, и измерять приходится вразбивку в зависимости от условий работы на ГЭС.

В отношении собственно измерений расходов воды при тарировке турбин необходимо заметить следующее:

1. При тарировке турбин, работающих на постоянной нагрузке и при благоприятных русловых условиях, измерение расхода воды, соответствующего определенному открытию турбины, может производиться с помощью вертушки пятиточечным способом.

Измерение расхода воды в случае работы на гидростворе в русле производится по возможности при установившемся уровне, но допустимо в некоторых условиях (см. стр. 256) и при неустановившемся уровне.

2. В случае неблагоприятных русловых условий, например при зарастании русла и вызванном им постепенном подъеме уровня в нижнем бьефе, а следовательно, и падении напора, необходимо по возможности ускорять измерение расхода воды за счет работы одновременно двумя-тремя вертушками. При определении расхода воды в русле в указанных неблагоприятных условиях к измерению следует приступать по истечении некоторого срока после открытия турбины на заданную величину в целях ликвидации влияния наполнения бьефа между ГЭС и гидроствором. В качестве примера можно указать, что для случая, изображенного на рис. 136, при расстоянии от плотины до створа, равном 200 м, и ширине русла, равной 25 м, указанный

срок составлял 15—30 мин., в зависимости от величины расхода воды.

3. При работе турбины на переменной нагрузке, т. е. в условиях непрерывно или часто изменяющегося открытия, изме-

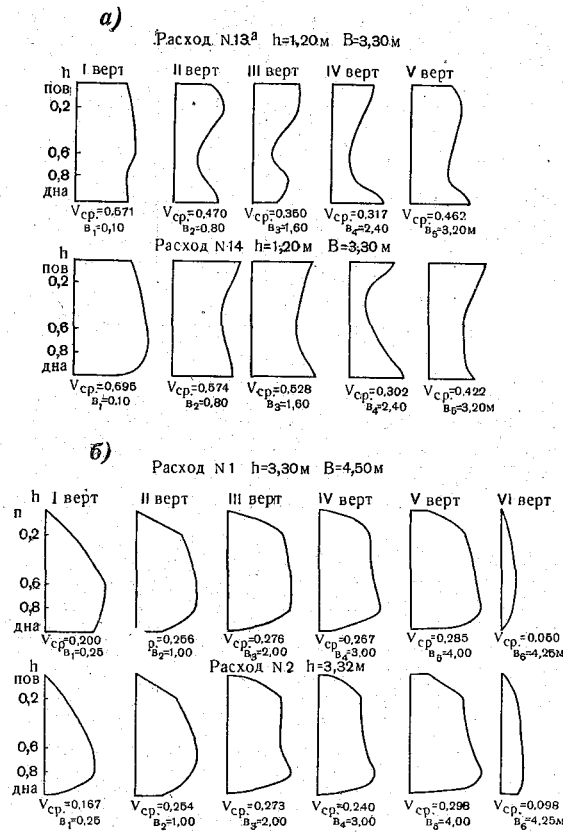


Рис. 143. Распределение скоростей на вертикалях.  
а — эпюры скоростей в отводящем канале на Долговской ГЭС, б — эпюры скоростей в подводящем канале ГЭС Вилане.

рение расхода воды следует вести по возможности в подводящем или отводящем каналах, где правильная форма их позволяет уменьшить количество скоростных вертикалей по сравнению с гидроствором в русле реки. Необходимо к измерению расхода привлечь достаточное количество технического персонала, чтобы обеспечить одновременные измерения на нескольких вертикалях. При этом желательно на каждой вертикали вести измерения непрерывно одно за другим в течение часа так, чтобы за это вре-

мя на каждой вертикали в каждой точке было произведено не менее 5 измерений.

Количество точек на вертикали можно иногда сократить до двух-трех при условии, что форма эпюры скоростей остается

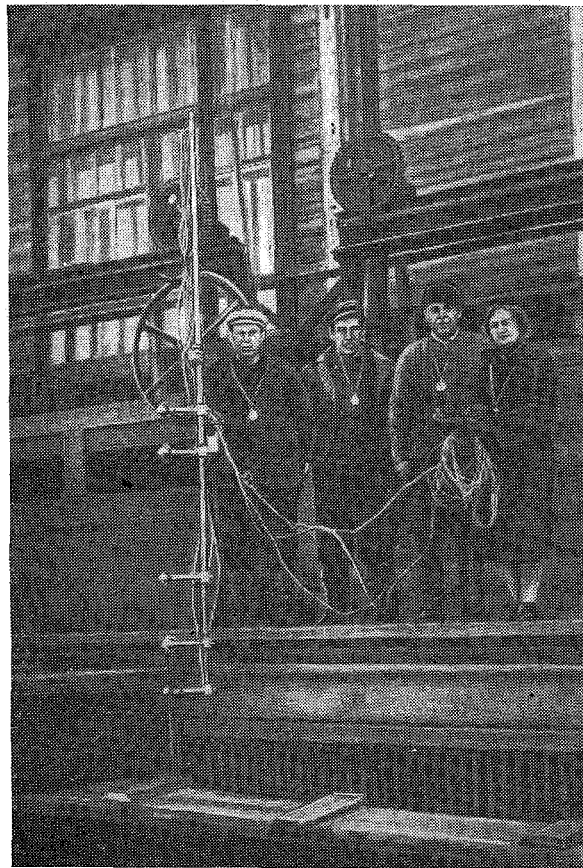


Рис. 144. Опускание штанги с пятью вертушками.

правильной, в чем следует убедиться, предварительно произведя измерения пятиточечным способом (рис. 143).

Иногда из-за недостатка в гидрометрах приходится вести измерения скоростей последовательно, переходя с вертикали на вертикаль. При этом желательно работать на каждой вертикали с 5 вертушками (рис. 144). Провода от вертушек следует подводить к контактам, смонтированным вместе с источником энергии

на специальной панели (рис. 145), что позволяет гидрометру при работе в одиночку легче и быстрее вести измерения. Иногда для регистрации времени и числа оборотов вертушек применяют хронографы (см. стр. 74).

Эпюры скоростей на вертикали и по ширине потока в подводящих каналах к турбинам не сходны с аналогичными эпюрами

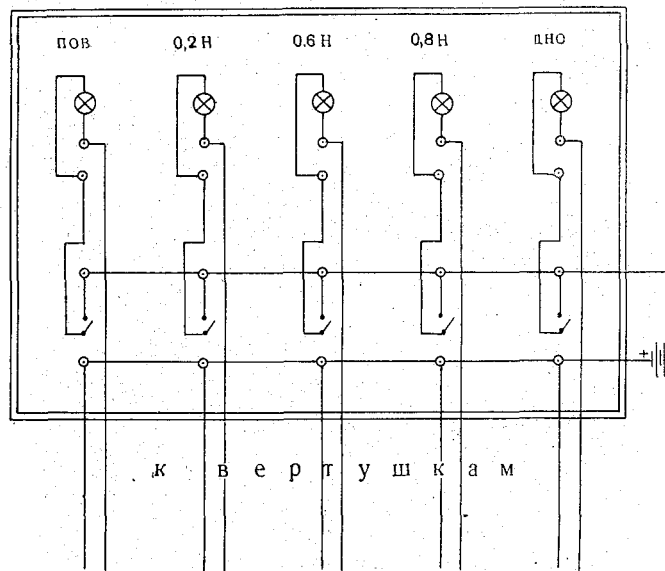


Рис. 145. Схема соединения рабочей панели на пять гидрометрических вертушек, установленных на одной штанге.

в открытых естественных руслах и обычных каналах. На распределении скоростей в подводящих каналах сказывается подпор и влияние вращения турбины, происходящее обычно по часовой стрелке. В силу этого нередко наблюдаются большие скорости течения в левой, по направлению течения, части подводящего канала.

При последующей обработке скорость в каждой точке вертикали осредняется по всем произведенным в течение часа отдельным измерениям и на основании осредненных скоростей вычисляется расход. Мощность агрегата, соответствующая этому расходу, численно равна количеству киловатт-часов, выработанному за час, что определяется по счетчику и является средней мощностью за время измерения расхода.

Если измерение расхода производится за промежуток времени больший или меньший часа, средняя мощность на зажи-

мах генератора вычисляется точно за срок измерения по данным о выработке из известной формулы

$$N_r = \frac{A}{t} \text{ квт.}$$

При наличии на ГЭС нескольких разнотипных турбин каждая турбина тарируется отдельно. Вместе с тем в случае однотипности турбин и при одинаковых условиях их установки и работы результаты полной тарировки по одной турбине могут переноситься на остальные турбины после подтверждения этих результатов несколькими контрольными измерениями.

Определение напора производится по разности уровней верхнего и нижнего бьефов.

Наблюдения над уровнями производятся в основном по рейкам, реже с передачей уровня в машинный зал при помощи поплавковых устройств. Применение сельсина (электропередачи) на малых ГЭС встречается в единичных случаях, но в дальнейшем этот способ должен получить распространение (см. приложение 1). Потери напора на малых ГЭС обычно не превышают 5–10 см и ими в таких случаях допустимо пренебрегать.

Уровни при измерении расхода следует наблюдать через такие же отрезки времени, как и выработку, и при недостатке людей — во всяком случае в начале, в середине и в конце измерения.

Открытие турбины регистрируется в начале измерения или, вернее, в случае работы турбины на базисной нагрузке назначается определенное открытие турбины, которое затем и не изменяется до конца измерения.

Выработка в случаях с переменной нагрузкой регистрируется через каждые 10 мин. по имеющимся счетчикам с тем, чтобы установить степень непостоянства работы турбины, что имеет значение для оценки точности тарировки.

Средняя мощность, соответствующая измеренному расходу, вычисляется по разности показаний счетчика на конец и начало измерения, умноженной на коэффициент трансформатора счетчика и приведенной к единице времени или к одному часу.

При тарировке турбины на установление зависимости  $Q_r = f(N_r, H)$  на отсчеты по электроприборам должен быть поставлен отдельный работник.

От точности установленных на ГЭС электроприборов, правильного их включения в сеть, верного снятия отсчетов с них и осмысленного определения расчетных значений мощности  $N_r$ , соответствующих значениям измеренных расходов воды, зависит в немалой степени точность результатов тарировки турбин. На малых ГЭС, как показал опыт, гидрологи не могут принимать приборы и схемы их включения на веру, как это имеет место на крупных ГЭС. Поэтому специалисты гидрологи, производящие

тарифовки малых ГЭС, должны обладать необходимыми познаниями в части электроприборов и обращения с ними.

Основными электроизмерительными приборами на ГЭС, по которым приходится подсчитывать мощность генераторов, как выше указано, являются, с одной стороны, вольтметры, амперметры, фазометры и ваттметры, т. е. указывающие приборы, с другой, — счетчики, т. е. суммирующие приборы, учитывающие выработку электроэнергии [66].

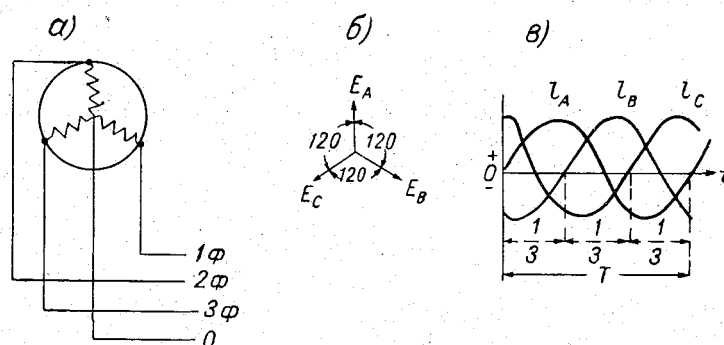


Рис. 146. Схемы соединений и электродвижущих сил (э.д.с.) при трехфазном токе.

а — схема соединения обмоток генератора звездой, б — векторы э.д.с., в — кривые мгновенных значений э.д.с.

Напомним основные положения:

1. Электрический ток, вырабатываемый генераторами на ГЭС, является переменным, трехфазным, с частотой 50 герц (50 периодов в секунду).

На рис. 146 схематически изображен источник трехфазного тока — трехфазный генератор переменного тока, имеющий три фазные обмотки (1, 2, 3 ф или А, В, С фазы), в которых при работе генератора индуцируются фазные электродвижущие силы (э.д.с) с мгновенными значениями  $e_A, e_B, e_C$ , с определенной амплитудой фазной электродвижущей силы  $E_A, E_B, E_C$  и угловой частотой переменного тока  $\omega$ . Три вектора э.д.с. системы трехфазного тока сдвинуты по отношению друг к другу на  $120^\circ$  и образуют симметричную трехлучевую звезду, где векторная сумма действующих значений э.д.с.  $E_A + E_B + E_C = 0$ , так же как и алгебраическая сумма мгновенных значений этих э.д.с.  $e_A + e_B + e_C = 0$ .

2. Порядок, в котором электродвижущие силы обмотки генератора трехфазного тока проходят через нуль, от отрицательных значений к положительным, называется последователь-



ностью фаз трехфазного тока. Эта последовательность фаз определяется направлением вращения генератора и в свою очередь определяет направление вращения двигателей трехфазного тока. Так как направление вращения генератора в данном случае определяется вращением турбины и всегда одно и то же, то последовательность фаз тока неизменна и обозначается раскраской шин на распределительных установках: 1-я фаза — желтая, 2-я фаза — зеленая и 3-я фаза — красная. Нулевой точкой генератора или нулем в трехфазной системе при соединении фаз «звездой» будет являться точка узла сходящихся концов обмотки статора генератора (неподвижная часть генератора, индуцирующая электродвижущую силу), с которой счетчики и снимают вырабатываемый ток, идущий в сеть, к потребителю.

3. Счетчики, учитывающие выработку электроэнергии на ГЭС, как правило, трехфазные, хотя на малых ГЭС до сих пор встречаются и однофазные. При трехфазных счетчиках общая выработка генератора учитывается одним счетчиком, при однофазных — тремя счетчиками: на каждой фазе по одному.

4. Электроэнергия, вырабатываемая генератором на ГЭС и учитываемая счетчиком, поступает на него не непосредственно, а через измерительные трансформаторы. На малых ГЭС с мощностью отдельных агрегатов не свыше 250 квт подключение счетчиков осуществляется через трансформаторы тока, тогда как по напряжению счетчики подключаются непосредственно в сеть на напряжение фазное — 220 в (фаза — нуль) или линейное — 380 в (междуфазное). На ГЭС с агрегатами мощностью более 250 квт счетчики подключаются всегда как через трансформаторы тока, так и через трансформаторы напряжения (рис. 147).

5. Для подсчета истинных значений выработанной электроэнергии в киловатт-часах необходимо, помимо отсчета по счетчику, знать коэффициенты трансформации тока и напряжения. На некоторых ГЭС для удобства подсчета выработки электроэнергии вместо коэффициента трансформации пишут под счетным механизмом счетчика множитель, обычно кратный десяти («киловатт-часы  $\times 10$ ») — коэффициент счетного механизма. В этом коэффициенте учитываются коэффициенты трансформации по току и напряжению (рис. 148).

Выработанная энергия получается таким образом из произведения разности отсчетов по счетчику за определенный промежуток времени на коэффициент трансформации.

При тарировке турбины выработку определяют за время измерения расхода воды. За это же время вычисляют по выработке и среднюю мощность генератора, как указано выше.

Следует иметь в виду, что вычисленные за одно и то же время значения средней мощности генератора по показаниям счетчика и ваттметра на начало и конец измерения могут за-

метно расходятся между собою. Объясняется это колебаниями нагрузки на ГЭС.

Вычислением мощности генератора по показаниям счетчика приходится заниматься не только при тарировке турбин, но и

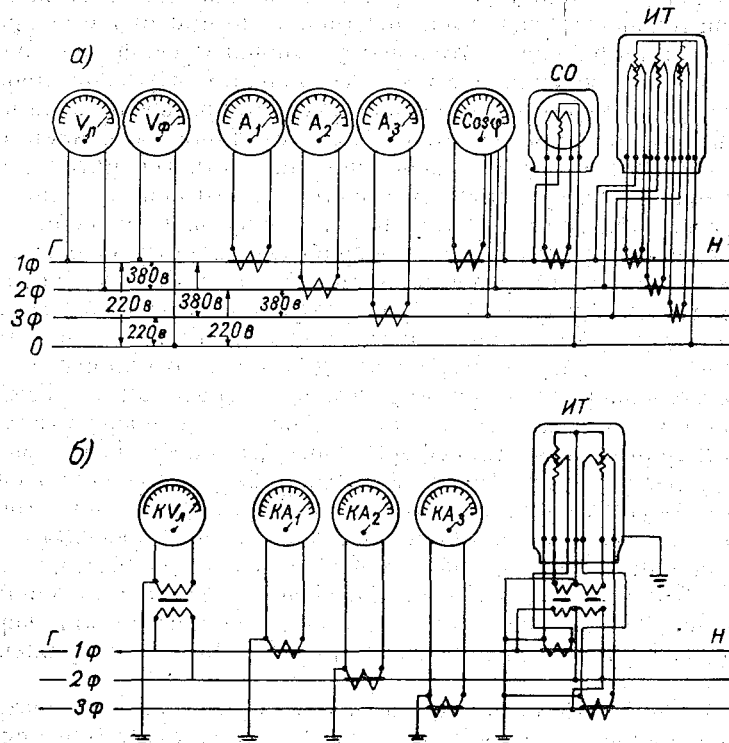


Рис. 147. Схема подключения электроизмерительных приборов на ГЭС.

$V_{л}$ ,  $KV_{л}$  — вольтметр линейный,  $V_{\phi}$  — вольтметр фазный,  $A$ ,  $KA$  — амперметры,  $\cos \phi$  — фазометр, 220 в — фазное напряжение, 380 в — линейное напряжение,  $CO$  — счетчик однофазный,  $ИТ$  — счетчик трехфазный,  $KA$  — трансформатор тока,  $KV$  — трансформатор напряжения.  
 а — при мощности агрегата до 250 квт, б — при мощности агрегата более 250 квт.

при текущей проверке учета стока на ГЭС, в частности при сравнении результатов подсчета расходов воды по характеристикам турбин и расходомерам.

Вычисление мощности генератора по показаниям счетчика производится по известной формуле

$$N_{г} = \frac{A}{t} \text{ кВт,}$$

где  $A$  — выработка электроэнергии в киловатт-часах,  $t$  — время в часах.

Из приведенной формулы видно, что за интервал времени, равный одному часу, мощность численно равна выработке.

Правильное включение приборов в сеть должно проверяться перед тарировкой ГЭС, иногда даже при обследовании ее, в целях своевременного исправления возможных неправильностей. Проверку следует проводить при участии представителя Сельэнерго—специалиста-электрика, но гидрологу необходимо разбираться в схемах подключения электроприборов к сети, чтобы при необходимости самостоятельно найти ошибку.

На рис. 147 *а* и *б* изображены схемы подключения приборов на ГЭС с различной мощностью агрегатов: до 250 квт и свыше 250 квт.

Как видно из схемы на рис. 147 *а*, вольтметры подключаются в сеть параллельно, т. е. между фазами без измерительных трансформаторов напряжения, непосредственно на фазное (220 в) или линейное напряжение (380 в); амперметры подключаются в сеть последовательно, т. е. в разрыв фаз, через измерительные трансформаторы тока на каждой фазе с коэффициентом трансформации от  $K_{тр. т} = \frac{100}{5} = 20$  до  $K_{тр. т} = \frac{400}{5} = 80$ ,

в зависимости от мощности ГЭС. Фазометры подключаются непосредственно на линейное напряжение 380 в, т. е. без присоединения к нулевому проводу, а по силе тока — через измерительный трансформатор тока к одной из фаз. Счетчики и ваттметры подключаются в сеть непосредственно по напряжению 220 или 380 в; на рис. 147 *а* показано подключение для напряжения 220 в, а по току — через измерительный трансформатор.

Из схемы ясно, что линейным напряжением ( $V_{л}$ ) является напряжение между фазами 1 и 2; 1 и 3; 2 и 3; фазным напряжением ( $V_{ф}$ ) — напряжение между любой фазой и нулем. В трехфазном токе линейное напряжение всегда больше фазного на  $\sqrt{3}$  или на 1,73; например, если линейное напряжение 380 в, то фазное — 220 в.

Для ГЭС с мощностью агрегатов более 250 квт (рис. 147 *б*) подключение электроприборов несколько иное, чем рассмотренное выше. Здесь вольтметры, так же как и амперметры, подключаются в сеть через измерительные трансформаторы на каждой фазе; счетчики подключаются через измерительные трансформаторы тока и напряжения так же, как и ваттметры, (киловатт-мегаваттметры).

Фазометры на схеме не показаны, поскольку их обычно не устанавливают при наличии на ГЭС не только активных, но и реактивных счетчиков (ваттметров);  $\cos \varphi$  можно более точно

вычислить через показания активных и реактивных счетчиков или ваттметров по формуле

$$\cos \varphi = \frac{N_a}{\sqrt{N_a^2 + N_p^2}},$$

где  $N_a$  — активная мощность в квт,  $N_p$  — реактивная мощность в квт.

На каждом измерительном приборе на его передней, или показывающей, стороне имеется характеристика — паспорт, где указаны основные параметры нормальной его работы, в том числе коэффициент трансформации тока и напряжения (рис. 148).

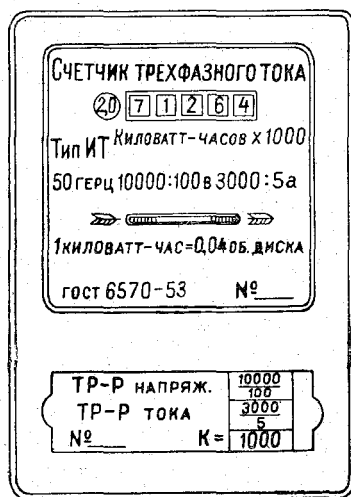


Рис. 148. Паспорт счетчика трехфазного тока.

Перед тарировкой необходимо проверять соответствие между данными паспорта и фактическим подключением приборов в сеть. Указанное положение важно потому, что по характеристике, указанной в паспорте прибора, градуируется шкала делений на приборе или нормальные условия его работы и показаний. Как пример сказанному, приведем характеристики — паспорта некоторых приборов при нормальных условиях их работы и показаний на ГЭС.

а) «Амперметр типа ЭЗО, ГОСТ 1845-52, со шкалой делений от 0 до 200 а, с коэффициентом трансформации тока  $K_{тр. т} = \frac{200}{5} = 40$  (т. е.

с первичным током, вырабатываемым генератором, равным 200 а, вторичным током, идущим на амперметр, — 5 а). Год изготовления 19... г., №...».

При таких условиях подключения амперметра каждое деление шкалы будет соответствовать одному амперу, полное отклонение на 200 делений — 200 а.

В эксплуатационных условиях по тем или иным причинам встречаются случаи, когда амперметр не по ошибке, а намеренно подключен не на тот коэффициент трансформации тока, который указан в его паспорте.

Ниже рассмотрим два случая:

1-й случай: шкала амперметра от 0 до 200 а отградуирована на трансформатор тока с  $K_{тр. т} = \frac{200}{5} = 40$  (см. характеристику), а фактически амперметр подключен на ГЭС через трансформа-

тор тока с коэффициентом трансформации  $K_{\text{тр. т}} = \frac{300}{5} = 60$ , что можно установить, сличив на месте характеристики амперметра и трансформатора, через который он подключен к сети. В этом случае показания амперметра будут занижены в отношении  $\frac{2}{3}$  (40/60) к действительной величине. Например, если амперметр показывает 70 делений, в действительности будет 105 а.

2-й случай: шкала делений амперметра отградуирована на трансформатор тока с  $K_{\text{тр. т}} = \frac{200}{5} = 40$ , а подключен он с трансформатором тока с  $K_{\text{тр. т}} = \frac{100}{5} = 20$ . В этом случае показания амперметра будут завышены в два раза (40/20), и если прибор показывает 70 делений, действительная величина будет 35 а.

б) «Счетчик трехфазного тока, типа САЗУ-ИТ,  $3 \times \frac{380}{220}$  в,  $3 \times 5$  а, 50 герц (50 Hz), 1 квт-ч = 750 оборотов диска, ГОСТ 6570-53, год изготовления 19... г. №...».

Счетчик подключается в трехфазную сеть на фазное напряжение 220 в (при линейном — 380 в) непосредственно, без измерительного трансформатора напряжения. В этом случае сила тока на каждой фазе не должна превышать 5 а. При таких условиях подключения 750 оборотов счетчика будут соответствовать выработке в 1 квт-час. Если же счетчик подключается к сети через трансформатор тока, например, при силе тока в первичной цепи 200 а, а во вторичной 5 а, т. е. с  $K_{\text{тр. т}} = \frac{200}{5} = 40$ , тогда 1 квт-ч будет соответствовать  $\frac{750}{40} = 18,8$  оборотов диска счетчика.

Вычисление мощности генератора по показаниям электроизмерительных приборов: вольтметров, амперметров, фазометров, производится по известным формулам:

$$N_{\text{г}} = \frac{\sqrt{3} A_{\text{ср}} V_{\text{л}} \cos \varphi}{1000} \text{ квт — при линейном напряжении}$$

или, при  $V_{\text{л}} = \sqrt{3} V_{\text{ф}}$ ,

$$N_{\text{г}} = \frac{(V_{\text{ф}_1} + V_{\text{ф}_2} + V_{\text{ф}_3}) A_{\text{ф}} \cos \varphi}{1000} \text{ квт — при фазных напряжениях,}$$

где  $V_{\text{л}}$  — линейное напряжение по вольтметру, в вольтах,  $V_{\text{ф}}$  — фазное напряжение по фазным вольтметрам, в вольтах,  $A_{\text{ср}}$  — средняя нагрузка или сила тока из показаний трех фазных амперметров, в амперах,  $\cos \varphi$  — коэффициент мощности по фазометру или по активному и реактивному ваттметрам.

Подсчет мощности по указанным формулам производится на ГЭС с целью приближенного сравнения с мощностью, полученной по показаниям счетчика. Сравнение это следует делать в часы постоянной нагрузки на ГЭС или незначительных ее колебаний. Сравнение производится и с показаниями по ваттметру, причем результаты могут быть лучшими, чем для счетчика, потому что вольтметры, амперметры, фазометры и ваттметры являются указывающими (мгновенного значения) приборами, а счетчики — суммирующими выработку электроэнергии за тот или иной интервал времени.

Ниже приведены примеры подсчета мощности по формуле  $N_r = \frac{A}{t}$  квт по показаниям счетчиков с различными характеристиками. В каждом из этих примеров приводятся два способа подсчета средней мощности за тот или иной интервал времени: основной способ подсчета — по показаниям счетного механизма счетчика и контрольный способ подсчета — по скорости вращения диска счетчика. Контрольный способ подсчета мощности рекомендуется для случаев, когда значения коэффициентов трансформаторов численно велики и отсчеты по счетчикам вследствие невольных погрешностей при округлении последней цифры в снимаемых показаниях могут быть не вполне точными. В этих случаях в промежутки между отсчетами по счетчикам производят определение времени того или иного заданного числа оборотов диска счетчика, т. е. скорости вращения диска. Затем по этим данным наблюдений и характеристике счетчика подсчитывается мощность.

*Пример 1.* «Счетчик однофазного тока, типа СО, 220 в, 5 а, 50 герц, 1 квт-ч=1250 оборотов диска, ГОСТ 6570-53, выпуск 19... г., №...».

Такого вида счетчик рассчитан для учета электроэнергии с обычной бытовой нагрузкой в осветительной сети домов. На ГЭС счетчик подключают непосредственно на фазное напряжение 220 в обязательно через измерительный трансформатор тока (рис. 147 а), коэффициент трансформации которого должен быть известен. Подсчет средней мощности за тот или иной интервал времени по показаниям счетного механизма такого счетчика производится по следующей формуле:

$$N_r = \frac{(C_k - C_n) K_{тр. т}}{t} \text{ квт,}$$

где  $(C_k - C_n)$  — разность показаний счетчика в начале и конце измерения,  $t$  — время в часах (при тарифовке — время измерения расхода воды),  $K_{тр. т}$  — коэффициент трансформации тока измерительного трансформатора,  $(C_k - C_n) \cdot K_{тр. т}$  — выработка электроэнергии в киловатт-часах.

Например, указанный счетчик подключен через трансформатор тока с  $K_{\text{тр. т}} = \frac{400}{5} = 80$ , отсчеты по показаниям счетчика за время измерения: начальный в 9 час. 00 мин. — 0627, конечный в 10 час. 30 мин. — 0628. Продолжительность измерения, таким образом, 1,5 часа.

Подставляя указанные значения в формулу, получим

$$N_{\Gamma} = \frac{(0628 - 0627) \cdot 80}{1,5} = 53,3 \text{ кВт.}$$

Поскольку счетчик однофазный, для учета выработанной энергии по трем фазам следует показания снять с трех счетчиков и по ним подсчитать общую мощность. Если нагрузка на фазах генератора была равномерная, общая мощность будет  $53,3 \times 3 \cong 160$  кВт.

Контрольный подсчет мощности по скорости вращения диска для данного типа счетчика производится по формуле

$$N_{\Gamma} = \frac{3600nK_{\text{тр. т}}}{A_{\text{п}}t_{\text{с}}} \text{ кВт,}$$

где  $A_{\text{п}}$  — передаточное число счетчика по характеристике (для данного счетчика  $A_{\text{п}} = 1250$ ),  $K_{\text{тр. т}}$  — коэффициент трансформации тока,  $t_{\text{с}}$  — время в секундах (по секундомеру),  $n$  — заданное в данном случае число оборотов диска счетчика,  $\frac{n}{A_{\text{п}}} \cdot K_{\text{тр. т}}$  — выработка электроэнергии в киловатт-часах.

Например, в приведенный выше полуторачасовой интервал времени работник, наблюдавший за приборами, периодически через каждые 15—20 мин. отсчитывал с секундомером в руках по 25 оборотов диска счетчика и соответствующее время  $t_{\text{с}}$ .

По произведенным наблюдениям скорость вращения диска счетчика в среднем составляла 25 оборотов за 115 сек. Подставляя эти значения в формулу, получим среднюю мощность по оборотам диска счетчика, равную

$$N_{\Gamma} = \frac{3600 \cdot 25 \cdot 80}{1250 \cdot 115} = 50 \text{ кВт.}$$

Разница значений мощности по показаниям счетчика и по скорости вращения диска, как указывалось выше, может объясняться погрешностью при округлении последней цифры в показаниях счетчика.

*Пример 2.* «Счетчик трехфазного тока, класс точности 2%, типа САЗУ-ИТ,  $3 \times 100$  в,  $3 \times 5$  а, 50 герц, 1 кВт-ч = 2500 оборотов диска, ГОСТ 6570-53, выпуск 19... г., №...».

Здесь САЗУ — счетчик активной энергии, трехфазный, универсальный, ИТ — индуктивный, трехфазный (заводское обозначение), 100 в и 5 а означает то напряжение и силу тока, кото-

рые будут поступать на счетчик через соответствующие трансформаторы. Коэффициенты трансформации тока и напряжения должны быть известны на ГЭС. 1 квт-ч=2500 оборотов диска счетчика означает, что при подключении счетчика без трансформаторов на напряжение 100 в и ток 5 а, при частоте тока 50 герц 2500 оборотов диска будут соответствовать выработке в 1 квт-ч.

Подсчет средней мощности производится по формуле

$$N_r = \frac{(C_k - C_n) \cdot K_{тр}}{t} \text{ квт,}$$

где  $K_{тр} = K_{тр.т} K_{тр.н}$  — общий коэффициент трансформации тока и напряжения, равный их произведению;  $(C_k - C_n) K_{тр}$  — выработка в киловатт-часах, остальные обозначения прежние. Например, указанный счетчик подключен через трансформатор тока с  $K_{тр.т} = \frac{150}{5} = 30$  и трансформатор напряжения с  $K_{тр.н} = \frac{6000}{100} = 60$ ,  $K_{тр} = 30 \cdot 60 = 1800$ ; отсчеты по показаниям счетчика за время измерения: начальный в 14 час. 31 мин. — 494,27, конечный в 14 час. 41 мин. — 494,35; продолжительность измерения 10 мин., или 0,166 часа.

Получаем:

$$N_r = \frac{(494,35 - 494,27) \cdot 1800}{0,166} = 864 \text{ квт.}$$

Контрольный подсчет мощности по скорости вращения диска счетчика производится по формуле

$$N_r = \frac{3600nK_{тр}}{A_n t_c} \text{ квт,}$$

где  $A_n = 2500$  — передаточное число счетчика, остальные обозначения прежние.

При подключении счетчика на ГЭС при  $K_{тр} = 1800$  1 квт-ч стал равным 1,39 оборотов диска  $\left(\frac{2500}{1800}\right)$ ,  $\frac{nK_{тр}}{A_n}$  — выработка в киловатт-часах.

Например, по наблюдениям скорость вращения диска счетчика получилась равной 25 оборотам за 75 сек.

Тогда

$$N_r = \frac{3600 \cdot 25 \cdot 1800}{2500 \cdot 75} = 864 \text{ квт.}$$

Значения мощности, подсчитанной по этим способам, совпали.

*Пример 3.* «Счетчик трехфазного тока, типа ИТ, 380/220 в, 400/5 а, 50 герц, 1 квт-ч=7,5 оборотов диска, коэффициент счетного механизма  $K=10$ , ОСТ 6225, выпуск 19... г., №...».



Такой счетчик подключается обычно в сеть непосредственно на фазное напряжение 220 в при линейном — 380 в, через трансформатор тока с  $K_{\text{тр.т}} = \frac{400}{5} = 80$  (рис. 147 а). Коэффициент счетного механизма в данном случае учитывает и коэффициент трансформации тока. Мощность определяется по формуле

$$N_{\text{г}} = \frac{(C_{\text{к}} - C_{\text{н}}) \cdot K}{t} \text{ кВт},$$

где  $K$  — коэффициент счетного механизма счетчика, в данном случае равный 10,  $(C_{\text{к}} - C_{\text{н}}) \cdot K$  — выработка в киловатт-часах.

Например, указанный счетчик подключен на фазное напряжение 220 в и на ток 400 а; отсчеты по показаниям счетчика за время измерения: начальный в 14 час. 17 мин. — 47975,9, конечный в 15 час. 37 мин. — 47989,3. Продолжительность измерения 1 час. 20 мин. Имеем:

$$N_{\text{г}} = \frac{(47989,3 - 47975,9) \cdot 10}{1,33} = \frac{3 \cdot 134}{4} = 100 \text{ кВт}.$$

Контрольный подсчет мощности по скорости вращения (по оборотам) диска счетчика производится по формуле.

$$N_{\text{г}} = \frac{3600n}{A_{\text{н}}t_{\text{с}}} \text{ кВт},$$

где  $\frac{n}{A_{\text{н}}}$  — выработка в киловатт-часах; остальные обозначения прежние. По наблюдениям скорость вращения диска счетчика составляла в среднем 15 оборотов за 71 сек. Мощность получается равной

$$N_{\text{г}} = \frac{3600 \cdot 15}{7,5 \cdot 71} = 101 \text{ кВт}.$$

*Пример 4.* «Счетчик трехфазного тока, типа САЗУ-ИТ,  $3 \times 380$  в,  $3 \times 5$  а, 50 герц (50 Hz), 1 кВт-ч = 650 оборотов диска, ГОСТ 6570-53, год изготовления 19... г., №...».

Счетчик подключается в сеть непосредственно на линейное напряжение 380 в, а по силе тока — через трансформатор тока. Первичный ток при этом может быть 100, 200, 300 и 400 а, вторичный — 5 а. Значение коэффициента трансформации тока  $K_{\text{тр.т}}$  соответственно может быть 20, 40, 60 или 80; оно должно быть известно на ГЭС.

Имеем:

$$N_{\text{г}} = \frac{(C_{\text{к}} - C_{\text{н}}) K_{\text{тр.т}}}{t} \text{ кВт},$$

где  $(C_{\text{к}} - C_{\text{н}}) \cdot K_{\text{тр.т}}$  — выработка электроэнергии в киловатт-часах.

Например, указанный счетчик подключен через трансформатор тока с  $K_{\text{тр.т}} = \frac{300}{5} = 60$ ; отсчеты по показаниям счетчика за время измерения: начальный в 9 час. 20 мин. — 8889,8, конечный в 9 час. 30 мин. — 8890,0. Интервал времени 10 мин., или 0,166 часа.

Мощность равняется

$$N_{\Gamma} = \frac{(8890,0 - 8889,8) \cdot 60}{0,166} = 72 \text{ кВт.}$$

Контрольный подсчет мощности по скорости вращения диска счетчика производится по формуле

$$N_{\Gamma} = \frac{3600nK_{\text{тр.т}}}{A_{\text{д}}t_{\text{с}}} \text{ кВт,}$$

где  $\frac{nK_{\text{тр.т}}}{A_{\text{д}}}$  — выработка в киловатт-часах.

По наблюдениям скорость вращения диска счетчика 13 оборотов за 60 сек. На основании этого

$$N_{\Gamma} = \frac{3600 \cdot 13 \cdot 60}{650 \cdot 60} = 72 \text{ кВт.}$$

*Пример 5.* «Счетчик трехфазного тока, типа ИТ (индуктивный трехфазный), класс точности 1,0 (1%), коэффициент счетного механизма  $K = 10$ ,  $\frac{6000}{100}$  в,  $\frac{40}{5}$  а, 50-герц (50 Hz), передаточное число счетчика: 1 кВт-ч = 5 оборотов диска ( $A_{\text{д}}$ ); ОСТ 6225, год изготовления 19... г., №...».

Счетчик трехфазный, подключается через измерительный трансформатор напряжения: с первичным напряжением 6000 в, вторичным (на счетчик) — 100 в, т. е. с коэффициентом трансформации  $K_{\text{тр.н}} = \frac{6000}{100} = 60$  и через трансформатор тока с первичным током (от генератора) — 40 а, вторичным — 5 а, т. е. с  $K_{\text{тр.т}} = \frac{40}{5} = 8$ . Таким образом, суммарный коэффициент трансформации  $K_{\text{тр}} = 60 \cdot 8 = 480$ .

Мощность по показаниям счетчика вычисляется по формуле

$$N_{\Gamma} = \frac{(C_{\text{к}} - C_{\text{н}}) \cdot K}{t} \text{ кВт}$$

и по данным контрольного подсчета по скорости вращения диска — по формуле

$$N_{\Gamma} = \frac{3600n}{A_{\text{д}}t_{\text{с}}} \text{ кВт,}$$

т. е. аналогично примеру 3.

На некоторых ГЭС такого типа счетчик подключают через измерительный трансформатор напряжения по его характеристике с  $K_{\text{тр.н}}=60$ , а трансформатор тока, в зависимости от мощности генератора на ГЭС, с другим коэффициентом трансформации.

Например, счетчик подключен через трансформатор напряжения с  $K_{\text{тр.н}} = \frac{6000}{100} = 60$  и трансформатор тока с  $K_{\text{тр.т}} = \frac{100}{5} = 20$ , т. е. с суммарным  $K_{\text{тр}} = 60 \cdot 20 = 1200$ ; отсчеты по показаниям счетчика за время измерения: начальный в 11 час. 47 мин. — 32066, конечный в 12 час. 25 мин. — 32082; продолжительность измерения 0,63 часа.

Подсчет мощности по показаниям счетчика при таком подключении производится по формуле

$$N_{\text{г}} = \frac{(C_{\text{к}} - C_{\text{н}}) \cdot K K_{\text{тр}}''}{t} \text{ кВт},$$

где  $K$  — коэффициент счетного механизма по характеристике счетчика (в данном случае  $K=10$ ),  $K_{\text{тр}}''$  — поправочный коэффициент трансформации, т. е. отношение коэффициента трансформации фактического подключения счетчика к коэффициенту

трансформации по характеристике:  $K_{\text{тр}}'' = \frac{K_{\text{тр}}'}{K_{\text{тр}}}$ , в данном случае  $K_{\text{тр}}'' = \frac{1200}{480} = 2,5$  или  $K_{\text{тр.т}}'' = \frac{20}{8} = 2,5$  — по коэффициенту трансформации тока, поскольку коэффициент трансформации по напряжению остается без изменения:  $K_{\text{тр.н}}'' = \frac{60}{60} = 1$ .

Подставляя приведенные значения в формулу, получим

$$N_{\text{г}} = \frac{(32082 - 32066) \cdot 10 \cdot 2,5}{0,63} = 476 \text{ кВт}.$$

Контрольный подсчет мощности по скорости вращения диска счетчика производится по формуле

$$N_{\text{г}} = \frac{3600 n K_{\text{тр}}''}{A_{\text{н}} t_{\text{с}}} \text{ кВт}.$$

Например, по наблюдениям скорость вращения диска счетчика составляла 25 оборотов диска за 90 сек.

Получается:

$$N_{\text{г}} = \frac{3600 \cdot 25 \cdot 2,5}{5 \cdot 19} = 474 \text{ кВт}.$$

*Пример 6.* «Счетчик трехфазного тока, класса точности 2,0 (2,0%), типа САЗУ-ИТ,  $\frac{10\,000}{100}$ -в, 8-а, 50 герц (50 Hz); коэффи-

циент счетного механизма  $K=1000$  (киловатт-час  $\times 1000$ ), передаточное число счетчика ( $A_n$ ): 1 квт-ч=0,125 оборотов диска, ГОСТ 6570-53, год изготовления 19... г., №...».

Счетчик подключается через измерительный трансформатор напряжения с  $K_{тр.н} = \frac{10\,000}{100} = 100$  и трансформатор тока с  $K_{тр.т} = \frac{1000}{5} = 200$ .

Мощность вычисляется по формуле

$$N_r = \frac{(C_k - C_n) \cdot K}{t} \text{ квт,}$$

где  $K$  — коэффициент счетного механизма счетчика, в данном случае равный 1000 (учитывает суммарный  $K_{тр} = K_{тр.т} \cdot K_{тр.н}$ ),  $(C_k - C_n) \cdot K$  — выработка в киловатт-часах. Например, отсчеты по показаниям счетчика: начальный — в 12 час. 55 мин. — 12333, конечный — в 13 час. 25 мин. — 12337; продолжительность измерения 0,5 часа. Тогда по счетчику

$$N_r = \frac{(12\,337 - 12\,333) \cdot 1000}{0,5} = 8000 \text{ квт.}$$

Мощность по скорости вращения диска определяется по формуле

$$N_r = \frac{3600n}{A_n t_c} \text{ квт,}$$

где  $\frac{n}{A_n}$  — выработка электроэнергии в киловатт-часах, остальные обозначения прежние. По наблюдениям скорость вращения диска счетчика 12 оборотов за 43 сек. Тогда

$$N_r = \frac{3600 \cdot 12}{0,125 \cdot 43} = 8000 \text{ квт.}$$

Аналогично примеру 6 подсчитывается мощность по счетчику, имеющему характеристику: «Счетчик трехфазного тока, класса точности 1,0 (1%), типа ИТ,  $\frac{15\,000}{1000}$  в,  $\frac{2000}{5}$  а, 50 герц (50 Hz), 1 квт-ч=0,04 оборота диска, коэффициент счетного механизма  $K=1000$  (киловатт-час  $\times 1000$ ), ОСТ 6225, год изготовления 19... г., №...».

Записи показаний электроприборов в журнале измерения расхода воды можно производить по форме, приведенной в табл. 58.

При наблюдениях по оборотам диска счетчика и однофазных счетчиков пользуются более развернутой формой для записи (табл. 59).

Записи по краткой форме производятся за время измерения на отдельном листке (в блокноте), который затем вклеивается

Таблица 58

Часы	Уровень, см		Показания счетчика	Показания приборов на щите					cos φ
	верхнего бьефа	нижнего бьефа		V <sub>л</sub> в	A <sub>1</sub> а	A <sub>2</sub> а	A <sub>3</sub> а	A <sub>ср</sub> а	
11 00	343	24	81309,1	396	130	140	140	137	0,80
11 15	342	24	81310,7	395	130	145	150	141	0,78
11 30	342	24	81312,4	395	130	140	150	140	0,78

Примечание: Приводка показаний верхней рейки к нижней +60 см. Напор 3,78 м. Коэффициент счетного механизма счетчика  $K=10$ . Выработка:  $A = 3,3 \times 10 = 33$  квт-ч. Мощность  $N_r = \frac{A}{t} = 66$  квт.

в журнал расхода воды или же непосредственно на свободном месте в журнале; записи по развернутой форме также желательно переносить в журнал расхода воды или прилагать к нему, но, кроме того, на них заводится отдельная тетрадь.

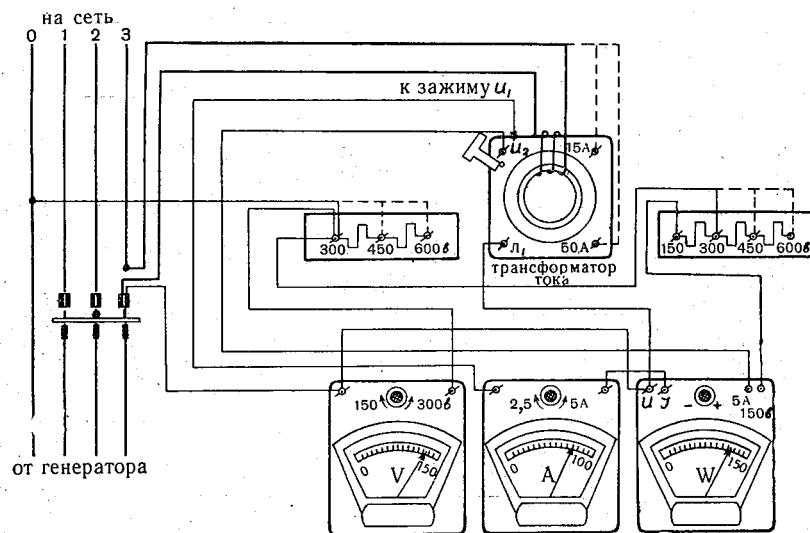


Рис. 149. Схема соединения и включения комплекта приборов типа КИП.

В ряде случаев, как уже указывалось, требуется проверка правильности показаний счетчиков с помощью КИП.

Схема включения в сеть приборов КИП изображена на рис. 149. Проверку с помощью КИП обычно приходится ограничивать одной фазой, так как прежде всего трудно достать три

Форма и пример записи показаний электроприборов

Время	Уровень воды, см		Напор Н, м	Отсчеты по счетчикам				Показания прибора на шите				Мощность $N_r$ квт по счетчику при $K_{тр.г} = 80$		Открытые турбины	$Q$ м <sup>3</sup> /сек.
	Верхнего бьефа	Нижнего бьефа		способ отсчета	фаза 1	фаза 2	фаза 3	$V_{л}$	$A_1$	$A_2$	$A_3$	$\cos \varphi$	I		
10 40	96	122		I 0629,9 25/118	0545/5 25/122	1024,1 25/120	360	275	260	250	0,90			10	
10 50				I 0627,0 25/116	0545,7 25/118	1024,2 25/122	375	280	260	260	0,88			10	
11 00			5,19	I 0627,1 25/120	0545,8 25/120	1024,3 25/118	375	260	250	240	0,92	144	145	10	3,60
11 10				I 0627,2 25/117	0545,8 25/118	1024,4 25/120	375	260	250	240	0,92			10	
11 20	98	122		I 0627	0545,9	1024,5	380	460	250	240	0,90			10	

Примечания: 1. Отметки нуля рейки верхнего бьефа 8,15 м усл., рейки нижнего бьефа 2,71 м усл. 2. Способы отсчета по счетчикам: I — обычный по показаниям счетчика, II — по времени в секундах за 25 оборотов диска счетчика. Передаточное число 1 квт-ч. = 1250 об. диска.

комплекта точных приборов; затем само включение КИП требует времени и сноровки.

Поверку работы электроприборов с помощью КИП и вообще тарировку турбин следует производить в условиях обычного режима работы ГЭС. Отклонение турбины от сети и нагрузка ее в целях тарировки на водяной реостат («батарея» из ряда железных листов, погруженная в воду) (рис. 150) создают условия сто-процентной бытовой нагрузки, чему соответствуют значения  $\cos \varphi \approx 1,00$  и к. п. д. генератора на несколько процентов больше, чем при аналогичной по величине сетевой нагрузке [65]. По данным точного ваттметра, входящего в состав КИП, поверяются прежде всего показания счетчика фазы, к которой приключен ваттметр. При более или менее равномерном распределении нагрузки по фазам такая поверка будет служить одновременно и поверкой для показаний других счетчиков.

Ведомость расходов воды, измеренных при тарировке турбин, может иметь различную форму в зависимости от условий измерений. Примерные формы ведомости приводятся в табл. 60 и 61.

Тарировка турбин малой ГЭС при небольших колебаниях напора может быть закончена обычно в один сезон, иногда даже за несколько дней. При значительных колебаниях напора и необходимости осветить всю или большую часть амплитуды этих колебаний измерениями, например в случаях долговременных понижений напора в половодье, тарировка производится в 2—3 приема.

Кроме того, тарировка иногда затягивается, и требуются повторные измерения в случаях, когда по ее данным получается недостаточно тесная связь между величиной расхода воды и мощностью. Причиной здесь может быть не только неточность гидрометрических измерений или наблюдений за выработкой, но



Рис. 150. Водяной реостат перед погружением в воду.

## ГЭС

Ведомость измеренных расходов воды через турбину при установлении связи  $Q_T = f(a)$

Дата	Номер турбины	Открытие турбины	Время очередного пуска турбины, ч. м.	Время начала и конца измерения расхода, часы	Створ	Уровень, см			Напор $H$ м	Средняя мощность за время измерения $N_T$ квт	Измеренный расход воды $Q$ м <sup>3</sup> /сек.	Расход утечек воды $Q_{\text{ф}}$ м <sup>3</sup> /сек.	Расход воды через турбину $Q_T$ м <sup>3</sup> /сек.	Примечание
						верхнего бьефа	нижнего бьефа	гидроствора						
10/VII	1	18°	17 00	19—21	Русло Подводящий канал	354	80	72	2,74	97	5,01	0,30	4,71	
11/VII	1	20°	8 05	12—15		358	82	—	2,76	104	5,07	—	5,07	

и неточность показаний электроприборов, о чем говорилось выше. Вопрос этот освещен дополнительно в примерах тарифовки и расчетов по отдельным ГЭС (см. стр. 306).

## Тарифовка водосливных отверстий

Тарифовка водосливных отверстий в тех случаях, когда она признана необходимой (см. стр. 248), имеет ближайшей практической целью получение достаточного числа опорных значений расходов воды через тарируемое отверстие, которые позволили бы установить надежную расчетную связь между расходом воды и напором — для водосливов — или расходом воды и напором и величиной открытия — для истечения через отверстие. Связь может быть непосредственной или же устанавливаться через посредство соответствующей типу отверстия гидравлической формулы. В последнем случае измерения служат для уточнения значений коэффициентов расхода  $m$  и  $\mu$  в гидравлических формулах применительно к данным условиям.

Основными гидравлическими формулами, с которыми приходится иметь дело при тарифовках и учете стока через водосливные отверстия на малых ГЭС, являются следующие:

$$Q = mb_c H \sqrt{2gH} \text{ — для незатопленных водосливов;}$$

$$Q = \mu b h_{\text{ш}} \sqrt{2gH_{\text{ш}}} \text{ — для отверстий в стенке и донных отверстий 1-го рода;}$$

$$Q = \frac{\varphi}{\sqrt{\alpha}} \epsilon b h_{\text{ш}} \sqrt{2g(H - \epsilon h_{\text{ш}})} \text{ — для донных отверстий 2-го рода.}$$



Таблица 61

ГЭС \_\_\_\_\_  
река \_\_\_\_\_

Ведомость измеренных расходов воды через турбину при установлении связи  $Q_T = f(N_T)$

№ расхода воды	Дата измерения	Часы измерения, ч. м.		Место измерения	Способ измерения		Уровень воды, см				Напор, м		№ турбины	Открытие, в усл. единицах
		начало	конец		число вертик. калей	число точек	верхнего бьефа	нижнего бьефа	начало	конец	средний	начало		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
6	29/V 1956	16 40	17 40	гидроствор в русле	6	3	9,72	9,80	5,93	5,93	3,79	3,83	1	31
11	2/VI 1956	9 30	10 20	гидроствор в русле	6	3	9,58	9,57	5,93	5,93	3,65	3,64	1	30
											3,64			

№ расхода воды	Показания счетчика <sup>1</sup>			Коэффициент счетного механизма	Выработка за время измерения расхода, кВт-ч	Средняя мощность, кВт	Уровень воды на гидро-створе над 0 графика		$Q_{изм}$ , м <sup>3</sup> /сек.	$Q_{ф}$ , м <sup>3</sup> /сек.	$Q_{изм} - Q_{ф}$ , м <sup>3</sup> /сек.	Примечание
	начало	конец	разность				начало	конец				
1	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
6	79873,9	79887,1	13,2	10	132	132	161	161	4,84	0,20	4,64	
11	81294,8	81304,8	10,0	10	100	120	165	165	4,45	0,40	4,05	

<sup>1</sup> В данной форме ведомости предусмотрено наличие на ГЭС трехфазного счетчика; при наличии трех счетчиков (по одному на каждую фазу) число граф для показаний счетчика соответственно увеличивается.

Все обозначения в указанных формулах объяснены в главе II (стр. 120 и 146), где также приведены значения  $m$  и  $\mu$ , рекомендуемые в гидравлических справочниках.

Тарировка производится по краткой программе, по возможности четко формулирующей задачи тарировки и содержание работ (см. приложения 3 и 4). Программа составляется по данным обследования на основании точного знания состояния плотины, повторяемости сбросов, наиболее часто открываемых отверстий и проч.

Измерения производятся на гидростворе на расстоянии до 0,5 км ниже плотины. Каждому измерению должно соответствовать строго определенное открытие того или иного отверстия или группы отверстий в водосливной части плотины, например отверстия 2 (рис. 141). Тарировку водосливных отверстий следует производить при закрытых турбинах. Опыт свидетельствует, что результаты тарировки отдельных отверстий при работе хотя бы одной турбины получаются неудовлетворительными, так как в этих случаях из измеренного расхода приходится вычитать величину расхода воды через турбину (по расчетной таблице) и принятую величину расхода на фильтрацию и утечки. В результате погрешности расчетных расходов воды через турбины и на фильтрацию отражаются на величине расхода через тарированное отверстие, составляя в ряде случаев значительную долю от принимаемой расчетной величины.

Тарировку по широкой программе следует производить на спаде половодья, при тарировке отдельных отверстий — в начале межени.

В плане тарировки водосливного отверстия опорные измерения расхода воды приурочиваются в зависимости от характера работы отверстия: при переменном напоре — к круглым значениям напора в пределах его колебаний, при групповых открытиях малоразмерных щитов — к обычно применяемым комбинациям их открытий, при неполных открытиях крупных щитов — к характерным открытиям, например среднему и крайним.

Тарировка отверстий планируется в соответствии с условиями работы отверстий и обоснованной практикой их открытия выборочно — для наиболее обычных открытий отдельных щитов и групп щитов.

Ниже приведены примеры плана тарировки водосливных отверстий в различных случаях:

1. В плотине, закрываемой многочисленными малоразмерными щитами (рис. 151), в межень и летне-осенние паводки обычно открываются щиты верхнего ряда в среднем пролете, а весной — большая часть или все щиты верхнего ряда и щиты второго ряда в среднем пролете. Обычные колебания уровня верхнего бьефа не превышают 20 см.

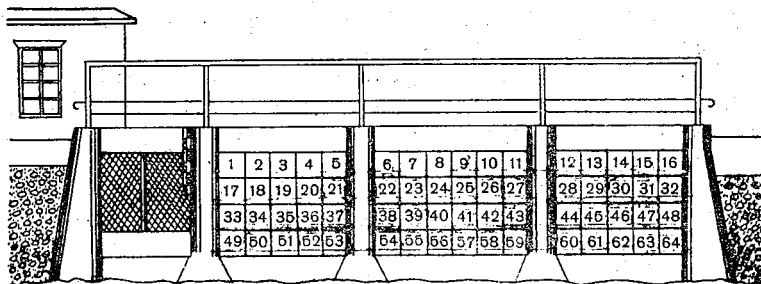


Рис. 151. Водосливное отверстие плотины с четырьмя рядами щитов малых размеров.

План тарировки

№ открытых отверстий	Уровень верхнего бьефа, см	Число расходов
7	450	1
7	430	1
9	440	1
7, 8	440	2
7, 8, 9	440	1
2, 3, 4	450	1
7, 23	430—450	2
7, 8, 23, 24	440	2
7, 8, 9, 23, 24, 25	430—450	1

2. Водосливное отверстие плотины, состоящее из 3 рядов маломерных щитов, открывается весной полностью, после чего закрытие производится постепенно: для нижних двух рядов целыми рядами, для верхнего ряда — частично (рис. 152).

План тарировки

Открытие	Число расходов
полное . . . . .	4
при закрытом нижнем ряде . . . . .	4
при закрытых двух нижних рядах . . . . .	4
при закрытых двух нижних рядах и различном частичном закрытии верхнего ряда . . . . .	6—8
Всего . . . . .	18—20

Напор, а следовательно, и уровни верхнего бьефа в данном случае задавать нельзя, кроме как при тарировке верхнего ряда.

Здесь тарировать следует при уровнях верхнего бьефа, соответствующих обычным условиям сбросов.

3. Плотина закрывается крупноразмерными щитами по одному в пролете (рис. 141). Щит открывается неполностью путем поднятия на различную высоту. Колебания уровня верхнего бьефа при эксплуатации ГЭС не превышают 0,5 м.

Измерения расходов воды на гидростворе следует производить, по возможности, при малых колебаниях напоров. При

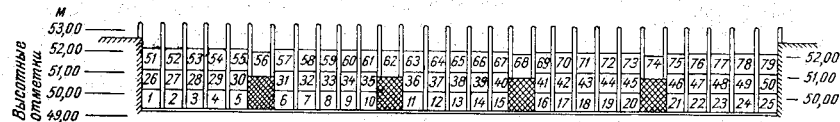


Рис. 152. Водосливное отверстие плотины с тремя рядами щитов малых размеров.

#### План тарировки

Открытие	Уровень верхнего бьефа, см	Число расходов
0,10 м	360—400	2
0,20 от высоты щита и т. д.	360—400	2
до 0,70 от высоты щита	360—400	10
		<u>Всего . . . 14</u>

тарировке водосливных отверстий. рекомендуется прибегать к многовертушечному способу измерения как в этих целях, так и для уменьшения расходования воды в случаях, когда сбросы даются специально для тарировки.

Ускоренный метод измерения приобретает особое значение при больших величинах измеряемых расходов. При значительных колебаниях уровня верхнего бьефа необходимо отмечать его при каждом переходе с вертикали на вертикаль и связывать измеренный расход со средневзвешенным уровнем верхнего бьефа, а следовательно, и с таковым же значением напора на тарлируемом отверстии за время измерения.

Для характеристики результатов тарировки водосливных отверстий ниже приведены данные двух тарировок относительно крупного щитового отверстия (табл. 62 и рис. 141), произведенных в первом случае по трем опорным открытиям, а во втором — по 5 открытиям (7 измерений). Измерения производились одной вертушкой в однородных условиях на русловом гидростворе в 150 м ниже ГЭС.

Таблица 62

## Результаты тарировок щитового отверстия № 2

№ расхода	Открытие щита, м	Уровень верхнего бьефа, см	Средний напор над центром отверстия, м	$Q_{изм}$ м <sup>3</sup> /сек.	$\mu$
1-я тарировка					
1	0,25	374—370	2,31	5,50	0,68
2	0,45	383—364	2,20	7,56	0,53
3	0,75	373—348	1,88	12,45	0,56
2-я тарировка					
1	0,50	365—346	1,87	9,73	0,665
2	0,50	376—373	2,08	9,81	0,640
3	0,40	370—365	2,07	8,01	0,653
4	0,30	364—369	2,11	6,15	0,662
5	0,30	346—351	1,92	5,86	0,665
6	0,20	355—358	2,06	3,96	0,644
7	0,10	363—372	2,22	2,06	0,647

В первом случае результаты тарировки недостаточны для принятия определенных значений коэффициента расхода в соответствующей гидравлической формуле и требуется дальнейшая тарировка. На результатах тарировки, очевидно, сказались значительные колебания напора во время измерений при недостаточно полных наблюдениях за его колебаниями.

Во втором случае результаты тарировки вполне удовлетворительны. Полученное среднее устойчивое значение  $\mu=0,65$  может быть использовано для составления расчетной таблицы расходов воды с помощью формулы истечения через отверстие  $Q = \mu b h_{щ} \sqrt{2gH_{щ}}$  [16].

Во всех случаях при составлении плана тарировки и ее проведении необходимо учитывать местные условия. Например, на одной из малых ГЭС водосброс состоит из трех пролетов совершенно одинакового типа и размеров с однотипными затворами. Однако в нижнем бьефе непосредственно за средним пролетом установлен бычок. Это сказывается отрицательно на пропускной способности среднего пролета, что и подтвердила тарировка, проводившаяся с одинаковой полнотой для среднего и для крайних пролетов. На другой ГЭС верхние грани щитов 2-го ряда находятся на весьма различной высоте (рис. 153). В результате пропускная способность отдельных водосливных отверстий, разделенных стойками, при открытии их вразбивку оказывается на 15% выше, чем при открытии их подряд, несмотря на то, что сжатие водного потока в отдельных отверстиях в первом случае

больше, чем во втором. В данном случае при сложном открытии пролетов отрицательное влияние неровного водосливного порога перевешивает уменьшение влияния сжатия. Соответственно тарировка и расчеты пропускной способности отверстий должны в данном случае вестись с учетом указанного обстоятельства.

### Измерение расходов фильтрации и утечки

Суммарный расход фильтрации и утечек на всех сооружениях малой ГЭС складывается из:

- 1) расхода фильтрации через грунты под зданием ГЭС;

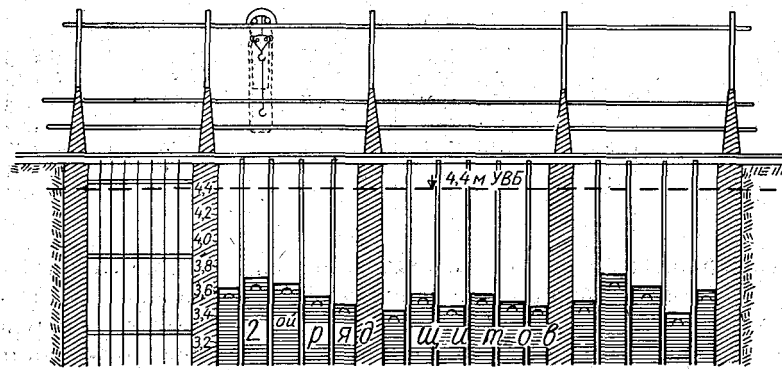


Рис. 153. Схема расположения щитов по высоте.

- 2) расхода утечек через неплотности направляющего аппарата неработающих турбин;

- 3) расхода фильтрации через грунты под водосливной частью плотины, а также в обход плотины и через земляные дамбы;

- 4) расхода утечек через неплотности затворов отверстий водосливной части плотины.

Расходы на фильтрацию через грунты под сооружениями и через земляные дамбы обычно весьма невелики и учитываются вместе с расходами на утечки. При этом фильтрационный расход под зданием ГЭС учитывается вместе с утечками через направляющий аппарат неработающих турбин, а фильтрационный расход под водосливной частью плотины и через земляные дамбы — вместе с утечками через неплотности затворов водосливных отверстий. Значительные величины расходов фильтрации под сооружениями и через земляные дамбы свидетельствуют об аварийном состоянии сооружений.

Расход фильтрации и утечек через неплотности направляющего аппарата неработающих турбин проще всего измерять

в отводящем канале ГЭС во время, когда все турбины не работают. К измерению возможно приступить через 10—15 мин. после полной остановки турбин. Затворы водосливных отверстий плотины также должны быть закрыты. В противном случае уровень в отводящем канале ГЭС будет подперт со стороны потока, идущего с плотины, и скорости в отводящем канале упадут до весьма малых величин, затрудняющих их измерение. При возможности, допускаемой компоновкой здания ГЭС, расход утечек и фильтрации должен быть измерен для каждой турбины в отдельности.

Расход фильтрации и утечек через неплотности затворов водосливных отверстий может быть измерен двояким путем: или непосредственно на створе, расположенном ниже плотины, но выше выхода в русло отводящего канала ГЭС; или на створе, расположенном в русле ниже выхода отводящего канала ГЭС. В последнем случае расход фильтрации и утечек через неплотности затворов будет равен измеренному в створе расходу за вычетом расхода фильтрации и утечек через направляющий аппарат неработающих турбин, измеренного особо. Измерение расхода фильтрации и утечек на створе в русле реки следует производить также при неработающих турбинах и спустя 1,5—2,0 часа после того, как будут закрыты турбины и плотина, т. е. после того, как спадет и установится уровень в нижнем бьефе.

Следует иметь в виду, что расходы фильтрации и утечек при нормальном состоянии сооружений и оборудования невелики и будут проходить при малых глубинах, возможно, отдельными сосредоточенными струями. Для измерения этих расходов в ряде случаев потребуются упорядочение русла в створе, т. е. местное углубление его и сбор отдельных струй в один общий поток.

Измерения повторяются 2—3 раза, и за величину расхода принимается среднее из них.

Расходы фильтрации и утечек как на ГЭС, так и на плотине могут изменяться с изменением величины напора. Величина напора может меняться в течение года, например, в результате сезонного регулирования стока. Поэтому желательно измерять расходы фильтрации и утечек при различных значениях напора с тем, чтобы установить их зависимость от напора, и в дальнейшем при учете стока пользоваться осредненными по сезонам величинами расхода фильтрации и утечек.

#### **4. СОСТАВЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ ЗАВИСИМОСТЕЙ И ВЫЧИСЛЕНИЕ РАСХОДОВ ВОДЫ**

Составление расчетных зависимостей или установление определенных величин расходов воды при учете стока на ГЭС производится отдельно для каждой составляющей суммарного рас-

хода. Также по отдельным составляющим с последующим суммированием производится вычисление ежедневных расходов воды.

### Вычисление расхода воды через турбины

Для вычисления расходов воды через турбины используются данные их тарировки. При нескольких турбинах и достаточной освещенности данными тарировки каждой из них вопрос о составлении отдельных или общей расчетных зависимостей для этих турбин решается по результатам тарировки.

Данные тарировки в отношении расходов воды через турбины могут, как уже указывалось, в зависимости от характера и режима работы ГЭС выражаться в различном виде, а именно:

1. При работе ГЭС в энергосистеме и при равномерной, хотя и различной в разные периоды (от нескольких часов до нескольких суток) нагрузке устанавливается связь расходов воды  $Q_T$  с открытием турбины  $a$ .

Эта связь в общем случае будет выражаться в виде серии кривых связи, из которых каждая отдельная кривая соответствует одному определенному значению напора (рис. 142).

При преобладании более или менее постоянного напора данными тарировки может быть освещена только основная кривая связи, соответствующая напору наиболее частой повторяемости. Для остальных значений напора в пределах его изменения в подобных случаях кривые связи строятся путем пересчета опорных точек связи  $Q_T$  и  $a$  основной кривой на другое значение напора при использовании известной формулы подобия

$$\frac{Q_T}{Q_1} = \frac{\sqrt{H}}{\sqrt{H_1}},$$

где  $Q_T$  — значение расхода воды с основной кривой связи при определенном открытии турбины  $a$  и напоре  $H$ ;  $Q_1$  — искомое значение расхода воды при том же открытии турбины  $a$  и напоре  $H_1$ .

На рис. 142 изображены кривые связи расхода воды через турбину в зависимости от ее открытия при различных напорах для радиально-осевой турбины Фойта. Кривые связи при напоре частой повторяемости  $H=3,0$  м получены по данным тарировки, а кривые связи при напорах редкой повторяемости  $H=2,5$  м и  $H=3,5$  м построены при использовании указанной выше формулы.

Координаты всех трех кривых приведены в табл. 63.

Для практического использования при вычислении стока табл. 63 может быть развернута в расчетную таблицу путем интерполяции значений  $Q_T$  для величин напора через каждые 0,01, 0,05 или 0,10 м (в зависимости от изменения значений расхода с колебанием величины напора) и для различных значений открытия.



В отдельных случаях при малых колебаниях напора, влияние которых на расход воды при тарировке уловить не удалось, достаточно дать расчетную таблицу расходов воды и открытый турбины при одном среднем значении напора, например,  $H = 3,0$  м. При таком подсчете стока отдельные резкие отклонения напора от средней его величины учитываются путем вычисления в необходимых случаях соответствующих им расходов воды по формуле подобия.

Таблица 63

Расходы воды ( $Q_T$  м<sup>3</sup>/сек) через радиально-осевую турбину в зависимости от открытия турбины и напора

Открытие турбины в условных единицах	Напор $H$ м.		
	2,5	3,0	3,5
23	5,48	6,0	6,48
20	4,75	5,2	5,62
19	4,56	5,0	5,40
18	4,38	4,8	5,18
17	4,11	4,5	4,85
15	3,47	3,8	4,10
10	1,92	2,1	2,27

2. При работе ГЭС с неравномерной нагрузкой и непрерывными колебаниями ее, регулируемые (автоматически или вручную) изменением открытия турбины (такой характер работы обычен для одиночных ГЭС), устанавливается связь расходов воды  $Q_T$  с часовой выработкой энергии или средней за час мощностью генератора  $N_T$ .

Связь расходов воды и мощности турбины и в данном случае выражается серией кривых, соответствующих каждой определенному значению напора.

При преимущественно незначительных колебаниях напора тарировкой обосновывается только кривая связи  $Q_T$  и  $N_T$ , соответствующая напору наиболее частой повторяемости (см. приложение 6); кривые связи при других значениях напора, в пределах его изменения, строятся в подобном случае путем пересчета опорных точек связи  $Q_T$  и  $N_T$  основной кривой на то или иное значение напора при использовании следующих формул подобия:

$$\frac{Q_T}{Q_1} = \frac{\sqrt{H}}{\sqrt{H_1}} \quad \text{и}$$

и

$$\frac{N_T}{N_1} = \frac{Q_T H}{Q_1 H_1} = \frac{H \sqrt{H}}{H_1 \sqrt{H_1}},$$

где искомыми величинами являются  $Q_1$  и  $N_1$ .

На рис. 142 изображены три кривые связи расходов воды и мощностей турбины, причем средняя кривая соответствует напору частой повторяемости  $H=3,0$  м и обоснована данными тарировки, а кривые при  $H=2,5$  м и  $H=3,5$  м построены с помощью указанных выше формул подобия.

Координаты всех трех кривых приведены в табл. 64.

Таблица 64

Расходы воды через радиально-осевую турбину в зависимости от мощности на зажимах генератора и напора

$H = 2,5$ м		$H = 3,0$ м		$H = 3,5$ м	
$Q_T$ м <sup>3</sup> /сек.	$N_T$ квт	$Q_T$ м <sup>3</sup> /сек.	$N_T$ квт	$Q_T$ м <sup>3</sup> /сек.	$N_T$ квт
5,5	91	6,0	120	6,5	151
4,8	82	5,2	108	5,6	136
4,6	80	5,0	105	5,4	133
4,4	78	4,8	102	5,2	128
4,1	74	4,5	97	4,9	122
3,5	62	3,8	82	4,1	103
1,9	30	2,1	40	2,3	50

Пример пересчета:

$H = 3,0$  м,  $H_1 = 2,5$  м,  $Q_T = 6,0$  м<sup>3</sup>/сек.,  $N_T = 120$  квт;

$$\frac{Q_T}{Q_1} = \frac{\sqrt{H}}{\sqrt{H_1}} \quad Q_1 = \frac{Q_T \sqrt{H_1}}{\sqrt{H}} = \frac{6 \sqrt{2,5}}{\sqrt{3}} = 5,5 \text{ м}^3/\text{сек.};$$

$$\frac{N_T}{N_1} = \frac{H \sqrt{H}}{H_1 \sqrt{H_1}};$$

$$N_1 = \frac{N_T H_1 \sqrt{H_1}}{H \sqrt{H}} = \frac{120 \cdot 2,5 \sqrt{2,5}}{3,0 \sqrt{3,0}} = 91 \text{ квт.}$$

При значительных и неравномерных колебаниях мощности в течение часа значения расходов воды, соответствующие средним часовым мощностям, регистрируемым на ГЭС, получаются не вполне точными за счет кривизны графиков связи  $Q_T$  и  $N_T$ . Однако ошибка в большинстве случаев невелика, что видно из примеров, приводимых в табл. 65.

Вычисление ежедневных расходов воды в целях подсчета стока производится через каждую отдельную турбину при использовании зависимостей типа приведенных на рис. 142 или соответствующим расчетным таблицам следующим образом: по данным на каждый час о величине открытия или величине мощности при данном значении напора снимается с соответствующей кривой связи или выбирается из расчетной таблицы значение

Таблица 65

Распределение мощности ( $N_{\Gamma}$ ) в течение часа	$N_{\Gamma}$ квт	$Q_{\Gamma}$ м <sup>3</sup> /сек.	$Q_{\text{ср. взв}}$ м <sup>3</sup> /сек.	$N_{\text{ср. взв}}$ квт	$Q_{\text{ср}}$ м <sup>3</sup> /сек.	$\Delta Q$ %
1	2	3	4	5	6	7
1. $t_1 = 45$ мин.	117,5	6,0	5,50	109	5,23	-4,9
$t_2 = 15$ "	84,0	4,0				
2. $t_1 = 15$ "	117,5	6,0	4,50	92	4,36	-3,1
$t_2 = 45$ "	84,0	4,0				
3. $t_1 = 45$ "	115	5,63	5,47	112,5	5,43	-0,7
$t_2 = 15$ "	105	5,0				

Примечание. Значения  $Q_{\text{ср}}$  в графе 6 получены по кривым связи  $Q_{\Gamma} = f(N_{\Gamma})$  и по соответствующим значениям  $N_{\text{ср. взв}}$  (гр. 5).

часового расхода воды. По значениям часовых расходов (за сутки) подсчитывается среднесуточный расход воды как средняя величина из часовых расходов.

Значения расхода воды берем из табл. 64 для соответствующих открытий турбины при напоре 3,0 м, пренебрегая незначительными колебаниями его.

## Выписка из журнала выработки ГЭС

Дата	Час	Уровень верхнего бьефа, см	Уровень нижнего бьефа, см	Напор, м	Время пуска турбины, час.	Открытие турбины, усл. ед.	Время остановки турбины, час.	Выработка, квт-ч.
6/IX	1	335	13	3,22	6	—	15	—
	2	336	13	3,23		—		—
	3	337	13	3,24		—		—
	4	338	13	3,25		—		—
	5	339	13	3,26		—		—
	6	340	13	3,27		—		—
	7	339	32	3,07		18		94
	8	338	33	3,05		18		91
	9	337	33	3,04		18		90
	10	337	33	3,04		18		89
	11	336	33	3,03		18		89
	12	335	33	3,02		18		88
	13	335	33	3,02		18		88
	14	334	33	3,01		18		89
	15	333	33	3,00	18	88		
	16	334	15	3,19	—	—		
	17	335	13	3,22	—	—		
	18	336	13	3,23	—	—		
	19	336	13	3,23	20	—	—	
	20	337	13	3,24		—	—	
	21	336	40	2,96		23	100	
	22	335	40	2,95		23	100	
	23	334	40	2,94		23	100	
	24	333	40	2,93		23	100	

Получаем:

открытие «18»  $Q_1=4,8$  м<sup>3</sup>/сек.;  $\Delta t_1=9$  час.;  
открытие «23»  $Q_2=6,0$  м<sup>3</sup>/сек.;  $\Delta t_2=4$  час.;

$$Q_{\text{ср. сут}} = \frac{Q_1 \Delta t_1 + Q_2 \Delta t_2}{24} = \frac{4,8 \cdot 9 + 6,0 \cdot 4}{24} = 2,80 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

При незначительных колебаниях напора и мощности в течение суток значение расхода воды вычисляется за весь период работы турбины по средним значениям  $H$  и  $N_T$  непосредственно по кривым  $Q_T=f(N_T, H)$  или по соответствующим таблицам. Если турбина работала неполные сутки, рабочий расход через турбину  $Q_T$  приводится к среднесуточному  $Q_{\text{ср. сут}}$  по формуле

$$Q_{\text{ср. сут}} = \frac{Q_T t}{24} \text{ м}^3/\text{сек.},$$

где  $t$  — время работы турбины в часах.

При наличии нескольких турбин их расходы суммируются и приводятся к среднесуточному по формуле

$$Q_{\text{ср. сут}} = \frac{Q_{T_1} t_1 + Q_{T_2} t_2 + \dots + Q_{T_n} t_n}{24} \text{ м}^3/\text{сек.}$$

Подсчет среднесуточных расходов воды через турбину можно упростить, строя и используя связи среднесуточных расходов воды и суточных выработок энергии. Однако использование подобных связей допустимо только при работе турбины с малыми колебаниями мощности и выработки.

При резких колебаниях нагрузки и выработки в различные сутки подсчет стока по суточным значениям выработки недопустим, так как изменения напора и коэффициента полезного действия турбины, сопровождающие колебания выработки, нарушают однозначную связь между значениями суточных выработок и расходов воды.

*Пример.* Агрегат ГЭС по условиям нагрузки работал 6/X в течение 12 час. при мощности 100 квт с к. п. д. 0,8; 7/X тот же агрегат работал 24 часа при мощности 50 квт с к. п. д. 0,6; напор в обоих случаях 4 м.

Выработка как за первые, так и за вторые сутки одинакова и равна:

$$6/X \quad 100 \times 12 = 1200 \text{ квт-ч,}$$

$$7/X \quad 50 \times 24 = 1200 \text{ квт-ч.}$$

По кривой связи суточных выработок и среднесуточных расходов расход воды за 6/X и 7/X должен, очевидно, получаться одинаковым, что неверно.

Действительно, по известной зависимости, связывающей основные параметры турбины  $N_T$ ,  $\eta_T$ ,  $Q_T$  и  $H$ ,

$$N_T = 9,81 \eta_T Q_T H,$$

расход воды, соответствующий часовой выработке, и среднесуточный расход получаются равными

$$6/X \quad Q_{\text{час}} = \frac{N_1}{9,81 \eta_1 H} = \frac{100}{9,81 \cdot 0,8 \cdot 4,0} = 3,18 \text{ м}^3/\text{сек.},$$

$$Q_{\text{сут}} = \frac{3,18 \cdot 12}{24} = 1,59 \text{ м}^3/\text{сек.};$$

$$7/X \quad Q_{\text{час}} = \frac{N_2}{9,81 \eta_2 H} = \frac{50}{9,81 \cdot 0,6 \cdot 4,0} = 2,13 \text{ м}^3/\text{сек.},$$

$$Q_{\text{сут}} = \frac{2,13 \cdot 24}{24} = 2,13 \text{ м}^3/\text{сек.},$$

т. е. расхождение между расходами воды в указанные два дня оказывается значительным.

#### Вычисление расхода воды через водосливные отверстия

Для вычисления расходов воды через водосливные отверстия составляются расчетные таблицы, связывающие расходы воды через то или иное щитовое отверстие или группу однотипных щитовых отверстий с напором (здесь напор определяется как разность отметок уровня верхнего бьефа и порога или центра щитового отверстия) или уровнем верхнего бьефа, а при неполном открытии отверстия и с величиной открытия.

Расчетные таблицы составляются на основе достоверных данных тарировки.

В отношении полноты этих данных возможны два случая:

1. Данные тарировки достаточно полны для составления расчетной таблицы для всей амплитуды колебания напора непосредственно по этим данным.

2. Данные тарировки достаточны только для уточнения коэффициентов расхода в гидравлической формуле, соответствующей виду водосливного отверстия и форме истечения. В этом случае значения расхода для всей амплитуды колебания напора определяются по соответствующей гидравлической формуле с коэффициентом расхода, полученным по данным тарировки.

Для маломерных щитов одного горизонтального ряда, открываемых полностью, при расположении нижней грани отдельных щитов этого ряда практически на одной высоте (отклонения от средней высоты не более 3—5% от высоты щита) и близких значениях расходов воды через отдельные щиты по данным тарировки значения расходов воды через любое щитовое отверстие одного и того же ряда допустимо давать при одних и тех же уровнях одинаковыми. В качестве примера табличной формы

зависимости расхода воды через щитовое отверстие от уровня воды верхнего бьефа приводится табл. 66.

Таблица 66

Расходы воды ( $Q$  м<sup>3</sup>/сек.) через водосливные отверстия (щиты) плотины ГЭС

Уровень воды верхнего бьефа, см	Расход воды через щит		
	щит 1-го ряда	увеличение за счет щита 2-го ряда	увеличение за счет щита 3-го ряда
440	1,65	3,60	5,25
441	1,66	3,62	5,26
442	1,67	3,63	5,26
443	1,68	3,65	5,27
444	1,69	3,66	5,27
445	1,70	3,67	5,28
446	1,71	3,69	5,28
447	1,72	3,70	5,29
448	1,73	3,72	5,29
449	1,74	3,73	5,30
450	1,75	3,75	5,30

Примечание. При открытии щитов двух или трех рядов расход получается суммированием цифр соответственно двух или трех колонок таблицы.

При расположении нижних граней отдельных однотипных щитов одного и того же горизонтального ряда на различной высоте (отклонения от средней высоты более чем на 5% от высоты щита) зависимость расхода воды через щитовое отверстие от напора строится одна для всех щитов. Расчетная таблица расходов воды через щитовое отверстие в результате перехода от напора к уровням верхнего бьефа и учета разного высотного положения щитов составляется отдельно для каждого щита.

На рис. 154 изображена кривая зависимости расходов воды через одно щитовое отверстие верхнего ряда щитов от напора, полученная на основе данных тарировки нескольких щитов верхнего ряда (точки измеренных расходов воды нанесены на чертеж).

Приведенная кривая связи служит основой для составления расчетной таблицы.

На рис. 154 рядом со шкалой напоров показаны шкалы уровня верхнего бьефа для щитов № 5 и 7, из которых щит № 5 расположен на 22 см выше щита № 7. В результате график зависимости расходов воды от уровня верхнего бьефа для щита

№ 5 оказывается сдвинутым на 22 см вверх по отношению к графику зависимости для щита № 7.

В соответствии с высотой расположения остальных щитов будут располагаться в поле координат и зависимости для расходов воды от уровня верхнего бьефа для этих щитов. Пример

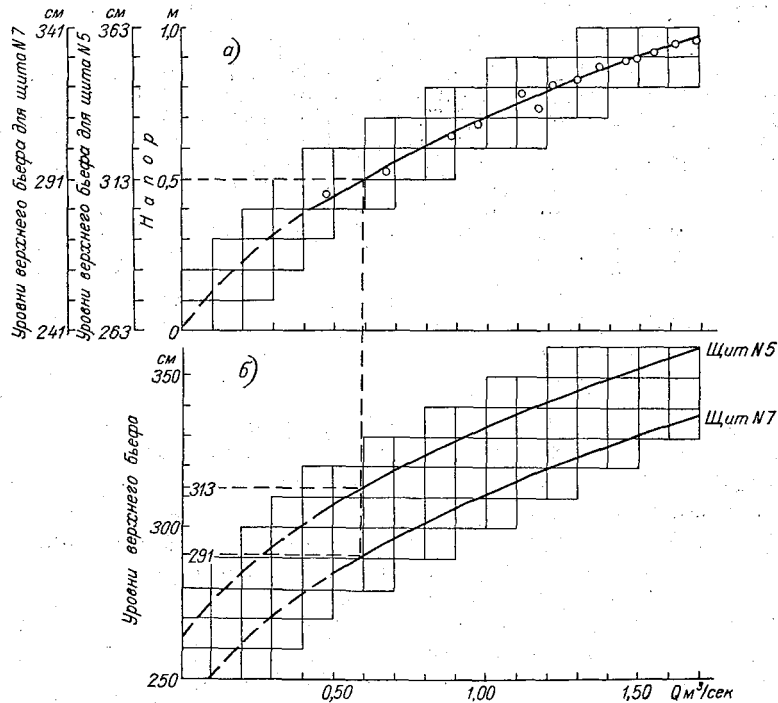


Рис. 154. Кривые зависимости расхода воды через щитовое отверстие:  
а — от напора; б — от уровня верхнего бьефа.

подобной расчетной таблицы расходов воды через отдельные щиты верхнего ряда приведен в табл. 67.

При использовании для составления расчетной таблицы той или иной гидравлической формулы с уточненным по данным тарировки значением коэффициента расхода расчет расходов воды производится обычным путем.

Расчетные расходы воды вычисляются по формуле при различных значениях напора  $H$ . Ширина отверстия известна из данных обмера щитовых отверстий.

Таблица расчетных расходов воды в случае открытия щитового отверстия не на полную высоту щита (при щитах крупных размеров) составляется, как известно, с учетом зависимости

Таблица 67

Расходы воды (в м<sup>3</sup>/сек.) в зависимости от уровня верхнего бьефа для щитов верхнего ряда

Уровень верхнего бьефа, см	№ щитов											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
330	1,07	0,978	1,27	1,05	0,934	1,24	1,48	1,27	1,19	1,29	1,43	1,35
331	1,10	1,00	1,29	1,07	0,956	1,27	1,51	1,29	1,22	1,32	1,46	1,38
332	1,12	1,02	1,32	1,10	0,978	1,29	1,54	1,32	1,24	1,35	1,48	1,40
333	1,14	1,05	1,35	1,12	1,00	1,32	1,57	1,35	1,27	1,38	1,51	1,43
334	1,17	1,07	1,38	1,14	1,02	1,35	1,60	1,38	1,29	1,40	1,54	1,46
335	1,19	1,10	1,40	1,17	1,05	1,38	1,63	1,40	1,32	1,43	1,57	1,48
336	1,22	1,12	1,43	1,19	1,07	1,40	1,66	1,43	1,35	1,46	1,60	1,51
337	1,24	1,14	1,46	1,22	1,10	1,43	1,69	1,46	1,38	1,48	1,63	1,54
338	1,27	1,17	1,48	1,24	1,12	1,46	1,72	1,48	1,40	1,51	1,66	1,57
339	1,29	1,19	1,51	1,27	1,14	1,48	1,75	1,51	1,43	1,54	1,69	1,60
340	1,32	1,22	1,54	1,29	1,17	1,51	1,73	1,54	1,46	1,57	1,72	1,63
341	1,35	1,24	1,57	1,32	1,19	1,54	1,81	1,57	1,48	1,60	1,75	1,66
342	1,38	1,27	1,60	1,35	1,22	1,57	1,84	1,60	1,51	1,63	1,78	1,69

расхода воды от двух переменных — напора над центром отверстия или уровня верхнего бьефа и величины открытия.

Расчетную таблицу расходов воды составляют первоначально в зависимости от напора над центром отверстия, а затем приводят напоры к уровням верхнего бьефа. Для перевода напоров в уровни верхнего бьефа рекомендуется пользоваться вспомогательным графиком (рис. 155).

По вспомогательному графику определяют величины напора относительно центра отверстия, соответствующие круглым значениям уровня верхнего бьефа 340, 350, 360 см и т. д. при определенном открытии щита (в данном на рис. 155 примере на 0,20 м).

По гидравлической формуле расхода воды через донное отверстие

$$Q = \mu b h_{\text{щ}} \sqrt{2gH_{\text{ц}}}$$

( $\mu$  — коэффициент расхода по данным тарировки,  $b$  — ширина отверстия,  $h_{\text{щ}}$  — высота отверстия, в данном примере равная 0,20 м,  $g$  — ускорение силы тяжести 9,81 м/сек.<sup>2</sup>,  $H_{\text{ц}}$  — напор, равный превышению уровня верхнего бьефа над центром отверстия) вычисляют значения расходов воды, соответствующие полученным напорам, а следовательно, и сопряженным с ними уровням верхнего бьефа, например, для напора 0,80 м и уровня верхнего бьефа 340 см при открытии 0,20 м

$$Q = \mu b h_{\text{щ}} \sqrt{2gH_{\text{ц}}} = 0,70 \cdot 4,01 \cdot 0,20 \cdot 4,43 \cdot 0,89 = 2,20 \text{ м}^3/\text{сек.}$$



Ниже приведен пример таблицы подобного вида (табл. 68).

Таблица 68

Расходы воды (в м<sup>3</sup>/сек.) через отверстие при неполном открытии щита

Открытие щита, см	Уровень верхнего бьефа, см					
	340	350	360	370	380	390
10 см $H$ м . . . . .	0,85	0,95	1,05	1,15	1,25	1,35
$Q$ м <sup>3</sup> /сек. . . . .	1,14	1,19	1,25	1,31	1,38	1,43
20 см $H$ м . . . . .	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,30
$Q$ м <sup>3</sup> /сек. . . . .	2,20	2,34	2,47	2,58	2,70	2,82

Для практического использования таблица подобного рода разворачивается в более широкую расчетную таблицу, в которой

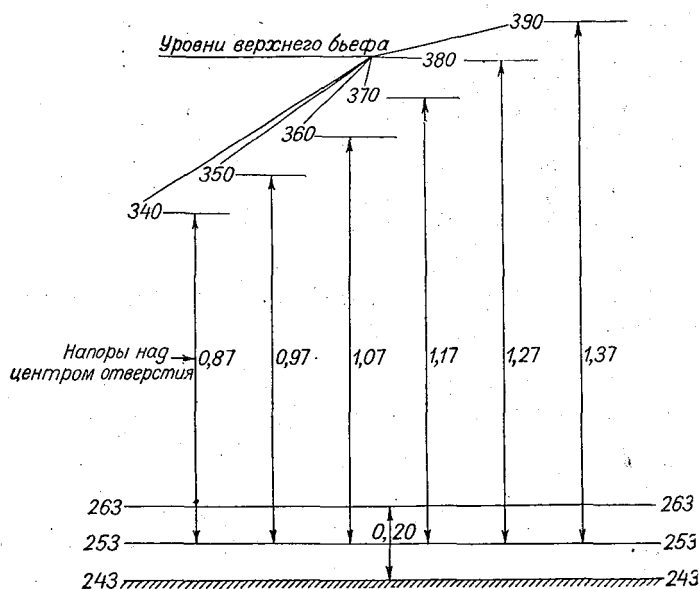


Рис. 155. Вспомогательный график для перевода напоров над центром отверстия в уровни верхнего бьефа.

значения  $Q$  даются для уровней верхнего бьефа через 10 см или даже через 1 см, а значения  $H$ , как вспомогательные при первоначальном вычислении опорных точек, могут быть опущены (см. приложения 7, 8).

Вычисление ежедневных расходов воды через щитовые отверстия производится на основе записей в журнале открытия щитов и расчетной таблицы.

При колебании расхода воды через щитовое отверстие вследствие колебания уровня верхнего бьефа в течение суток среднесуточный расход через этот щит вычисляется как средневзвешенный из всех различных расходов за сутки.

При открытии в течение суток нескольких щитовых отверстий среднесуточные расходы через отдельные отверстия суммируются.

*Пример.*

Выписка из журнала открытия щитов плотины ГЭС

Дата	Открытие			Закрытие		
	время, часы	уровень верхнего бьефа, см	№ щитов	время, часы	уровень верхнего бьефа, см	№ щитов
6/IX	2	340	2,3	..	..	..
	3	339	2,3			
	4	337	2,3			
	5	335	2	5	335	3
	6	334	2			
	7	333	2			
	8	332	—	8	332	2

Примечание. С 0 до 2 час. и с 8 до 24 час. все щиты закрыты.

Уровни верхнего бьефа приняты средние за время открытия щитов № 2 и 3. Через щит № 2 при среднем УВБ=336 см (табл. 68)  $Q=1,12 \text{ м}^3/\text{сек.}$ , через щит № 3 при УВБ=338 см  $Q=1,48 \text{ м}^3/\text{сек.}$

Тогда

$$Q_{\text{ср. сут}} = \frac{Q_2 t_2 + Q_3 t_3}{24} = \frac{1,12 \cdot 6 + 1,48 \cdot 3}{24} = 0,47 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

При однотипных и одноразмерных отверстиях одного горизонтального ряда, где пропускная способность единичного отверстия может быть принята одинаковой, вычисление расхода воды за сутки производится без деления по отдельным отверстиям по суммарному числу щито-часов.

#### Вычисление фильтрационного расхода воды

Величина расхода утечек и фильтрации в створе ГЭС складывается из нескольких составляющих.

При закрытых турбинах потери в створе ГЭС всегда несколько больше, чем при действующих турбинах, за счет утечек через неплотности в закрытом направляющем аппарате турбин. Например, полный расход воды на утечки и фильтрацию при закрытых турбинах равняется

$$Q_{\phi_1} = 0,40 \text{ м}^3/\text{сек.};$$

расход воды на утечки при закрытых турбинах

$$Q_{\phi_2} = 0,10 \text{ м}^3/\text{сек.};$$

расход воды на утечки и фильтрацию при работе турбин

$$Q_{\phi_3} = Q_{\phi_1} - Q_{\phi_2} = 0,30 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

Величина расхода воды на утечки и фильтрацию в створе ГЭС учитывается по данным тарифовки.

При работе турбины неполное время суток среднесуточный расход воды на утечки вычисляется как средневзвешенный из различных по величине в течение суток расходов на утечки.

*Пример.* Фильтрационный расход воды в створе ГЭС при закрытой турбине составляет

$$Q_{\phi_1} = 0,40 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

Фильтрационный расход при работе турбины составляет

$$Q_{\phi_3} = 0,30 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

6/IX турбина работала 13 час. и стояла 11 час.

$$Q_{\phi_{\text{сут}}} = \frac{0,40 \cdot 11 + 0,30 \cdot 13}{24} = 0,35 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

### Вычисление суммарных расходов воды

Суммарный расход воды в створе ГЭС складывается, как указано выше, из расходов воды через турбины, через щитовые отверстия и из фильтрационного расхода. Среднесуточный расход воды за 6/IX в соответствии с разобранными выше примерами составит

$$Q_{\text{сум}} = Q_{\text{т}} + Q_{\text{щ}} + Q_{\phi} = 2,80 + 0,47 + 0,35 = 3,62 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

Подсчет ежедневных расходов воды в периоды, когда отсутствуют сбросы, при наличии как одного, так и нескольких агрегатов может производиться непосредственно в месячной рабочей ведомости, примерная форма которой с соответствующими подсчетами дана в приложении 6. В периоды сбросов рекомендуется, в особенности при работе нескольких отверстий на разных в течение суток открытиях и при переменных напорах, подсчеты расходов воды по отдельным составляющим производить перво-

начально на суточных листах, на которых подсчитываются и значения расходов воды по другим составляющим, а также величины суммарных ежедневных расходов. Формы суточных листов с примерами подсчетов приведены в приложениях 7 и 8.

Ниже приведены примеры тарировки турбин и водосливных отверстий на ряде малых ГЭС.

## 5. ПРИМЕРЫ ВЫПОЛНЕННЫХ ТАРИРОВОК

### Тарировка и получение расчетной зависимости для турбины Даймищенской ГЭС

Даймищенская ГЭС является самой верхней станцией в каскаде на р. Оредеж, который входит в систему Ленэнерго, что обеспечивает составляющим его ГЭС постоянную нагрузку. Даймищенская ГЭС, как самая верхняя, свободна от влияния не всегда четкого суточного регулирования стока на других ГЭС.

На ГЭС установлена одна турбина Фойт-IV на 180 квт, которая при среднем напоре 3,0 м и полном открытии турбины дает не более 120 квт.

Заводскими характеристиками турбина не снабжена, и в паспорте ее содержатся только следующие данные:

$D = 140 \text{ см}$			
$H$ м . . . . .	2,90	3,40	3,80
$Q$ м <sup>3</sup> /сек. . . . .	5,65	6,00	6,30
$n$ об/мин . . . . .	95	95	95
$N$ квт . . . . .	128	162	180

Приведенные данные относятся к оптимальному открытию турбины. Регулярный учет стока на ГЭС решено было организовать в связи с планом постепенного развития этого дела на малых ГЭС.

Отсутствие заводских характеристик потребовало полной тарировки турбины. Постоянная нагрузка и независимость от пусков с других ГЭС определили тарировку на получение зависимости  $Q_T = f(a)$ .

Тарировка произведена в обычных условиях работы турбины на сеть. Расходы воды определялись в основном на русловом гидростворе в 200 м ниже ГЭС и частично в подводящем канале. Собственно тарировка была выполнена в межень 1952 г.; контрольные измерения произведены весной 1953 и 1956 гг. (табл. 69).

Измерения в русле производились в 1952 г. в условиях сильного зарастания русла (трава на створе выкашивалась), с мостика, вертушкой на штанге, на 6 вертикалях, трехточечным методом при ширине реки ~20 м, т. е. с обычной точностью полевых гидрометрических работ. При измерениях на створе при-

Таблица 69

Измеренные расходы воды через турбину ( $Q$ ), открытие ее направляющего аппарата ( $a$ ) и напоры  $H$ . Даймищенская ГЭС на р. Оредеж

Дата	Створ	Напор $H$ м	$Q$ , м <sup>3</sup> /сек.	$a$
10/VII 1952 г.	Русловой	3,04	4,71	18
11/VII	Подводящий канал	(3,00)	4,50	18
11/VII	Русловой	3,00	5,08	18
13/VII	"	3,01	5,36	20
27/VII	"	2,94	5,01	20
27/VII	Подводящий канал	2,95	5,07	20
28/VII	Русловой	3,30	2,10	10
30/VII	"	3,16	3,92	15
30/VII	"	3,16	3,64	15
7/VIII	"	2,94	4,76	18
7/VIII	Подводящий канал	2,94	4,62	18
13/VIII	Русловой	2,87	6,24	23
1/X	"	2,97	5,06	19
1/X	"	2,94	5,39	19
2/X	"	3,16	6,06	23
4/IV 1953 г.	Русловой	3,10	4,88	17
3/IV 1956 г.	Подводящий канал	3,12	4,00	15
4/IV	"	3,04	4,43	16
4/IV	"	3,00	5,12	18

шлось столкнуться с подъемом уровня после начала работы турбины, каждый раз в течение продолжительного времени, несмотря на практически постоянную величину расхода воды, пропускающуюся в отдельных случаях через турбину, при данном ее постоянном открытии и относительно малых колебаниях среднего напора.

Колебания уровня объясняются реакцией сильно заросшего русла на изменение расхода и не служат препятствием для тарировки. Вместе с тем связь между расходами и уровнями воды отсутствует; можно считать, что кривая расходов воды фактически представляет прямую, параллельную оси ординат. Расхождения между остальными расходами воды, измеренными при одинаковых открытиях турбины, лежат в пределах 1—10%, что вполне закономерно для измерений в указанных условиях. Открытия являются величинами заданными. Надо отметить, что вообще открытия турбины на Даймищенской ГЭС изменяются редко вследствие постоянства ее нагрузки и зарегулированности стока. Большинство измерений произведено при напорах около 3,0 м, которые наблюдаются большую часть года. Поэтому было признано достаточно точным и практически обоснованным составить основную расчетную зависимость расходов воды через турбину от ее открытия при преобладающих значениях напора

2,90—3,10 м, опираясь непосредственно на данные измерения (рис. 142). Для учета влияния более значительных отклонений напора (в сторону увеличения в предвесенние месяцы и в сторону уменьшения весной) составлены опорные зависимости расходов воды от открытий при  $H=2,5$  и  $3,5$  м при использовании известных формул подобия

$$\frac{Q_T}{Q_1} = \frac{\sqrt{H}}{\sqrt{H_1}},$$

$$\frac{N_T}{N_1} = \frac{H\sqrt{H}}{H_1\sqrt{H_1}},$$

где  $Q_T$  и  $N_T$  — расход воды в м<sup>3</sup>/сек. и мощность в квт, соответствующие наблюдаемому напору  $H$ , а  $Q_1$  и  $N_1$  — приведенный расход воды и мощность, соответствующие напору  $H_1$ .

Указанные формулы, строго говоря, применимы при неизменных к. п. д. турбины, не гарантируют абсолютной точности результатов, однако в данных условиях, при устойчивых к. п. д. турбины Фойта и в общем небольших по времени периодах с пониженными и повышенными напорами, они вполне могут быть использованы. Опорные зависимости, приведенные на рис. 142, могут быть развернуты в подробные расчетные таблицы до 1 см напора и 1° открытия.

В 1961 г. после текущего ремонта турбины, произведенного в период капитального переустройства плотины, зависимости  $Q_T=f(a)$  несколько изменились, тогда как связи  $Q_T=f(N_T, H)$  остались в основном прежними. Поэтому с 1962 г. подсчет стока через турбины производится по связи расхода воды с мощностью.

Сток по Даймищенской ГЭС подсчитывается с 1952 г.; данные вполне доброкачественны и помещаются в Гидрологических ежегодниках.

#### Тарифовка и получение расчетной зависимости для турбины Белогорской ГЭС

Белогорская ГЭС на Оредежском каскаде входит в систему Ленэнерго и имеет постоянную нагрузку. Некоторая неравномерность в поступлении воды с выше расположенных ГЭС диктует на Белогорской ГЭС иногда вынужденные изменения в открытии турбины, не обусловленные изменениями нагрузки. В силу указанного, а также с целью получения зависимости  $Q_T$  от  $N_T$  в условиях постоянной нагрузки турбина на Белогорской ГЭС тарифовалась на установление связи

$$Q_T = f(N_T),$$

причем под  $N_T$  понимались часовые мощности, численно равные

выработке энергии за час, а под  $Q_T$  — соответствующие этим мощностям расходы воды.

На Белогорской ГЭС установлена турбина типа Фойт-IV на 180 квт, т. е. такая же и с теми же данными, что и на Даймищенской ГЭС. ГЭС работает обычно при напорах порядка 3,80 м, и турбина при открытии, близком к полному, дает проектную мощность. Колебания напора, как правило, невелики, кроме периода половодья, когда напор падает.

Измерения расходов воды производились на гидростворе в русле реки, в 160 м ниже ГЭС, так как измерения в подводящем канале оказались невозможными из-за отсутствия доступа к нему, а в коротком отводящем канале при крайне турбулентном характере течения в нем производство измерений было признано недостаточно точным (из трех пробных параллельных измерений расходов воды в отводящем канале и на гидростворе в русле в двух случаях расхождение было порядка 1%, но в одном случае оно превысило 10%).

Тарировка турбины заключалась в измерении расходов воды на гидростворе при различных постоянных открытиях направляющего аппарата турбины (все щиты были закрыты) и одновременной регистрации выработки по счетчику (трехфазному), а также на основе показаний других измерительных приборов — амперметра ( $I$ ), вольтметра ( $V_n$ ) и фазометра ( $\cos \varphi$ ), которые дают возможность вычислять мощность по формуле

$$N_T = \frac{\sqrt{3} V_n I \cos \varphi}{1000} \text{ квт.}$$

Показания с приборов снимались через каждые 10 мин., причем внутричасовых колебаний мощности почти не наблюдалось.

Измерения расходов воды на гидростворе производились при установившемся уровне, поскольку подпора в русле при отсутствии травяной растительности и больших уклонах не было. Некоторые измерения, считаясь с условиями работы ГЭС, приходилось начинать сразу же после того, как устанавливался уровень. Измерения велись с лодки при помощи вертушки на штанге, на 6 вертикалях, трехточечным методом при ширине реки 20—30 м. Всего для тарировки турбин в 1953—1956 гг. измерено 14 расходов воды (табл. 70). Разброс точек в общем невелик.

Значения часовых мощностей, снятые со счетчика, сравнивались в большинстве случаев со значениями, вычисленными по формуле. Как видно из данных, приведенных в табл. 70, расхождения невелики и возникают скорее всего по причине не вполне точных отсчетов по амперметрам и вольтметру при непрерывных колебаниях стрелок этих приборов, но не из-за неточности показаний счетчика.

Нанесение точек расходов воды и сопряженных мощностей на чертеж, а также сравнение между собой значений мощностей,

Таблица 70

Расходы воды через турбину ( $Q_T$ ) и часовые мощности ( $N_T$ )

Дата измерения расхода воды	$Q_T$ м <sup>3</sup> /сек.	$H$ (напор) м	$N_T$ кВт по счетчику	$V_B$	$I_{cp}^a$	$\cos \varphi$	$N_T$ кВт по формуле	Примечание
17/VII 1953	1,93	4,14	46	—	—	—	—	
17/VII	4,60	3,90	136	—	—	—	—	
17/VII	6,19	3,74	180	—	—	—	—	
18/X 1955	4,46	3,81	145	—	—	—	—	
28/V 1956	6,10	3,90	169	—	—	—	—	
29/V	4,64	3,83	132	410	182	0,99	128	
31/V	6,79	3,88	186	403	253	1,00	177	
31/V	6,13	3,93	181	—	—	—	—	
31/V	(7,09)	3,72	175	410	230	0,99	162	Измерен при небольшом сбросе
31/V	5,34	3,92	165	410	225	0,98	158	
2/VI	2,77	3,80	66	395	140	0,79	75	
6/VII	6,20	3,81	185	400	260	0,95	172	
6/VII	6,54	3,72	182	400	260	0,95	172	
26/IX	6,15	3,76	175	397	248	0,97	164	

полученных по счетчикам и по формуле, производилось на месте тарировки, и так надо поступать во всех случаях тарировок.

Расходы воды через турбины измерялись при различных напорах, в общем незначительно отличающихся друг от друга и от того среднего значения напора, примерно равного 3,80 м, около которого колеблются значения напора на ГЭС большую часть года. Поэтому было решено нанести на чертеж первоначально точки связи расходов воды и мощностей, установленных по счетчику, без приведения их к одному напору. Результат получился вполне удовлетворительный, позволивший провести зависимость  $Q_T = f(N_T)$ , которую можно считать действительной для  $H = 3,65 - 4,00$  м (рис. 156).

При приведении по формулам подобия наблюдаемых значений  $Q_T$  и  $N_T$  к одному значению напора  $H = 3,80$  м точки и кривая  $Q_T = f(N_T)$  смещаются незначительно. Построение по формулам подобия серии кривых  $Q_T = f(N_T)$  для значений  $H = 3,60; 3,70; 3,80; 3,90$  и  $4,00$  м создает в данном случае только видимость уточнения и в то же время усложняет обработку материалов и подсчеты стока. Поэтому для расчетов расходов воды при обычных напорах окончательно была принята кривая  $Q_T = f(N_T)$ , полученная по фактически наблюдаемым данным.

В периоды весеннего паводка при падении напоров до значений ниже 3,60 м значения расходов воды должны вычисляться по кривым  $Q_T = f(N_T)$  (или таблицам) для  $H = 3,50; 3,40$  м и т. д.,



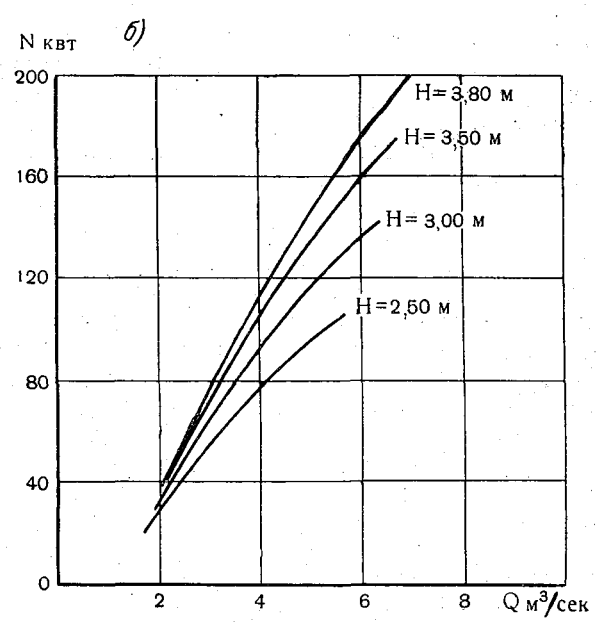
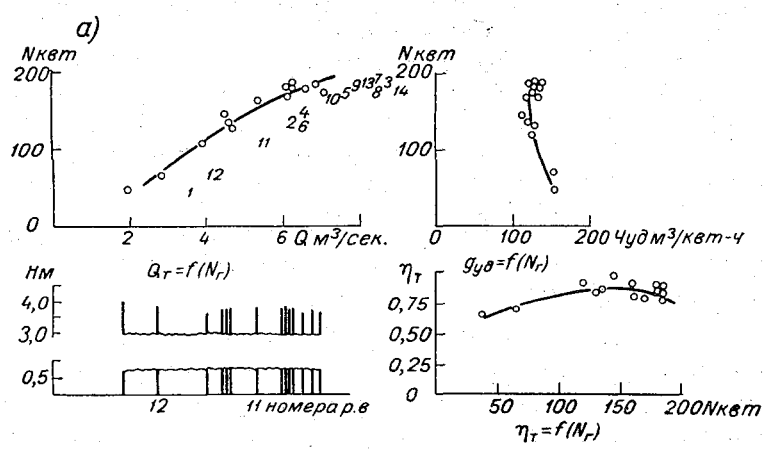


Рис. 156. Рабочие характеристики турбины Белогорской ГЭС по тарировке.  
 а — рабочая и расходные характеристики турбины при  $H=3,80 \text{ м}$ ; б —  $Q=f(N_r, H)$ .

которые могут быть построены с помощью формул подобия или получены по данным дополнительных тарировок при указанных напорах. Последнее едва ли осуществимо, так как искусственно создавать пониженные напоры в межень недопустимо с точки зрения эксплуатации ГЭС, а весной тарировать турбину путем измерений расходов в русле при сбросах, которые надо будет для получения расхода воды через турбину исключать из суммарного расхода, бесполезно вследствие явной неточности подобного метода установления расходов через турбину.

В то же время возможная неточность при подсчете по кривым, установленным по формулам подобия для  $H$  ниже 3,60 м, в весенние периоды будет относительно общих вычисляемых расходов воды ничтожной.

### Тарировка турбины Ичалковской ГЭС

Ичалковская ГЭС расположена в верхнем течении р. Пьяны (притока р. Суры) и оборудована двумя турбинами типа Фойт-1 мощностью 78 квт каждая. ГЭС работала изолированно при значительных колебаниях нагрузки. Турбины не имели заводских характеристик.

Тарировка производилась в подводящих каналах турбин. Скорости течения при определении расхода измерялись в соответствующем тарлируемой турбине подводящем канале шириной 3,6 м, на трех вертикалях, одновременно тремя вертушками по трех- и пятиточечному методу. Тарировка производилась на установление связи

$$Q_T = f(N_T),$$

где  $N_T$  — среднечасовая мощность в киловаттах, а  $Q_T$  — соответствующий по времени расход воды. Отсчеты брались по счетчикам каждые 10 мин. Предварительная тарировка в 1955 г. дала значительный разброс точек связи  $Q_T$  и  $N_T$ , вследствие чего в 1956 г. тарировка была повторена, и при этом для проверки правильности показаний счетчиков (однофазного тока, типа СО на 220 в и 5 а), постоянно установленных на станции, на ГЭС был временно включен в сеть фазометр, служащий для определения  $\cos \phi$ , и, кроме того, к одной фазе были подключены точные контрольно-измерительные приборы (амперметр, вольтметр, ваттметр). Таким образом, оказалось возможным получать для каждого измерения три значения  $N_T$  — по счетчикам, по формуле и по точному ваттметру. Результаты измерений и вычислений приведены в табл. 71. Они свидетельствуют о явном несоответствии между значениями мощности по счетчикам, с одной стороны, и по точному ваттметру, а также по формуле — с другой. При этом при значениях  $\cos \phi$  порядка 0,9 мощность по счетчикам получается заниженной, а при значениях 0,5—0,75 — завышенной. Поскольку два источника дают

Данные наблюдений при тарировке турбины № 1  
Ичалковской ГЭС. 1956 г.

№ расхода воды	Дата измерения	Расход воды через турбину $Q_T$ м³/сек.	Напор $H$ м	Открытие турбины, %	Суммарная мощность по трем счетчикам $N_T$ квт	Линейное напряжение $V_{ли}$ в	Средняя нагрузка трех амперметров $I$ а	Показание ваттметра $\cos \varphi$	Мощность по формуле $N = 0,001 \sqrt{3} V I \cos \varphi$	Показания контрольно-измерительных приборов (КИП) на фазе				Мощность по КИП на трех фазах $N_T = 3 N_{\Phi}$	$\eta_T$ (к. п. д.)
										$V$ вольты	$I$ амперы	$N_{\Phi}$ квт	$\cos \varphi$		
1	1/X	1,63	2,51	56	51	403	71	0,5	24,6	236	69	11,4	0,7	34,2	0,51
2	1/X	2,90	2,46	90	39	317	102	0,9	50,2	190	97	18	1,0	54,0	0,72
4	2/X	2,57	2,56	77	49	388	87	0,8	46,6	226	85	17,3	0,9	52,0	0,72
5	2/X	2,72	2,54	84	68	385	98	0,74	48,4	220	99	17,1	0,8	51,0	0,72
7	2/X	2,91	2,46	94	40	328	99	0,90	50,0	199	91	18	1,0	54,0	0,71
8	2/X	2,83	2,47	88	40	348	93	0,90	50,5	207	81	16,3	1,0	49,0	0,74
9	3/X	2,81	2,61	84	38	301	115	0,9	53,8	167	113	10,5	0,8	51,0	0,75
10	3/X	2,49	2,54	77	56	353	104	0,79	50,1	217	101	18	0,8	54,0	0,81
11	3/X	2,98	2,53	94	44	334	102	0,9	53,0	201	103	20	1,0	60,0	0,72
12	4/X	2,63	2,48	83	64	365	108	0,7	47,7	217	104	18	0,8	54,0	0,74
13	4/X	2,71	2,51	88	39	308	107	0,9	51,2	183	103	18,2	1,0	55,0	0,77
16	4/X	2,74	2,51	85	41	308	105	0,9	50,4	185	98	18,0	1,0	54,0	0,75

сходные между собой результаты (показания стационарных амперметров и вольтметра подтверждаются показаниями соответствующих контрольно-измерительных приборов), следует считать показания счетчиков неточными. О последнем свидетельствует и связь  $Q_T$  с  $N_T$ . При значениях  $N_T$  по счетчикам зависимости между  $Q_T$  и  $N_T$  не получилось, тогда как при значениях  $N_T$  по ваттметру она наметилась. Поверка стационарных счетчиков, произведенная Горьковским Сельэнерго по настоянию ГГИ, подтвердила их неисправность. ГЭС была вскоре демонтирована.

#### Тарировка и получение расчетной зависимости для турбин Валдайской ГЭС

Валдайская ГЭС расположена на р. Гремячке близ г. Валдая. Расчетный расход на ГЭС составляет всего  $1,5 \text{ м}^3/\text{сек.}$ , а напор  $23,5 \text{ м}$  создан обходным каналом. Установленная мощность ГЭС  $250 \text{ квт.}$  На ней установлены две радиально-осевые турбины на горизонтальном валу, каждая мощностью в  $125 \text{ квт.}$

Данные наблюдений при тарировке

№ расхода воды	Дата измерения	№ турбин	Расход воды через турбину $Q_T \text{ м}^3/\text{сек.}$	Напор $H \text{ м}$	Открытие турбины, %	Суммарная мощность по трем счетчикам $N_r \text{ квт}$	Линейное напряжение $V_d \text{ в}$
1	26/X	1	0,72	23,66	100	113	419
2	27/X	1	0,69	23,58	97	115	401
3	27/X	1, 2	0,88	23,52	30/—	48/80	400/400
4	27/X	1, 2	0,98	23,52	100/30	111/24	413/410
5	27/X	1	0,39	23,70	30	49,6	403
6	27/X	1	0,52	23,70	70	78,9	400
6	27/X	1	0,70	23,66	100	109	360
7	28/X	1	0,51	23,68	—	74,8	405
8	28/X	1	0,48	23,69	60	75,3	400
9	28/X	1	0,70	23,60	100	104	402
10	28/X	2	0,59	23,60	80	96	382
11	29/X	1	0,45	23,68	60	64,4	395
12	29/X	1	0,49	23,71	68	74,2	398
13	29/X	1	0,53	23,66	60	80,4	395
14	30/X	1, 2	1,23	23,35	100/50	104/80	343/340
15	30/X	1, 2	1,20	23,35	100/50	94/80	390/380
16	30/X	1, 2	1,37	23,35	100/80	102/96	403/403
17	30/X	1, 2	0,92	23,43	—	55,6/88	415/410
18	31/X	2	0,50	23,66	50	72,0	387
19	31/X	1	0,72	23,41	100	105	387

Тарировка турбин производилась на получение зависимости

$$Q_T = f(N_T).$$

Расходы воды определялись для обеих турбин в водоотводящем канале шириной 1,6 м и глубиной 1,5 м. Скорости течения измерялись в последовательном порядке на 3-вертикалях пятиточечным методом при закреплении на штанге 5 вертушек за раз (рис. 144). При определении расходов воды через одну турбину фильтрационный расход через другую закрытую турбину не учитывался вследствие его крайней незначительности. Это показали попытки замера фильтрационного расхода в случаях закрытия обеих турбин. Мощности устанавливались на основании показаний счетчиков и, кроме того, по данным точного ваттметра из числа КИП, включенного на одну из фаз, и по формуле

$$N_T = \frac{\sqrt{3} \cdot V_1 I \cos \varphi}{1000} \text{ кВт};$$

Таблица 72

турбин № 1 и 2 Валдайской ГЭС. 1956 г.

Средняя нагрузка трех амперметров $I_a$	Показание фазометра $\cos \varphi$	Мощность по формуле $N_T = \frac{\sqrt{3} \cdot V_1 \cdot I_a \cdot \cos \varphi}{1000}$ кВт	Показания контрольно-измерительных приборов (КИП) на фазе				Мощность по КИПу на 3 фазах $N_T = 3N_{\phi}$ кВт
			$V_{\phi}$ в	$I_a$	$N_{\phi}$ кВт	$\cos \varphi$	
173	0,94	118	233	179	39,7	0,96	119
192	0,80	106	220	208	38,5	0,82	115
100/120	0,70/—	48,4/—	223/—	122/—	19,2/—	0,70/—	57,6/—
227/71	0,70/—	113/—	225/—	238/—	36,0/—	0,69/—	108/—
184	0,40	51,2	227	191	19,5	0,45	58,5
161	0,75	83,7	226	181	30,0	0,73	90,0
206	0,90	117	195	225	39,2	0,90	118
177	0,68	84,3	228	192	27,7	0,63	83,1
176	0,70	85,0	222	181	27,0	0,69	81,0
198	0,80	110	222	214	39,0	0,82	117
148	—	—	—	—	—	—	—
222	0,48	72,6	224	236	25,4	0,48	76,2
229	0,52	81,6	225	256	29,0	0,50	87,0
247	0,60	102	213	263	32,3	0,58	96,9
190/141	1,00/—	112/—	189/—	207/—	37,4/—	1,00/—	112/—
180/131	0,90/—	109/—	219/—	192/—	38,6/—	0,90/—	116/—
196/147	—/1,00	—/99	—/228	—/151	—/33,6	—/0,98	—/101
119/128	—/0,98	—/89,0	—/233	—/133	—/30,0	—/0,98	90,0
153	0,75	76,8	—/222	—/165	—/27,0	—/0,74	81,0
252	—	—	—	—	—	—	—

результаты тарировки приведены в табл. 72 и на рис. 157. Они свидетельствуют, что значения мощности по счетчикам и по формуле достаточно близки друг к другу, а по КИПу, снятые

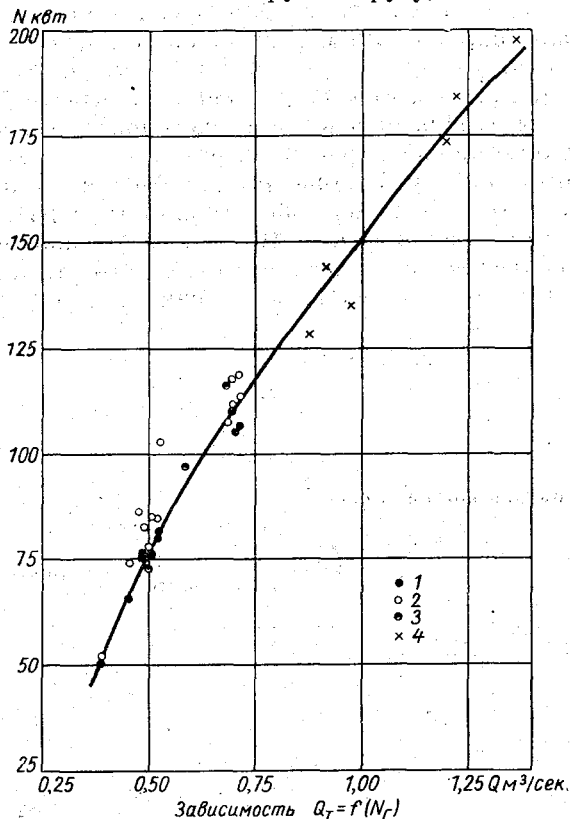


Рис. 157. Расчетная зависимость для турбин Валдайской ГЭС.

Точки с мощностью, подсчитанной по показаниям счетчиков генератора № 1 (1), амперметров, вольтметров и  $\cos \varphi$  генератора № 1  $N_r = \frac{1,73 V_d A \cos \varphi}{1000}$  кВт (2), счетчика генератора № 2 (3), счетчиков генераторов № 1 и 2 при одновременной работе (4).

с одной фазы при механическом умножении наблюдаемых однофазных значений на три, дают в большинстве случаев несколько преувеличенные значения в соответствии с несколько большей нагрузкой той фазы, к которой подключался точный ваттметр. Кривая  $Q_r = f(N_r)$ , проведенная по точкам со значениями  $N_r$  по счетчикам, является в данном случае обоснованной и достаточной для подсчета стока через турбины в течение круглого года, поскольку колебания напора на ГЭС по сравнению с обшей его величиной ничтожны.

## **ИНСПЕКЦИЯ УЧЕТА СТОКА НА ГЭС И ПОДГОТОВКА МАТЕРИАЛОВ ПО СТОКУ К ПЕЧАТИ**

### **1. ИНСПЕКЦИЯ УЧЕТА СТОКА**

Инспекция учета стока на действующих крупных ГЭС совершенно необходима и должна проводиться специалистами-гидрологами Гидрометслужбы в целях выявления возможных погрешностей и их устранения, а также для установления постоянной связи между работниками ГЭС, ведающими подсчетами стока, и специалистами Гидрометслужбы, в частности, работниками, занимающимися анализом данных по стоку и подготовкой их к печатанию в Гидрологических ежегодниках. Поэтому под инспекцией следует понимать не только единовременные «ревизии» учета стока, проводимые работниками Гидрометслужбы на крупных ГЭС, но и постоянный контакт между энергетиками и гидрологами в интересах общего дела. При этом инспекция предполагает взаимопроверку состояния учета стока на ГЭС, т. е. как проведения наблюдений и подсчетов стока, так и обеспечения ГЭС необходимыми гидрологическими сведениями и наличия и надежности прочих данных по стоку на рассматриваемом участке реки, с конечной целью их увязки или объяснения невязок. Из примеров, приведенных в предыдущих главах (см. стр. 62), а также в настоящей главе, видно, что в ряде случаев материалы по стоку в створах ГЭС позволяют выявить неполадки в наблюдениях и подсчетах стока на постах Гидрометслужбы. Инспекция, понимаемая в указанном аспекте, включает в себя и первоначальную подготовку материалов по стоку к печати, поскольку перед или при проверке состояния учета стока на месте обязательны сбор, рассмотрение и анализ всех имеющихся по данному створу и участку реки сведений о стоке.

Первичная единовременная инспекция проводится на всех ГЭС, ранее не обследованных в отношении состояния учета стока на них. Единовременные инспекции следует предусматривать

в планах УГМС для обслуживаемой ими территории, увязывая их с энергоуправлениями, а в части каскадов ГЭС, при необходимости, с соседними УГМС. Инспекции проводятся по указанию УГМС специалистами самого УГМС, ГМО на водохранилищах и гидрологических станциях. В отдельных случаях инспекции могут проводиться специалистами ГУГМС и ГГИ при участии местных гидрологов. При инспекциях основным руководством для работников Гидрометслужбы служит «Инструкция по учету стока на гидроэлектростанциях и гидроузлах». Кроме того, ими учитываются указания в «Правилах технической эксплуатации электрических станций и сетей». Повторные инспекции проводятся каждые 3—5 лет или во внеочередном порядке при недопустимых невязках в стоке между соседними стокowymi пунктами, систематических крупных невязках в балансах стока водохранилищ, существенных изменениях на ГЭС в отношении агрегатов и приборов.

Очередные повторные инспекции на ГЭС не обязательны при тесном контакте в работе между УГМС, ГМО и гидрологической станцией, с одной стороны, и ПТО ГЭС, с другой.

По результатам инспекции составляется совместный акт представителями Гидрометслужбы и ГЭС, направляемый в УГМС (ГУГМС) и энергоуправление для сведения или осуществления предложенных рациональных мероприятий. При наличии тесного контакта в текущей работе между Гидрометслужбой и ГЭС, в частности во всех случаях, где имеются ГМО на водохранилищах, в конце каждого года специалисты Гидрометслужбы должны совместно с представителем ГЭС составлять заключение с оценкой данных по стоку за истекший год. Заключение передается в отдел гидрологии УГМС для использования при подготовке данных по стоку к печати.

На малых ГЭС, где в большинстве случаев учет стока организуется и проводится Гидрометслужбой, инспекции в качестве ревизий обычно не нужны. В отдельных случаях, где учет стока проводится самими ГЭС, например, на Корсунь-Шевченковском каскаде ГЭС на р. Рось, инспекции должны проводиться в том же порядке, как и на крупных ГЭС.

Представители ГМС, проводящие инспекцию учета стока на ГЭС, предварительно должны собрать и проанализировать материалы по стоку в створах инспектируемой ГЭС и постоянных и временных стокowych пунктов на данной реке и в ее бассейне, в целях предварительной оценки степени надежности данных по стоку в створе ГЭС как в период отсутствия сбросов, так и в периоды сбросов.

В качестве примера предварительного анализа материалов по стоку на участке реки, где расположена инспектируемая ГЭС, ниже приведены данные анализа материалов по стоку на р. Зап. Двине на участке расположения Кегумской ГЭС [20].



Таблица 73

Сравнение расходов воды по данным Кегумской ГЭС и по данным г/с Дзелзляяс с учетом нарастания площади водосбора

Месяц	1952 г.					1953 г.				
	Q г/с Дзелзляяс, м³/сек.	Q ГЭС м³/сек.	Q расчит м³/сек.	ΔQ м³/сек.	ΔQ %	Q г/с Дзелзляяс, м³/сек.	Q ГЭС м³/сек.	Q расчит м³/сек.	ΔQ м³/сек.	ΔQ %
Январь	146	167	149	+18	+12,1	603	485	613	-131	-21,4
Февраль	151	146	154	-8	-5,4	354	315	360	-45	-12,5
Март	131	120	133	-14	-10,5	398	429	405	+24	+5,9
Апрель	984	938	1000	-62	-6,2	3490	3623	3550	+73	+2,1
Май	667	649	680	-31	-4,6	1200	1220	1220	0	0
Июнь	327	316	333	-17	-5,1	530	520	540	-20	-3,7
Июль	196	188	200	-12	-6,0	417	395	425	-30	-7,1
Август	144	142	147	-5	-3,4	427	394	435	-41	-9,4
Сентябрь	537	491	546	-55	-10,1	549	526	559	-33	-5,9
Октябрь	1700	1761	1730	+31	+1,8	600	584	610	-26	-4,3
Ноябрь	1390	1457	1410	+47	+3,3	382	386	389	-3	-0,8
Декабрь	510	501	520	-19	-3,7	332	308	338	-30	-0,9
Ср. год.	573	573	583	-10	-1,72	773	762	788	-26	-3,3

Месяц	1954 г.					1955 г.				
	Q г/с Дзелзляяс, м³/сек.	Q ГЭС м³/сек.	Q расчит м³/сек.	ΔQ м³/сек.	ΔQ %	Q г/с Дзелзляяс, м³/сек.	Q ГЭС м³/сек.	Q расчит м³/сек.	ΔQ м³/сек.	ΔQ %
Январь	203	207	207	0	0	420	371	427	-56	-13,1
Февраль	157	156	160	-4	-2,5	526	491	536	-45	-8,4
Март	230	209	234	-25	-10,7	334	339	340	-1	-0,3
Апрель	1390	1354	1415	-61	-4,3	2000	1980	2015	-35	-1,7
Май	755	745	769	-24	-3,1	2850	2930	2900	+30	+1,0
Июнь	230	226	234	-8	-3,4	875	840	890	-50	-5,6
Июль	157	159	160	-1	-0,6	320	304	326	-22	-6,8
Август	301	289	306	-17	-5,6	182	178	185	-7	-3,8
Сентябрь	356	334	361	-27	-7,4	149	134	152	-18	-11,8
Октябрь	630	575	642	-67	-10,4	194	175	197	-22	-11,1
Ноябрь	702	686	715	-29	-4,0	230	216	234	-18	-7,7
Декабрь	510	490	520	-30	-5,8	202	199	206	-7	-3,4
Ср. год.	468	452	477	-25	-5,2	690	680	701	-21	-3,0

Примечание.  $Q_{расчит} = Q_{у Дзелзляяс}$ , умноженному на коэффициент  $K=1,017$  (за счет нарастания площади водосбора). Знак  $\Delta Q$  определяется вычитанием расхода вышележащего из расхода нижележащего пункта.

В табл. 73 приведены средние месячные расходы по данным учета стока на Кегумской ГЭС и на гидростворе Дзелзлеяс за 1952—1955 гг. Гидроствор находится в 60 км выше ГЭС, выше зоны выклинивания подпора. Как в году, так и в отдельные месяцы сток по данным учета стока на ГЭС почти всегда меньше, чем по гидрометрическим данным. Особенно велика (до 21%) эта разница в некоторые зимние месяцы.

Объяснить невязку стока аккумуляцией воды в водохранилище или сработкой его нельзя. Изменения объема водохранилища, пересчитанные в средний месячный секундный расход, значительно меньше обнаруженных невязок, и в некоторых случаях увеличивают, а в других уменьшают величину невязки.

Учет других элементов водного баланса, как испарение с водной поверхности и осадки, также не может улучшить сходимость данных по стоку через ГЭС и гидрометрических данных, поскольку они по сравнению с невязкой незначительны и взаимно компенсируются.

Учет стока на Кегумской ГЭС производится тщательно, но к. п. д. турбин систематически принимался завышенным, в результате чего расход воды через турбины систематически уменьшался на 2—3%.

Учет зимнего стока на гидростворе оказался весьма приближенным. Измерение расходов воды на гидростворе Дзелзлеяс в зимние месяцы и последующий подсчет стока весьма затруднены вследствие большой зашугованности русла, наличия зажорных явлений и интенсивного ледохода.

Поэтому расходы воды зимой часто измеряются не в створе Дзелзлеяс, а несколько выше или ниже его, в полыньях, или же переносятся с вышележащих постов Екабпилс или Даугавпилс. В результате сток, подсчитанный по этим данным, является ненадежным. Два случая неверных данных по стоку за зимние месяцы на посту Дзелзлеяс приведены на рис. 158. При анализе были рассмотрены, помимо данных по стоку на ГЭС и на посту Дзелзлеяс, также данные об измеренных расходах воды на гидростворах Екабпилс и Даугавпилс, расположенных выше по течению реки от поста Дзелзлеяс, данные Мосгидэпа по створу Оденкалне, а также данные о температурах воздуха. Оценка по каждому случаю приведена ниже.

Январь 1953 г. Сток по посту Дзелзлеяс подсчитан на основе измерения одного расхода воды в створе поста в конце месяца и одного измерения в Екабпилс во второй декаде при шуге. Резкое и значительное увеличение стока, полученное по подсчетам на посту во второй декаде января, не оправдано, тогда как плавный ход расходов воды на ГЭС подтверждается ходом температур и уровней, а также расходов в Даугавпилсе.

Январь 1955 г. Резкий скачок стока на посту Дзелзлеяс в первой декаде совершенно не подтверждается ни ходом темпе-

ратур, ни данными на других постах, тогда как сток в створе ГЭС является достаточно надежным (периодические колебания объясняются 2—3-суточным регулированием). Сток на ГЭС

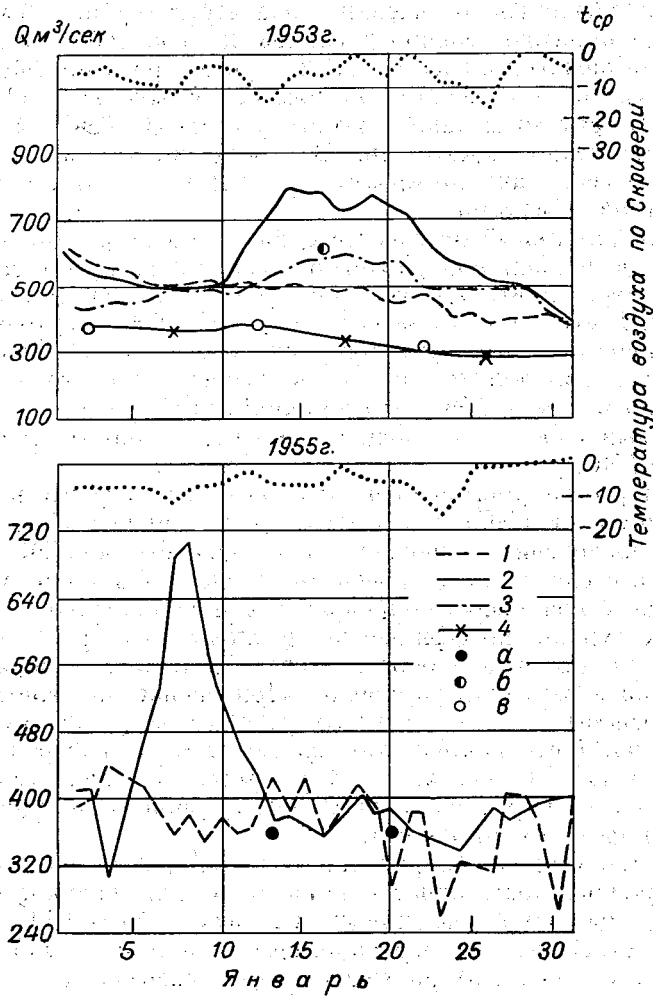


Рис. 158. Результаты подсчета зимнего стока р. Западной Двины.

Среднесуточные расходы воды: 1 — Кегумская ГЭС, 2 — гидроствор Дзелзлея, 3 — гидроствор Екабпилс, 4 — гидроствор Даугавпилс. Измеренные расходы воды: а — гидроствор Дзелзлея, б — гидроствор Екабпилс, в — гидроствор Даугавпилс.

подтверждается и данными Мосгидэпа по створу Оденкалне, где измерения расходов производились на участке реки с поймой.

Указанный предварительный анализ позволил составить мнение о степени достоверности данных по стоку в створе ГЭС, которое в результате инспекции полностью подтвердилось. В акте инспекции в отношении стока через турбины было указано на занижение величин расходов воды на 2,0—2,5% вследствие завышенных значений к. п. д. и некоторого преувеличения напора (из-за отдаленного расположения водпоста в нижнем бьефе). В остальном данные по стоку в створе ГЭС были признаны достаточно надежными. В отношении поста Дзелзлеяс было рекомендовано прекратить на нем подсчеты стока в периоды зимнего режима.

Предварительный анализ материалов по стоку при наличии крупных водохранилищ может производиться путем составления баланса притока-стока водохранилища за предыдущие годы и месяцы, а в отдельных случаях, для ГЭС с суточным регулированием и при отсутствии расположенных поблизости сточковых пунктов, следует составлять балансы годового стока для водосбора в створе ГЭС. Это приближенный, но в то же время допустимый способ для общей оценки надежности данных по стоку на ГЭС.

Примеры по упомянутым способам рассмотрены в гл. III (Кременчугская ГЭС) и в разделе 2 настоящей главы.

При проведении единовременной инспекции на ГЭС состояние учета стока следует проверять по следующим показателям:

А. Расчетная основа — надежность и полноценность характеристик турбин, коэффициентов расходомеров, расчетных зависимостей для водосливных отверстий, данные лабораторных испытаний и натурных тарировок. При оценке надежности расчетной основы следует учитывать результаты предварительного гидрологического анализа данных по стоку и поверочных наблюдений на ГЭС, указанных в предыдущих главах (сопоставление подсчетов расходов воды через турбины по характеристикам и расходомерам и пр.).

Б. Устройства и аппаратура: а) водомерные посты — число, расположение, достаточность показаний для надежного определения напора при различных условиях работы ГЭС и водосливных отверстий; б) перепадомеры — система, число, работа в данных условиях; в) расходомеры — показывающие и суммирующие приборы, их состояние и использование; г) комбинаторные устройства (при поворотных лопастных турбинах) — их использование, повторяемость и продолжительность выходов из комбинаторного режима; во время проверки следует сличить показания  $a$  и  $\phi$  для однотипных агрегатов при постоянной и одинаковой нагрузке на них; д) регистрирующие устройства — открытия затворов.

В. Наблюдения и подсчеты расходов воды. Производство наблюдений, записи, осреднение данных о напорах, потерях на-

пора, мощностях и пр.; определение расходов воды по характеристикам, расходомерам, зависимостям для водосливных отверстий. Подсчеты при выходе из комбинаторного режима.

Г. Данные учета стока на прочие нужды и визуальная оценка условий потерь на фильтрацию и утечки через неплотности в затворах.

Ознакомление с расчетными зависимостями рекомендуется производить до выезда на ГЭС, в УГМС или ГМО, в случае наличия там копий расчетных зависимостей, или в энергоуправлении.

В составляемом по результатам инспекции акте дается характеристика состояния учета стока по указанным показателям, приводится оценка надежности данных по стоку как по состоянию учета, так и на основании гидрологического анализа и делаются предложения по устранению недостатков и проведению того или иного вида тарировок.

При инспекции на ГЭС следует обязательно знакомиться с порядком подсчета средних суточных расходов воды, в частности, через турбины. Здесь иногда допускаются, случайно или по недоразумению, досадные погрешности при вполне надежной расчетной основе.

*Пример.* На крупной ГЭС при подсчете среднего суточного расхода воды через турбины среднюю мощность  $N_T$  определяли как частное от суточной выработки  $A$  на число машино-часов  $t$ , что менее точно, чем определение по отдельным агрегатам, однако допустимо.

Положим  $A = 450\,000$  квт-ч,  $t = 50$  час.,  $N_T = 9000$  квт. Далее пользовались не характеристикой пропускной способности, а эксплуатационной характеристикой  $\eta_T = f(N_T, H)$ , и для этого вычисляли  $N_T$  и определяли по характеристике  $\eta_T$ , а затем из формулы  $N_T = 9,81 \eta_T QH$  получали  $Q_T$ .

Мощность на валу турбины следовало бы вычислять из выражения

$$N_T = \frac{N_{\Gamma}}{\eta_{\Gamma}} = \frac{9000}{0,96} = 9400 \text{ квт.}$$

Вместо этого, однако,  $N_T$  получали как среднесуточную мощность путем деления суточной выработки  $A$  на 24:

$$N'_T = \frac{A}{t} = \frac{450\,000}{24} = 18\,700 \text{ квт}$$

и по этому значению определяли по характеристике (рис. 159) значение  $\eta_T$ , которое при  $H = 20$  м получалось равным  $\eta'_T = 0,88$ , тогда как при правильном методе подсчета по  $N_T = 9400$  квт и  $H = 20$  м  $\eta_T = 0,84$ .

Отсюда значение  $Q_T$  получается:

а) при правильном подсчете

$$Q_{\text{т}} = \frac{N_{\text{т}}}{9,81 \eta_{\text{т}} H} = \frac{9400}{9,81 \cdot 0,84 \cdot 20} = 57,0 \text{ м}^3/\text{сек.};$$

б) при неточном подсчете, для которого вместо  $N_{\text{т}}$  принимали  $N_{\text{т}} = 9000$  квт и  $\eta_{\text{т}}'$ , вычисленное указанным выше оши-

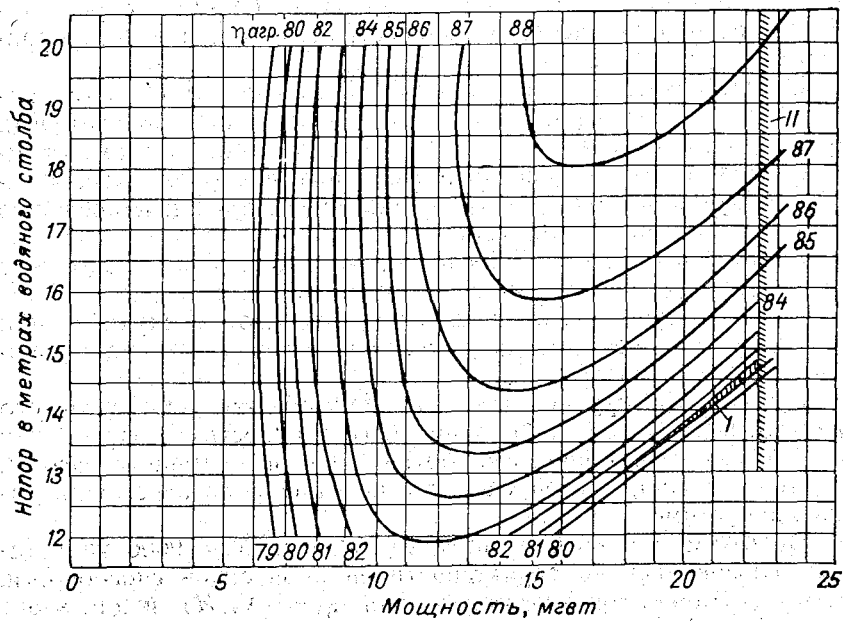


Рис. 159. Эксплуатационная характеристика агрегата.

I — линия ограничения по открытию направляющего аппарата, II — линия ограничения мощности.

бочным путем:

$$Q'_{\text{т}} = \frac{N_{\text{т}}}{9,81 \cdot \eta_{\text{т}}' H} = \frac{9000}{9,81 \cdot 0,88 \cdot 20} = 52,3 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

Среднесуточный расход воды через турбины получается равным в первом случае

$$Q_{\text{т}} \text{ сут} = \frac{57,0 \cdot 51}{24} = 121 \text{ м}^3/\text{сек.},$$

во втором случае

$$Q'_{\text{т}} \text{ сут} = \frac{52,3 \cdot 51}{24} = 111 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

Таким образом, расход воды через турбины при указанном ошибочном подсчете занижается на 8%.

## 2. ПОДГОТОВКА МАТЕРИАЛОВ ПО СТОКУ К ПЕЧАТИ

В отделе гидрологии УГМС данные по стоку в створах ГЭС должны подвергаться тщательному анализу и проверке перед помещением их в Гидрологический ежегодник. При этом материалы подлежат оценке по существу в отношении тех же показателей, что и при инспекции. Данных инспекции нередко не бывает вовсе и работники отдела гидрологии, получив от ГЭС месячные и годовые таблицы ежедневных расходов воды, должны сами произвести ответственную их оценку [20, 54].

Прежде всего таблицы расходов следует просматривать для выявления явных несоответствий, имея в виду следующее: средний суточный расход через турбины не может превышать величину расхода, равную максимальной пропускной способности всех установленных на ГЭС турбин.

Если средние суточные расходы воды через турбины изменяются обычно в пределах 100—300 м<sup>3</sup>/сек., а в отдельные дни падают до нескольких кубометров, то это не должно вызывать сомнений в тех случаях, когда дни с малыми расходами совпадают с нерабочими в период отсутствия сбросов через плотину. В других же случаях такие величины расходов требуют проверки по данным о выработке ГЭС и напору.

Расход воды через водосливные отверстия плотины не может превышать максимальную пропускную способность их, данные о которой могут быть получены с графиков пропускной способности отверстия и имеются в присланных материалах. Средние суточные расходы воды на шлюзование колеблются обычно в пределах 3—25 м<sup>3</sup>/сек. Средние суточные расходы на фильтрацию и утечки обычно принимаются постоянными (см. стр. 232). В случае значительных изменений их величин в течение года необходимо выяснить, чем это объясняется.

Средний суточный расход на собственные нужды ГЭС выражается в долях кубометра или кубометрах; большие величины требуют специальной проверки.

Сомнительные величины средних суточных расходов воды должны проверяться по первоисточникам, т. е. по исходным данным для их расчетов. Должны быть проверены и самые расчеты в производственно-техническом отделе ГЭС.

При этом необходимо ознакомиться с расчетными зависимостями для заключения об обоснованном их применении в том или ином случае.

В практике подготовки данных по стоку на ГЭС к печати имели место грубые промахи. Как уже указывалось выше, в пояснении к стоку по Дубоссарской ГЭС в Гидрологическом еже-

годнике за 1958 г. была приведена совершенно неверная формула, по которой на ГЭС считали за этот год сток через водосливные отверстия (см. стр. 227). Объяснялось это полным отсутствием проверки данных по стоку в УГМС.

Для общей оценки степени надежности данных по стоку в створе ГЭС следует так же, как и при предварительном анализе указанных материалов в связи с инспекцией, сопоставлять данные по стоку на ГЭС и на соседних стоковых пунктах и составлять балансы притока-стока воды для отдельных участков реки с учетом боковой приточности, иногда применяя этот метод даже для крупных водосборов. Основным условием при этом является надежность данных по стоку на постах-аналогах. Ниже приведены отдельные примеры проверки надежности стока в створе ГЭС путем составления баланса стока по участку реки и водосбору.

*Пример 1.* В связи с инспекцией учета стока на Нижне-Тулумской ГЭС Мурманским УГМС составлены водные балансы месячных и годовых притоков воды к створу упомянутой ГЭС с сопоставлением их с соответственными величинами стока в створе ГЭС и аккумуляции в водохранилище за период 1956—1960 гг.

Составляющими при вычислении притока явились:

- 1) сток на гидростворе р. Тулома — пор. Томкиш;
- 2) боковая приточность от гидроствора до ГЭС.

Боковая приточность на 68% промежуточного водосбора определялась по данным наблюдений на 4 гидростворах, а на 32% этого водосбора вычислялась по методу аналогии. Площадь промежуточного водосбора, равная 3700 км<sup>2</sup>, составляет 17% от полной площади водосбора в створе ГЭС, равной 21700 км<sup>2</sup>. Неосвещенная наблюдениями часть водосбора составляет около 1200 км<sup>2</sup>, или 5,5% от полной площади водосбора. Аккумуляция воды в водохранилище подсчитывалась, как обычно, по уровням на начало и конец расчетного периода (месяца) по кривой объемов водохранилища. Сток на ГЭС подсчитывался по соответствующим зависимостям для турбин и водосливных отверстий. Испарение не учитывалось.

По результатам подсчета расхождения в величинах между притоком и стоком по годам оказались следующими:

Год . . . . .	1956	1957	1958	1959	1960
$\Delta Q$ % . . . . .	-7	-7	0	-6	-5

Расхождения в месячных величинах достигали в отдельные месяцы 12—13%, а в одном случае составили 32%. В 77% случаев расхождения были со знаком минус, т. е. сток на ГЭС плюс аккумуляция оказывался меньше притока. Заключение УГМС по инспекции сводилось к тому, что сток в створе ГЭС следует считать в общем надежным и вместе с тем несколько занижен-



Таблица 74

Сравнение данных по стоку через гидроузел Нижне-Тулумской ГЭС с суммарным стоком основного гидроствора р. Тулома — пор. Томкиш и боковой приточностью в водохранилище 1956 г.

Месяц	Боковая приточность Q, м³/сек.						7	8	9	10	11	12	13	14
	р. Печа	р. Шовна	р. Пак	р. Пий-ве	Площадь, км²									
					4	5								
1	1690	498	129	199	2516	3700								
I	4,52	2,00	0,25	0,46	7,23	10,6	69,4	80,0	72,8	+2,0	74,8	-5,2	-7	
II	3,39	1,40	0,010	0,38	5,18	7,64	56,1	63,7	64,5	-5,8	58,7	-5,0	-8	
III	2,88	1,32	0,000	0,25	4,45	6,55	48,5	55,0	52,0	+5,2	57,2	+2,2	+4	
IV	2,62	1,32	0,008	0,19	4,14	6,10	46,4	52,5	60,3	-10,8	49,5	-3,0	-6	
V	46,2	17,6	3,90	7,48	75,2	111	401	512	515	+14,1	529	+17	+3	
VI	43,7	9,80	2,18	3,49	59,2	87,0	388	475	464	-1,6	462	-13	-3	
VII	11,0	3,74	0,77	0,97	16,5	24,3	159	183	166	-0,4	166	-17	-10	
VIII	9,79	3,06	0,94	0,94	14,7	21,6	118	140	125	+0,7	126	-14	-11	
IX	11,6	4,73	1,16	1,69	19,2	28,2	137	165	145	-2,8	142	-23	-16	
X	18,7	6,98	1,97	2,76	30,4	44,7	208	253	223	+3,3	226	-27	-12	
XI	7,11	2,27	0,80	1,14	11,3	16,6	111	128	117	-0,6	116	-12	-10	
XII	5,57	1,52	0,65	0,50	8,24	12,1	81,8	93,9	87,5	-1,8	85,7	-8,2	-10	
Ср.	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	-7	

ным. ГГИ после просмотра материалов инспекции, учитывая значительные колебания в расхождениях, рекомендовало УГМС произвести дополнительный анализ данных по стоку на речных постах, обратив особое внимание на месяцы с большими расхождениями.

Таблица 75

Водохранилище Нижне-Туломской ГЭС 1956 г.

Месяц	Уровень воды верхнего бьефа, м		Объем водохранилища, млн. м <sup>3</sup>		Число секунд в месяце, тыс.	Прираще- ние объема, млн. м <sup>3</sup>	Расход воды за счет аккумуляции или сработки водохранилища, м <sup>3</sup> /сек.
	последний день пред- шествую- щего месяца	последний день данного месяца	W <sub>1</sub>	W <sub>2</sub>			
1	2	3	4	5	6	7	8
I	17,60	17,74	228,733	234,012	2678	+5,279	+2,0
II	17,74	17,35	234,012	219,456	2506	-14,552	-5,8
III	17,35	17,72	219,456	233,254	2678	+13,798	+5,2
IV	17,72	16,96	233,254	205,320	2592	-27,934	-10,8
V	16,96	17,98	205,320	243,181	2678	+37,861	+14,1
VI	17,98	17,87	243,181	238,959	2592	-4,222	-1,6
VII	17,87	17,84	238,959	237,813	2678	-1,146	-0,4
VIII	17,84	17,89	237,813	239,722	2678	+1,909	+0,7
IX	17,89	17,70	239,722	232,496	2592	-7,226	-2,8
X	17,70	17,93	232,496	241,258	2678	+8,762	+3,3
XI	17,93	17,89	241,258	239,722	2592	-1,536	-0,6
XII	17,89	17,76	239,722	234,770	2678	-4,952	-1,8

В табл. 74 и 75 приведены примеры составления балансов и подсчета аккумуляции на 1956 г.

*Пример 2.* Оценка общей достоверности величин годовых расходов воды р. Волхова в створе ГЭС.

Оценка произведена методом аналогии. В качестве аналогов использованы данные по стоку на следующих трех постах на притоках оз. Ильмень (рис. 160):

р. Мста — Девкино,  $F = 22\,200 \text{ км}^2$ ,

р. Пола — Н. Новосел,  $F = 2050 \text{ км}^2$ ,

р. Ловать — Холм,  $F = 14\,700 \text{ км}^2$ .

Кроме того, учитывалась аккумуляция или сработка оз. Ильмень за каждый отдельный год. Сравнение произведено за период 10 лет (1945—1954 гг.).

Суммарная площадь водосбора в указанных створах равна  $38\,950 \text{ км}^2$ , что составляет почти половину всего водосбора р. Волхова у ГЭС, равного  $79\,630 \text{ км}^2$ , и 60% от водосбора оз. Ильмень, равного  $66\,000 \text{ км}^2$ .

По физико-географическим условиям водосбор оз. Ильмень и р. Волхова достаточно однороден.

Некоторые особенности бассейна собственно р. Волхова, заключающиеся в основном в меньшей его озерности вследствие сравнительно малого удельного веса бассейна Волхова, могут не учитываться. Поэтому для перехода от стока в указанных выше створах к суммарному стоку р. Волхова у ГЭС принят переходный коэффициент, равный отношению площади водосбора у ГЭС к суммарной площади по створам

$$K = \frac{F_{\text{ГЭС}}}{F_{\text{М}} + F_{\text{П}} + F_{\text{Л}}} = \frac{79\,630}{38\,950} = 2,0.$$

Здесь  $F_{\text{ГЭС}}$  — площадь водосбора р. Волхова у ГЭС,  $F_{\text{М}}$  — площадь водосбора р. Мсты,  $F_{\text{П}}$  — площадь водосбора р. Пола,  $F_{\text{Л}}$  — площадь водосбора р. Ловать.

К стоку, вычисленному по данным указанных створов, должна вводиться поправка на аккумуляцию или сработку оз. Ильмень, составляющая в отдельные годы значительную величину.

В результате суммарный сток у ГЭС за отдельные годы, выраженный в средних годовых расходах воды, будет определяться из выражения

$$Q_{\text{ГЭС}} = 2(Q_{\text{М}} + Q_{\text{П}} + Q_{\text{Л}}) \pm Q_{\Delta W},$$

где  $Q_{\text{ГЭС}}$  — средний годовой расход воды у ГЭС,  $Q_{\text{М}}$  — средний годовой расход воды р. Мсты,  $Q_{\text{Л}}$  — средний годовой расход воды р. Ловать,  $Q_{\text{П}}$  — средний годовой расход воды р. Пола,  $\pm Q_{\Delta W}$  — средний годовой расход воды годовой сработки или аккумуляции оз. Ильмень.

Для определения призмы сработки или аккумуляции оз. Ильмень была построена кривая площадей зеркала озера, с которой снимались площади на 1/I и 31/XII каждого года, затем средние площади умножались на величину изменения уровня ( $\Delta H$ ), что давало  $\Delta W$ .

Сопоставление полученных таким путем годовых расходов воды р. Волхова у ГЭС с годовыми расходами воды по данным Ленэнерго дало результаты, приведенные в табл. 76.

Среднее отклонение годовых расходов, вычисленных по притокам, в процентном отношении составляет +1,1%, при крайних значениях — 1,8, +6,6%.

Использованный метод проверки не может претендовать на

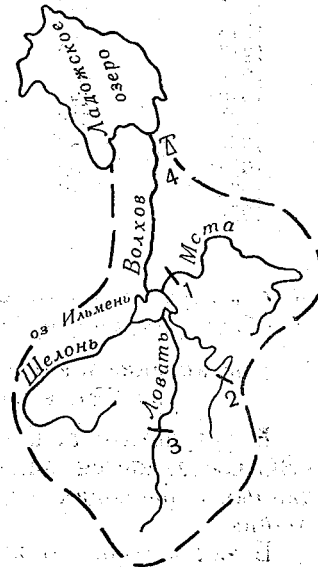


Рис. 160. Схема водосбора к балансу стока-притока в створе Волховской ГЭС.

1 — г/створ р. Мста — Девкино  $F=22\,200$  км<sup>2</sup>, 2 — г/створ р. Пола — Н. Новосел  $F=2050$  км<sup>2</sup>, 3 — г/створ р. Ловать — Холм  $F=14\,700$  км<sup>2</sup>, 4 — Волховская ГЭС  $F=79\,630$  км<sup>2</sup>.

Таблица 76

Год	Годовой расход воды по данным Ленэнерго $Q$ м <sup>3</sup> /сек.	Годовой расход воды по аналогии с притоками $Q$ м <sup>3</sup> /сек.	Отклонение, выраженное в абс. величине $\pm \Delta Q$ , м <sup>3</sup> /сек.	Отклонение, выраженное в %
1945	466	482	+16	+3,4
1946	621	616	-5	-0,8
1947	422	450	+28	+6,6
1948	430	434	+4	+0,9
1949	499	490	-9	-1,8
1950	536	547	+11	+2,0
1951	480	484	+4	+0,8
1952	452	445	-7	-1,5
1953	946	950	+4	+0,4
1954	515	538	+23	+4,5

абсолютную точность, однако он позволяет сделать заключение об общей достоверности стока, подсчитываемого в створе ГЭС.

#### Составление заключения о надежности данных учета стока на ГЭС и возможности их опубликования

В результате анализа всех материалов по учету стока на ГЭС составляется заключение о возможности опубликования данных о расходах воды через ГЭС в Гидрологическом ежегоднике.

В заключении должно быть дано краткое описание методов учета стока с указанием отдельных неточностей в методике и оценкой ориентировочной величины ошибки в расходах вследствие неточностей в методике их учета, решение об опубликовании материалов или их браковке, о составе пояснений к стоку, помещаемых в Гидрологическом ежегоднике.

#### Состав материалов по учету стока на ГЭС, помещаемых в Гидрологических ежегодниках

В Гидрологический ежегодник материалы по учету стока на ГЭС помещаются в виде:

- 1) суммарных расходов воды через створ гидротехнических сооружений;
- 2) описания ГЭС как гидрометрического створа и водомерного поста;
- 3) пояснений к стоку.

#### Заполнение таблицы «Ежедневные расходы воды» по данным учета стока на ГЭС

В таблицу «Ежедневные расходы воды» вносят:

- а) значения суммарных средних суточных расходов воды через все гидротехнические сооружения данной ГЭС;

б) значения средних декадных суммарных расходов воды в створе ГЭС;

в) наибольшие и наименьшие суммарные расходы воды в створе малых ГЭС.

Сведения о ледяных образованиях и ледовой обстановке в таблицах ЕРВ в случае заполнения их данными учета стока на ГЭС не приводятся.

#### Состав описания ГЭС для Гидрологического ежегодника

Описание ГЭС должно содержать те общие сведения о ГЭС, которые дают представление о составляющих расхода в створе гидрометрических сооружений, типах, размерах всех водопропускных отверстий, типе самой ГЭС. Должны быть приведены следующие сведения:

1) краткое описание схемы узла сооружений. Тип ГЭС, перечень всех водопропускных отверстий для пропуска воды из верхнего бьефа в нижний, наличие сороудерживающих устройств, напорных трубопроводов и т. д.;

2) плотина: водосливная часть — число пролетов (отверстий), размеры пролетов, тип затворов. Наличие донных водосбросов. Режим работы водосбросных устройств;

3) машины — тип, число, максимальная пропускная способность каждого агрегата. При описании малой ГЭС следует указать режим работы ГЭС — индивидуальный или она работает в кольце энергосистемы;

4) расходомеры в турбинных трактах — тип, наличие тарировки;

5) водомерные устройства — места установок, тип устройства, дистанционные передачи;

6) реперы — местоположение, тип, номер, надпись на репере, год установки, отметка и система отметок;

7) прочие водосливные отверстия на ГЭС — сифонные водосбросы, боковые штольни и т. д.;

8) водозаборы из водохранилища: головные сооружения каналов, насосные установки. Наличие рыбохода;

9) шлюзы, плотоходы,

10) расстояние от плотины до створа выклинивания подпора.

В случае описания малых ГЭС следует привести краткие описания водохранилища и участка реки ниже ГЭС с точки зрения расположения водомерного поста и створов для тарировки турбин и водосливных отверстий плотины, указав местоположение гидрометрического створа и его оборудование.

Основные правила написания в Ежегоднике чисел, выражающих высоты (отметки) репера и нуля графика водомерного устройства, приводятся в Наставлении гидрометеорологическим станциям и постам, вып. 6, ч. III.

### Состав пояснений к стоку, помещаемых в Гидрологическом ежегоднике

1. Для крупных ГЭС. Пояснения к стоку должны кратко показать все этапы расчета расхода воды в створах ГЭС, а именно: метод расчета расхода воды через турбины (с помощью расходомеров или по характеристикам), учет потерь напора на решетках турбин или в напорном трубопроводе, расчет среднего суточного расхода воды — по ежечасным данным о мощности и напоре или по осредненным их значениям, учет среднего суточного напора за время работы агрегата. Должно быть указано, как рассчитывается расход воды через водосливные отверстия плотин, водосбросы, отверстия специального назначения: по гидравлическим формулам или по кривым водопропускных характеристик, метод получения этих кривых на основании модельных, натурных тарировок или в результате теоретических расчетов по гидравлическим формулам, принятая величина расхода воды на фильтрацию и утечки, метод учета расхода на прочие нужды.

В пояснении приводится оценка степени надежности данных по стоку с разделением по отдельным составляющим, если это требуется. При оценке желательно делать ссылку на результаты анализа данных и на использованные источники.

2. Для малых ГЭС. В пояснениях к стоку описывается, по каким зависимостям производится расчет стока через турбины и водосливные отверстия плотин. Как и когда произведены тарировки для получения этих зависимостей, за какие периоды подсчет расхода воды производится по кривым  $Q = f(H)$  на гидрометрическом створе и причины перехода к таким расчетам, каковы размеры утечек через неплотности затворов водосливных отверстий плотины и фильтрационные расходы. Приводится оценка надежности данных по стоку (приложение 12).

## Глава VI

### ВОДНЫЙ БАЛАНС ВОДОХРАНИЛИЩ

#### 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ВОДОХРАНИЛИЩАХ СССР

С сооружением гидроузлов в различных районах СССР коренным образом преобразуется гидрографический облик речной сети и естественный режим рек, который изменяется под воздействием водохранилищ, регулирующих их сток.

Водохранилища на малых реках издавна создавались на территории нашей страны; они сооружались при мельницах, а в послеоктябрьский период при сельских ГЭС. Помимо этого, множество малых водохранилищ (прудов) сооружалось для нужд орошения, водоснабжения, рыборазведения и др. Насчитываемые в настоящее время тысячами, эти водоемы, вследствие их рассредоточенности по территории и малых размеров, не оказали, однако, заметного влияния на сложившиеся под влиянием естественно-исторических условий водные ресурсы страны.

Совершенно иначе воздействуют на природные условия крупные и средние водохранилища, призванные для решения целого комплекса народнохозяйственных проблем, связанных с энергетикой, водным транспортом, орошением засушливых земель, водоснабжением городов и населенных пунктов и др. С сооружением гидротехнических узлов на больших и средних реках осуществляется преобразование природных условий крупного масштаба, охватывающее как речные бассейны, так и водоразделы, где в интересах водного транспорта прокладываются каналы и создаются водораздельные водохранилища, питающие эти каналы. Такие водохранилища созданы на новых водных путях; к главнейшим из них относятся: Химкинское и Пястовское на канале им. Москвы, Выгозерское на Балтийско-Беломорском канале, Карповское и Варваровское на Волго-Донском канале.

Одновременно с упомянутыми водохранилищами площадью в несколько десятков квадратных километров аналогичные

водоемы создаются путем затопления сухих естественных котловин в засушливых районах, где они представляют собой новые образования в ландшафте водораздельных и безводных пространств. В частности, таким водоемом является Катта-Курганское водохранилище, расположенное на территории Самаркандской области Узбекской ССР и образованное за счет переброски стока по магистральному каналу из р. Кара-Дарьи. Катта-Курганское водохранилище, в отличие от водораздельных водохранилищ на транспортных магистралях, создано в целях орошения засушливых земель. Для этой же цели предназначены водохранилища Орто-Токойское на р. Боз-Су и группа Тедженских водохранилищ.

Преобразование природного облика отдельных районов за счет создания относительно небольших водораздельных водохранилищ, однако, несравнимо с эффектом соответствующих изменений, произошедших в начертании гидрографической сети с сооружением средних и крупных водохранилищ на главнейших реках Союза. Согласно данным А. Б. Авакяна и В. А. Шаропова [1], в настоящее время на территории СССР сооружено 55 водохранилищ при крупных и средних ГЭС, число которых в ближайшие годы будет еще пополнено 12. Географическое размещение этих водохранилищ показано на рис. 161, а главнейшие параметры наиболее значительных из них приведены в табл. 77.

Из рис. 161 видно, что в результате осуществления гидротехнических мероприятий на территории страны созданы новые озеровидные водоемы, соизмеримые по площади с крупнейшими озерами. Наибольшими по площади среди них являются: Куйбышевское (6500 км<sup>2</sup>), Братское и Бухтарминское (5500 км<sup>2</sup>), Рыбинское (4500 км<sup>2</sup>), Волгоградское, Цимлянское (около 3000 км<sup>2</sup>), Кременчугское, Камское и Каховское (около 2000—2500 км<sup>2</sup>). Многие из крупных водохранилищ при этом созданы в безозерных районах страны, к числу которых относятся бассейны Среднего и Нижнего Днепра, Нижней Волги, а также бассейны рек Куры и Сыр-Дарьи.

Одновременно большое число водохранилищ, преимущественно среднего размера, создано путем подтопления озер в северных озерных районах ЕТС, в бассейнах рек Туломы, Ковды, Нижнего Выга и Вуоксы. Среди этих водохранилищ крупнейшее в Европе — Верхне-Свирское водохранилище, образованное подтоплением Онежского озера.

Самым большим в СССР является Байкальское водохранилище, включающее оз. Байкал и сопрягающееся с ним русловое Иркутское водохранилище на р. Ангаре.

Однако образование даже таких гигантов, как Верхне-Свирское и Байкальское, не говоря уже о водохранилищах меньшего размера, не привело к существенному изменению природного



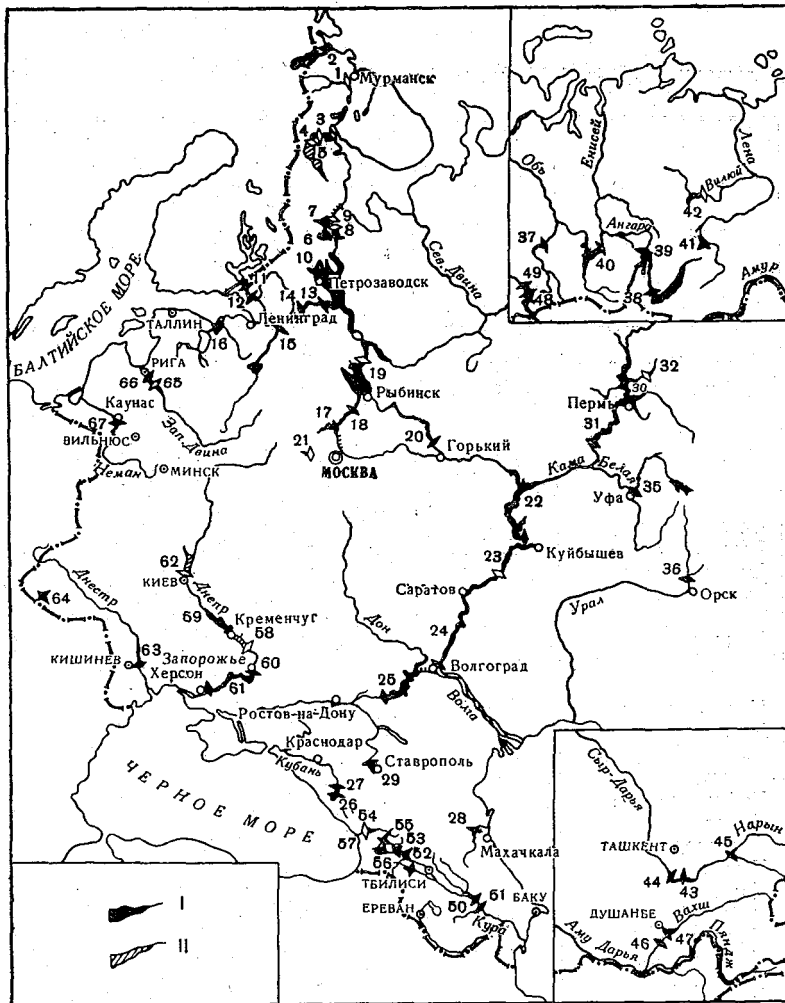


Рис. 161. Схема расположения водохранилищ действующих и строящихся гидроэлектростанций СССР.

I — водохранилища действующих ГЭС, II — водохранилища строящихся ГЭС.  
 1 — Нижне-Туломское; 2 — Борноглебское; 3 — Князегубское; 4 — Иовское; 5 — Кумское; 6 — Сегозерское; 7 — Ондское; 8 — Выгозерское; 9 — Маткожинское; 10 — Пальезерское; 11 — Светозерское; 12 — Лесогорское; 13 — Верхне-Свирское; 14 — Нижне-Свирское; 15 — Волховское; 16 — Нарвское; 17 — Ивановское; 18 — Углинское; 19 — Рыбинское; 20 — Горьковское; 21 — Можайское; 22 — Куйбышевское; 23 — Саратовское; 24 — Волгоградское; 25 — Цимлянское; 26 — Майкопское; 27 — Белореченское; 28 — Чир-Юртское; 29 — Егорлыкское; 30 — Камское; 31 — Воткинское; 32 — Широковское; 33 — Верхотурское; 34 — Зюрат-Кульское; 35 — Павловское; 36 — Ириклинское; 37 — Новосибирское; 38 — Иркутское; 39 — Братское; 40 — Красноярское; 41 — Мамаканское; 42 — Вилуйское; 43 — Кайрак-Кумское; 44 — Фархадское; 45 — Уч-Курганское; 46 — Головное; 47 — Нурекское; 48 — Бухтарминское; 49 — Усть-Каменогорское; 50 — Мингечаурское; 51 — Варваринское; 52 — Шаорское; 53 — Ткибульское; 54 — Ингурское; 55 — Ладжанурское; 56 — Храмское; 57 — Гуматское; 58 — Днепродзержинское; 59 — Кременчугское; 60 — Днепровское; 61 — Каховское; 62 — Киевское; 63 — Дубоссарское; 64 — Терекля-Рикское; 65 — Кегумское; 66 — Плявиньское; 67 — Каунасское.

Таблица 77

## Площади и объемы водохранилищ действующих и строящихся ГЭС

№ по схеме (рис. 161)	Водохранилище	Река	Основные параметры водохранилища			Примечание
			площадь зеркала, км <sup>2</sup>	полный объем, км <sup>3</sup>	полезный объем, км <sup>3</sup>	
1	Нижне-Тулomsкая	Тулома	37	0,37	0,10	
3	Князегубское	Ковда	608	—	1,93	Включая площадь зеркала оз. Ковдозера
5	Кумское	Кума (Ковда)	1 910	—	9,10	Включая площадь озер Топозера и Пяозера
6	Сегозерское	Сегежа	906	—	4,00	
7	Выгозерское	Н. Выг	1 159	—	1,14	
13	Верхне-Свирское	Свирь	9 700	—	17,5	Включая площадь зеркала Онежского озера
15	Волховское	Волхов	1 100	—	3,0	Включая площадь зеркала оз. Ильмень
17	Иваньковское	Волга	327	1,1	1,0	
18	Угличское	"	249	1,2	0,67	
19	Рыбинское	"	4 550	25,42	16,7	
20	Горьковское	"	1 570	8,71	2,77	
22	Куйбышевское	"	6 500	58,0	34,5	
23	Саратовское	"	1 950	—	13,40	
24	Волгоградское	"	3 470	33,5	9,30	
25	Цимлянское	Дон	2 700	23,85	11,50	
30	Камское	Кама	1 735	10,7	8,40	
31	Воткинское	"	1 130	10,00	2,10	
35	Павловское	Уфа	120	1,41	0,90	
36	Ириклинское	Урал	248	3,26	2,20	
37	Новосибирское	Обь	1 070	8,85	4,40	
38	Иркутское	Ангара	31 645	—	46,0	Без объема оз. Байкал, но включая площадь зеркала этого озера
39	Братское	"	5 500	179,1	50,0	
40	Красноярское	Енисей	2 130	77,4	32,1	
43	Кайрак-Кумское	Сыр-Дарья	513	4,16	2,60	
44	Фархадское	"	48	0,35	0,02	
47	Нурекское	Вахш	98	10,5	4,50	
48	Бухтарминское	Иртыш	5 500	—	31,0	Включая площадь зеркала оз. Зайсан
49	Усть-Каменогорское	"	37	0,85	0,10	

№ по схеме (рис. 161)	Водохранилище	Река	Основные параметры водохранилища			Примечание
			площадь зеркала, км <sup>2</sup>	полный объем, км <sup>3</sup>	полезный объем, км <sup>3</sup>	
50	Мингечаурское	Кура	600	16,07	6,50	
58	Днепродзержинское	Днепр	620	2,45	1,5	
59	Кременчугское	"	2250	15,1	9,0	
60	Днепровское им. Ленина	"	410	3,3	1,42	
61	Каховское	"	2155	18,2	6,80	
62	Киевское	"	1420	3,00	1,94	
63	Дубоссарское	Днестр	68	0,49	0,21	
67	Каунасское	Неман	64	0,46	0,22	

начертания гидрографической сети; так как с подтоплением озер конфигурация и площадь их изменились незначительно и еще в меньшей мере изменились глубины озер. Несравними по масштабу преобразований оказались изменения во внешнем облике речных магистралей, на которых возникли вытянутые цепочками озеровидные расширения, образующие каскады водохранилищ на рр. Волге, Каме и Днестре и обширные разливы изолированных водохранилищ на рр. Дону, Сыр-Дарье, Ангаре, Куре и Иртыше.

Образованные затоплением обширных пойменных пространств и склонов долины речные водохранилища подтопляют приустьевые участки притоков, приобретая за счет этих заливов лопастное извилистое очертание в плане, повторяющее конфигурацию долины реки. Длина больших водохранилищ, созданных на равнинных реках, исчисляется десятками и сотнями километров; в частности, протяженность по осевой линии Волгоградского, Куйбышевского и Братского водохранилищ достигает 500 км. В отличие от этого, водохранилища на горных реках, имеющих большое падение, будут обладать небольшой протяженностью, всего в несколько десятков километров. К таким водохранилищам относятся сооружаемое в настоящее время высоконапорное водохранилище Нурекской ГЭС на р. Вахш и проектируемое Токтогульское водохранилище на р. Нарын.

Ширина речных водохранилищ в равнинных районах достигает больших значений на участках слияния притоков с главной рекой, где образуются обширные разливы, достигающие 30—40 км, а в отдельных случаях (Рыбинское водохранилище) — даже

60 км. Наряду с этим на некоторых водохранилищах в сужениях долины ширина водохранилища может сокращаться до 1—2 км, что, например, имеет место на Братском водохранилище, где плотина расположена на узком ущельеобразном участке долины.

Глубина водохранилищ очень разнообразна. Среди существующих водохранилищ наиболее глубоким является Братское, максимальная глубина которого превышает 100 м. К числу глубоких также относятся водохранилища Бухтарминское, Мингечаурское и Днепровское им. Ленина. Из сооружаемых в настоящее время наиболее глубоким будет водохранилище Нурекской ГЭС, с максимальной глубиной до 300 м, и проектируемое Токтогульское, глубина которого будет достигать 200 м. В отличие от этих высоконапорных гидроузлов, водохранилища равнинных районов ЕТС отличаются небольшой глубиной, с максимальными значениями ее от 15 до 30 м.

В пределах водохранилища глубины изменчивы как по его длине, так и по ширине; обычно наибольшие глубины располагаются по затопленным руслам рек, в стороны от которых наблюдается падение глубин. По длине водохранилища нарастание глубин происходит в сторону плотины, замыкающей водохранилище.

Емкость водохранилищ, определяемая их размерами и формой чаши, также очень различна; наибольшим объемом среди введенных в эксплуатацию будет отличаться по достижении проектной отметки Братское водохранилище — 179 км<sup>3</sup>, которое в 1,5 раза превосходит объем оз. Балхаш (112 км<sup>3</sup>) и в 3 раза — оз. Севан (58 км<sup>3</sup>).

Наряду с этим существует много водохранилищ, объем которых не превосходит 1 км<sup>3</sup>, а в ряде случаев не достигает и этой величины. Общая емкость водохранилищ сильно зарегулированных рек, на которых созданы каскады ГЭС, соизмерима с величиной среднего годового стока этих рек. Например, суммарный объем 5 водохранилищ на р. Днепре, из которых три уже действуют в течение ряда лет, составит 40,5 км<sup>3</sup>, при годовом стоке реки 50,7 км<sup>3</sup>. Объем волжских водохранилищ составляет 163 км<sup>3</sup>, т. е. около  $\frac{2}{3}$  годового стока р. Волги (259 км<sup>3</sup>), а объем Братского водохранилища в 2 раза превосходит сток р. Ангары у Братска (около 90 км<sup>3</sup>). Заполнение таких емких водохранилищ производится в течение ряда лет с ежегодным изъятием в периоды наибольшей водности некоторой доли от стока реки.

На рис. 162, заимствованном из монографии [1], показаны контуры отдельных озер и водохранилищ, изображенных, в целях сравнения, в едином масштабе. Как видно из рис. 162, речные водохранилища, в отличие от округлой или эллипсообразной формы озер, вытянуты по долинам рек и расчленены многочис-

ленными заливами. Исключение составляет только Рыбинское водохранилище, образованное затоплением обширного междуречья рек Волги, Шексны и Мологи.

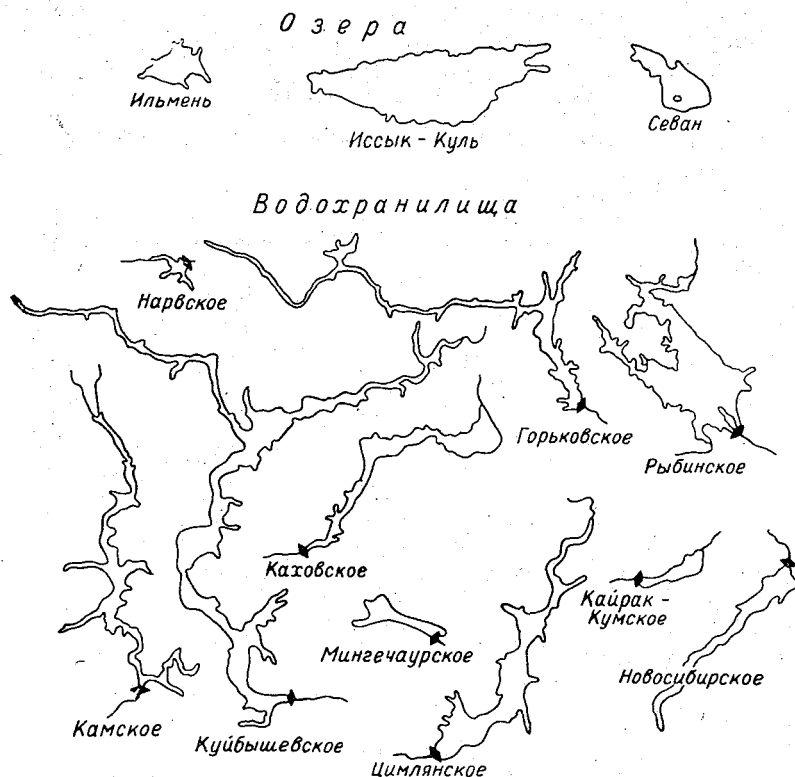


Рис. 162. Конфигурация и сравнительные размеры некоторых озер и водохранилищ.

Чисто внешний признак — форма водоемов — в известной мере влияет на специфику их гидрологических условий и, в частности, указывает на наличие или отсутствие уклона водной поверхности.

На озеровидных водохранилищах, образованных подтоплением озер, уклон водной поверхности настолько мал, что не улавливается обычными наблюдениями и зеркало этих водохранилищ практически является горизонтальным.

В отличие от этого, на речных водохранилищах, образованных подтоплением речной долины, четко выражен продольный уклон.

На рис. 163, заимствованном из работы [1], показано, как изменяется продольный уклон участка реки с образованием подпора от плотины при различных отметках уровня водохранилища. По достижении отметки НПУ и снижении расходов реки до меженных поверхность водохранилища, включая и его верхнюю зону, становится горизонтальной и только на небольшом участке примыкания водохранилища к руслу реки отмечается

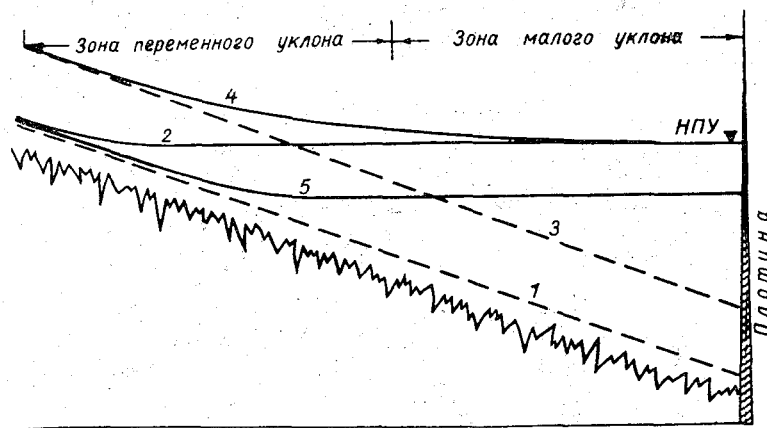


Рис. 163. Схема продольного профиля водохранилища при различном наполнении.

1 — нормальный меженный уровень в естественных условиях; 2 — то же после подпора; 3 — максимальный уровень половодья в естественных условиях; 4 — то же после подпора; 5 — меженный уровень при сработавшем водохранилище.

небольшое падение уровня. В соответствии с наличием или отсутствием уклона водной поверхности в пределах речного водохранилища выделяются две зоны: верхняя — выклинивания подпора и нижняя — малых уклонов. Граница между этими зонами непостоянна и смещается вверх по мере наполнения водохранилища. На рис. 164 показано, как с ростом уровня постепенно передвигается по водохранилищу зона выраженного уклона.

Примечательно, что явление переменного уклона практически не выражено на Рыбинском водохранилище, которое, обладая обширным зеркалом, по этому признаку приближается к озеровидным водохранилищам, оставаясь во всех других отношениях речным водохранилищем с присущими ему особенностями. Неодинаковые по характеру озеровидные и речные водохранилища в разной степени влияют на бытовой режим рек, хотя и те, и другие оказывают регулирующее воздействие на сток.

Действительно, известно, что и в естественных условиях озерные реки отличаются более равномерным распределением расходов в году, в связи с чем увеличение емкости водохранилищ может только несколько усилить эффект регулирования стока без существенного изменения общего характера распределения его в году.

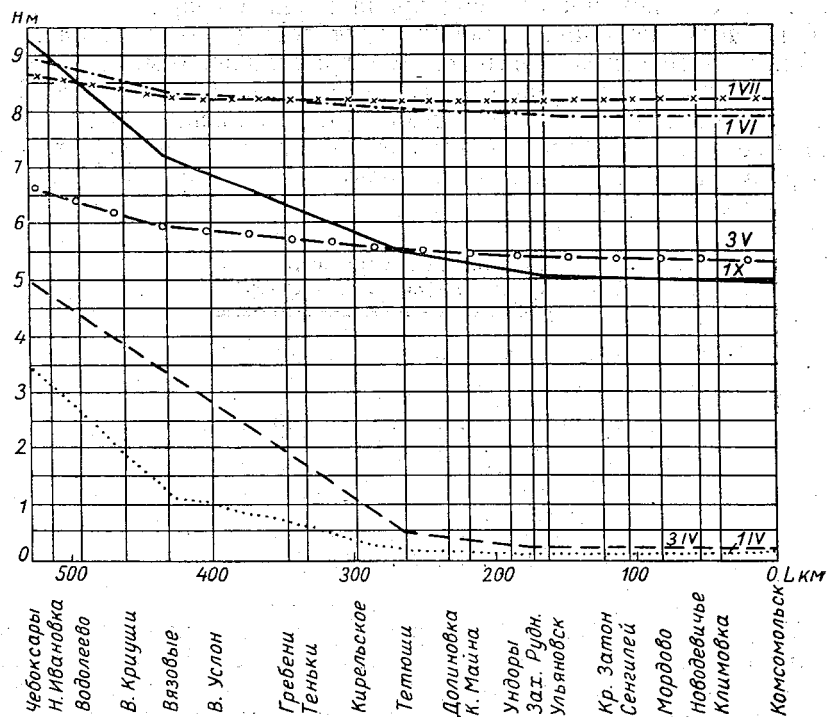


Рис. 164. Изменение продольного профиля Куйбышевского водохранилища при различных отметках у плотины.

Напротив, сооружение гидроузлов на реках приводит к качественному изменению их режима, так как в этом случае на реке возникает новое образование — водохранилище, имеющее назначением срезать пики половодий и перераспределять сток в году, а при наличии особо емких водохранилищ — даже между смежными годами различной водности (многолетнее регулирование). Естественное течение реки с присущим ей резким колебанием расходов и уровней в верхнем бьефе гидроузла сменяется периодически чередующимися наполнением и сработкой запасов водохранилища, выраженных более плавным ходом уровня.

Речные водохранилища, аккумулируя большие объемы воды в весенний период, интенсивно срабатывают зимой, отличаясь несвойственной озеровидным водохранилищам, и тем более озерам, большой амплитудой колебания уровня в году. В табл. 78 приводятся сведения о годовой сработке некоторых водохранилищ ЕТС, которые относятся к разряду низконапорных. На высоконапорных водохранилищах Сибири и Средней Азии размах колебаний уровня будет составлять десятки метров и, в частности, на Братском водохранилище 10 м. Еще более значительной будет сработка Нурекского водохранилища. На действующем в настоящее время Урто-Токайском водохранилище сезонная сработка составляет около 40 м, так как это водохранилище, наполняясь весной, почти полностью опорожняется летом, в сезон поливов.

Таблица 78

**Высота призмы сработки водохранилищ (по Л. С. Кускову)**

Водохранилище	Высота призмы сработки, м
Иваньковское . . . . .	6,0
Угличское . . . . .	5,5
Горьковское . . . . .	2,0
Куйбышевское . . . . .	7,0
Камское . . . . .	8,0
Кременчугское . . . . .	4,0
Каховское . . . . .	3,3

В какой мере сказывается регулирующее влияние водохранилищ на режим реки, можно судить по рис. 165, на котором показан гидрограф р. Волги у Ярославля в естественных условиях и после зарегулирования Рыбинским водохранилищем. С образованием Цимлянского гидроузла на р. Дону ниже плотины произошло резкое снижение паводочных расходов при одновременном повышении межени, причем минимальные расходы в межень возросли с 90 до 300 м<sup>3</sup>/сек.

Если изолированные водохранилища существенно преобразуют режим рек, то воздействие каскада ГЭС еще более разительно. Это можно иллюстрировать примером, заимствованным из работы [1]. В настоящее время на р. Иртыш вступила в строй Бухтарминская ГЭС, ниже ее намечается построить Шульбинскую ГЭС. С созданием водохранилища Шульбинской ГЭС в ее нижний бьеф в течение года будет поступать почти постоянный расход 600—700 м<sup>3</sup>/сек., в то время как в естественных условиях расходы здесь колеблются от 100 до 8000 м<sup>3</sup>/сек. По мере удаления от гидроузла регулирующий эффект водохранилища постепенно затухает, причем в каждом отдельном случае это



происходит различно: на реках с большой боковой приточностью влияние регулирования стока прослеживается на меньшем расстоянии от гидроузла, на бесприточных участках рек оно может ощущаться на протяжении сотен километров, выражаясь выравненными расходами и относительно небольшими колебаниями уровня.

Каскадом водохранилищ сток рек регулируется полностью, причем поступление расходов в нижний бьеф определяется

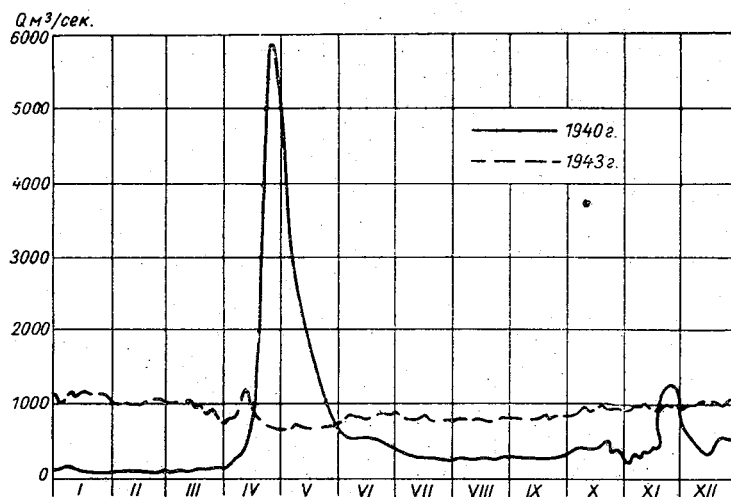


Рис. 165. Гидрографы р. Волги у г. Ярославля до создания Рыбинского водохранилища (1940 г.) и после (1943 г.).

согласованным графиком работы смежных ГЭС, в соответствии с чем осуществляются пуски из выше расположенного в нижнее водохранилище.

По условиям эксплуатации ГЭС и требованиям судоходства поступление пусков осуществляется с различной интенсивностью, вплоть до полного прекращения их на несколько часов в сутки. Это приводит к резким колебаниям уровня, а следовательно, и уклона водной поверхности в нижнем бьефе.

Если на изолированных водохранилищах наибольшие уклоны обнаруживаются с ростом уровня в период подъема паводка, то на водохранилищах-ступенях ГЭС это явление не имеет такой строгой периодичности и проявляется постоянно в соответствии с изменением размера пусков. Для сравнения на рис. 166 и 167 представлены хронологические графики уровня на постах, расположенных в зоне выклинивания подпора, причем первый из них относится к пункту, находящемуся

на изолированном водохранилище, второй.— на водохранилище, примыкающем к плотине выше расположенного гидроузла. Ход уровня на втором графике, в отличие от первого, характеризуется чередованием подъемов и понижений уровня, обуславливающих

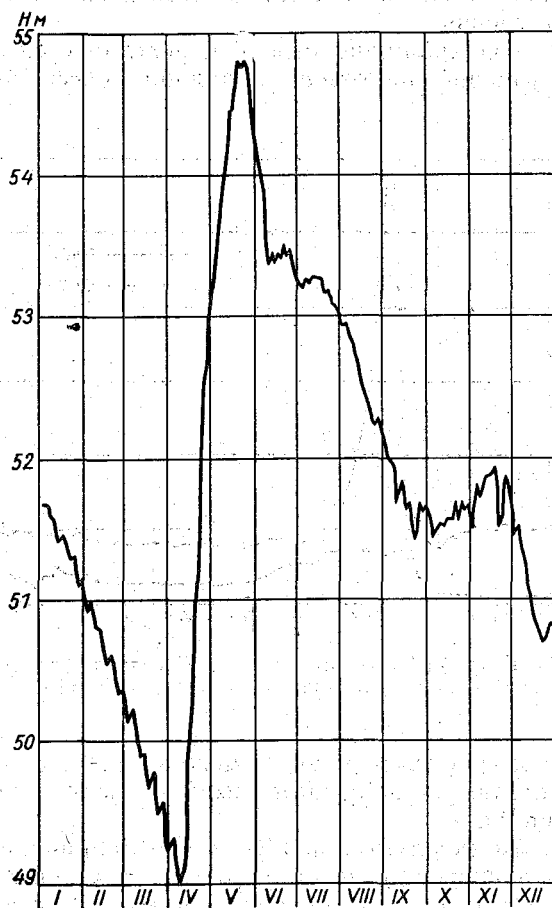


Рис. 166. Ход уровня на посту, расположенном в зоне выклинивания подпора на изолированном водохранилище.

изменение уклона в зоне выклинивания подпора ниже расположенного водохранилища.

На рис. 168 представлен суточный ход нагрузки во время работы турбин и мгновенные продольные профили, составленные по данным учащенных измерений на постах, расположенных в нижнем бьефе ГЭС.

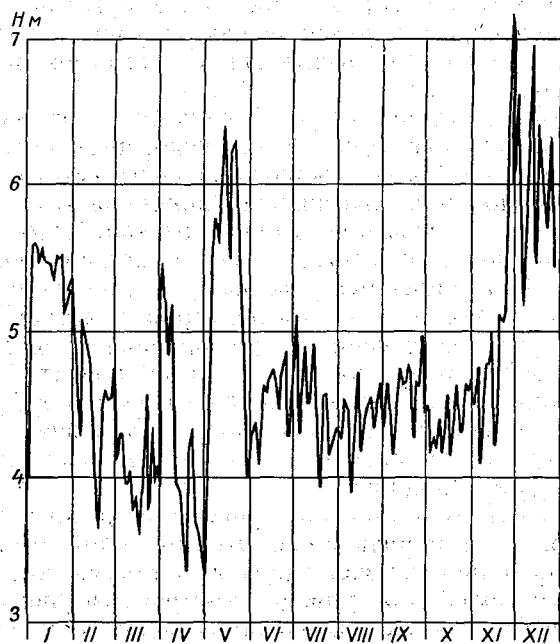


Рис. 167. Ход уровня в зоне выклинивания подпора на водохранилище, являющемся звеном каскада ГЭС.

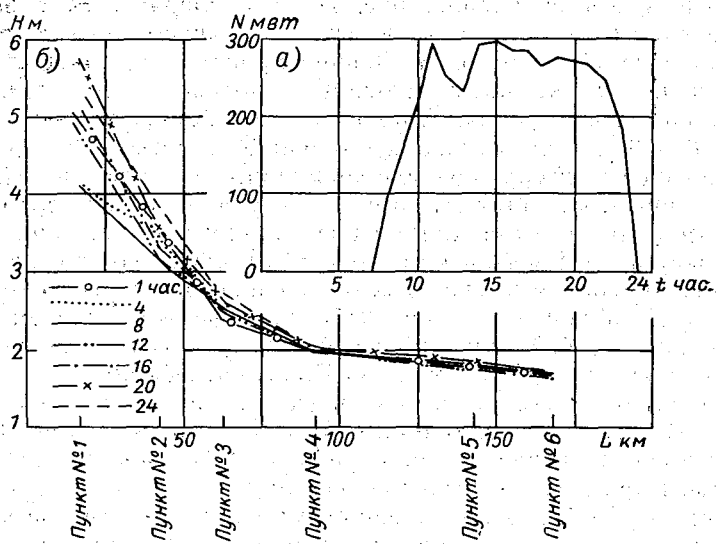


Рис. 168. а — суточный ход нагрузки  $N$  на ГЭС; б — мгновенные продольные профили уровня на постах, расположенных в нижнем бьефе ГЭС.

Из рис. 168 видно, что в пункте № 4 суточные колебания уровня незначительны, в то время как на выше расположенных пунктах они измеряются десятками сантиметров и даже целыми метрами.

По мере продвижения попусков вниз по водохранилищу они постепенно распластываются, и на некотором расстоянии от плотины резкое колебание уровня, вызванное неустановившимся режимом расходов, практически не обнаруживается.

Существенное уменьшение амплитуды колебания уровня, сопровождающееся уменьшением уклона водной поверхности, происходит на расширенных участках водохранилища. В связи с этим на неоднородных по морфометрии участках, представляющих чередование сужений и расширений с изменяющейся формой поперечного сечения, что часто наблюдается на речных водохранилищах, имеющих неправильную форму в плане, величина уклона водной поверхности даже в условиях установившегося режима расходов может несколько изменяться по длине зоны выклинивания подпора.

Воздействие гидроузлов на урочный режим водохранилищ, однако, не ограничивается только зоной выклинивания подпора водохранилищ, являющихся звеньями каскада ГЭС. Свообразные колебания уровня, вызываемые неравномерной нагрузкой на гидроузлах, замыкающих водохранилище, обнаруживаются также и в зоне малых уклонов, и притом как на водохранилищах, включенных в каскад ГЭС, так и на некоторых изолированных водохранилищах. Например, наблюдения на Куйбышевском водохранилище, которое сопрягается с незарегулированным участком р. Волги, показывают, что с ростом нагрузки на ГЭС им. В. И. Ленина происходит резкое падение уровня на участке, примыкающем к плотине, а со снижением нагрузки — рост уровня. Амплитуда колебаний уровня достигает 10—20 см. Возмущающее влияние работы ГЭС, распространяющееся вверх по водохранилищу в виде затухающей волны, прослеживается еще в пунктах, удаленных от плотины на десятки и даже сотни километров. Аналогичное явление обнаруживается на Горьковском водохранилище, однако на этом объекте колебания уровня имеют меньшие размеры. В отличие от этого, наблюдениями на Рыбинском водохранилище, представляющем собой широкий озеровидный бьеф, такое явление зарегистрировано только в узкой Шекснинской горловине, и, по видимому, оно имеет место лишь на относительно узких, вытянутых в длину водохранилищах. При этом возмущения уровня, обусловленные неравномерной работой ГЭС, могут иметь значительные размеры только при внезапной остановке агрегатов. В этом случае благодаря инерции потока в верхнем бьефе происходит мгновенное повышение уровня, сопровождающееся отраженной волной, характеризующейся постепенно затухающими

колебаниями уровня по мере продвижения волны вверх по водохранилищу. При более равномерной работе ГЭС, когда изменение попусков осуществляется постепенно, возмущения уровня в верхнем бьефе, вызванные отраженной волной, незначительны. Гораздо более резкими и значительными по размаху являются колебания уровня на участках водохранилища, расположенных в непосредственной близости от водозаборных сооружений и шлюзовых камер. Уровень на этих участках во время работы шлюзов испытывает непрерывные колебания, амплитуда которых может достигать 20—50 см, но эти возмущения уровня локализованы в пределах небольшого района и быстро затухают по мере удаления от водозабора. На рис. 169 представлен ход изменения уровня на ряде постов, расположенных в различном удалении от шлюза, причем первый из них находится непосредственно у головы шлюза, второй — в 1,5 км, третий — в 2 км и четвертый — в 4 км от него. На первом посту колебания уровня составляют 20—40 см, на последнем — не превосходят 2—4 см и, вероятно, на расстоянии 10—20 км не ощущаются совсем.

Эти своеобразные колебания уровня, присущие только водохранилищам, в большинстве случаев полностью затушевываются более мощными колебаниями за счет ветровых сгонно-нагонных денивеляций. Ветровые перекосы уровня, несвойственные рекам, типичны для озер и широко распространены на неглубоких водохранилищах, к числу которых относится большинство речных водохранилищ равнинной территории Союза. Общие перекосы уровня на неглубоких водохранилищах (Рыбинское, Куйбышевское) при штормовых ветрах достигают 1—1,2 м, снижаясь при часто наблюдающихся ветрах средней силы до 0,5—0,6 м.

Этими чертами уровня режима, несвойственными рекам в их естественном состоянии, далеко еще не исчерпывается своеобразие режима водохранилищ, которое сказывается также на их термических и ледовых условиях. Примечательным в этом отношении является своеобразие ледовых условий, наиболее четко проявляющихся на обширных озеровидных водохранилищах с относительно глубокой сработкой. К числу таких водохранилищ относится, например, Рыбинское, зеркало которого за зимний период сокращается почти вдвое, в связи с чем лед, находившийся до этого на плаву, оседает на дно, образуя вокруг водохранилища кольцо, повторяющее контуры водохранилища на момент замерзания (рис. 170).

Таким образом, из запасов водохранилища временно изымается объем воды, заключенный в осевшем льду, удельный вес которого в водном балансе Рыбинского водохранилища за зимние месяцы значителен, составляя от 5 до 15% приходной части баланса. Весной, когда происходит наполнение водохранилища,

временно осевший лед всплывает, пополняя запасы водохранилища.

Периодические изъятия воды на оседание льда менее ощутимы в балансе нешироких, вытянутых в длину водохранилищ,

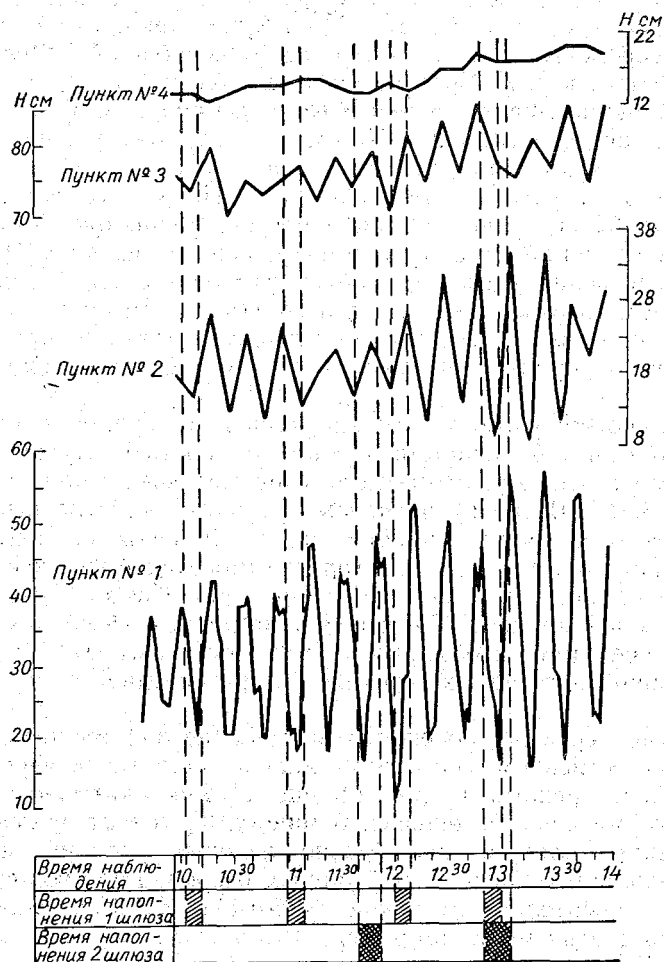


Рис. 169. Колебания уровня воды на приплотинном участке во время работы шлюзов.

на которых хотя и происходит сокращение площади с зимней сработкой, но в этом случае обсыхающие участки в основном сосредоточены в зонах выклинивания подпора, которые по сравнению с обширной нижней частью водохранилищ малы по площади.

Особые черты ледового режима проявляются также под воздействием своеобразных термических условий водохранилищ. С образованием на реках широких озеровидных расширений со слабым течением на них формируется термический режим, свойственный озерам, что выражается в неоднородности распределения температуры воды по акватории и по глубине. Аккумулируя

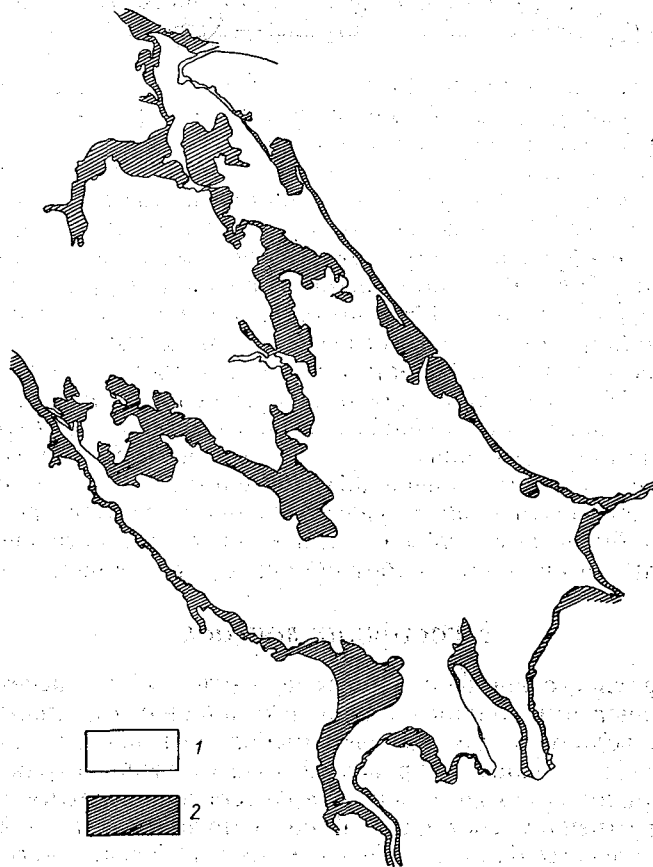


Рис. 170. Оседание льда на берегах Рыбинского водохранилища в связи с зимней сработкой его запасов.

1 — лед на плаву, 2 — лед, осевший на берегах.

в течение лета большое количество тепла в водной толще, водохранилища замерзают позднее, чем незарегулированные участки рек, и в приглубых приплотинных участках водохранилищ долго сохраняется обширная полынья, в то время как в мелководной зоне выклинивания подпора и в прибрежных участках уже устанавливается ледостав.

Новые образования — водохранилища, коренным образом преобразующие режим отдельных участков рек, в дальнейшем полностью изменят условия естественного протекания на всем протяжении рек, когда будут созданы каскады ГЭС. Перспективными планами намечается усилить темпы гидротехнического строительства на ближайшие годы, предусмотрев регулирование стока всех крупных рек Сибири, Дальнего Востока и особенно засушливых районов страны — Казахстана и Средней Азии.

В бассейнах рек Сыр-Дарьи и Аму-Дарьи будут создаваться крупные гидроузлы с емкими водохранилищами, запасы которых намечается преимущественно использовать для орошения засушливых земель.

Перспективы гидротехнического строительства выдвигают перед гидрологией новые задачи, связанные с разработкой отвечающих преобразованному режиму рек методов наблюдений и расчетов. Поэтому особо важное значение приобретают работы по учету стока на ГЭС, которые по завершении каскадов водохранилищ будет единственно возможным использовать в качестве водомеров. Наряду с этим в целях контроля учета стока на ГЭС, а главное, для обеспечения повседневного учета наличных запасов водохранилищ, оказывается необходимым организовать всестороннее изучение водного баланса водохранилищ с составлением оперативных сводок за короткие отрезки времени. Эти исследования уже в течение ряда лет проводятся органами Гидрометслужбы на главнейших из действующих водохранилищ и опыт этих работ обобщен в настоящей главе.

## 2. СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА

До недавнего времени работы по изучению и расчету водного баланса выполнялись только в отношении отдельных естественных водоемов, для которых требовалось оценить характер и размеры возможных нарушений существующего равновесия между приходо-расходом, или охарактеризовать режим водоема в его естественном состоянии. В соответствии с этим были выполнены расчеты баланса для оз. Севан и Каспийского моря, для которых с осуществлением комплекса водохозяйственных мероприятий на самом озере (Севан) и в бассейне (Каспийское море) произошло нарушение исторически сложившегося в естественных условиях соотношения между составляющими баланса.

Наряду с этим был произведен расчет баланса для озер Онежского, Иссык-Куля, Балхаша, Байкала и др. Но уже в отношении этих объектов расчетом предусматривалось осветить только ненарушенный режим водоемов в их естественном состоянии. В соответствии с задачами, которые ставились перед



вышеперечисленными исследованиями, а главное, вследствие недостаточной полноты исходного материала наблюдений, результаты расчета ограничивались составлением осредненных за многолетие характеристик баланса, и только в виде исключения для отдельных объектов производились расчеты баланса по годам за истекший период наблюдений.

С созданием крупных водохранилищ возникла необходимость в повседневном учете ресурсов этих озеровидных водоемов. В отличие от предыдущей стадии — гидротехнического проектирования и строительства, при эксплуатации гидроузлов для планирования и текущего контроля выработки ГЭС необходима повседневная гидрологическая информация о приточности и наличных запасах водохранилищ. В связи с этим вопрос об учете ресурсов водохранилищ приобретает большую значимость, на что особо указано в постановлении Совета Министров СССР от 22/IV 1960 г., именуемом «О мерах по упорядочению использования и усилению охраны водных ресурсов СССР». Постановление Совета Министров одновременно с целым рядом мероприятий предусматривает организацию количественного и качественного учета поверхностных вод, в том числе запасов водохранилищ, для разработки комплексного использования этих водоемов. Эта задача может решаться только на основе знания водного баланса, который для удовлетворения текущих запросов практики должен составляться за короткие интервалы времени. Учитывая это, в начале пятидесятых годов периферийными подразделениями Гидрометслужбы начаты работы по составлению месячных и годовых балансов для отдельных водохранилищ, число которых постепенно расширялось по мере ввода в эксплуатацию новых водохранилищ.

В настоящее время изучение и расчеты текущих балансов выполняются для 15 водохранилищ, перечисленных в табл. 79.

Таблица 79

Водохранилище	Текущие балансы составляются, начиная с года	Водохранилище	Текущие балансы составляются, начиная с года
Верхне-Свирское	1955	Кременчугское	1963
Рыбинское	1955	Днепровское им. Ленина	1952
Горьковское	1957	Каховское	1956
Камское	1956	Мингечаурское	1956
Воткинское	1963	Кайрак-Кумское	1957
Куйбышевское	1955	Новосибирское	1959
Волгоградское	1959	Братское	1963
Цимлянское	1952		

Для обеспечения этих работ понадобилось существенно пополнить и пересмотреть наблюдательную сеть, действующую

на водохранилищах и на их притоках, а также расширить программу работ на сети озерных специализированных станций.

В целях всестороннего изучения водного баланса необходимо осветить наблюдениями все статьи поступления и расхода воды из водохранилищ, не ограничиваясь достаточными для оценки водного баланса участка реки измерениями расходов воды в начальном и замыкающем створах. С образованием на реках широких озеровидных водоемов в балансе их существенную роль начинают играть дополнительные поступления и потери воды, образующиеся за счет осадков, выпадающих на зеркало, и испарения с поверхности водохранилищ. Наряду с этим встает вопрос о временных изъятиях воды на оседание льда в связи со сработкой водохранилищ и о потерях на фильтрацию в их ложе и берега. Особо важным условием для правильной оценки наличных запасов воды в водохранилищах является надежное определение уровня воды. В условиях своеобразного уровня режима, обусловленного наличием уклона водной поверхности на речных водохранилищах и ветровыми колебаниями уровня как на озеровидных, так и на речных водохранилищах, весьма важным является вопрос о правильном размещении водомерной сети.

Проекты размещения наблюдательной сети разрабатываются обычно еще до заполнения водохранилищ, т. е. в условиях, когда зачастую затруднительно учесть все своеобразие будущего водоема, однако опыт, накопленный в этой области, уже позволяет сделать ряд рекомендаций по этому вопросу.

### **3. ПРИНЦИПЫ РАЗМЕЩЕНИЯ НАБЛЮДАТЕЛЬНОЙ СЕТИ НА ВОДОХРАНИЛИЩАХ**

Размещение наблюдательной сети выполняется с учетом типа водохранилищ (озеровидные, речные), их размеров, положения в каскаде ГЭС, величины напора, характера проточности и режима работы ГЭС. Большая часть перечисленных сведений может быть получена по данным, которые проектирующие организации должны передать органам Гидрометслужбы. К числу материалов, получаемых от проектных организаций, относятся следующие:

- 1) план водохранилища с указанием границ затопления и створа плотины;
- 2) батиметрическая карта водохранилища;
- 3) отметки нормального подпорного уровня (НПУ) и уровня мертвого объема;
- 4) высота призмы сработки и величина напора;
- 5) кривые объемов и площадей, которые для водохранилищ с выраженным уклоном составляются по участкам;

6) кривые подпора, рассчитанные для разных расходов и отметок наполнения водохранилища в створе плотины;

7) сведения о предполагаемой продолжительности заполнения водохранилища до отметки НПУ и характере регулирования стока (многолетнее, сезонное, суточное и т. д.).

Наряду с этим необходимо располагать сведениями о стоке реки в районе проектируемого водохранилища.

На основании перечисленных материалов можно выяснить:

1) является ли водохранилище изолированным или представляет собой одно из звеньев каскада;

2) в каких пределах при сработке водохранилища будет изменяться его площадь;

3) как осуществляется питание водохранилища — сосредоточенными потоками или системой рек, впадающих на разных участках водохранилища;

4) какова средняя и максимальная глубина водохранилища и где расположены наибольшие глубины;

5) при каких расходах и на каком участке водохранилища ощущается уклон водной поверхности;

6) каков удельный вес приточности за счет боковых притоков по отношению к стоку главной реки и как изменяется его величина в течение года.

С учетом указанных сведений следует разместить наблюдательную сеть на водохранилище, предусмотрев организацию: а) водомерных пунктов; б) гидрометрических створов на главной реке и притоках; в) дождемерных пунктов и метеорологических площадок и г) испарительных станций.

До размещения водомерной сети предварительно необходимо решить, возможны ли на данном водохранилище ветровые или сейшевые колебания уровня. Этот вопрос для озеровидных водохранилищ, образованных подтоплением озер, решается непосредственно на основании имеющихся данных наблюдений, а при отсутствии наблюдений и для речных водохранилищ — расчетом.

Расчет целесообразно применять в отношении обширных, но неглубоких озеровидных и речных водохранилищ, для которых характерно направленное перемещение водных масс под воздействием устойчивого штормового ветра, имеющего общее направление для всего водохранилища. В этих условиях стоннонагонные денивелиации имеют характер одноузловых перекосов уровня с расположением осей равновесия примерно в центре тяжести водоема, поэтому наименее подверженными ветровым денивелиациям являются участки, расположенные близ этой зоны. Поскольку ветровые нагоны искажают истинный уровень водохранилища, в целях рационального размещения водомерной сети необходимо определить местоположение участков, наименее подверженных влиянию ветровых перекосов уровня, т. е.

найти положение осей равновесия при различных направлениях действующего ветра. Эту операцию не следует выполнять для глубоких (средняя глубина более 30—40 м), но небольших по площади водохранилищ, а также для обширных озеровидных водохранилищ, образованных подтоплением больших и глубоких озер. На первых из упомянутых водоемов ветровые денивеляции уровня вообще не имеют места, а на вторых они зачастую проявляются как многоузловые сейшевые колебания, отличающиеся по своей природе от одноузловых перекосов уровня на мелководных водоемах.

Поэтому размещение водомерной сети на водохранилищах разного типа и размера должно выполняться различно в соответствии со следующей общей схемой: на озеровидных водохранилищах основная масса постов размещается в зоне малых уклонов, а на речных водохранилищах — по всему протяжению водохранилища, от его верхней границы вплоть до створа замыкающей плотины. При этом в зоне малых уклонов неглубоких речных и по акватории обширных, но мелководных озеровидных водохранилищ посты размещаются близ осей равновесия, положение которых находится расчетом по методу А. В. Караушева, согласно рекомендациям, изложенным в работе [55].

На рис. 171 и 172 показано положение осей равновесия и постов в зоне малых уклонов на водохранилищах разной формы: широком Рыбинском и вытянутом по долинам рек Камы и Волги — Куйбышевском.

На первом из водохранилищ, имеющем более правильное очертание в плане, оси равновесия пересекаются близ центра водоема, на втором — смещаются к отдельным плесам, не скрещиваясь в одной точке.

В последнем случае, т. е. на речных водохранилищах неправильной формы, посты целесообразно размещать по длине водохранилища, по возможности совмещая их в зоне малых уклонов с осями равновесия, а в зоне выклинивания подпора — с границами участков, для которых составлены участковые кривые объемов и площадей.

В отличие от этого, на неглубоких озеровидных и речных водохранилищах округлой формы посты располагаются в пунктах пересечения осей равновесия с линией берега и, при возможности, в районе общей точки пересечения всех осей.

На глубоководных речных водохранилищах, где ветровые денивеляции уровня не выражены, посты так же, как и на мелководных водохранилищах, размещаются равномерно по длине водохранилища, но в этом случае и в зоне малых уклонов посты приурочиваются к границам участков, различающихся по морфометрии (сужения, расширения).

На обширных и глубоких озеровидных водохранилищах, для которых характерны сейшеобразные и неупорядоченные ветро-

вые колебания уровня, посты размещаются на противоположных берегах водохранилища в его расширенной части, а также на островах и в наиболее значительных по площади и глубине заливах и губах.

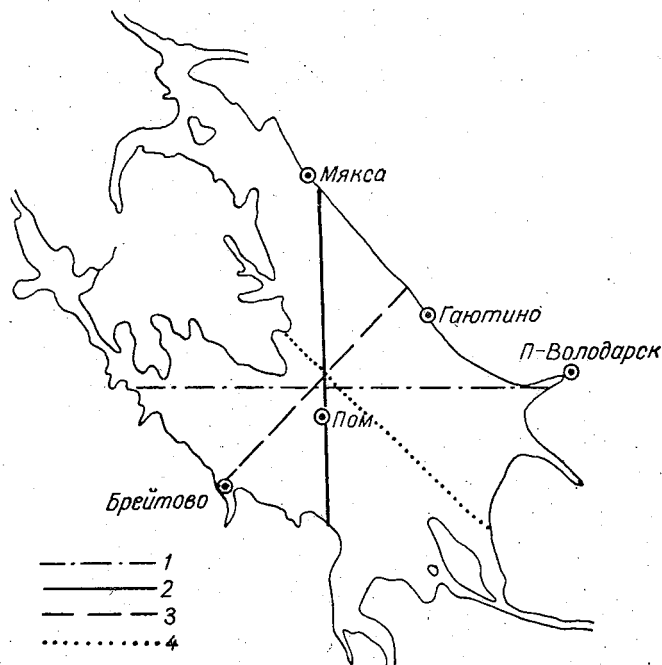


Рис. 171. Схема расположения постов и осей равновесия на Рыбинском водохранилище. Оси равновесия, соответствующие ветру:

1 — северному (южному); 2 — западному (восточному); 3 — северо-западному (юго-восточному); 4 — северо-восточному (юго-западному).

На небольших (площадью до 100—200 км<sup>2</sup>), но глубоких водохранилищах округлой (овальной) формы, поверхность которых практически горизонтальна, можно ограничиться только одним постом, расположив его на берегу в широкой части водохранилища или на плотине. Однако в последнем случае пост следует возможно дальше отнести от водозаборных сооружений и шлюзов.

Разработав в соответствии с приведенными рекомендациями схему размещения постов, ее необходимо затем уточнить по материалам рекогносцировочного обследования зоны затопления, а также с учетом сведений о сооружениях (причальные стенки, пристани и др.), которые предполагается возводить на водохра-

нилище. Известно, что берега многих водохранилищ, и особенно сложенных легко размываемыми породами, сильно обрушиваются под воздействием волнового прибоя, вследствие чего линия берега отходит на десятки и даже сотни метров от своего первоначального положения. С таких участков водомерные посты

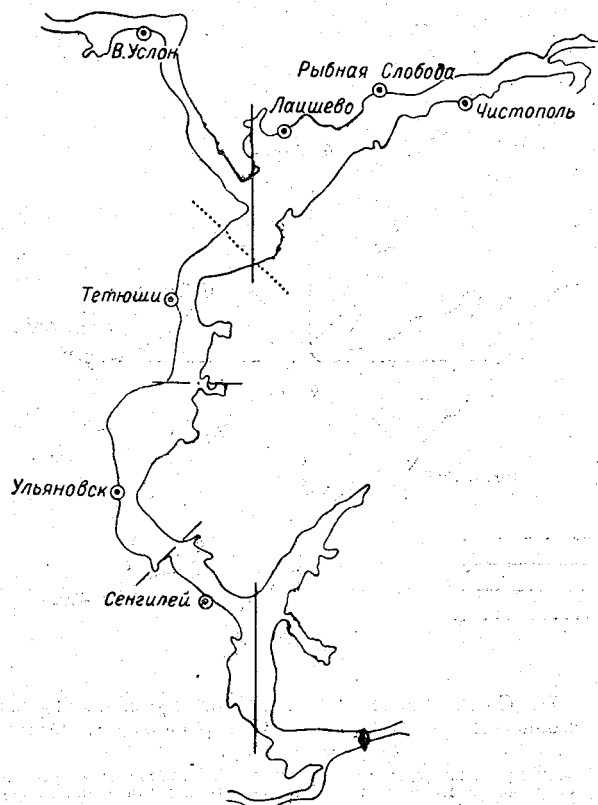


Рис. 172. Схема расположения постов и осей равновесия на Куйбышевском водохранилище.

надо переместить к скальному или слабо размываемому берегу, или, что еще лучше, расположить их на укрепленном берегу близ сооружения. В этом случае посты могут оказаться смещенными по отношению к фиксированному положению осей равновесия. Это можно выправить установкой парных постов, которые располагаются по обе стороны от оси равновесия. Такое положение занимают, например, посты Сенгилей и Ульяновск близ оси, отвечающей северо-западному (юго-восточному) ветру, а также посты Сенгилей и Сторожевой по отношению к оси

для западного (восточного) ветра на Куйбышевском водохранилище (рис. 172).

При оснащении постов необходимо учитывать, что наиболее желательной является непрерывная регистрация уровня водохранилищ, вследствие чего при возможности посты нужно оборудовать самописцами. Однако иногда это не представляется необходимым или просто становится невозможным, в частности, например, при отсутствии условий для оборудования поста на неразмываемом участке берега или в тех случаях, когда с глубокой сработкой водохранилища урез отходит от его первоначального положения на расстояние, измеряемое сотнями метров или даже целыми километрами. Между тем на больших водохранилищах, где намечается разместить целый ряд постов, из общего числа их следует отобрать те, которые возможно оборудовать самописцами (у сооружений, скальных берегов или на приглубых участках берега). Однако удобное местоположение не должно являться единственным критерием необходимости оборудования поста самописцем; при этом обязательно следует учитывать также и то, насколько данный участок водохранилища типичен в отношении фиксируемых на нем колебаний уровня.

Во всех случаях самописцы предпочтительнее устанавливать в зоне малых уклонов, где сосредоточены основные запасы водохранилища. При этом на речных водохранилищах с выраженными ветровыми денивеляциями особенно желательна установка самописца в пункте, совпадающем с центром пересечения всех осей равновесия, или по крайней мере на одном из концов тех из осей, которые перпендикулярны направлению преобладающих ветров. Наряду с этим в целях изучения предельных ветровых перекосов уровня желательно оснащать самописцами посты, расположенные на противоположных концах оси, совпадающей с направлением ветра, вызывающего особо сильные перекосы уровня. Обычно это явление имеет место при ветрах, дующих вдоль водохранилища.

На больших и глубоких озеровидных водохранилищах самописцами по возможности желательно оснастить все или по крайней мере большую часть постов, предусмотрев в этом последнем случае самописцы на постах, находящихся на противоположных берегах, а также на островах.

На небольших по площади, но высоконапорных водохранилищах с глубокой сработкой, измеряемой десятками метров, в самописцах нет необходимости; на этих водоемах можно ограничиться данными срочных измерений свайных или речных постов.

Размещение гидрометрической сети осуществляется с учетом зарегулированности притоков и их водности. На водохранилищах-ступенях каскада сток по главной реке оцени-

вается по материалам учета стока на ГЭС, на изолированных водохранилищах — по данным измерений на гидрометрическом створе, который следует располагать на главной реке по возможности ближе к водохранилищу.

На боковых притоках гидрометрическая сеть размещается с учетом удельного веса стока отдельных притоков в общем поступлении воды в водохранилище. В соответствии с этим гидрометрические створы рекомендуется устанавливать в первую очередь на тех из боковых притоков, которые в течение всего года или по крайней мере в продолжение весенних месяцев дают не менее 5—10% от суммарного притока в водохранилище.

Общая гидрометрическая освещенность, выражаемая отношением (в процентах) гидрометрически освещенной площади к общей площади водосбора водохранилища, должна составлять не менее 70—75%.

На отдельных водохранилищах, питающихся крупными реками, гидрометрический створ на главной реке может замыкать площадь, составляющую более 80% от общей площади водосбора, что, однако, не является достаточным для оценки приточности в водохранилище. В этом случае, помимо входного створа на главной реке, необходимы дополнительные створы на отдельных боковых притоках, которые в дальнейшем будут использоваться в качестве аналогов при подсчете объемов воды, вносимых в водохранилище притоками второго и третьего порядка.

Размещение метеорологической сети на водохранилищах должно выполняться с таким расчетом, чтобы материалами наблюдений метеорологических пунктов, расположенных по периферии и на акватории водоема, можно было охарактеризовать явления, знание которых необходимо при оценке ветровых колебаний уровня, а также при исчислении осадков, выпадающих на зеркало, и испарения с его поверхности.

Поскольку ветровые перекосы уровня развиты не повсеместно, а там, где они обнаруживаются, эффект их на разных водоемах неодинаков, и имея в виду к тому же, что осадки и испарение, помимо общих климатических условий и циркуляционных процессов, формируются также под воздействием местных факторов, необходимо размещать метеорологическую сеть с учетом специфики каждого водоема, его размеров, формы и типа.

Метеорологические наблюдения на водохранилищах должны выполняться на метеорологических площадках и дождемерных постах.

Береговые метеорологические площадки размещаются следующим образом:

1) на крупных речных водохранилищах длиной в несколько сотен километров, вытянутых по главному стволу реки: а) на



противоположных концах водохранилища — в зоне выклинивания подпора и у плотины, замыкающей водохранилище, и б) близ середины водохранилища;

2) на крупных речных водохранилищах, образованных слиянием рек, соизмеримых по водоносности: а) в верховье каждого из крупных заливов, б) в широкой части водохранилища при слиянии рек и в) в зоне малых уклонов близ плотины;

3) на обширных по площади озеровидных водохранилищах: а) на противоположных берегах водохранилища, в его широкой части, и б) в глубоко врезающихся в сушу заливах и губах;

4) на небольших по площади озеровидных и речных водохранилищах — в средней части водоема.

Помимо береговых, метеорологические площадки оборудуются также на островах или на концах далеко вдающихся в водоем мысов и кос.

На обширных озеровидных и речных водохранилищах площадью в несколько тысяч квадратных километров при возможности (наличие островов, маячных сооружений, мысов и кос) островные площадки организуются в различных районах водохранилища. На речных водохранилищах для островных площадок могут использоваться искусственные сооружения, а также острова, и в том числе те из них, которые существуют временно, а в дальнейшем будут затоплены или размыты. Эти станции могут организовываться только на период первоначального заполнения водохранилища до проектной отметки.

На небольших водохранилищах, где представляется возможным организовать стационарные метеорологические наблюдения на острове или на мысу, необходимость в береговой метеорологической площадке отпадает.

Для береговых и островных метеорологических площадок следует выбирать незащищенные древесной растительностью и незатопляемые участки невысокого берега, открытого ветрам преобладающего направления с водоема.

Дождемерные посты размещаются по берегам и на островах водохранилищ, причем береговые посты устанавливаются вдоль береговой линии, на участках, различающихся по орографии и защищенности (участки нагорные, низменные, лесистые, открытые). Посты устанавливаются на расстоянии 40—50 км (по прямой), а в условиях пересеченной местности эти интервалы желательно сокращать до 20—25 км.

В отличие от метеорологических площадок, дождемерные посты во избежание выдувания осадков из дождемеров следует располагать в защищенных пунктах: в садах, на малых полянах, вблизи строений и пр.

На акватории больших озеровидных водохранилищ, помимо осадкомеров при островных метеорологических площадках, желательно дополнительно установить осадкомеры также на дру-

гих островах и мысах, по возможности равномерно осветив дождемерными наблюдениями всю акваторию.

Для обеспечения безнадзорной работы удаленных и островных постов их следует оснастить суммарными осадкомерами.

При размещении испарительной сети и выборе типа испарителей, которыми предполагается оснастить наблюдательные пункты, нужно учитывать значение и удельный вес испарения в балансе водохранилища. При этом необходимо иметь в виду, что роль испарения в балансе возрастает на обширных по площади и менее проточных, чем речные, озеровидных водохранилищах. В связи с этим именно в отношении озеровидных водохранилищ возникает необходимость в уточнении, применительно к местным условиям, существующих нормативов испарения, т. е. в получении новых исходных данных к характеристике испарения с водной поверхности. Поэтому на озеровидных водохранилищах целесообразна организация капитально оборудованных наблюдательных пунктов, оснащенных испарительными бассейнами. Во всех других случаях, т. е. на небольших по площади (до 100—300 км<sup>2</sup>) озеровидных и всех речных водохранилищах, включая и наиболее крупные из них, в том числе находящиеся в засушливых районах страны, затраты на испарение в балансе которых относительно невелики, можно ограничиться установкой небольших наземных испарителей ГГИ-3000.

Испарительный бассейн на озеровидном водохранилище устанавливается на территории той метеорологической площадки, которая расположена на невысоком незатопляемом берегу, открытом ветрам с водоема. При возможности наиболее желательна установка испарительного бассейна на островной станции, однако это допустимо при условии довольно глубокого залегания уровня грунтовых вод, когда исключена возможность выпучивания бассейна с подъемом уровня грунтовых вод.

Помимо указанных условий, которые необходимо учитывать при установке испарительного бассейна, следует иметь в виду также, что бассейн нужно поместить в районе наиболее широкой части водохранилища (вблизи подтопленного озера), не вынося его на участок, примыкающий к подпертому руслу реки, вытекающей из озера.

Испарители ГГИ-3000 устанавливаются на площадках береговых метеорологических станций, открытых в районе водохранилища, и обязательно на всех островных метеорологических площадках.

Наблюдательная сеть, размещаемая на водохранилищах в соответствии с изложенными принципами, обеспечивает получение материалов, необходимых для составления текущих водных балансов.

#### 4. МЕТОДИКА СОСТАВЛЕНИЯ ВОДНОГО БАЛАНСА ВОДОХРАНИЛИЩ

Объем сведений, необходимых для составления водного баланса, в каждом отдельном случае определяется характером водоема, его типом, строением его чаши, расположением притоков, наличием ледяного покрова зимой и пр. Применительно к данному водоему составляется уравнение водного баланса, все слагаемые которого подлежат непосредственному определению на основании материалов наблюдений, или, при отсутствии фактических данных о некоторых (второстепенных) составляющих баланса, путем расчета.

В общем виде уравнение водного баланса имеет следующий вид:

$$\sum Pr - \sum P = \sum A + H,$$

где  $\sum Pr$  — сумма приходных компонентов баланса,  $\sum P$  — сумма расходных компонентов,  $\sum A$  — сумма аккумуляционных компонентов,  $H$  — невязка баланса.

В развернутой форме уравнение принимает вид

$$\begin{aligned} P_o + P_b + P_n + O + L' - (C + Z + I + I' + \Phi_v + L) = \\ = A_b + A_p + A_n \pm H, \end{aligned}$$

где  $P_o$  — приток в водохранилище по основным рекам;  $P_b$  — боковая приточность и приток по мелким водотокам с территории, непосредственно примыкающей к водохранилищу;  $P_n$  — приток подземных вод, поступающих непосредственно в водохранилище через его ложе;  $O$  — осадки, выпадающие в жидком и твердом виде на зеркало водохранилища;  $L'$  — объем воды во льду и покрывающем его снеге, при зимней сработке уровня осевшем на берегах водохранилища и всплывшем весной при подъеме уровня;  $C$  — сток через сооружения замыкающего гидроузла, представляющий собой сумму расходов воды, используемой на пропуск через турбины, водосбросы, шлюзование и фильтрацию в створе гидроузла через тело сооружения;  $Z$  — забор воды на орошение, водоснабжение и другие нужды;  $I$  — потери на испарение с водной поверхности;  $I'$  — потери на испарение с поверхности снега и льда;  $\Phi_v$  — односторонняя фильтрация из водохранилища через его борта и ложе;  $L$  — объем воды во льду и покрывающем его снеге, осевшем на берегах при зимней сработке уровня;  $A_b$  — аккумуляция (наполнение или опорожнение) в чаше водохранилища;  $A_p$  — аккумуляция в русле и пойме устьевой части основных рек, впадающих в водохранилище, ниже створов, на которых учитывается сток этих рек;  $A_n$  — подземная аккумуляция в грунтах, слагающих борта водохранилища.

Для приближенного расчета баланса, составляемого эксплуатационным персоналом ГЭС в целях ежедневного контроля поступления и расходования воды из водохранилищ, применяется упрощенное уравнение

$$\sum \Delta W = C \pm \Delta W,$$

где  $\Delta W$  — изменение объема водохранилища за расчетный интервал времени (сутки).

Расчеты по этой упрощенной схеме допустимы только в отношении небольших по площади и сильно проточных водохранилищ, определяющими в балансе которых являются сток через ГЭС и поступление воды за счет поверхностного притока. Действительно, в условиях большой площади зеркала погрешность в определении суточной величины  $\Delta W$  может превосходить величину суточного притока и тогда применение упрощенной схемы вообще не имеет смысла.

Точность расчетов водного баланса, равно как и допустимая продолжительность расчетного интервала времени, обусловлена точностью определения основных компонентов водного баланса. Вероятная ошибка определения различных компонентов неодинакова и, в частности, для гидрометрического учета стока она составляет величину порядка  $\pm 5\%$ , при измерении стока на сооружениях 3—7%, и только в виде исключения на отдельных ГЭС (например, Рыбинская ГЭС на Рыбинском водохранилище) обеспечивается высокая точность учета стока ( $\pm 1-2\%$ ). Испарение и осадки за короткие отрезки времени (месяц) оцениваются с точностью 10—15%. Обычно удельный вес испарения и осадков невелик в балансе водохранилищ, поэтому в расчетах приходится исходить из точности главных компонентов баланса — поверхностного притока по главным рекам и стока воды из водохранилищ, ориентируясь на точность определения главного приходного компонента — притока по главным водным артериям, определяемого с погрешностью гидрометрического учета стока. Исходя из этого для периодов различной водности (весеннее накопление, зимняя и летняя межень) устанавливается соответствующий расчетный интервал времени с учетом относительной ошибки аккумуляции ( $p$ ) по сравнению с притоком ( $V_{\text{пр}}$ ).

Имея в виду, что точность наблюдений над уровнем составляет  $\pm 1$  см, получаем абсолютную ошибку в определении аккумуляции равной  $\Delta = F 10^4$  м<sup>3</sup>, где  $F$  — площадь зеркала в км<sup>2</sup>.

Относительная ошибка аккумуляции по сравнению с притоком

$$p = \frac{\Delta}{V_{\text{пр}}},$$

где  $V_{\text{пр}} = 86\,400 Q_{\text{пр}} t$  м<sup>3</sup> — объем притока в м<sup>3</sup>,  $Q_{\text{пр}}$  — расход воды

в м<sup>3</sup>/сек., а  $t$  — продолжительность расчетного интервала времени в сутках;

$$p = \frac{F \cdot 10^4}{86400 Q_{\text{пр}} t} = \frac{11,6F}{Q_{\text{пр}} t} \%$$

*Пример.* При площади водохранилища 2000 км<sup>2</sup>, суточном расходе по главной реке 200 м<sup>3</sup>/сек. в месячном интервале времени ( $t = 30$  суток), выражая в процентах,

$$p = \frac{11,6 \cdot 2000}{200 \cdot 30} = 3,9\%$$

В данном примере точность расчета аккумуляции соответствует точности учета притока в водохранилище ( $\pm 5\%$ ).

При увеличении расхода в период весеннего половодья до 500 м<sup>3</sup>/сек. относительная ошибка снижается до 1,6%, что свидетельствует о возможности сократить расчетный интервал времени до декады. В последнем случае ошибка составит 4,6%, т. е. тоже будет находиться в пределах допустимой погрешности.

При определении продолжительности расчетного интервала, таким образом, становится очевидным, что расчеты суточного баланса, особенно для обширных водохранилищ, мало надежны. Соответствующие расчеты обязательно должны корректироваться данными за месячные интервалы времени; в последнем случае баланс должен составляться с отдельным определением всех компонентов баланса, определенных независимыми способами.

#### Приходные компоненты водного баланса

Приток ( $P_0$ ) по основным рекам, впадающим в водохранилище, определяется по данным учета стока на ближайших гидростворках, находящихся вне подпора от водохранилища.

В ряде случаев, особенно при отсутствии частных кривых емкости, по которым определяется аккумуляция в русле и пойме устьевой части рек, на период половодья гидрометрические створы переносятся ниже по течению, в зону подпора. В этих условиях нарушается установившаяся зависимость между уровнями и расходами и потому сток за указанный период подсчитывается непосредственно по гидрографу, для построения которого производятся учащенные измерения расходов воды на створе, перенесенном в зону подпора.

Если данное водохранилище представляет собой одно из звеньев каскада ГЭС, то для этого водохранилища  $P_0$  определяется по данным учета стока на сооружении вышерасположенного гидроузла.

Приток с остальной части водосбора  $P_6$  включает: 1) приток, поступающий по рекам, впадающим в водохранилище по его периферии, и 2) приток с площади, не имеющей четко выражен-

ной гидрографической сети, примыкающей к водохранилищу. Приточность за счет боковых притоков, на которых ведутся регулярные гидрометрические измерения, определяется по данным учета стока на соответствующих гидростворах. Для неизученных участков водосбора (включая устьевые участки боковых притоков ниже гидростворов) приточность определяется по удельным величинам стока (модулям в л/сек. с км<sup>2</sup> или слою стока в мм). Удельные величины стока для таких участков водосбора устанавливаются по интерполяции, используя данные на соседних реках, на которых ведутся наблюдения над стоком.

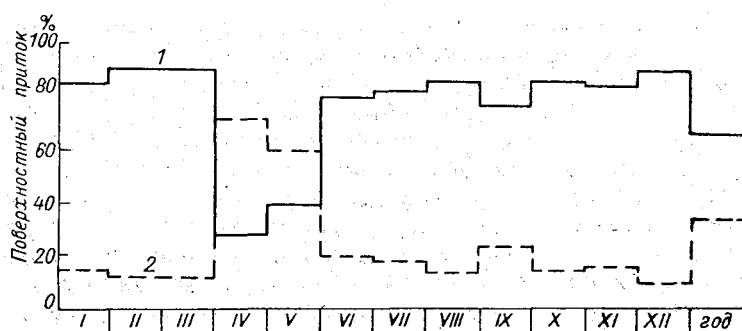


Рис. 173. Соотношение поверхностного притока по основной реке и по боковым притокам Горьковского водохранилища.  
1 — приток по основной реке (Волга), 2 — боковая приточность.

Роль боковой приточности в водном балансе различных водохранилищ неодинакова и на ряде из них, например на Куйбышевском, Волгоградском, Каховском, Мингечаурском, Кайрак-Кумском и Цимлянском, она очень мала и в годовом выводе составляет лишь несколько процентов от притока по основной реке *П*<sub>0</sub>. Однако даже и на этих водохранилищах в весенний период имеет место совершенно иное соотношение между боковым и основным притоком. Так, например, на Цимлянском водохранилище в 1952 г. годовой объем всей боковой приточности составлял только 7% от основного притока, а в апреле достигал 30%.

Особенно большое значение приобретает боковой приток в весенний период на водохранилищах, находящихся в каскаде ГЭС. На рис. 173 показан годовой ход приточности за счет главной реки и боковых притоков на Горьковском водохранилище. Из рис. 173 видно, что в период заполнения вышерасположенного Рыбинского водохранилища (апрель — май) поступление воды в Горьковское водохранилище в основном осуществляется за счет боковых притоков. В этот период боковой приток составляет 60—75% общей приточности в водохранилище.

Подземное питание водохранилищ  $L_{\text{п}}$ , равно как и фильтрацию через их ложе и берега ( $\Phi_{\text{в}}$ ), при современной изученности вопроса о расчетах этих компонентов и отсутствии наблюдений над режимом подземных вод определить крайне затруднительно. Организация соответствующих наблюдений очень дорогостояща, так как предусматривает заложение специально оборудованных скважин, число которых при огромном протяжении береговой линии крупных водохранилищ должно исчисляться десятками и даже сотнями с тем, чтобы осветить наблюдениями все участки берегов, сложенные грунтами с различными фильтрационными свойствами. Проведение таких работ представляется нецелесообразным, так как результаты расчета баланса по всем объектам, указанным в табл. 79, свидетельствуют об удовлетворительном замыкании баланса без учета его подземной составляющей. Другими словами, величина подземной составляющей (представляющей собой разность между  $L_{\text{п}}$  и  $\Phi_{\text{в}}$ ) в балансе водохранилищ незначительна и лежит в пределах точности определения его основных слагаемых. Специальные исследования, имеющие назначением оценку подземной составляющей, в последние годы были выполнены на двух водоемах — зарегулированном оз. Севан и Каховском водохранилище. На первом из указанных водохранилищ были поставлены детальные гидрогеологические исследования [42], на втором — на основании новой расчетной схемы, учитывающей специфику наполнения и опорожнения грунтов с изменением уровня водохранилища [29], был произведен расчет величины подземной фильтрации. В обоих случаях оказалось, что подземная составляющая в балансе указанных водоемов мала и не выходит за границы погрешности расчета главнейших компонентов баланса. В связи с этим с достаточной для практических целей точностью можно полагать подземную составляющую в балансе крупных водохранилищ пренебрежимо малой.

Поступление воды за счет осадков ( $O$ ), выпадающих на зеркало водохранилища, определяется по данным наблюдений береговых и островных метеорологических станций и дождемерных постов. При использовании этих данных необходимо иметь в виду, что твердые осадки дождемерами учитываются недостаточно точно, так как при ветре происходит выдувание осадков из прибора и, наоборот, при сильных низовых метелях и особенно при большой высоте снежного покрова — надувание снега в осадкомер. В связи с этим при исчислении зимних осадков, выпадающих на ледяной покров, предпочтительнее использовать данные только тех наблюдательных пунктов, которые расположены по берегам на защищенных участках; по этой причине на них в меньшей степени сказывается искажающее воздействие ветра на показания прибора. При наличии соответствующих сведений показания избранных для расчета осадкомеров

желательно корректировать данными снегосъемок, используя для этой цели те съемки, которые относятся к участкам, расположенным на суше, близ дождемерной установки. Не следует привлекать материалы снегосъемок на ледяном покрове, поскольку вследствие переувлажнения на льду снег залегает неравномерно, а главное, часть снега в результате оттепелей или при выжимании воды на лед через трещины в ледяном покрове (наслуз) идет на образование снежно-водного льда.

В отличие от твердых зимних осадков, жидкие осадки, особенно на обширных озеровидных водохранилищах, желательно подсчитывать с привлечением всех островных пунктов. В летний период над крупными водоемами создаются условия, способствующие уменьшению осадков, выпадающих на их зеркало. Это происходит за счет менее развитых восходящих токов воздуха, которые очень интенсивны над нагретой сушей и ослаблены над менее нагретыми водоемами. С уменьшением относительной влажности воздуха в верхние слои атмосферы над водоемами создаются менее благоприятные условия для формирования дневных конвективных осадков. Также в сторону уменьшения осадков влияют орографические условия котловины водоема. Над водохранилищами, расположенными в глубоких котловинах, происходит некоторое опускание воздушных масс, которые, нагреваясь при этом, отходят от состояния насыщения. Это положение иллюстрируется данными табл. 80, в которой приведены сведения об осадках, измеренных на различных высотах над поверхностью оз. Севан, расположенного в глубокой горной котловине, на высоте 1915 м над уровнем моря.

Таблица 80

Станция	Высота над уровнем моря, м	Годовая сумма осадков, мм
Севан (полуостров) . . . . .	1919	431
Норадус . . . . .	1918	413
Шоржа . . . . .	1918	397
Цовак . . . . .	1936	380
Цовагюх . . . . .	1960	635
Зод . . . . .	1990	557
Семеновка . . . . .	2104	670

Эффект уменьшения осадков над обширными водоемами равнинных районов выражен гораздо слабее, хотя данные островных станций, по сравнению с береговыми, зачастую фиксируют заниженные осадки. Однако в этом случае уменьшение осадков вызвано выдуванием их из осадкомеров при сильных ветрах, которые в открытом водоеме наблюдаются чаще, чем на берегу. Согласно исследованиям А. А. Натрус, осадки над поверхностью



обширных озеровидных водоемов близки к их величине на берегу, что, однако, не исключает необходимости постановки наблюдений на островных станциях, поскольку на обширных акваториях осадки могут существенно изменяться по площади.

Вычисление средневзвешенного слоя осадков для зеркала водохранилища выполняется одним из известных приемов: при незначительном изменении месячных сумм осадков по площади — как среднее арифметическое из показаний всех дождемерных пунктов; при значительной изменчивости осадков — методами изогий или треугольников. При исчислении объема осадков слой осадков относится к средней площади зеркала за расчетный интервал времени.

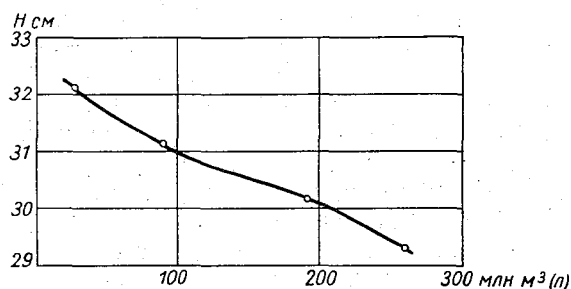


Рис. 174. Зависимость между уровнем и объемом осевшего на берегах льда и снега.

Весной с подъемом уровня в водохранилище поступает всплывший лед и покрывающий его снег ( $L$ ), которые в предшествующий период зимней сработки уровня осели на периодически обнажающихся прибрежных участках водохранилища. Этот дополнительный приток в водохранилище учитывается наряду с другими приходными компонентами баланса.

Объем воды, заключенный во всплывшем льду, принимается равным соответствующему объему воды во льду, осевшем на берегах в предшествующие зимние месяцы. Слой воды в снеге на льду увеличивается в течение зимы по мере возрастания снежного покрова, поэтому объем воды в снеге определяется по максимальным снегозапасам. Подсчет объема воды во всплывшем льду и снеге производится согласно изложенным ниже рекомендациям к определению объема воды, заключенного в снеге и во льду, осевших на берегах ( $L'$ ). Если затопление всей массы обсохшего за зиму льда происходит в первый весенний месяц, то весь временно изъятый из водохранилища объем воды относится к этому месяцу. Если затопление льда затягивается на более длительный период, то распределение объемов всплывшего льда между смежными месяцами выполняется в соответ-

ствии с ходом уровня весной, с использованием графика, образец которого представлен на рис. 174.

### Расходные компоненты баланса

Суммарный сток воды (*C*) через сооружения замыкающего гидроузла, включая объемы воды на пропуск через турбины, водосбросы, шлюзование, фильтрацию через тело плотины и неплотности затворов, определяется в соответствии с указаниями, изложенными в главах I—III.

Затраты воды на орошение, водоснабжение и пр. (*Z*) определяются по материалам учета стока, выполняемого эксплуатационным персоналом на головных сооружениях водозаборов, в соответствии с действующей «Инструкцией по учету стока воды на головных водозаборных сооружениях магистральных оросительных каналов».

Потери на испарение с водной поверхности (*I*) при значительной абсолютной величине их на водохранилищах большой площади в балансе водохранилищ могут иметь различный удельный вес, составляя на речных водохранилищах, отличающихся высокой проточностью, только несколько процентов от расходных компонентов баланса. Напротив, на обширных озеровидных водохранилищах, обладающих большой площадью зеркала при относительно небольшом водосборе, испарение приобретает большой удельный вес. К числу таких водохранилищ относится, например, Верхне-Свирское, площадь зеркала которого (9700 км<sup>2</sup>) только в 6 раз меньше площади водосбора (56 300 км<sup>2</sup>). Объем воды, затрачиваемой на испарение с поверхности Верхне-Свирского водохранилища, оказывается большим, а в летне-осенние месяцы — даже превосходящим поверхностный приток.

На оз. Севан в его зарегулированном состоянии испарение составляет более 60% расходной части баланса, а на Байкальском водохранилище — около 20%. В соответствии с этим оценка испарения на водохранилищах разного типа должна выполняться с различной детальностью, степень которой определяется полнотой наличных исходных данных. Независимо от значимости испарения в балансе водохранилища, величина его во всех случаях определяется на основании расчета, а не по данным наблюдений по испарителям или бассейну. Испарение с поверхности наземных бассейнов, и тем более испарителей, осуществляется под воздействием узко локальных условий в месте их установки и потому показания этих приборов не могут быть распространены на обширное зеркало водоема. Результаты наблюдений по приборам должны привлекаться для совершенствования методики расчета испарения с поверхности данного водоема, и, в частности, испарители, размещенные в разных

районах водохранилища, могут характеризовать (в относительных величинах) изменение испарения по акватории, а испарительные бассейны — использоваться для вывода региональной расчетной формулы испарения. Вывод соответствующей формулы можно осуществлять лишь по накоплению материала наблюдений по крайней мере за 1—2 года, когда будут получены данные для освещения всей или большей части амплитуды изменения гидрометеорологических характеристик, определяющих испарение с водной поверхности.

При отсутствии испарительного бассейна на водохранилище или при недостаточности данных для вывода или проверки существующих расчетных формул испарение с поверхности водохранилища определяется по формуле ГГИ

$$I = 0,13n(e_0 - e_{200})(1 + 0,72w_{200}) \text{ мм/месяц,}$$

где  $I$  — месячная сумма испарения в мм;  $n$  — число дней месяца;  $e_0$  — максимальная упругость пара, определенная по температуре воды, в мб;  $e_{200}$  — абсолютная влажность воздуха на высоте 200 см над водной поверхностью, в мб;  $w_{200}$  — скорость ветра на той же высоте над водоемом, в м/сек.

Для расчета по этой формуле необходимо иметь данные о температуре поверхности воды и метеорологических элементах над испаряющей поверхностью. Средние значения этих характеристик устанавливаются по данным систематических наблюдений береговых и островных станций и периодических наблюдений в открытом водоеме на рейдовых вертикалях, вертикалях гидрологических разрезов, термических профилях и суточных станциях.

При отсутствии этих наблюдений (в первый год эксплуатации водохранилища или для проектируемых водохранилищ) значения переменных устанавливаются расчетом.

Температура воды в зависимости от характера и размеров водоема по данным наблюдений определяется различно:

а) на малых, неглубоких и сильно проточных водохранилищах температура воды находится как среднее арифметическое из двухсрочных измерений береговых постов;

б) на обширных, но неглубоких водоемах (средняя глубина не более 8—10 м) температура воды определяется из показаний береговых постов, приведенных к условиям открытого водоема. Приведение выполняется по графикам связи, построенным по данным одновременных измерений у берега и в открытом водоеме (на рейдовой вертикали, термических профилях и др.).

Среднемесячную температуру находят по указанному графику, используя в качестве исходных среднемесячные температуры воды у берега. Вместо графиков связи можно использовать хронологические графики температуры воды, которые строятся

при наличии большого числа измерений в открытом водоеме. Для построения хронологического графика используются наблюдения, относящиеся к различным пунктам водоема, причем из нескольких измерений, выполненных в течение одних суток, для нанесения на график принимается их среднеарифметическое значение.

Среднемесячное значение температуры воды по графику определяется планиметрированием фигуры, ограниченной сверху плавной кривой хода температуры, с боков — вертикальными прямыми, соответствующими начальной и конечной датам месяца, а снизу — горизонтальной осью времени;

в) на больших и глубоких озеровидных водохранилищах (средняя глубина более 20 м), где температура воды однородна по площади, среднемесячное значение определяется как средневзвешенное из ее значений для разных участков водохранилища, различающихся по термическим условиям.

При наличии многочисленных и частых измерений, выполненных в различных частях водоема, ежемесячно строятся карты изолиний равных температур, путем планиметрирования которых находят среднюю температуру воды в целом для всего водоема.

При недостаточности данных для построения карты температура воды определяется при помощи графиков связи, построенных в соответствии с рекомендациями, изложенными выше. Графики строятся отдельно для разных районов водохранилища по данным измерений, выполненных в пределах района с однородными термическими условиями. Среднемесячная температура в целом для всего водоема в этом случае определяется с учетом веса площадей, различных по термическому режиму.

Абсолютная влажность воздуха возрастает от берега к центру водоема, в связи с чем влажность, близкую к ее среднему значению над акваторией, фиксируют островные станции, расположенные в промежуточной зоне между прибрежной полосой и центром водоема. По показаниям даже одной такой станции можно определить среднюю влажность воздуха за расчетный интервал времени. Если имеется несколько островных станций, и особенно в разных районах вытянутого в длину водохранилища, влажность воздуха над акваторией определяется как среднеарифметическое из показаний всех островных станций.

При отсутствии стационарных наблюдений в открытой части водоема влажность воздуха определяется по материалам наблюдений береговой метеорологической площадки, показания которой предварительно приводятся к условиям открытого водоема. Приведение осуществляется построением графиков связи по данным эпизодических измерений в водоеме и синхронных им наблюдений на берегу. Для построения используется воз-

можно больше данных, и в том числе относящихся к различным годам наблюдений в сравниваемых пунктах. Средняя за расчетный интервал влажность воздуха определяется по указанному графику с использованием в качестве исходных данных по береговой станции.

На больших водохранилищах, на которых имеется несколько береговых станций, графики строятся для каждой из них, причем в качестве данных, характеризующих влажность воздуха над водоемом, используются материалы эпизодических наблюдений, выполняемых в пределах района, тяготеющего к данной станции. В этом случае влажность воздуха над акваторией в целом определяется как средневзвешенное с учетом размеров площади, тяготеющей к каждой из береговых станций.

Скорость ветра резко возрастает при переходе воздушного потока с суши на водоем, причем этот процесс идет очень интенсивно и завершается в пределах узкой прибрежной полосы, измеряемой несколькими сотнями метров. Поэтому островные станции, находящиеся за границами этой полосы, фиксируют скорость ветра, наблюдающуюся над акваторией. По этой причине скорость ветра над водоемом принимают непосредственно по данным наблюдений островных станций.

Если скорость ветра на островных станциях измеряется на высоте флюгера, показания этого прибора необходимо привести к высоте 200 см, умножив скорость ветра на 0,8.

При отсутствии островных станций скорость ветра определяется по данным береговой метеорологической площадки, показания которой умножают на коэффициент  $K$ . Коэффициент  $K$  представляет собой отношение  $\frac{w_b}{w_c}$ , где  $w_b$  — скорость ветра над водоемом,  $w_c$  — скорость ветра на берегу. Значение  $K$  определяют из данных синхронных наблюдений на берегу и в водоеме, используя для этой цели весь период синхронных наблюдений на данной станции.

Потери на испарение с поверхности снега и льда ( $I'$ ) в условиях обширных по площади водохранилищ с устойчивым ледяным покровом могут за зиму достигать 20—40 мм, соответственно снижая слой осадков, выпадающих на их поверхность. В связи с этим при составлении оперативных балансов необходимо учитывать испарение с поверхности снега и льда, определяя его по формуле П. П. Кузьмина:

$$I' = n \cdot 24 (0,0075 + 0,0041 w_{1000}) (e_n - e_{200}) \text{ мм/месяц,}$$

где  $w_{1000}$  — скорость ветра на флюгере высотой, близкой к 10 м,  $e_n$  — максимальная упругость пара, определенная по температуре поверхности снега, в мб;  $e_{200}$  — влажность воздуха на высоте 200 см, в мб.

Среднемесячная температура поверхности снега определяется

по данным наблюдений береговых или островных метеорологических площадок как среднеарифметическое из показаний всех станций. При отсутствии данных о температуре снега можно в первом приближении использовать данные о температуре воздуха. Соответствующая замена допустима только для морозных периодов, когда температура воздуха отрицательна. Весной и зимой во время оттепелей над ледяным покровом зачастую наблюдается положительная температура воздуха, в этих случаях  $e_n$  надо определять по температуре льда, принимая ее равной  $0^\circ$ .

Величины  $e_{200}$  и  $w_{1000}$  определяются по данным островных станций или, при их отсутствии, — по тем из береговых станций, которые расположены на незащищенных берегах и мысах и открыты ветрам с водоема.

Временные потери воды на оседание льда и покрывающего его снега ( $L$ ) на берега и дно при зимней сработке водохранилища определяются по формуле

$$L = (F_n - F_k) \frac{h_n + h_k}{2} \cdot 10^4 \text{ м}^3,$$

где  $F_n$  и  $F_k$  — начальная и конечная величины площади зеркала водохранилища в  $\text{км}^2$ , определяемые по кривой зависимости площади от уровня при отметке уровня, соответствующей нижней поверхности льда. Последняя вычисляется как разность отметки уровня воды и высоты погруженного льда;  $h_n$  и  $h_k$  — начальная и конечная величины слоя воды в массе льда и снега (в см), определяемые из наблюдений гидрологических постов, расположенных на различных участках по периферии водохранилища. Плотность льда принимается равной 0,9.

По данным ежемесячного подсчета объемов  $L$  строится график зависимости  $L=f(H)$ , на котором по вертикальной оси откладываются уровни, а по горизонтальной — последовательные суммы объемов воды, заключенные в осевшем на берегах льду и снеге, учтенные в предшествующие месяцы; пример построения графика по данным табл. 81 приведен на рис. 174.

Таблица 81

	1956—57 г.			
	ХІІ	І	ІІ	ІІІ
Уровень воды на конец месяца, $H$ м . . . . .	32,05	31,08	30,10	29,25
Объем воды в осевшем на берегах льду и снеге, $L$ млн. $\text{м}^3$ . . . .	26	62	101	68
Последовательные суммы $L$ , млн. $\text{м}^3$ . . . . .	26	88	189	257

Изменение запаса воды в водохранилище оценивается суммой аккумуляционных составляющих баланса:  $A_B$ ,  $A_P$  и  $A_{П}$ . Основным компонентом среди упомянутых является сработка (накопление) воды в чаше водохранилища ( $A_B$ ); два других компонента имеют меньшее значение.

Второе слагаемое — аккумуляция в русле и пойме устьевых участков притоков водохранилища, расположенных ниже гидростворов ( $A_P$ ), может быть значительной только в периоды прохождения весеннего половодья или летне-осенних паводков. В эти периоды необходимо возможно полнее учитывать запасы воды, временно аккумулярованные в приустьевых участках рек, используя для этой цели кривые емкости русла и поймы, построенные по характерным участкам устьевой части притоков. Однако необходимость в таком учете вообще отпадает, если на период весеннего половодья гидростворы переносятся ближе к устью притока.

По сравнению с  $A_B$  и  $A_P$  аккумуляция в грунтах, слагающих берега водохранилищ, ( $A_{П}$ ) незначительна по величине и обнаруживается не повсеместно. С образованием водохранилищ изменяется положение зеркала грунтовых вод, что происходит за счет подпора, образуемого водами, фильтрующимися в берега со стороны водохранилища. Этот процесс имеет различную направленность при разных положениях уровня воды в водохранилище; с подъемом уровня происходит отток воды в грунт, с понижением уровня — поступление временно аккумуляровавшихся в грунтах объемов воды обратно в водохранилище. Со старением водохранилища вследствие коагуляции грунтов иловыми отложениями периодическое напитывание грунтов может вообще прекратиться или быть незначительным по величине.

Количественно оценить размеры этих периодически чередующихся накоплений и сработки воды из грунтов при отсутствии специальных гидрогеологических наблюдений не представляется возможным и их приходится относить к невязке баланса. Однако недоучет этого небольшого компонента не существенно искажает результаты расчета и в крайнем случае может несколько повысить погрешность расчета аккумуляции только за короткие отрезки времени (месяцы).

Совершенно несоизмеримыми по величине могут быть погрешности в определении главного аккумуляционного компонента  $A_B$ , если на конец и начало расчетного интервала недостаточно надежно определен средний уровень водохранилища.

Правильное определение среднего уровня возможно лишь при соблюдении следующих условий: 1) рационально размещенной водомерной сети и 2) взаимной высотной увязки постов, действующих на водохранилище.

Опыт эксплуатации крупных водохранилищ свидетельствует о том, что с заполнением водохранилищ, т. е. с образованием

в русле реки обширных озеровидных водоемов, обнаруживается несоответствие в высотных отметках, действующих на них постов. Хотя неточность в абсолютных отметках постов имела место и в условиях естественного режима реки, но обнаружить ее при значительном падении реки, составляющем десятки сантиметров между смежными постами, не представлялось возможным. С образованием водохранилища эти невязки выявились отчетливо, причем размеры невязок могут достигать 10—20 см,

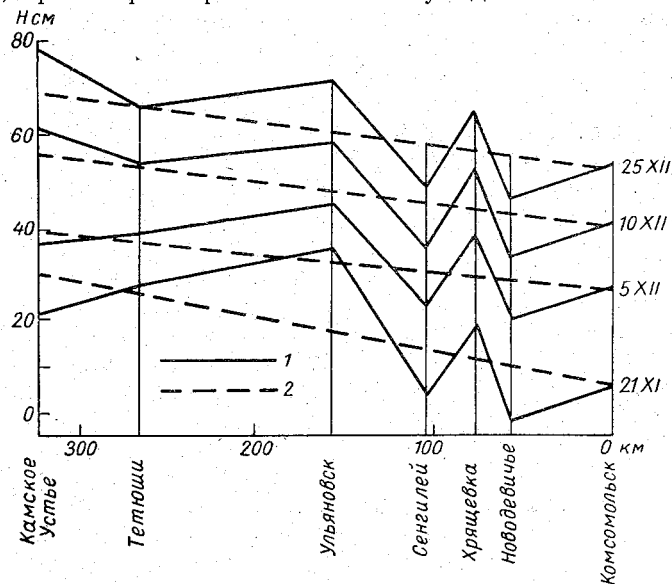


Рис. 175. Продольный профиль поверхности воды Куйбышевского водохранилища.

1 — по наблюдаемым данным, 2 — нормальный профиль.

а в ряде случаев значительно превосходить эти пределы. Обнаружить невязки можно по продольному профилю, который строится по данным синхронных измерений постов, действующих на водохранилище. Если продольный профиль имеет переломы и обратные уклоны, это свидетельствует о наличии невязки высотных отметок постов. В качестве примера на рис. 175 приведен продольный профиль Куйбышевского водохранилища в период его заполнения. На рис. 175 нанесено положение нормального профиля на выбранные даты измерений и его очертание, зафиксированное постами. Из этого построения следует, что высотные отметки постов на Куйбышевском водохранилище были не увязаны между собой, что обнаруживается переломами продольного профиля.

Высотная увязка постов на водохранилищах производится методом водной нивелировки, согласно рекомендациям, изло-



женным в работах [30, 48], на основании учащенных наблюдений над уровнем. Учащенные наблюдения производятся в штилевую погоду при отметках водохранилища, близких к НПУ, когда поверхность водохранилища почти на всем его протяжении горизонтальна, а расходы притока невелики и близки к межленным.

Высотная увязка постов при больших размерах водохранилища и особенно при лопастной форме его выполняется раздельно, по участкам. Выделение участков осуществляется на основании кривых свободной поверхности, которые заимствуются из проектных материалов, а при отсутствии или недостаточности этих данных строятся согласно рекомендациям [55]. По кривой свободной поверхности выделяются участки с пренебрежимо малым уклоном — нижняя зона водохранилища, которая на озеровидных водохранилищах может охватывать весь водоем в целом, и участки с повышенным уклоном — верхняя зона водохранилища. На каждом участке выбирается опорный пост, отметки которого определены наиболее надежно, и по отношению к этому посту производится привязка всех постов, находящихся в пределах выделенного участка.

Таблица 82

Пост	Даты производства учащенных наблюдений над уровнем										Поправка к нулю поста, см
	3/VIII		15—16/VIII		20—23/VIII		I—4/IX		11—12/IX		
	средний уровень, м	отклонение, см	средний уровень, м	отклонение, см	средний уровень, м	отклонение, см	средний уровень, м	отклонение, см	средний уровень, м	отклонение, см	
Верхний Услон . . . . .	53,04		52,98		53,06		53,06		52,97		0
Вязовые . . . . .	53,10	-6	53,05	-7	53,13	-7	53,13	-7	53,04	-7	-7
Камское Устье . . . . .	52,98	+6	52,98	0	53,03	+3	53,02	+4	52,97	0	+3
Тетюши . . . . .	52,99	+5	52,95	+3	53,02	+4	53,00	+6	52,88	+9	+5
Ульяновск . . . . .	53,09	-5	53,05	-7	53,08	-2	53,08	-2	52,97	0	-3
Сенгилей . . . . .	53,06	-2	53,02	-4	53,04	+2	53,02	+4	52,91	+6	+2

Для примера в табл. 82 приведены материалы по увязке постов на одном из участков Куйбышевского водохранилища, на котором в качестве опорного выбран пост Верхний Услон [48].

Привязка выполнялась по данным учащенных наблюдений над уровнем в течение 5 периодов, для каждого из которых определен средний уровень из общего числа измерений и даны отклонения от поста, принятого в качестве опорного.

В последней графе таблицы даны поправки, исчисленные по отношению к абсолютной отметке поста Верхний Услон.

По отношению к постам на выделенном участке затем произведена привязка отметок постов на всех постах других участков Куйбышевского водохранилища. Как правило, поправки

к отметкам нулей не превосходили 5—10 см, но для трех постов, высотная увязка которых в прошлом была вычислена с большими ошибками, пришлось ввести поправки в несколько десятков сантиметров.

Надежная высотная увязка постов является необходимым, но не единственным условием для безошибочного определения среднего уровня, так как последний должен определяться различно для водохранилищ разного типа и притом с соблюдением следующих требований:

- 1) правильного выбора срока водомерных наблюдений, к которому относится расчет среднего уровня;
- 2) использования морфометрических характеристик, обеспечивающих для данного расчетного интервала учет уклона на водохранилище, и
- 3) исключения относительных колебаний уровня.

Выбор срока, к которому следует относить расчет среднего уровня, имеет важное значение для водохранилищ, являющихся последовательными ступенями каскада ГЭС с пиковым режимом эксплуатации гидростанций. Неравномерный режим работы гидростанции с меняющейся нагрузкой в течение суток вызывает резкие колебания уровня на постах, расположенных в зоне выклинивания подпора нижерасположенного водохранилища. При этом наиболее резкие колебания имеют место сразу же после пуска ГЭС, выключаемой на ночные часы суток. С пуском ГЭС происходит резкое нарастание расходов, сбрасываемых в нижний бьеф, обуславливающее рост уровня на постах, расположенных поблизости от плотины. В это время на нижерасположенных постах еще не сказывается возмущающее влияние попусков, вследствие чего в пределах зоны выклинивания подпора образуется четко выраженный продольный уклон водной поверхности. С продвижением последовательно накладывающихся одна на другую волн попуска вниз по водохранилищу водная поверхность на отдельных участках имеет криволинейное очертание, что не учитывается при определении среднего уровня на участке. На рис. 176 представлен продольный профиль водной поверхности при прохождении волны попуска на участке, ограниченном двумя постами. Линия  $AB$  соответствует первоначальному положению уровня, ненарушенному попусками вышерасположенной ГЭС, кривая  $A_1B_1$  — положению уровня при продвижении волны попуска вниз по водохранилищу.

При определении емкости участка на заданный момент времени в качестве исходного используется уровень, получаемый как среднее арифметическое из показаний ограничивающих участок постов, полагая изменение уровня по длине участка линейным. Исходя из этого, средний уровень на участке определяется положением точки  $C$ , в действительности же он соответствует положению точки  $C_1$ , т. е. принимаемый в расчет уровень завышен,

что приводит к завышению емкости участка, определяемого на данный момент.

Ошибки расчета в определении среднего уровня существенно сокращаются, если для его определения использовать наблюдения, соответствующие моментам, характеризующимся наименьшими в течение суток продольными уклонами в зоне выклинивания подпора. На рис. 168 видно, что наименьшие уклоны по длине подпертого бьефа имеют место в утренние часы суток перед пуском ГЭС, поэтому для расчета среднего уровня следует использовать измерения, относящиеся к утреннему сроку (8 час.).

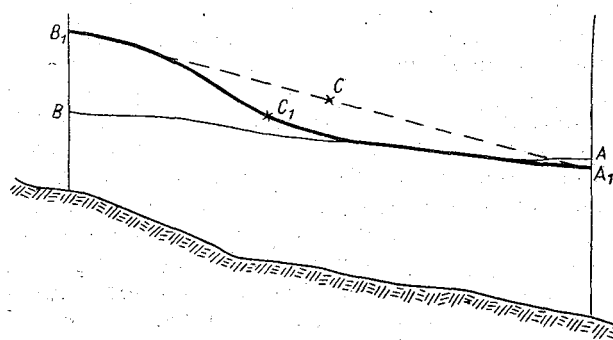


Рис. 176. Продольный профиль водной поверхности при прохождении волны попуска.

В этот же срок посты, расположенные в зоне малых уклонов, не испытывают возмущающего влияния обратной волны, образующейся при работе ГЭС, расположенной в створе плотины, замыкающей водохранилище.

В тех случаях, когда поступление попусков в нижний бьеф обусловлено иным режимом работы ГЭС, в связи с чем ни один из стандартных сроков измерения уровня (8 и 20 час.) не совпадает с моментами, соответствующими наименьшему уклону водной поверхности, для данного водохранилища следует установить дополнительные сроки измерения уровня. В качестве такого срока желательно выбирать момент, предшествующий пуску станции после остановки ее на несколько часов. Выбор такого срока производится на основании анализа хода уровня в нижнем бьефе ГЭС, выполняемого по данным участенных наблюдений на постах, не оснащенных самописцами, и по материалам непрерывной регистрации уровня по постам с самописцами.

Использование данных об уровнях, относящихся к правильно выбранному и общему для всех постов сроку измерений, гарантирует от случайных ошибок, обусловленных искажением

уровня за счет неритмичной работы ГЭС, и является одним из непременных условий надежного определения среднего уровня и последующего расчета аккумуляции. Однако даже при правильно определенном среднем уровне возможны большие ошибки при расчете аккумуляции в случае отсутствия для данного водохранилища достаточно полных морфометрических характеристик.

Потребная полнота исходных морфометрических характеристик (кривые объемов и площадей) для данного водохранилища определяется в зависимости от 1) изменчивости размеров водохранилища при различном стоянии уровня и 2) наличия гидравлического уклона.

На глубоких озеровидных водохранилищах с отвесными склонами озерной чаши в пределах призмы сработки для подсчета аккумуляции достаточно располагать сведениями только о площади водохранилища. Для озеровидных водохранилищ, сильно изменяющих площадь зеркала с изменением уровня, и для речных водохранилищ, на которых обычно имеется уклон, необходимо иметь кривые объемов. При этом для речных водохранилищ, помимо общих, должны быть частные кривые объемов, относящиеся к участкам, различающимся по морфометрии.

Расчет аккумуляции по участкам с последующим суммированием частных объемов по всему водохранилищу обязательно следует выполнять в периоды весеннего половодья и при прохождении осенних паводков на главнейших притоках водохранилища. В это время в пределах зоны выклинивания подпора временно аккумулируются большие объемы воды, которые при пользовании общей кривой учитываются только частично. На рис. 177 представлен продольный профиль водной поверхности в период половодья на основном притоке водохранилища. Кривая  $ACB$  описывает истинное положение уровня при отметке  $B$  у плотины, прямая  $A_1B$  соответствует неправильно принимаемому в расчет горизонтальному положению уровня, отвечающему той же отметке  $B$ . Поскольку общие кривые  $\omega=f(H)$  составляются в предположении горизонтальности водной поверхности по всему водохранилищу, что выполняется только по достижении отметки НПУ на всем водохранилище, то во время половодья некоторые объемы, ограниченные по продольной оси фигурой  $ADA_1C$  (рис. 177), а по ширине — средней шириной водохранилища на данном участке, не принимаются в расчет, что приводит к занижению аккумуляции за расчетный интервал времени. По этой причине при отсутствии частных кривых емкости для изолированных речных водохранилищ в периоды весеннего половодья в целях правильного учета составляющих водного баланса необходимо переносить входные гидростворы на главнейших притоках на участки, расположенные при впадении этих притоков в водохранилище.

При невозможности организовать соответствующие измерения следует обеспечить проверку расчета аккумуляции и итоги этой проверки учесть при составлении баланса в целом за год. Размеры погрешности расчета оцениваются сопоставлением величин аккумуляции, определенных с различной степенью детальности. С этой целью используются сведения об аккумуляции, определенной: а) за месячные (декадные) интервалы и б) в целом за период весеннего наполнения водохранилища. Последний период выбирается с таким расчетом, чтобы границы расчетного интервала совпадали с наличием малого уклона

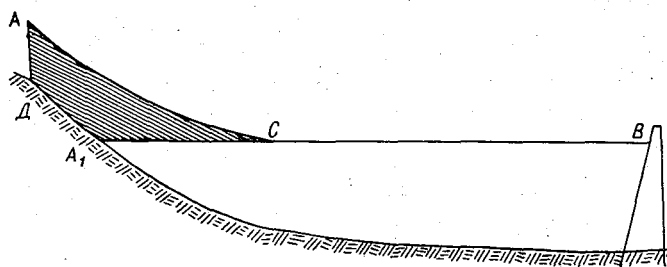


Рис. 177. Истинное (ACB) и принимаемое в расчет ( $A_1B$ ) положение уровня во время половодья.

в период, предшествующий весеннему наполнению и непосредственно следующий за ним. Определив аккумуляцию указанными способами, следует оценить погрешность расчета, полагая достоверным расчет по второму способу, как исключая возможные ошибки при пользовании общими для всего водохранилища кривыми объемов и площадей.

Определение среднего уровня водохранилищ, на которых развиты ветровые деnivelляции, выполняется различно в зависимости от типа водохранилища, стадии его наполнения и состояния ветрового поля над акваторией. Применительно к этим условиям средний уровень определяется: 1) в целом по водохранилищу или 2) по его отдельным участкам с последующим определением аккумуляции по участковым кривым объемов.

Средний уровень в целом по водоему определяется при наличии следующих условий: а) горизонтальности зеркала водоема по всей акватории или б) наличии уклона только на небольших участках в зоне выклинивания подпора, площадь которых не превосходит 5—10% от общей площади водохранилища. Этим требованиям озеровидные водохранилища отвечают в течение всего года, а речные — только в период их предельного наполнения (при отметках, близких к НПУ) или при меженных уровнях, когда уклон водной поверхности пренебрежимо мал.

Средний уровень по всему водохранилищу определяется либо

как средневзвешенный, с учетом размера площадей, тяготеющих к каждому из постов, либо его непосредственно характеризуют данными только тех постов, которые расположены при осях равновесия или в точке пересечения этих осей.

Выбор того или иного способа производится с учетом состояния ветрового поля на момент времени, к которому относится определение среднего уровня.

Использование постов при осях равновесия правомерно при наличии однородного ветрового поля над акваторией, т. е. когда повсеместно наблюдается ветер более или менее общего для всего водохранилища направления, вследствие чего денивеляции имеют определенную направленность: у подветренных берегов — сгон, у наветренных — нагон.

В условиях неоднородного ветрового поля средний уровень определяется как средневзвешенный с учетом размеров площадей, тяготеющих к каждому посту, по уравнению

$$H_{\text{ср}} = H_1 \frac{F_1}{\Sigma F} + H_2 \frac{F_2}{\Sigma F} + \dots + H_n \frac{F_n}{\Sigma F},$$

где  $H_{\text{ср}}$  — искомый средний уровень,  $H_1, H_2, \dots, H_n$  — уровень на каждом из постов,  $F_1, F_2, \dots, F_n$  — размеры площади, тяготеющей к каждому посту,  $F$  — общая площадь водохранилища. До определения среднего уровня по указанному способу необходимо по каждому посту произвести сглаживание графика уровней, исключив колебания, обусловленные ветровой денивеляцией. Сглаживание производится графически, путем проведения на кривой хода уровня плавной линии. Направление этой линии описывает общую тенденцию изменения уровня за период, непосредственно предшествующий и следующий за датой, на которую выполняется расчет среднего уровня. Продолжительность периода, за который производится сглаживание уровня, составляет 10 дней, 5 из которых предшествуют, а 5 следуют за датой, на которую выполняется расчет.

Средний уровень на речных водохранилищах в периоды с четко выраженным уклоном по всему водоему или только в его верхней зоне определяется последовательно для отдельных участков, причем на каждом участке уровень вычисляется как среднее арифметическое из показаний постов, ограничивающих участок.

Общая емкость речных водохранилищ определяется суммированием частных емкостей, определенных отдельно по участкам. Емкость озеровидных водохранилищ на заданную дату находят по общей кривой емкостей по средневзвешенному уровню. Изменение запаса воды за расчетный интервал времени определяется как разность между объемами водохранилища на начальный и конечный моменты расчетного интервала.

### Увязка водного баланса

Поскольку все компоненты баланса определяются с некоторой погрешностью, а также вследствие того, что не учитываются подземные компоненты баланса ( $\Pi_{\text{п}}$ ,  $\Phi_{\text{в}}$ ,  $A_{\text{п}}$ ), между приходо-расходом, особенно при расчетах за короткие интервалы времени, имеет место невязка баланса ( $H$ ). Величина невязки, определяемая в каждом отдельном случае изученностью главных компонентов, является показателем степени достоверности расчета баланса.

Невязка исчисляется по уравнению

$$H = \sum \Pi p - \sum P - \sum A$$

в том случае, когда аккумуляция имеет положительный знак (происходит накопление воды в водохранилище), и по уравнению

$$H = \sum \Pi p - \sum P + \sum A,$$

когда аккумуляция отрицательна (происходит сработка водохранилища).

Исчисление относительной невязки производится по отношению к уравненному балансу, балансирование которого производится с учетом величины невязки, прибавляемой к той части уравнения (всегда с положительным знаком), которая оказалась меньше на величину невязки.

Допустимая невязка не должна превышать 5—10% для месячного расчетного интервала и 2—3% для годового. Однако при современной изученности баланса на ряде крупных водохранилищ невязки еще превосходят указанные пределы, что вызывается различными причинами. Особенно большие невязки имеют место на тех из водохранилищ, в которые поступление воды осуществляется системой притоков, часть которых не освещена гидрометрическими измерениями, поэтому приточность со значительной части бассейна (40—50%) оценивается косвенными методами.

Значительные невязки могут иметь место при недостаточно надежном учете стока на ГЭС, что, в частности, расчетами баланса было обнаружено для большинства водохранилищ. В течение ряда лет результаты расчета показывали всегда положительную невязку баланса, т. е. приход был постоянно больше расхода. Последующей тарифовкой гидроузлов было установлено, что старые эксплуатационные характеристики агрегатов, по которым исчисляется выработка электроэнергии, занижали расходы через турбины. Соответствующие поправки к учету стока на ГЭС уменьшили однозначные невязки в расчетах баланса.

Большие невязки могут иметь место и по другим причинам, в том числе для обширных озеровидных водохранилищ за счет

несовершенства учета испарения и осадков. Это происходит в тех случаях, когда исчисление этих компонентов осуществляется по неполным данным, относящимся главным образом к прибрежным участкам, за отсутствием сведений о гидрометеорологических условиях открытой части водоема. По указанной причине, а также вследствие недостаточной изученности приточности невязки достигают в месячном интервале 20 и даже 30% в расчетах баланса Верхне-Свирского водохранилища. В этом случае современная точность расчета еще недостаточна, имея в виду допустимую погрешность расчета, ограниченную пределами ошибок измерений, мериллом которых является погрешность гидрометрического учета стока, равная  $\pm 5\%$ .

Указанные пределы допустимых ошибок расчета вполне достижимы при условии всесторонней изученности гидрометеорологических условий водохранилищ, что можно проиллюстрировать на примере Рыбинского водохранилища. Из данных табл. 83 видно, что невязки баланса постепенно сокращаются по мере совершенствования методов расчета баланса; невязки за последние годы не выходят за пределы 5% при значительно более высоких их значениях за предыдущие годы.

Таблица 83  
Невязка баланса Рыбинского водохранилища, %

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	год
1955	2,5	1,7	5,3	10,0	-0,4	-0,5	10,4	7,1	12,2	5,9	9,2	3,6	5,9
1956	2,7	4,5	5,7	3,4	-0,1	11,2	7,7	6,1	7,7	3,2	17,6	5,5	6,2
1957	3,0	1,2	2,4	1,7	7,3	4,6	6,7	11,1	12,0	3,8	4,6	6,3	5,8
1958	-0,2	0,1	-4,9	5,0	2,6	3,4	4,6	3,1	4,0	2,7	3,8	0,0	2,9
1959	3,2	3,0	-2,0	3,4	1,3	-4,2	4,8	0,0	1,9	3,4	-0,4	1,2	2,6
1960	-4,0	1,1	-2,2	4,5	4,6	0,6	1,9	1,1	-0,3	4,2	4,8	4,9	3,1
1961	-4,5	-1,9	-4,0	1,2	-1,4	4,8	1,7	1,1	0,3	5,0	4,4	-0,3	0,7
1962	-3,3	-1,5	-4,1	3,0	-2,0	4,1	1,1	2,9	1,4	4,6	0,4	4,4	1,7

Повышение точности расчета баланса, помимо совершенствования учета его главнейших составляющих, должно осуществляться также и за счет учета его второстепенных составляющих, к числу которых относится подземная фильтрация из водохранилища. Это в первую очередь следует делать в отношении тех водохранилищ, для которых на основании гидрологического обследования района, являющегося обязательным при составлении проектов водохранилищ, установлено, что односторонняя фильтрация из водохранилища возможна. В этом случае надо применить расчетные методы к оценке фильтрации или попытаться определить ее по уравнению водного баланса. Последнее применимо только в отношении хорошо изученных



водохранилищ, для которых годовая величина невязки баланса невелика.

В этом случае подземную фильтрацию можно определить как остаточный член баланса ( $H'$ ), но при этом следует иметь в виду, что к сумме неучтенных компонентов присоединяется и невязка баланса, т. е. суммарная погрешность определения других компонентов баланса. Тогда

$$H' = \Phi_v + A_{\text{п}} + H = \sum P_p - \sum P' - \sum A',$$

где  $\sum P'$  — сумма расходных компонентов без  $\Phi_v$ ;  $\sum A'$  — сумма аккумуляционных компонентов без  $A_{\text{п}}$ .

Рассматривая водный баланс за периоды, ограниченные одинаковыми фазами гидрологического режима (например, на начало половодья), можно исключить из суммарной величины  $A$  значение подземной аккумуляции  $A_{\text{п}}$ , поскольку при одинаковом стоянии уровня воды в водохранилище изменение наполнения наземной, равно как и подземной емкости близко к нулю, и в этом случае

$$H' \approx \Phi_v + H.$$

Для водохранилищ многолетнего регулирования в целях балансирования можно взять периоды больше года, но с примерно одинаковыми уровнями водохранилища в начале и конце периода. Если в целом для всего выделенного периода величина невязки  $H$  не превысит 1—3%, то в первом приближении можно считать, что односторонняя фильтрация из водохранилища отсутствует. Если же величина  $H$  выходит за указанные пределы, то при условии твердой уверенности в достоверности определения всех главных компонентов баланса можно полагать, что из водохранилища имеет место фильтрация. Величина  $H'$ , в этом случае превышающая 1—3%, может быть принята за годовой объем фильтрации из водохранилища.

В первом приближении можно считать расход фильтрации постоянным в течение года.

После установления величины фильтрации ее можно исключить из величины  $H$ , в результате чего будут найдены значения  $H''$ , которые содержат в себе неучтенный компонент  $P_{\text{п}}$ , погрешности расчета других составляющих, а также величину подземной аккумуляции  $A_{\text{п}}$ . Косвенным показателем того, что на данном водоеме наблюдается подземная аккумуляция, является сезонный ход невязки  $H$ ; при наличии подземной аккумуляции невязка баланса в период наполнения водохранилища (весной) будет иметь положительное значение, а в период сработки — отрицательное. При отсутствии подземной аккумуляции знак невязки не будет иметь выраженного изменения по сезонам.

## 5. ВОДНЫЙ БАЛАНС ВОДОХРАНИЛИЩ

Представление о поступлении и расходовании воды водохранилищами разного типа, а также о точности расчета за месячные интервалы дают табл. 84—86, в которых приведены сведения по речным водохранилищам каскада ГЭС на рр. Волге и Днепре, а также по изолированным водохранилищам на Дону, Куре и Оби.

Из указанных таблиц видно, что поступление воды в водохранилища в основном осуществляется за счет поверхностного притока, расход — стоком через ГЭС. Поверхностный приток составляет от 90 до 95% годового прихода в водохранилище, сток через ГЭС практически равен ему. Другие составляющие баланса речных водохранилищ имеют подчиненное значение и, в частности, осадки и испарение не превышают в годовом интервале 5% от уравненного баланса. Однако роль этих компонентов возрастает в отдельные месяцы года, когда поверхностный приток сокращается по величине. Так, в летние месяцы испарение в балансе Рыбинского, Куйбышевского и Каховского водохранилищ возрастает до 10—15%, а в отдельных случаях даже до 20—25%. Соответственно в месячных балансах возрастает роль осадков. С увеличением проточности водохранилищ, т. е. с увеличением размеров водосбора по сравнению с зеркалом водохранилища, роль осадков и испарения в балансе сокращается. Например, на Волгоградском водохранилище, площадь бассейна которого в сотни раз больше зеркала, удельный вес испарения в балансе очень мал, что также имеет место на водохранилищах Цимлянском и Мингечаурском, хотя именно эти водохранилища расположены в пределах засушливых районов страны. Аналогичная картина отмечается на всех среднеазиатских водохранилищах, и в том числе на малых, запасы которых используются для орошения. В табл. 87 приведены балансы двух небольших водохранилищ — Катта-Курганского и Урто-Токайского, расположенных на территории Узбекской ССР. Первое из водохранилищ при отметке НПУ имеет площадь 65,6 км<sup>2</sup>, второе — только 5,7 км<sup>2</sup>. Из табл. 87 видно, что заполнение водохранилищ происходит в течение осенне-зимнего сезона, опорожнение — в летние месяцы, когда основной и собственно единственной статьёй расхода является сток воды через сооружения, расходуемой на полив сельскохозяйственных культур. Испарение по удельному весу очень мало и не превосходит 0,5—1,0% от уравненного баланса в условиях небольшого Урто-Токайского водохранилища и 2—3% на более обширном Катта-Курганском водохранилище. Таким образом, запасы водохранилищ используются эффективно при минимальных непроизводительных затратах на испарение. С образованием водохранилищ существенно изменилось распределение стока в году, что положи-

Элемент баланса	вод-це Горьковское, 1961 г.											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII

## вод-це Горьковское, 1961 г.

Элемент баланса	вод-це Горьковское, 1961 г.												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Гор
<b>П р и х о д</b>													
Основной приток . . . . .	2,40	2,48	3,19	2,05	5,75	2,96	2,58	2,99	3,06	3,25	2,73	3,56	37,00
Боковой приток . . . . .	0,42	0,32	0,43	5,10	8,46	0,71	0,55	0,49	0,92	0,53	0,55	0,37	18,90
Осадки . . . . .	0,04	0,06	0,05	0,05	0,05	0,03	0,17	0,10	0,08	0,03	0,05	0,07	0,78
Приход воды за счет всплывшего льда . . . . .				0,09									0,09
Итого . . . . .	2,86	2,86	3,67	7,29	14,26	3,70	3,30	3,58	4,06	3,86	3,33	4,00	56,77
<b>Р а с х о д</b>													
Сток через гидроузел Испарение . . . . .	2,71	3,60	4,25	5,72	11,99	3,70	3,02	3,15	3,70	3,56	3,24	4,21	52,85
Потери воды на обсыха- ние льда . . . . .	0,01	0,05	0,02	0,04	0,06	0,15	0,14	0,20	0,11	0,05	0,05	0,02	0,10
Итого . . . . .	2,72	3,65	4,28	5,76	12,05	3,85	3,16	3,35	3,81	3,61	3,29	4,23	53,76
Аккумуляция . . . . .	-0,19	-1,06	-0,74	0,92	2,03	-0,33	-0,05	0,07	0,06	0,16	-0,07	-0,43	0,37
Невязка, км³ . . . . .	0,33	0,27	0,13	0,61	0,18	0,18	0,19	0,16	0,19	0,09	0,11	0,20	2,64
% . . . . .	10,8	7,1	3,0	8,4	0,5	4,5	5,7	4,5	4,7	3,1	3,2	4,5	4,6
<b>П р и х о д</b>													
Основной приток . . . . .	0,77	0,71	0,91	3,77	17,80	9,01	2,89	1,67	2,61	2,23	2,00	1,17	45,54
Боковой приток . . . . .	0,10	0,09	0,12	0,46	1,82	1,17	0,29	0,22	0,29	0,29	0,20	0,15	5,20
Осадки . . . . .	0,04	0,03	0,08	0,06	0,07	0,10	0,11	0,15	0,10	0,04	0,05	0,07	0,90
Приход воды за счет всплывшего льда . . . . .				0,20									0,32
Итого . . . . .	0,91	0,83	1,11	4,49	19,81	10,28	3,29	2,04	3,00	2,56	2,25	1,39	51,96

вод-це Камское, 1961 г.

Таблица 84

## Водный баланс водохранилищ Волжского каскада (в км³)

Заказ № 266

вод-ше Рыбинское, 1961 г.

Элемент баланса	Вод-ше Рыбинское, 1961 г.												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
<b>П р и х о д</b>													
Основной приток . . . . .	1,14	0,75	1,74	4,00	1,49	0,61	0,26	0,12	0,35	0,09	0,38	0,48	11,41
Боковой приток . . . . .	0,76	0,43	0,61	5,55	7,23	1,89	1,47	1,86	2,09	1,46	1,03	0,57	24,95
Осадки . . . . .	0,12	0,08	0,18	0,19	0,34	0,18	0,61	0,45	0,21	0,08	0,13	0,14	2,71
Приход воды за счет всплывшего льда . . . . .				0,18									0,18
Итого . . . . .	2,02	1,26	2,53	9,92	9,06	2,68	2,34	2,43	2,65	1,63	1,54	1,19	39,25
<b>Р а с х о д</b>													
Сток через гидроузлы Испарение . . . . .	2,40	2,48	3,19	2,05	5,75	2,96	2,58	2,99	3,06	3,28	2,73	3,56	37,03
Потери воды на обсыха- ние льда . . . . .	0,03	0,09	0,06		0,04	0,38	0,28	0,48	0,24	0,12	0,08	0,14	1,62
Итого . . . . .	2,43	2,57	3,25	2,05	5,79	3,34	2,86	3,47	3,30	3,40	2,83	3,70	38,99
<b>А к к у м у л я ц и я</b>													
Аккумуляция чаши во- дохранилища . . . . .	-0,30	-1,24	-0,58	7,65	3,36	-0,82	-0,57	-1,07	-0,65	-1,93	-1,40	-2,46	-0,01
Аккумуляция в берегах водохранилища . . . . .	—	-0,02	-0,01	0,10	0,04	-0,01	0	-0,01	-0,01	-0,02	-0,02	-0,04	0,0
Итого . . . . .	-0,30	-1,26	-0,59	7,75	3,40	-0,83	-0,57	-1,08	-0,66	-1,95	-1,42	-2,50	-0,01
Невязка, км³ . . . . .	-0,11	-0,05	-0,13	0,12	-0,13	0,17	0,05	0,04	0,01	0,18	0,13	-0,01	0,27
% . . . . .	4,5	1,9	4	1,2	1,4	4,8	1,7	1,1	0,3	5,0	4,4	0,3	0,7

38

35

Элемент баланса	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
<b>Расход</b>													
Сток через гидроузел	2,17	1,82	2,32	4,56	12,70	9,46	3,46	2,62	2,85	2,65	2,12	2,81	49,54
Испарение	0	0	0	0,01	0,02	0,15	0,21	0,20	0,12	0,09	0,03	0,03	0,83
Потери воды на обсыхание льда	0,08	0,07	0,07	4,57	12,72	9,61	3,67	2,82	2,97	2,74	0,01	0,09	0,32
Итого	2,25	1,89	2,39	4,57	12,72	9,61	3,67	2,82	2,97	2,74	2,16	2,90	50,69
Аккумуляция	-1,07	-0,89	-1,03	+0,39	7,54	0,43	-0,42	-0,80	-0,14	-0,35	0,22	-1,34	2,18
Невязка, км <sup>3</sup>	-0,27	-0,17	-0,25	-0,47	-0,45	0,24	0,04	0,02	0,17	0,17	-0,13	-0,17	-1,27
%	12,0	9,0	10,5	9,3	2,2	2,5	1,1	0,7	5,5	5,8	5,5	5,9	2,4

вод-ше Куйбышевское, 1961 г.

Элемент баланса	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
<b>Приход</b>													
Основной приток	10,12	9,00	11,24	49,74	48,72	30,17	12,22	10,01	11,04	11,26	8,03	8,70	220,25
Боковой приток	0,23	0,22	2,58	10,61	1,59	0,48	0,39	0,34	0,37	0,33	0,28	0,27	17,69
Осадки	0,20	0,11	0,31	0,28	0,25	0,18	0,50	0,45	0,32	0,04	0,12	0,18	2,94
Приход воды за счет всплывшего льда	0	0	0,28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,28
Итого	10,55	9,33	14,41	60,63	50,56	30,83	13,11	10,80	11,73	11,63	8,43	9,15	241,16
<b>Расход</b>													
Сток через гидроузел	11,85	12,05	11,84	39,76	48,31	31,46	13,74	12,22	11,50	11,75	12,96	14,62	232,06
Испарение	0,01	0,02	0,04	0,08	0,23	0,52	0,65	0,91	0,45	0,31	0,30	0,03	3,55
Потери воды на обсыхание льда	0,05	0,15	0,08	0,08	0,23	0,52	0,65	0,91	0,45	0,31	0,30	0,03	3,55
Итого	11,91	12,22	11,88	39,84	48,54	31,98	14,39	13,13	11,95	12,06	13,27	14,78	235,95
Аккумуляция	-1,89	-3,32	1,82	18,33	1,73	-2,04	-1,88	-2,47	-0,54	-0,94	-5,34	-5,60	-2,14
Невязка, км <sup>3</sup>	0,53	0,43	0,71	2,46	0,29	0,89	0,60	0,14	0,32	0,51	0,50	-0,03	7,35
%	4,6	3,5	5,0	4,0	0,6	2,8	4,2	1,4	2,4	4,2	3,5	0,2	3,0

Элемент баланса	вод-ще Волгоградское, 1961 г.												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
<b>П р и х о д</b>													
Основной приток . . . . .	11,57	12,20	12,99	37,09	50,22	34,59	14,63	12,53	12,09	12,70	13,07	12,94	237,62
Боковой приток . . . . .	0,02	0,02	0,88	0,46	0,04	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	1,57
Осадки . . . . .	0,03	0,04	0,13	0,07	0,19	0,07	0,12	0,06	0,10	0,03	0,22	0,17	1,28
Итого . . . . .	11,67	12,26	14,00	37,62	50,45	34,69	14,77	12,61	12,21	13,75	13,31	13,13	240,47
<b>Р а с х о д</b>													
Сток через гидроузел . . . . .	11,48	10,43	12,65	32,63	54,75	31,40	13,94	11,91	10,73	11,48	13,10	14,05	228,55
Испарение . . . . .	0	0,01	0,03	0,04	0,10	0,23	0,44	0,63	0,35	0,26	0,13	0,05	2,27
Итого . . . . .	11,48	10,44	12,68	32,67	54,85	31,63	14,38	12,54	11,08	11,74	13,23	14,10	230,82
Аккумуляция . . . . .	-0,13	2,22	1,24	3,70	-4,22	3,57	-0,11	-0,62	0,56	0,27	-0,62	-0,50	5,36
Невязка, км³ . . . . .	0,32	-0,40	0,08	1,25	-0,18	-0,51	0,50	0,69	0,57	1,74	0,70	-0,47	4,29
% . . . . .	2,7	3,2	0,6	3,3	3,3	1,5	3,4	5,2	4,7	12,7	5,0	3,3	1,8

Таблица 85

Водный баланс водохранилищ Днепровского каскада (в км³)

Элементы баланса	вод-ще Кременчугское, 1960 г.												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
<b>П р и х о д</b>													
Основной приток . . . . .	1,58	1,34	1,88	6,32	7,79	2,49	1,52	1,45	1,44	1,59	2,55	4,28	34,23
Боковой приток . . . . .	0,08	0,11	0,50	0,57	0,12	0,10	0,02	0,02	0,03	0,05	0,09	0,19	1,88
Осадки . . . . .	0,02	0,01	0	0,01	0,06	0,05	0,06	0,11	0,09	0,24	0,08	0,06	0,79
Итого . . . . .	1,68	1,46	2,38	6,90	7,97	2,64	1,60	1,58	1,56	1,88	2,72	4,53	36,90

Элемент баланса	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
<b>Расход</b>													
Сток через гидроузел	1,59	1,22	2,24	5,39	3,24	1,91	1,42	1,15	1,21	1,50	1,89	3,82	26,58
Испарение				0,04	0,07	0,23	0,22	0,25	0,16	0,07	0,03		1,07
Итого	1,59	1,22	2,24	5,43	3,31	2,14	1,64	1,40	1,37	1,57	1,92	3,82	27,65
Аккумуляция	0,06	0,25	0,31	1,02	4,42	0,58	-0,14	0,02	0,05	0,22	0,55	0,34	7,68
Невязка, км³	0,03	-0,01	-0,17	0,45	0,24	-0,08	0,10	0,16	0,14	0,09	0,25	0,37	1,57
%	1,8	0,7	6,6	6,5	3,0	3,3	5,9	10,0	8,9	4,9	9,2	8,2	4,2

вод-ше им. Ленина, 1960 г.

<b>Приход</b>													
Основной приток	1,59	1,22	2,24	5,39	3,24	1,91	1,42	1,15	1,21	1,50	1,89	3,82	26,58
Боковой приток	0,23	0,46	0,74	1,45	0,24	0,09	0,05	0,05	0,05	0,09	0,18	0,27	3,90
Осадки	0,02	0,01	0	0	0,03	0,02	0,04	0,06	0,01	0,03	0,01	0,02	0,25
Итого	1,84	1,69	2,98	6,84	3,51	2,02	1,51	1,26	1,17	1,62	2,08	4,11	30,63
<b>Расход</b>													
Сток через гидроузел	1,48	1,90	3,65	5,46	3,59	1,96	1,36	1,16	1,23	1,56	1,91	3,93	29,19
Забор воды на промышленные и бытовые нужды	0,03	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	0,42
Испарение					0,04	0,06	0,06	0,06	0,04	0,02	0,01		0,29
Итого	1,51	1,93	3,68	5,49	3,67	2,06	1,46	1,26	1,31	1,62	1,95	3,96	29,90
Аккумуляция	0,37	-0,12	-0,90	0,93	0,11	-0,05	0,09	0,02	-0,06	-0,06	0,05	-0,06	0,32
Невязка, км³	-0,04	-0,12	0,20	0,42	-0,27	0,01	-0,04	-0,02	0,02	0,06	0,08	0,21	0,48
%	2,1	6,2	5,2	6,1	7,1	0,5	2,6	1,6	1,5	3,6	3,8	5,0	1,6





Элемент баланса	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
<b>Расход</b>													
Сток через гидроузел	0,73	0,56	0,71	1,26	1,42	1,37	1,46	1,58	1,51	1,55	1,34	0,36	13,85
Испарение	0,03	0,02	0,02	0,10	0,11	0,23	0,34	0,37	0,22	0,13	0,06	0,04	1,67
Забор воды в канал и др. нужды			0,02	0,06	0,12	0,12	0,24	0,29	0,16	0,13	0,04		1,18
Итого	0,76	0,58	0,75	1,42	1,65	1,72	2,04	2,24	1,89	1,81	1,44	0,40	16,70
Аккумуляция	0,15	0,08	1,39	2,97	0,89	-0,58	-1,39	-1,70	-1,50	-1,17	-0,67	0,36	-1,17
Невязка, км³	-0,06	-0,07	-0,38	-0,11	0,13	0,15	0,08	0,08	0,16	-0,03	-0,04	-0,08	-0,17
%	7,0	10,0	17,8	2,5	4,9	8	3,8	3,4	7,8	1,7	2,5	10,5	1,0

вод-ще Мингечаурское, 1961 г.

<b>Приход</b>													
Основной приток	0,53	0,48	0,66	1,25	1,33	0,60	0,52	0,28	0,34	0,49	0,48	0,60	7,56
Осадки	0,01	0,02	0	0,02	0,01	0,01	0	0	0	0,01	0,01	0	0,09
Итого	0,54	0,50	0,66	1,27	1,34	0,61	0,52	0,28	0,34	0,50	0,49	0,60	7,65
<b>Расход</b>													
Сток через гидроузел	1,35	1,35	1,02	0,71	0,72	0,60	0,57	0,66	0,74	0,63	0,37	0,69	9,41
Забор воды в каналы	0,04	0,07	0,11	0,19	0,17	0,26	0,35	0,29	0,12	0,08	0,05	0,05	1,78
Испарение	0,04	0,02	0,03	0,01	0,08	0,08	0,12	0,11	0,07	0,05	0,04	0,03	0,68
Итого	1,43	1,44	1,16	0,91	0,97	0,94	1,04	1,06	0,93	0,76	0,46	0,77	11,87
Аккумуляция	-1,01	-1,09	-0,57	0,33	0,48	-0,32	-0,52	-0,82	-0,68	-0,34	0,01	-0,23	-4,76
Невязка, км³	0,12	0,15	0,07	0,03	-0,11	-0,01	0	0,04	0,09	0,08	0,02	0,06	0,54
%	7,8	9,4	5,7	2,3	7,6	1,0	0	3,6	8,8	9,6	4,1	7,2	4,3

Элемент баланса	вод-ше Новосибирское, 1961 г.												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
<b>Приход</b>													
Основной приток . . . . .	1,33	1,11	1,16	11,42	11,60	11,98	9,00	7,59	5,84	4,80	2,84	1,88	70,55
Боковой приток . . . . .	0,07	0,06	0,09	1,22	0,36	0,12	0,10	0,12	0,09	0,15	0,12	0,09	2,59
Осадки . . . . .	0,02	0,02	0,01	0,02	0,03	0,03	0,08	0,06	0,05	0,06	0,03	0,02	0,43
Приход воды за счет льда . . . . .					0,22								0,22
Итого . . . . .	1,42	1,19	1,26	12,66	12,21	12,13	9,18	7,77	5,98	5,01	2,99	1,99	73,79
<b>Расход</b>													
Сток через гидроузел . . . . .	2,12	2,38	2,55	7,83	11,09	9,92	8,42	6,79	5,47	4,30	2,80	1,86	65,53
Испарение . . . . .					0,10	0,10	0,16	0,14	0,13	0,07			0,70
Потери воды на обсы- хание льда . . . . .	0,04	0,07	0,10	0,01									0,22
Итого . . . . .	2,16	2,45	2,65	7,84	11,19	10,02	8,58	6,93	5,60	4,37	2,80	1,86	66,45
Аккумуляция . . . . .	-0,79	-1,44	-1,52	4,13	-0,70	0,53	-0,18	0,02	-0,07	0,11	-1,14	0,14	-0,91
Невязка, км³ . . . . .	0,05	0,18	0,13	0,69	1,72	1,58	0,78	0,82	0,45	0,53	1,33	-0,01	8,25
% . . . . .	2,2	6,8	4,7	5,4	13,3	13,0	8,3	10,5	7,4	10,6	33,0	0,5	10,9

Водный баланс малых водохранилищ Средней Азии (в млн. м³)

Элемент баланса	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
<b>вод-ще Катта-Курганское, 1959 г.</b>													
<b>Приход</b>													
Поверхностный сток (по подводящему каналу) . . . . .	103,90	93,67	118,40	114,00	41,28	30,87	0	0	0	74,34	127,80	124,90	829,16
Осадки . . . . .	1,09	3,62	5,92	2,46	0,12	0,36	0	0	0	0,06	1,38	1,45	16,46
Итого . . . . .	104,99	97,29	124,32	116,46	41,40	31,23	0	0	0	74,40	129,18	126,35	845,62
<b>Расход</b>													
Сток через отводящий канал . . . . .	37,40	61,75	15,12	21,16	94,30	123,30	228,90	143,20	0,85	0,70	0,75	0,68	728,11
Испарение . . . . .	0,86	1,08	0,85	4,29	7,66	8,77	7,64	2,96	0,95	0,93	0,93	0,88	37,80
Итого: . . . . .	38,26	62,83	15,97	25,45	101,96	132,07	236,54	146,16	1,80	1,63	1,68	1,56	765,91
Аккумуляция . . . . .	68,48	43,64	112,50	85,78	-70,70	-104,20	-256,90	-162,90	-1,14	86,2	132,80	123,40	57,05
Невязка, млн. м³ . . . . .	-1,75	-9,18	-4,20	5,23	10,14	3,36	20,36	16,74	-0,66	-13,5	5,30	1,39	22,66
% . . . . .	1,6	8,6	3,3	4,5	9,0	2,5	7,9	10,3	36,7	15,3	3,9	1,1	2,7
<b>вод-ще Урто-Токайское, 1959 г.</b>													
<b>Приход</b>													
Приток по основной реке . . . . .	5,95	5,37	7,49	69,81	91,25	82,68	51,14	25,07	13,02	10,21	8,57	7,43	377,99
Боковой приток . . . . .	1,28	1,07	1,51	3,42	2,92	3,09	2,13	1,04	1,04	0,91	1,33	1,35	21,09
Осадки . . . . .	0	0,12	0,20	0,01	0,06	0,11	0,07	0,05	0	0	0,02	0,02	0,62
Итого . . . . .	7,23	6,56	9,20	73,24	94,23	85,88	53,34	26,16	14,06	11,12	9,92	8,80	399,74
<b>Расход</b>													
Сток через сооружение . . . . .	1,08	1,19	1,62	25,25	83,76	81,39	87,94	89,95	28,70	12,13	8,88	0,54	422,43
Испарение . . . . .	1,08	1,19	1,62	25,25	84,34	81,88	89,11	90,70	28,78	12,15	8,88	0,54	425,52
Итого: . . . . .	6,60	5,50	7,60	45,12	16,70	7,15	-27,15	-58,25	-12,56	0,02	1,58	7,39	-0,30
Аккумуляция . . . . .	-0,45	-0,13	-0,02	2,87	-6,81	-3,15	-8,62	-6,29	-2,16	-1,05	-0,54	0,87	-25,4
Невязка, млн. м³ . . . . .	5,9	2,0	0,2	3,9	7,2	3,7	9,7	6,9	7,5	8,6	5,4	9,9	6,2

тельно сказались на использовании ресурсов зарегулированных рек и одновременно практически не отразилось на годовой величине стока. Помимо единовременных изъятий стока на заполнение мертвого объема водохранилищ, систематические потери стока происходят только за счет испарения с зеркала водохранилищ. Однако величину этих потерь нельзя непосредственно оценивать данными об испарении с водной поверхности, так как фактически увеличение потерь стока измеряется разностью между испарением с поверхности воды ( $I$ ) и испарением с поверхности суши, затопленной водохранилищем ( $I_c$ ). Оценка этих потерь была выполнена для водохранилищ в бассейне р. Волги. В этом случае  $I_c$  оценивалось по существующим нормативам, определяемым как разность между осадками и стоком, а  $I$  — по данным расчета испарения с поверхности водохранилищ. Дополнительные потери на испарение с поверхности волжских водохранилищ оказались равными  $7,5 \text{ км}^3$  и составляют 3% от годового объема стока р. Волги, т. е. лежат в пределах точности гидрометрического учета стока.

Роль испарения и осадков существенно возрастает в балансе озеровидных водохранилищ, обладающих большой площадью зеркала по сравнению с размерами водосборного бассейна.

В этом отношении очень показательны расчеты баланса Верхне-Свирского водохранилища (табл. 88).

В условиях Верхне-Свирского водохранилища осадки даже в годовом балансе составляют около 20% его приходной части, а испарение — около 15% расходной; соответственно в месячных балансах осадки 30%, а испарение 25%. Однако при высоком удельном весе этих компонентов они изучены на Верхне-Свирском водохранилище еще совершенно недостаточно, что в совокупности с неполным освещением поверхностного притока (контролируемого гидрометрическими измерениями с площади, составляющей немногим более 60% общей площади водосбора) обуславливает недостаточную точность расчетов баланса Верхне-Свирского водохранилища. Погрешности расчета, даже при условии осреднения балансов за последние 7 лет, еще очень высоки, а для балансов за отдельные годы значительно превосходят размеры ошибок, указанные в табл. 88.

В отличие от этого, расчеты для озеровидных водохранилищ, режим которых изучен всесторонне, характеризуются высокой точностью. Примечательны в этом отношении расчеты баланса зарегулированного оз. Севан, потери воды с поверхности которого в основном осуществляются за счет испарения.

Изучение и первоначальные расчеты баланса оз. Севан были выполнены под руководством В. К. Давыдова в тридцатых годах в связи с разработкой схемы гидроэнергетического использования озера, из вековых запасов которого предполагалось изымать воду для питания каскада ГЭС на р. Раздан. Спуск

Водный баланс Верхне-Свирского водохранилища  
за 1956—62 гг. (в км<sup>3</sup>)

Элемент баланса	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Поверхностный приток	0,766	0,597	0,547	1,58	4,98	1,91	1,70	1,59	1,84	1,99	1,73	1,10	20,39
Осадки	0,402	0,307	0,197	0,25	0,41	0,62	0,70	0,84	0,79	0,59	0,35	0,36	5,82
Итого	1,17	0,90	0,79	1,83	5,39	2,53	2,40	2,43	2,63	2,58	2,08	1,46	26,21
Сток через сооружение	1,47	1,45	1,49	1,45	1,73	1,67	1,66	1,71	1,88	1,93	1,87	1,52	19,85
Испарение	0,01	0,06	0,13	0,18	0,18	0,20	0,34	0,55	0,62	0,66	0,51	0,20	3,64
Итого	1,48	1,51	1,62	1,63	1,91	1,87	2,00	2,26	2,50	2,59	2,38	1,72	23,49
Аккумуляция	-0,51	-0,70	-0,84	0,47	3,39	0,31	0,21	-0,03	-0,02	-0,10	-0,55	-0,55	1,08
Невязка баланса, км <sup>3</sup>	-0,20	-0,10	0,01	-0,27	0,09	0,34	0,18	0,19	0,16	0,11	0,25	0,29	1,64
%	11,9	6,0	0,8	16,1	1,6	13,7	7,4	7,8	5,9	4,0	9,4	14,4	6,2

озера было намечено осуществить за 50—55 лет, сократив зеркало озера в 7 раз и уменьшив в связи с этим бесполезные потери на испарение. Расчеты баланса, произведенные в период, когда впервые развертывались стационарные гидрометеорологические исследования на крупных озерах и разрабатывалась методика соответствующих наблюдений и расчетов, базировались на данных непродолжительных наблюдений, ограниченных 7-летним периодом (1927—1934 гг.).

Позднее, в сороковых годах, расчет баланса в связи с возникшей дискуссией о достоверности первоначальных расчетов был произведен Б. Д. Зайковым; этим автором использовались дополнительные данные сетевых наблюдений на возросшей сети гидрометеорологических станций. Результаты расчета Б. Д. Зайкова практически полностью совпали с итогами, опубликованными В. К. Давыдовым.

В дальнейшем, в связи с пересмотром первоначальной схемы использования озера, когда с возникновением других источников энергии представилось возможным сократить, а в дальнейшем вообще прекратить спуск вековых запасов озера, еще раз было выполнено детальное изучение водного баланса оз. Севан. В этом случае подверглись пересмотру все компоненты баланса, включая и его подземную составляющую, а для изучения испарения были поставлены наблюдения по специализированной программе. На основании новых данных в конце пятидесятых годов в третий раз был произведен расчет баланса оз. Севан. К этому времени уже имелись наблюдения за 32-летний период (1927—1958 гг.) и представилось возможным использовать для расчета новейшие методы, разработанные за истекшие десятилетия [42]. Однако данные новых исследований не смогли существенно уточнить первоначальные расчеты, выполненные с большой тщательностью и блестящей научной интуицией, присущей всем работам замечательных советских гидрологов — В. К. Давыдова и Б. Д. Зайкова.

Для сравнения в табл. 89 приведены результаты расчета баланса оз. Севан, выполненные различными авторами, причем в обоих случаях баланс составлен в среднем за многолетний период для ненарушенного соотношения между приходом и расходом, т. е. в естественных условиях оз. Севан.

Не говоря уже о том, что исследованиями В. К. Давыдова совершенно правильно было оценено соотношение между составляющими баланса, абсолютные значения этих компонентов к тому же были определены настолько достоверно, что новыми данными, накопленными более чем за 20 лет, их практически не удалось изменить.

Действительно, расхождения между результатами первого и последнего расчетов в годовых выводах не превосходят 6—10%, т. е. находятся в пределах точности измерения и расчетов

Водный баланс оз. Севан в естественных условиях  
(в млн. м<sup>3</sup>)

Элемент баланса	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
по В. К. Давыдову													
Поверхностный приток	34	34	44	116	207	105	45	37	37	38	38	35	770
Осадки . . . . .	20	25	33	55	82	81	54	47	57	38	35	23	550
Приход . . . . .	54	59	77	171	289	186	99	84	94	76	73	58	1320
Поверхностный сток . . . . .	1	1	1	3	6	7	7	6	6	5	4	3	50
Подземный сток . . . . .	4	4	4	4	6	6	6	6	6	6	4	4	60
Испарение . . . . .	95	71	52	27	24	48	89	153	193	178	154	126	1210
Расход . . . . .	100	76	57	34	36	61	102	165	205	189	162	133	1320
Изменение запасов озера	-46	-17	20	137	253	125	-3	-81	-111	-113	-89	-75	0
по А. М. Мхитаряну													
Поверхностный приток	30	31	38	99	168	121	61	41	34	35	35	34	727
Осадки . . . . .	16	16	28	27	79	78	52	40	41	47	31	16	491
Приход . . . . .	46	47	66	146	247	199	113	81	75	82	66	50	1218
Поверхностный сток . . . . .	1	1	2	3	6	7	7	6	6	4	4	3	50
Подземный сток . . . . .	6	6	6	7	8	8	8	8	8	8	6	6	85
Испарение . . . . .	86	70	52	30	27	66	110	137	151	146	120	88	1083
Расход . . . . .	93	77	60	40	41	81	125	151	165	158	130	97	1218
Изменение запасов озера	-47	-30	6	106	206	118	-12	-70	-90	-76	-64	-47	0

осадков и испарения, последнее из которых является определяющим в балансе оз. Севан.

На водохранилищах различного типа значимость каждого из компонентов баланса неодинакова, однако наибольшим удельным весом на всех речных водохранилищах и на большинстве озеровидных в приходной части баланса обладает поверхностный приток, а в расходной — сток через гидроузлы. Таким образом, достоверность расчетов баланса почти исключительно определяется точностью расчета указанных компонентов баланса.

По мере увеличения зарегулированных участков рек постепенно утрачивается возможность использования гидрометрических приемов учета стока, т. е. поступление и расходование воды в условиях каскада водохранилищ может оцениваться в основном материалами учета стока на гидросооружениях. Между тем именно этот способ учета стока может быть наиболее достоверным, так как при условии хорошо налаженных наблюдений и откорректированных в процессе эксплуатации характеристик водопрпускной способности агрегатов и сооружений погрешность учета стока на ГЭС может быть значительно меньше, чем при гидрометрических измерениях. Располагая надежными данными о главнейшем расходном компоненте баланса, представляется возможным вообще повысить точность расчета баланса в целом. В связи с этим главнейшей задачей ближайших исследований на зарегулированных реках является дальнейшее и всестороннее совершенствование учета стока на ГЭС.



#### ЛИТЕРАТУРА

1. Авакян А. Б. и Шарипов В. А. Водохранилища гидроэлектростанций СССР. Госэнергоиздат, М.—Л., 1962.
2. Александров А. Е. Натурные испытания гидроагрегата. Наладочные и экспериментальные работы ОргрЭС, вып. XXIII, 1960.
3. Александров А. Е. Натурные испытания турбин Нижне-Свирской ГЭС. Гидротех. стр-во, № 10, 1960.
4. Алешин И. П. Проект Чиркейской ГЭС на р. Сулак. Гидротех. стр-во, № 5, 1962.
5. Андреянов В. Г., Семенова Г. С. Восстановление естественных характеристик стока зарегулированных рек бассейна Верхней Волги. Сб. работ МГМО, № 2, 1963.
6. Афанасьев А. Н. Водный баланс оз. Байкал. Труды Байкальской лимнолог. станции, т. XVIII. Изд. АН СССР, М.—Л., 1960.
7. Батталов Ф. З. Опыт тарировки малых ГЭС на р. Усте. Труды ГГИ, вып. 77, 1960.
8. Березинский А. Р. Пропускная способность водослива с широким порогом. Госстройиздат, 1950.
9. Богун-Добровольский А. И. Опыт эксплуатации Иркутской ГЭС. Гидротех. стр-во, № 7, 1962.
10. Вахрамеев Б. А. Развитие конструкций гидротурбин. Машгиз, 1957.
11. Викулина З. А. Расчет испарения с поверхности водохранилищ. Труды III Всесоюзного гидрол. съезда, т. III. Гидрометеоздат, Л., 1959.
12. Викулина З. А. Изучение и расчет водного баланса водохранилищ. Труды ГГИ, вып. 85, 1962.
13. Виноградов В. Л. К вопросу гидрометрических тарировок на крупных ГЭС. Сборник работ по гидрологии, № 4. Гидрометеоздат, 1964.
14. Гаврилов А. М. Об учете стока через турбины на крупных гидроэлектростанциях. Метеорология и гидрология, № 2, 1958.
15. Гаврилов А. М. Опытные данные величин коэффициентов расхода в формулах для водослива и истечения через отверстие. Труды ГГИ, вып. 47, 1955.
16. Гаврилов А. М. Результаты одной натурной тарировки водосливного отверстия плотины малой ГЭС. Труды ГГИ, вып. 70, 1958.
17. Гаврилов А. М. Из опыта учета стока на крупных ГЭС. Труды ГГИ, вып. 96, 1962.
18. Гаврилов А. М. Учет стока на крупных ГЭС в свете новых данных последних лет. Материалы первого научно-технического совещания по изучению Куйбышевского водохранилища, вып. I. Гидрология и водное хозяйство. Куйбышев, 1963.
19. Гаврилов А. М. Основы учета стока на ГЭС и гидроузлах. В сб.: «Учет стока на крупных гидроэлектростанциях», Изд. ГГИ, 1962.
20. Гаврилов А. М. и Попов И. В. Гидрология и народное хозяйство. Гидрометеоздат, Л., 1960.
21. Гаврилов А. М. и Богомазова З. П. Практическая гидрология. Гидрометеоздат, Л., 1948.

22. Гаврилов А. М., Кабанова К. С., Проскуряков А. К. Основы учета стока на гидроэлектростанциях. Гидрометеиздат, 1960.
23. Гальперин Р. С. Материалы к расчету пропускной способности водосливных плотин. Труды Гидропроекта, сб. 8, 1963.
24. Герасимов Э. Ф. Водный баланс Камского водохранилища. Совещание по вопросам эксплуатации Камского водохранилища. Пермь, 1959.
25. Гибсон Н. Р. Метод Гибсона и соответствующая аппаратура для измерения расхода воды в напорных трубопроводах. Изд. ВНИИГ, 1949.
26. Гришин М. М. Гидротехнические сооружения. Гос. изд-во лит. по строительству, архитектуре и строит. материалам, 1962.
27. Гушин М. В. Модельные испытания и характеристики гидротурбин. В сб. «Учет стока на крупных гидроэлектростанциях». Изд. ГГИ, 1962.
28. Дульнев В. Г. Определение расходов воды при истечении через щитовые отверстия. Изв. Всес. н.-и. ин-та гидротехники, т. 61, 1958.
29. Елисеева Е. В. К вопросу о фильтрации из водохранилищ. Сборник работ по гидрологии, № 3. Гидрометеиздат, 1963.
30. Караушев А. В. Водная нивелировка на водохранилищах. Труды ГГИ, вып. 66, 1957.
31. Киселев П. Г. Справочник по гидравлическим расчетам. Госэнергоиздат, 1957.
32. Ковалев Н. Н. и др. Новые турбины Днепровской гидроэлектростанции им. В. И. Ленина. Госмашиздат, М.—Л., 1951.
33. Ковальчук П., Мурашко М. Исследование работы турбинного оборудования ГЭС «Дружба народов». Труды Ин-та энергетики АН БССР, вып. II, 1955.
34. Комплект измерительных приборов типа КИП. Центр. бюро техн. инф., М., 1955.
35. Кривченко Г. И., Клабуков В. М. Натурные испытания агрегатов Павловской ГЭС. Гидротех. стр-во, № 10, 1962.
36. Кунявский М. Я. Водный баланс Новосибирского водохранилища. Мат. совещания по гидростроительству и эксплуатации гидростанций Сибири и сев.-вост. Казахстана. Новосибирск, 1963.
37. Кусков Л. С. Гидрологические и водохозяйственные расчеты при эксплуатации водохранилищ. Изд. «Речной транспорт», М., 1957.
38. Манукян Э. А. О коэффициентах затопления водосливов практического профиля. Труды Армянского н.-и. ин-та гидротехники и мелиорации, т. III, Ереван, 1958.
39. Мартынов И. П. Истечение из-под сегментных затворов. Гидротехника и мелиорация, № 5, 1958.
40. Мартынов И. П. Опытное определение коэффициентов расхода при истечении из-под сегментных затворов на водосливе с широким порогом. Гидротех. стр-во, № 5, 1962.
41. Методические указания УГМС, № 55 — Определение среднего уровня применительно к расчету аккумуляционной составляющей водного баланса водохранилищ. Гидрометеиздат, 1960 [ГГИ].
42. Мхитарян А. М., Александрян Г. А., Атаян Э. А. Водный баланс озера Севан. Результаты комплексных исследований Севанской проблемы. Изд. АН Арм. ССР, Ереван, 1961.
43. Мостков М. А. Гидравлический справочник. Гос. изд. лит-ры по строительству и архитектуре, М., 1954.
44. Наймушин И. И., Толкачев Л. А. Строительство Братской гидроэлектростанции. Гидротех. стр-во, № 11, 1961.
45. Наставление гидрометеорологическим станциям и постам, вып. 6, ч. I, Гидрометеиздат, 1957.
46. Наставление гидрометеорологическим станциям и постам, вып. 6, ч. III, Гидрометеиздат, 1958.
47. Научно-исследовательские работы Гидропроекта. Госэнергоиздат, 1961.
48. Никulin П. И. Высотная увязка водпостов на Куйбышевском водохра-

- нилище методом водной нивелировки. Сб. работ по гидрологии, № 2. Гидрометеиздат, 1961.
49. Офицеров А. С. Гидравлика водослива. ОНТИ, 1938.
  50. Павловский Н. Н. Краткий гидравлический справочник. Госстройиздат, 1940.
  51. Пецуль К. С. Водосливные гидроэлектростанции с горизонтальными капсульными агрегатами. Гидротех. стр-во, № 6, 1962.
  52. Пикалов Ф. И. Истечение через щитовое отверстие на гребне водослива и через затопленный водослив практического профиля. Гидротехника и мелиорация, № 1, 1949.
  53. Пикущ Н. В. К вопросу тарировки малых гидроэлектростанций и учета стока на них. Труды Укр. н.-и. гидромет. ин-та, вып. 6, 1956.
  54. Проскуряков А. К., Кабанова К. С. Опыт оценки точности учета стока на гидроэлектростанциях. Труды ГГИ, вып. 70, 1958.
  55. Руководство по обработке и подготовке к печати материалов наблюдений на озерах и водохранилищах. Гидрометеиздат, 1957.
  56. Совещание по обмену опытом проектирования и сооружения гидротехнических туннелей и подземных гидроэлектростанций. Гидротех. стр-во, № 11, 1961.
  57. Технические условия и нормы проектирования гидротехнических сооружений. Гидравлические расчеты водосливов. (ТУ и Н МЭС). Госэнергоиздат, 1952.
  58. Технические условия и нормы проектирования гидротехнических сооружений. Глубинные водосборы и водоспуски плотинных узлов гидроэлектростанций (ТУ 29-53). Госэнергоиздат, 1952.
  59. Турбинное оборудование гидроэлектростанций. Госэнергоиздат, 1958.
  60. Филахтов А. Л. Гидротехнические сооружения. Киев, 1961.
  61. Филиппова Т. А. Уточнение параметров регулирования Новосибирской ГЭС в период эксплуатации. Гидротех. стр-во, № 1, 1963.
  62. Филиппова Т. А. Построение характеристик относительных приростов ГЭС по данным натурных испытаний. Электр. станции, № 2, 1963.
  63. Флексер Я. Н. О выборе точек подсоединения водомеров на гидравлических турбинах. Наладочные и экспериментальные работы ОргрЭС, вып. XVI, 1958.
  64. Флексер Я. Н. и Красник И. Л. Контроль качества работы гидроагрегата. Наладочные и экспериментальные работы ОргрЭС, вып. VII, 1954.
  65. Холодидлин Г. К. Тарировка турбин малых ГЭС при нагрузке на сеть и на реостаты. Труды ГГИ, вып. 77, 1959.
  66. Холодидлин Г. К. Учет стока на малых ГЭС. В сб. «Учет стока на крупных гидроэлектростанциях». Изд. ГГИ, 1962.
  67. Чернятин И. А. Аппаратура для измерения характеристик водного потока на гидроэлектростанциях и ее эксплуатация. Госэнергоиздат, 1956.
  68. Чернятин И. А. Методика эксплуатационных исследований гидротурбинных блоков ГЭС и проектирование их расходомерных устройств. Госэнергоиздат, 1959.
  69. Чернятин И. А. Точность определения расхода турбины по перепаду давлений в спиральной камере ГЭС. Изв. Всес. н.-и. ин-та гидротехники, т. 71, 1962.
  70. Чугаев Р. Р. Гидравлика. Энергоиздат, 1963.
  71. Шаффернак Ф. Гидрология. Гидрометеиздат, 1938.
  72. Штерн Е. П. Повышение эффективности эксплуатации оборудования ГЭС. Электр. станции, № 8, 1962.
  73. Щавелев Д. С. Перспективные задачи гидроэнергетики. Изв. Высш. уч. зав., № 10, 1961.
  74. Щапов Н. М. Гидрометрия гидротехнических сооружений и гидромашин. Госэнергоиздат, 1957.

75. Щеголев Г. С. и Гаркави Ю. Е. Гидротурбины и их регулирование. Машгиз, 1957.
76. Эдель Ю. У. Ковшевые гидротурбины. Машгиз, 1963.
77. van Beesten C. Hydraulic design of weirs. Journal of the Institution of water Engineers, vol. 16, N 5, august 1962.
78. Brown J. G. Hydro-electric Engineering practice. London—Glasgow, 1958.
79. Eisner F. Überfallversuche in verschiedener Modellgrösse. Mitt. d. Preus. Versuchsanstalt für Wasserbau, H. 11, 1934.
80. Engz N. Abflussbeiwerte für Überfälle bei Wehren und Talsperren. Die Wasserwirtschaft, april 1962.
81. Knapp F. H. Ausfluss, Überfall und Durchfluss im Wasserbau. Leipzig, 1960.
82. Kollpalla S. Les jaugeages dans les ouvrages et les centrales hydro-électriques. La Houille Blanche, N 4, 1960.
83. List A. Turbinenabnahmeversuche an einem Niederdruckwasserkraftwerk. Die Wasserwirtschaft, N 12, 1954.
84. List A. Vereinfachtes Verfahren zum Einstellen der Kaplan-turbinen auf besten Wirkungsgrad. Die Wasserwirtschaft, N 4, 1954.
85. Mosonji E. Wasserkraftwerke, b. 1. Budapest, 1956.
86. Puls L. Spillway discharge capacity of Wilson dam. Proc. of the ASCE, oct. 1929.
87. Schmidt M. Die Gerinnehydraulik. Berlin, 1957.
88. Schmidt M. Der vollkommene und unvollkommene Ausfluss unter Schützen. Die Bautechnik, N 8, 1957.
89. Toch A. Discharge characteristics of Tainter gates. Proceedings ASCE, vol. 79, N 295, oct. 1953.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Сельсин — самосинхронизирующий прибор, основанный на синхронной передаче по проводам поступательного движения через превращение его в угловое перемещение ротора сельсина-датчика и соответственно ротора сельсина-приемника. Роторы обоих сельсинов электрически соединяются между собой.

При вращении ротора сельсина посредством конической и зубчатой передачи на валу поворачивается барабан счетного механизма и в окне рамки показателя устанавливаются цифры уровня, положения щита и т. д.

Для отсчета может быть применен и стрелочный приемный прибор (без счетного механизма).

Сельсин может быть использован и для передачи величины расхода воды при наличии расходомера с протарированным стрелочным или иного устройства указателем.

Наконец, с помощью сельсина может осуществляться и регулирование открытий направляющего аппарата турбины и затворов водосливных отверстий.

Питание сельсина происходит по двум проводам, а внутреннее соединение между сельсинами — по трем проводам.

Недостатки прибора в настоящее время заключаются в несовершенстве синхронизации. У современных приборов она нередко нарушается при резких колебаниях измеряемой величины, например при резких повышениях уровня воды в нижнем бьефе, вызванных сбросами, пуском и остановкой турбины. Также наблюдается коррозия контактов. Поэтому стремятся конструировать бесконтактные сельсины.

Усовершенствованием сельсина, в связи с телеизмерительными устройствами, занимается ленинградский завод «Электропульт».

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Суточная ведомость расходов воды (м<sup>3</sup>/сек.) по расходомерам — 196 г.

Время	Показания счетчика расходомера					Q <sub>сум</sub> м <sup>3</sup> /сек.
	агрегат 1	агрегат 2	агрегат 3	.....	.....	
0 <sup>00</sup>	76 413	80 620	62 310			
24 <sup>00</sup>	76 598	80 825	62 543			
$\Delta n$	185	205	233			
C	45 900	40 100	39 100			
$Q = \frac{C\Delta n}{T}$	98,3	97,4	105			300,7

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Программа натуральных испытаний пропускной способности водосливных отверстий с сегментными затворами на р.....

Общие замечания

Натурные испытания пропускной способности водосливных отверстий с сегментными затворами необходимы для уточнения значений коэффициентов расхода  $\mu$  в расчетной гидравлической формуле

$$Q = \mu b h_{\text{ш}} \sqrt{2gH}$$

в применении к отверстиям с упомянутыми затворами. Произведенные в последние годы с указанной целью лабораторные исследования показали, что зависимость коэффициента  $\mu$  от открытия ( $h_{\text{ш}}$ ) и напора ( $H$ ) в случаях с сегментными затворами носят иной характер, чем при плоских щитах, и разница в обоих случаях довольно значительна. Вместе с тем имеются существенные расхождения и в значениях  $\mu$ , рекомендуемых специально для отверстий с сегментными затворами в различных работах, что видно из приводимых ниже данных:

$\frac{h_{\text{ш}}}{H}$	Значения $\mu$		
	для сегментных затворов		для плоских щитов
	по Точу при $\frac{C}{R}$ от 0,1 до 0,9	по Шмидту	
0,125	0,56—0,70	0,65—0,77	0,58
0,25	0,53—0,66	0,63—0,73	0,59
0,33	0,52—0,63	0,61—0,70	0,60
0,50	0,50—0,60	—	0,61
0,60	0,50—0,55	—	0,63

Широкие пределы рекомендуемых значений  $\mu$  объясняются зависимостью их от отношения высоты опор затворов над порогом к величине радиуса  $\left(\frac{C}{R}\right)$  и от формы порога (у Точа — широкий порог). На данном объекте  $\frac{C}{R} = 0,6$ , порог практического профиля, очерченный по Криджеру—Офицеру.

Основные сроки и условия

1. Испытания проводятся на основе специальных пусков с..... ГЭС весной 19 г. на спаде паводка в период снижения приточных расходов воды с 700 до 200 м<sup>3</sup>/сек. (по данным на посту..... с учетом пробега до ГЭС).

2. Попуски будут произведены в соответствии с одной из трех серий открытий, указанных ниже, наиболее соответствующей водности паводка и интенсивности спада с 1963 г. Попуск при каждом открытии производится через два пролета одновременно, а при открытии 0,41 м — через три пролета.

Величина напора при пусках может быть от 6 до 8 м. При каждом пуске колебания напора должны быть минимальными. При данных испытаниях будет иметь место явление истечения через донное отверстие на пороге практического профиля.

Водность	Серия	Открытие, м		
		1	2	3
Малая	I	1,28	0,84	0,41
Средняя	II	1,73	0,84	0,41
Высокая	III	1,73	1,28	0,84

3. На каждое открытие отводится один день (10—12 дневных часов). Промежутки между пусковыми днями составят, судя по интенсивности снижения расходов на спаде паводка в предыдущие годы (см. ниже), от 1-го до 2-го пуска — 4—5 дней, от 2-го до 3-го пуска — 10—40 дней. Интервалы времени в днях между отдельными расходами воды по данным за предыдущие годы указаны ниже.

Год	Водность весны	Интервалы расходов, м <sup>3</sup> /сек.		
		700—500	500—400	400—200
1956	Выше средней	4	4	23
1957	Маловодная	7	4	63
1958	Очень многоводная	8	5	80
1959	Очень маловодная	—	—	65
1960	Средняя	5	7	46

4. В отношении работы ГЭС предусмотрены, в зависимости от окончательного согласования между энергоуправлением и Гидрометслужбой, 2 варианта. По 1-му варианту работа ГЭС в дни испытаний прекращается во время пуска на 10—12 час. в каждый из упомянутых дней. По 2-му варианту один агрегат продолжает работать и во время пусков, за исключением пуска при наименьшем открытии в принятой к производству серии испытаний, когда работа ГЭС и по данному варианту прекращается.

5. Ориентировочные величины расходов воды при пусках, при среднем напоре на водосливе 7 м, составят:

Открытие отверстий	Расходы воды, м <sup>3</sup> /сек.			
	1-й вариант	2-й вариант		
$h_{щ}$ м и число пролетов	пусковой расход	пусковой расход	расход через турбину	суммарный расход
1,73×2	530	530	140	670
1,28×2	406	406	140	546
0,84×2	278	278	140	418
0,41×3	207	207	—	207

В зависимости от напора к моменту начала того или иного пуска ориентировочные пусковые величины расходов воды могут быть и иными. Перед назначенным днем пуска величины напора и расходов воды приводятся по возможности в соответствие с ожидаемым приточным расходом по данному поста . . . . .

6. Переход от рабочих расходов к пусковым производится, по возможности, без скачка.

7. Открытия затворов на установленную величину при указанной длительности обеспечиваются ГЭС.

8. При необходимости во время пусков производить дополнительные уровенные наблюдения в верхнем бьефе у водосливных отверстий на раздельном бычке плотины между работающими отверстиями устраивается временный водомерный пост.

#### Гидрометрические работы

9. В дни специальных пусков производятся измерения расходов воды на гидростворе, выбранном и оборудованном в нижнем бьефе, в 1—2 км ниже ГЭС, в предпаводковый период. На гидростворе устанавливается самописец с расчетом на временное действие и свайный водомерный пост. Наблюдения на посту начинаются сразу же по его установке. В 200 м выше и ниже гидроствора устанавливаются временные уклонные посты.

10. Измерения расходов воды производятся скоростным многовертушечным способом с 5 лодок одновременно. При 10 скоростных вертикалях 1 лодка обслуживает 2 вертикали. По мере снижения расходов воды положение вертикалей будет изменяться. Передвижение и установка на вертикалях производятся по тросу. Скорости на вертикали измеряются в 5 точках.

11. В течение каждого пуска измеряется по три расхода воды. В периоды между днями пусков измеряется два расхода воды между 1-м и 2-м пусками и три расхода воды между 2-м и 3-м пусками с целью получения кривой расходов воды на створе. Расходы воды в междупусковые периоды измеряются при работе ГЭС на постоянной и, по возможности, разной нагрузке. Все данные о работе ГЭС (нагрузка, напор, режим работы) во время измерения расхода регистрируются и заносятся в журнал соответствующего расхода.

Обработка измеренных расходов и вычисление коэффициентов расхода по ним производится сразу по измерению.

12. Указанные натурные испытания проводятся совместно (указываются исполнители). На . . . . . ГМО возлагается выбор и оборудование створа и обеспечение работ вертушками, транспортными средствами, лодками. На проведение полевых работ требуется 14 человек, в основном инженерно-технического персонала, в том числе 3—4 человека от . . . . ., 1—2 — от ГЭС и остальные от . . . . . К началу весеннего периода (не позднее 20/II) . . . . . составляет рабочую программу, для чего к 15/II . . . . . представляет список участников указанных работ и ответственного исполнителя по их подготовке и проведению.

#### ПРИЛОЖЕНИЕ 4

##### План (программа) тарировки . . . . . ГЭС

ГЭС работает в системе на постоянной нагрузке. В план входит:

- 1) организация гидрометрических работ,
- 2) тарировка турбины (Фойта,  $N=180$  квт),
- 3) тарировка щитовых отверстий,
- 4) измерение расходов на утечки и фильтрацию.



1. Измерение расходов воды для тарировки как турбины, так и щитов производится на спаде паводка, в основном на действующем гидростворе поста УГМС, в 150 м ниже ГЭС, с лодки, на 5—6 вертикалях, большей частью 5-точечным способом.

Измерения на указанном гидростворе в целях тарировки турбины являются вынужденными, поскольку подводящий канал использовать для измерения расходов не представляется возможным, а в отводящем канале условия для измерения неблагоприятны из-за крайней турбулентности течения.

Уровенные наблюдения при измерениях должны вестись по верхней и нижней рейкам на ГЭС и по свайному посту и самописцу на гидростворе.

2. Турбина тарируется на установление зависимости  $Q=f(N)$  при различных открытиях (в условных единицах шкалы, нанесенной на регуляторе турбины): 10, 20, 30 и т. д. до 100 или полного.

При каждом открытии измеряется, как правило, по два расхода воды при тех напорах, которые будут в дни измерений. Одновременно с открытиями отмечается выработка по счетчику на начало и конец каждого измерения по форме:

Дата	Часы		Продолжительность, часы	Уровни			
	начало	конец		верхний бьеф		нижний бьеф	
				начало	конец	начало	конец
1	2	3	4	5	6	7	8

Напор		Открытие	Показание счетчика		Разность
начало	конец		начало	конец	
9	10	11	12	13	14

Коэффициент трансформатора счетчика	Выработка (A), квт-ч	Средняя мощность, $N_{\Gamma} = \frac{A}{t}$ квт	H на гидростворе, см		Q <sub>изм</sub> м <sup>3</sup> /сек.
			начало	конец	
15	16	17	18	19	20

$Q_{\text{ш}}$ м <sup>3</sup> /сек.	$Q_{\text{ф}}$ м <sup>3</sup> /сек.	$Q_{\text{г}} = Q_{\text{изм}} - Q_{\text{ш}} - Q_{\text{ф}}$ м <sup>3</sup> /сек.	Примечание
21	22	23	24

Тарировка турбины должна производиться, по возможности, при закрытых водосливных отверстиях, т. е. скорее всего в конце паводка, когда можно будет делать перерывы в сбросах.

Измерения на гидростворе следует производить, как правило, при установившемся уровне.

Общее число измерений при тарировке турбины 20. Число измерений в сутки, считая и обработку, 2—4.

Обработка расходов воды и накладка точек  $Q$  и  $a$ ,  $Q$  и  $N$  производится на месте.

3. Тарировка водосливных донных отверстий необходима в целях уточнения значений коэффициента  $\mu$  в формуле  $Q = \mu b h_{\text{ш}} \sqrt{2gH_{\text{ц}}}$  в условиях истечения через донное отверстие, разделенное надвое вертикальной балкой.

Тарировка производится при открытии отверстий на разную высоту, начиная от 10 до 50—70 см (через 10 см). В основном тарируются отверстия 2-го и 3-го пролетов, считая от здания ГЭС. Число измерений при каждом открытии 2, общее число измерений для 2-го и 3-го пролетов 20.

Кроме того, следует произвести 3 контрольных измерения для верхнего разрезного щита 1-го пролета, который тарировался ранее.

Измерения производятся на гидростворе при закрытой турбине в условиях установившегося уровня.

Форма для ведомости измерений следующая:

Дата	Время измерения			Уровень верхнего бьефа, см		
	начало	конец	продолжительность	начало	конец	$\Delta H$
1	2	3	4	5	6	7

Уровень нижнего бьефа, см		Уровень на гидростворе, см			Уклон	
начало	конец	начало	конец		начало	конец
8	9	10	11	12	13	14

Открытие щитов		$Q_{изм}$ м <sup>3</sup> /сек.	$Q_{ф}$ м <sup>3</sup> /сек.	$Q_{т}$ м <sup>3</sup> /сек.	$Q_{щ} = Q_{изм} - Q_{ф} - Q_{т}$ м <sup>3</sup> /сек.
пролет	открытие				
15	16	17	18	19	20

Параметры $B$ гидравлической формулы $Q_{щ} = \mu b h_{щ} \sqrt{2gH_{щ}}$					$B = b h_{щ} \sqrt{2gH_{щ}}$	$\mu = \frac{Q_{щ}}{B}$	Примечание
$b$	$h_{щ}$	$\sqrt{2g}$	$H_{щ}$	$\sqrt{H_{щ}}$			
21	22	23	24	25	26	27	28

Тарировка щитов производится в первую очередь на середине спада паводка.

Полные расходы на утечки и фильтрацию измеряются на гидростворе вброд при закрытых турбине и водосливных отверстиях. Число измерений 3—5. Измерения следует начинать только при установившемся уровне.

Кроме полного расхода, следует измерить расход утечки и фильтрации в отводящем канале турбины в 2—3 случаях.

Подпись . . . . .

ПРИЛОЖЕНИЕ 5

Форма ТР-1

Форма для средних ГЭС, имеющих ваттметры

Год . . . . . Месяц . . . . . Число . . . . .

Часы суток	Мощность на шинах генератора $N_{Г}$ квт			Открытие направ. аппарата, %			Уровни воды, м		Напор, м	Маневрирование холостыми щитами				
	ген. № 1	ген. № 2	ген. № 3	турбина № 1	турбина № 2	турбина № 3	верхнего бьефа	нижнего бьефа		№ щитов	открытие щитов		заккрытие щитов	
											час.	мин.	час.	мин.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1														
2														
3														
4														
5														
6														
7														
8														
9														
10														
11														
12														
13														
14														
15														
16														
17														
18														
19														
20														
21														
22														
23														
24														

Средн. мощн. генератора за сутки	Отсчеты по электросчетчикам в 24 часа 00 мин.		
	генератор № 1	генератор № 2	генератор № 3

№ агрегатов	Выработка за сутки (квт-ч)	Число часов работы		Пуск турбины		Остановка турбины		Пуск турбины		Остановка турбины		Пуск турбины		Остановка турбины	
		час.	мин.	час.	мин.	час.	мин.	час.	мин.	час.	мин.	час.	мин.	час.	мин.
Агрег. № 1															
Агрег. № 2															
Агрег. № 3															

Подпись дежурных . . . . .

Форма ТР-2

Год . . . . . Месяц . . . . . Число . . . . . Генератор № . . . . .

Время, часы	Напряжение в вольтах (V)	Сила тока на фазах в амперах (A)			Мощность на генераторе (N <sub>Г</sub> )	Показания электросчетчика			Открытие направляющего аппарата, %	Уровни		Напор, м	Пуск турбины		Остановка турбины	
		1ф	2ф	3		1ф	2ф	3ф		верхний бьеф	нижний бьеф		час.	мин.	час.	мин.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1																
2																
3																
4																
5																
.																
.																
24																

Средняя мощность генератора за сутки, квт	Разница показаний электросчет. за сутки	Сумма разниц	Перех. коэфф. (K <sub>гр. К</sub> )	Выработка за сутки, квт-ч	Продолжительность работы генератора за сутки	
					час.	мин.

Маневрирование щитами холостого водоспуска . . . . . ГЭС

дата открытия и закрытия	№ щитов	открытие щитов		уровни воды		закрытие щитов		уровни воды		примечание
		час.	мин.	верх. бьефа	нижн. бьефа	час.	мин.	верх. бьефа	нижн. бьефа	

Подписи дежурных . . . . .

ПРИЛОЖЕНИЕ 6

Белогорская ГЭС

Расчетная таблица расходов воды ( $Q$  м<sup>3</sup>/сек.) через турбину в зависимости от мощности  $N_T$  кВт при напорах  $H=3,65-4,00$  м

$N_T$ кВт	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
40	2,10	2,12	2,14	2,16	2,18	2,20	2,22	2,24	2,26	2,28
50	2,30	2,32	2,35	2,37	2,40	2,42	2,44	2,47	2,49	2,52
60	2,54	2,56	2,59	2,61	2,64	2,66	2,68	2,71	2,73	2,76
70	2,78	2,80	2,83	2,86	2,88	2,90	2,93	2,96	2,98	3,00
80	3,03	3,06	3,08	3,11	3,14	3,16	3,19	3,22	3,25	3,27
90	3,30	3,33	3,35	3,38	3,41	3,44	3,46	3,49	3,52	3,54
100	3,57	3,60	3,63	3,66	3,69	3,72	3,74	3,77	3,80	3,83
110	3,86	3,89	3,92	3,95	3,98	4,01	4,04	4,07	4,10	4,13
120	4,16	4,19	4,22	4,25	4,28	4,31	4,34	4,37	4,40	4,43
130	4,46	4,49	4,52	4,55	4,58	4,62	4,65	4,68	4,71	4,74
140	4,77	4,80	4,84	4,87	4,90	4,94	4,97	5,00	5,03	5,07
150	5,10	5,14	5,17	5,20	5,24	5,28	5,31	5,34	5,38	5,42
160	5,45	5,48	5,52	5,56	5,59	5,62	5,66	5,70	5,73	5,76
170	5,80	5,84	5,87	5,91	5,94	5,98	6,02	6,05	6,09	6,12
180	6,16	6,20	6,23	6,27	6,31	6,34	6,39	6,42	6,46	6,50
190	6,54	6,58	6,62	6,66	6,70	6,74	6,78	6,82	6,86	6,90
200	6,94	6,98	7,02	7,06	7,10	7,14	7,18	7,22	7,26	7,30
210	7,34	7,38	7,42	7,46	7,50	7,54	7,58	7,62	7,66	7,70
220	7,74	7,78	7,82	7,86	7,90	7,94	7,98	8,02	8,06	8,10

ПРИЛОЖЕНИЕ 7

Расходы воды (в м<sup>3</sup>/сек.) через отверстие № 1 (верхний разрезной щит) от  $h_{щ}$  и УВБ

$$b=4,01 \text{ м, } \mu=0,70 \quad Q_m = \mu b h_{щ} \sqrt{2gH_{щ}}$$

$h_{щ}$ открытие, см	УВБ см						
	340	350	360	370	380	390	400
5	0,58	0,61	0,64	0,63	0,70	0,72	0,81
10	1,14	1,19	1,25	1,31	1,38	1,43	1,48
15	1,69	1,76	1,86	1,95	2,04	2,12	2,20
20	2,20	2,34	2,46	2,58	2,70	2,80	2,90
25	2,72	2,88	3,04	3,20	3,34	3,48	3,54
30	3,18	3,38	3,57	3,76	3,94	4,13	4,28
35	3,67	3,86	4,13	4,35	4,56	4,78	4,96
40	4,10	4,36	4,71	4,91	5,15	5,40	5,60
45	4,56	4,85	5,19	5,47	5,75	6,04	6,25
50	4,95	5,34	5,64	5,95	6,26	6,57	6,89
55	5,29	5,74	6,07	6,46	6,81	7,16	7,50
60	5,70	6,11	6,55	7,00	7,36	7,75	8,11
65	6,08	6,53	7,00	7,49	7,89	8,30	8,70
70	6,30	6,86	7,46	7,90	8,33	8,76	9,20

ПРИЛОЖЕНИЕ 8

Расходы воды (в м<sup>3</sup>/сек.) через отверстие № 2 от  $h_{\text{ш}}$  и УВБ

$$b=4,82 \text{ м, } \mu=0,65 \quad Q_{\text{ш}}=\mu b h_{\text{ш}} \sqrt{2gH_{\text{ш}}}$$

$h_{\text{ш}}$ открытие, см	УВБ см						
	330	340	350	360	370	380	390
5	0,94	0,97	0,99	1,02	1,04	1,06	1,08
10	1,89	1,93	1,99	2,03	2,08	2,13	2,17
15	2,81	2,87	2,96	3,02	3,10	3,16	3,22
20	2,73	3,84	3,92	4,03	4,12	4,20	4,31
25	4,63	4,74	4,88	5,02	5,12	5,22	5,36
30	5,58	5,65	5,77	5,94	6,06	6,23	6,35
35	6,35	6,55	6,68	6,88	7,03	7,23	7,37
40	7,22	7,45	7,61	7,83	8,00	8,22	8,38
45	8,06	8,25	8,50	8,75	8,93	9,18	9,37
50	8,88	9,15	9,43	9,64	9,92	10,2	10,4
55	9,71	10,0	10,3	10,6	10,8	11,2	11,4
60	10,5	10,8	11,2	11,5	11,8	12,1	12,3

ПРИЛОЖЕНИЕ 9

Месячная рабочая ведомость для подсчета стока на ГЭС  
в бессбросовые периоды

1960 г., Июль

Число	A квт-ч	t часы	N квт	h <sub>в.р</sub> см.	h <sub>н.р</sub> см.	H <sup>1</sup> м	Q <sub>T</sub> <sup>2</sup> м <sup>3</sup> /сек.	Q <sub>ср</sub> <sup>3</sup> м <sup>3</sup> /сек.	Q <sub>ш</sub> м <sup>3</sup> /сек.	Q <sub>ф</sub> м <sup>3</sup> /сек.	Q <sub>ГЭС</sub> м <sup>3</sup> /сек.
1	2250	13 35	165	376	48	3,88	5,62	3,18	—	0,20	3,38
2	2550	13 45	185	378	45	3,93	6,34	3,65	—	0,20	3,85
3	1910	11 10	170	382	45	3,97	5,80	2,70	—	0,20	2,90
4	2950	16 00	184	376	48	3,88	6,31	4,21	—	0,20	4,61
5	2340	13 00	180	376	48	3,88	6,16	3,34	—	0,20	3,54
6	2440	16 00	152	362	40	3,82	5,17	3,46	—	0,20	3,66
7	2370	11 30	206	376	40	3,96	7,18	3,44	—	0,20	3,64
8	2710	17 15	157	372	45	3,87	5,34	3,84	—	0,20	4,04
9	2640	15 00	176	372	45	3,87	6,02	3,76	—	0,20	3,96
10	2810	16 00	175	380	45	3,95	5,98	4,00	—	0,20	4,20
11	2310	13 05	178	376	45	3,91	6,09	3,30	—	0,20	3,50
12	1840	11 30	160	376	46	3,90	5,45	2,60	—	0,20	2,80
13	2490	14 10	176	372	40	3,92	6,02	3,56	—	0,20	3,76
14	2070	11 30	180	380	46	3,94	6,16	2,95	—	0,20	3,15
15	2550	16 10	157	375	45	3,90	5,34	3,60	—	0,20	3,80
16	3650	22 00	165	370	48	3,82	5,69	5,16	—	0,20	5,36
17	3240	18 20	177	372	40	3,92	6,05	4,60	—	0,20	4,80
18	2840	16 50	169	376	35	4,00	5,76	4,04	—	0,20	4,24
19	2680	17 50	150	370	35	3,95	5,10	3,78	—	0,20	3,98
20	2300	13 20	173	377	45	3,92	5,91	3,28	—	0,20	3,48
21	2150	13 15	162	376	40	3,96	5,52	3,04	—	0,20	3,24
22	2340	15 00	156	378	40	3,96	5,31	3,32	—	0,20	3,52
23	2520	13 50	183	377	45	3,92	6,27	3,60	—	0,20	3,80
24	1720	9 40	178	376	45	3,91	6,09	2,38	—	0,20	2,58
25	2410	14 00	172	374	40	3,94	5,87	3,43	—	0,20	3,63
26	2530	14 20	176	377	45	3,92	6,02	3,58	—	0,20	3,78
27	1750	11 05	159	368	40	3,88	5,42	2,50	—	0,20	2,70
28	2250	12 20	184	378	45	3,93	6,31	3,24	—	0,20	3,44
29	2110	12 00	176	376	45	3,91	6,02	3,02	—	0,20	3,22
30	1640	11 30	143	368	38	3,90	4,87	2,33	—	0,20	2,53
31	2280	14 05	163	377	45	3,92	5,56	3,24	—	0,20	3,44
Ср. мес.											3,63

<sup>1</sup>  $H = h_{в.р} + 0,60 - h_{н.р}$  в метрах.

<sup>2</sup> По приложению 1.

<sup>3</sup>  $Q_{ср.т} = \frac{Q_T \cdot t}{24}$ .



ПРИЛОЖЕНИЕ 10

Суточный лист подсчета ежедневных расходов воды

A — при крупных щитах

Год: 1960

Месяц: апрель

Число: 13

Данные

для

определения  $Q_T$

№ агрегата	Часы			Средний уровень верхнего бьефа, м	Средний уровень нижнего бьефа, м	Напор, м	Выработка, квт-ч	Средняя мощность, квт	$Q_T$ м <sup>3</sup> /сек.	$Q_T$ м <sup>3</sup> /сек. средний суточный
	пуска турбины	остановки турбины	работы турбины							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	перех.	—	24	3,75	0,60	3,15	2850	118	4,86	4,86

Примечание: Расход воды  $Q_T$  определен по зависимости на рис. 156 б.

Данные для определения  $Q_{щ}$

Время открытия щита, час.	Уровень верхнего бьефа, см	Открытие $h$ см			Подсчет расходов воды										Средне-суточный расход воды $Q_{щ}$ м <sup>3</sup> /сек.
		щиты			щиты										
		1	2	3	1				2				3		
		УВБ см	$h$ см	$Q$ м <sup>3</sup> /сек.	$t$ час.	УВБ см	$h$ см	$Q$ м <sup>3</sup> /сек.	$t$ час.	УВБ см	$h$ см	$Q$ м <sup>3</sup> /сек.	$t$ час.		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
0	371	60	30		371	30	3,78	3,5	371	30	6,08	1,5			
1 30	370	60	40		377	40	5,08	3,0	375	40	8,11	1,5			$Q_{щ_1} = 6,48$
3 00	380	60	55		382	50	6,32	2,0	375	55	11,0	21			$Q_{щ_2} = 10,5$
5 00	383	70	55		381	55	6,84	5,5							
7 00	366	55	55		377	60	7,26	5,0							$Q = 17,0$
7 30	362	40	55		375	70	8,11	5,0							
8 00	362	30	55												
11 30	380	40	55												
14 00	382	50	55												
16 00	382	55	55												
21 00	384	70	55												
24 00	365	60	55												

Примечания: 1. Частные расходы воды  $Q$  определены по приложениям 7 и 8.

2. Для вычисления расхода воды через щитовые отверстия служит выражение

$$Q_{щ} = \frac{Q_1 t_1 + Q_2 t_2 + \dots + Q_n t_n}{24}$$

Расход фильтрации и утечек:  $Q_{ф} = 0,20$  м<sup>3</sup>/сек.

$$Q = Q_T + Q_{щ} + Q_{ф} = 4,86 + 17,0 + 0,20 \cong 22,1 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ 11

Суточный лист подсчета ежедневных расходов воды  
Б — при маломерных щитах

Год: 1957  
Данные

Месяц: апрель  
для

Число: 25  
определения  $Q_T$

№ агрегата	Часы работы			Средний уровень верхнего бьефа, м	Средний уровень нижнего бьефа, м	Средний напор $H$ , м	Выработка, кг-ч	Средняя мощность, квт	$Q_T$ м <sup>3</sup> /сек.	$Q_T$ м <sup>3</sup> /сек. среднесуточный
	пуск	остановки	число часов работы							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	0 9 00	8 00 24 00	8 15	3,85 3,75	0,35 0,70	3,50 3,05	1200 2100	150 140	5,56 6,06	5,63 5,88
	2	перех.	— 24	3,78	0,60	3,18	3480	145	5,88	

Примечание: Расходы воды  $Q_T$  определяются по зависимостям на рис. 156 б.

Данные для определения  $Q_{щ}$

Время закрытия и открытия щитов	Уровень верхнего бьефа, см	• Наблюдения		Подсчет расходов воды				Среднесуточный расход воды, м <sup>3</sup> /сек.
		открытие	закрытие	№ щита	УВБ см	$Q$ м <sup>3</sup> /сек.	$t$ час.	
0	338	1, 4, 5, 7, 9, 11		1	338	1,27	24	$Q_{щ} = 10,6$
1	338		9	2	339	0,55	11	
7 30	338		7	4	333	1,24	24	
9 00	338	6, 8, 7		5	338	1,12	24	
11 00	338	10		6	338	0,91	15	
13 00	339	2		7	338	1,61	22,5	
14 00	339	12		8	338	0,92	15	
				9	338	0,06	1	
				10	338	0,82	13	
				11	338	1,66	24	
				12	339	0,67	10	

Примечания: 1. Щиты открываются на полный выем и расходы определяются по табл. 67.

2. Для вычисления расхода воды через щитовые отверстия служит выражение:

$$Q_{щ} = \frac{Q_{щ_1} t_1 + Q_{щ_2} t_2 + \dots + Q_{щ_n} t_n}{24}$$

Расход фильтрации и утечек:  $Q_{\phi} = 0,30$  м<sup>3</sup>/сек.

Среднесуточный расход воды в створе ГЭС

$$Q_{ГЭС} = Q_T + Q_{щ} + Q_{\phi} = 11,5 + 10,6 + 0,30 = 22,4 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

## Пояснение к стоку на малых ГЭС

Р. . . . . , ГЭС . . . . .

Стоковый пункт расположен в створе гидроэлектростанции в 1 км выше рабочего поселка.

Водомерные наблюдения ведутся ежедневно по рейкам: в верхнем бьефе у стенки водоподводящего канала к турбине, в нижнем бьефе — в водоотводящем канале у раздельной стенки, в 5 м ниже конца отсасывающей трубы.

Сток через турбину подсчитывается по зависимостям  $Q_T = f(N_T, H)$ , построенным по данным тарировки ГГИ в 1958 г. (16 измерений в подводящем канале при различных  $N_T$  и  $H$ ) и на основании записей об уровнях воды и о выработке и времени работы турбины в журнале выработки.

Сток через водосливные отверстия первого ряда (водосливы с тонкой стенкой) определяется по расчетным таблицам, составленным для зависимости  $Q_{ш}$  от  $H$  (напор) по формуле  $Q_{ш} = mbH \sqrt{2gH}$  при значениях  $m$ , уточненных по данным тарировки в 1958 г. ( $m = 0,46 - 0,48$ ) и на основании записей об открытии щитов в журнале открытия щитов. Тарировка производилась на временном гидростворе в 160 м ниже ГЭС. Оборудование поста сохраняется.

Расходы воды на фильтрацию и утечки через неплотности принимаются по данным 7 измерений ГГИ при полностью закрытой ГЭС (при закрытой турбине  $Q_{ф} = 0,30$  м<sup>3</sup>/сек., при работе турбины  $Q_{ф} = 0,20$  м<sup>3</sup>/сек.).

Сток через турбину, составляющий около 70% годового стока, следует считать надежным вследствие достаточного обоснования расчетных зависимостей данными тарировки.

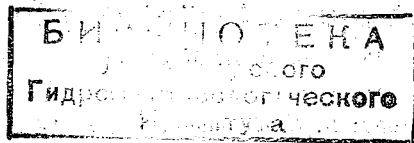
Сток через водосливные отверстия, составляющий 26% годового стока, приходится почти полностью на весну (апрель). Надежность данных удовлетворительная, но погрешности имеют место как за счет не вполне точного определения напора из-за отсутствия рек у плотины, так и вследствие неучета изменения влияния сжатия с расширением действующего водосливного фронта (в сторону преуменьшения) на 2—3%.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие . . . . .	3
<b>Глава I. Основные сведения по гидроэнергетике и гидроэлектростанциям . . . . .</b>	<b>5</b>
1. Водноэнергетические параметры ГЭС . . . . .	6
2. Использование водной энергии . . . . .	13
3. Классификация ГЭС . . . . .	15
4. Состав сооружений на ГЭС . . . . .	21
5. Оборудование ГЭС . . . . .	28
6. Водяные турбины и их характеристики . . . . .	32
7. Расходомеры . . . . .	60
8. Тарировка турбин и расходомеров на ГЭС . . . . .	69
<b>Глава II. Определение сбросных расходов на ГЭС и гидрозлазах . . . . .</b>	<b>91</b>
1. Схемы отведения сбросных расходов воды и размещение водосливных отверстий . . . . .	94
2. Расчеты расходов воды через водосливные отверстия . . . . .	110
а) Расчеты расходов воды через водосливы . . . . .	112
б) Расчеты расходов воды при истечении через отверстия . . . . .	141
3. Тарировка водосливных отверстий . . . . .	162
4. Примеры расчетов сбросных расходов воды на крупных ГЭС . . . . .	167
<b>Глава III. Учет стока на крупных ГЭС . . . . .</b>	<b>185</b>
1. Общие сведения . . . . .	186
2. Водомерные устройства и наблюдения . . . . .	196
3. Определение расходов воды через гидроагрегаты ГЭС . . . . .	204
4. Определение сбросных расходов воды . . . . .	226
5. Учет расходов воды на фильтрацию и утечки . . . . .	231
6. Расчеты расходов воды на прочие нужды . . . . .	232
7. Сводка данных о водном режиме реки на ГЭС . . . . .	234
<b>Глава IV. Учет стока на малых ГЭС . . . . .</b>	<b>235</b>
1. Цели и состояние учета стока . . . . .	—
2. Обследование ГЭС . . . . .	244
3. Тарировка ГЭС и организация регулярных наблюдений . . . . .	252
4. Составление расчетных зависимостей и вычисление расходов воды . . . . .	293
5. Примеры выполненных тарировок . . . . .	306
<b>Глава V. Инспекция учета стока на ГЭС и подготовка материалов по стоку к печати . . . . .</b>	<b>317</b>
1. Инспекция учета стока . . . . .	—
2. Подготовка материалов по стоку к печати . . . . .	325

Глава VI. Водный баланс водохранилищ . . . . .	333
1. Общие сведения о водохранилищах СССР . . . . .	—
2. Состояние вопроса . . . . .	350
3. Принципы размещения наблюдательной сети на водохранилищах . . . . .	352
4. Методика составления водного баланса водохранилищ . . . . .	361
5. Водный баланс водохранилищ . . . . .	384
Литература . . . . .	399
Приложения . . . . .	403—417

622



*Александр Михайлович Гаврилов*  
ОСНОВЫ УЧЕТА СТОКА НА ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

Ответственный редактор проф. *К. Е. Иванов*

Редактор *З. И. Мироненко*

Техн. редактор *Г. С. Николаева*

Корректоры: *П. В. Стебливец, А. В. Хюркес*

---

Сдано в набор 6/V-65 г. Подписано к печати 28/VIII-65 г.

Бумага 60×90<sup>1</sup>/<sub>16</sub>. Бум. л. 13,125. Печ. л. 26,25.

Уч.-изд. л. 27,63. Тираж 1000 экз. М-21324. Индекс ГЛ-43.

Заказ № 266. Цена 1 руб. 48 коп.

Гидрометеорологическое издательство.

Ленинград, В-53, 2-я линия, д. № 23.

Темплан 1965 г., № 68.

---

Ленинградская типография № 8 Главполиграфпрома

Государственного комитета

Совета Министров СССР по печати.

Ленинград, Прачечный пер., 6.