В. И. Брызгалов

ИЗ ОПЫТА СОЗДАНИЯ И ОСВОЕНИЯ КРАСНОЯРСКОЙ И САЯНО-ШУШЕНСКОЙ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Производственное издание

В монографии рассматриваются вопросы, связанные с особенностями создания и освоения крупных ГЭС, возникшими с появлением сверхмощных гидроагрегатов и высоких бетонных плотин. Анализируются технология возведения плотин в суровых климатических условиях и мероприятия, обеспечивающие необходимое качество бетона и термонапряженное состояние плотин в период строительства и в последствии под гидростатической нагрузкой. Исследуются причины повреждений гидроагрегатов и сооружений. Рекомендуются новые методы эксплуатационного контроля работы оборудования и разработки по его усовершенствованию. Показано расширение натурных наблюдений в системе "плотина – основание – вмещающие горные массивы" и углубление анализа состояния этой системы в условиях действующей ГЭС, что обеспечивает надёжность гидростанций. Изложена нетрадиционная технология ремонта тела плотины и основания. Анализируется эффективность ГЭС в зависимости от проектных решений.

Книга полезна для специалистов, проектирующих, строящих и эксплуатирующих ГЭС, а также может быть использована в качестве учебного пособия при подготовке инженеров-гидротехников, гидроэнергетиков, электромехаников и турбинистов.

Производственное издание

Брызгалов Валентин Иванович

ИЗ ОПЫТА СОЗДАНИЯ И ОСВОЕНИЯ КРАСНОЯРСКОЙ И САЯНО-ШУШЕНСКОЙ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Графика Н. В. Зюзиной, Т. М. Тарасенко
Фотографии Ю. А. Фокина
Компьютерный набор Ф. П. Шурхаевой
Компьютерная верстка В. Ж. Маковенко
Корректор О. В. Кабанова
Ответственный за выпуск С.А. Смоловус

Оглавление

Предисловие **5**

Введение **8**

1 глава. **Краткая характеристика действующих енисейских гидроэлектростанций** **12**

2 глава. **Гидротехнические сооружения** **29**

2.1 Влияние некоторых природных условий на технические решения 30
2.2 Проектные предположения и натурное состояние гидротехнических сооружений 55
Основание плотины 55
Тело плотины 76
Основные технические характеристики и выбор типа плотин 76
Вопросы технологии строительства 81
Качество бетона 97
Основные результаты натурных наблюдений 107
Ремонтные работы в растянутой зоне напорной грани плотины Саяно-Шушенской ГЭС 124
Водосбросные сооружения 143
2.3 Организация натурных наблюдений и исследований 177

3 глава. **Гидротурбины** **195**

3.1 Особенности работы гидротурбин в период освоения 196
3.2 Доводка гидротурбин 215
3.3 Испытания гидротурбины на повышенной мощности 242

4 глава. Гидрогенераторы **251**

4.1 Особенности крупных гидрогенераторов с непосредственным водяным охлаждением обмотки статора и форсированным воздушным охлаждением обмотки ротора 252
4.2 Нетрадиционные методы эксплуатационного контроля и правила технического обслуживания 260
Водно-химический режим системы охлаждения обмотки статора 260
Вибрационный контроль обмотки статора 280
Тепловой контроль обмотки статора 297
Контроль проходимости водяного тракта обмотки статора 304
Контроль герметичности водяного тракта обмотки статора 307
Предотвращение отпотевания и загрязнения гидрогенераторов. Чистка изоляции обмотки статора 310
4.3 Доводка гидрогенераторов 321
Разработка и внедрение бесстыкового сердечника статора 321
Обмотка статора 335

Вентиляция гидрогенератора 337
Регулирование температуры обмотки статора 345
Междуполюсные соединения обмотки возбуждения 349
4.4 Некоторые специальные исследования гидрогенераторов 353
Восстановление работоспособности гидрогенератора после затопления его водой 353
Внезапные короткие замыкания на шинах гидрогенератора и асинхронный режим 358
Неполнофазные режимы 363
Испытания в режимах повышенной активной нагрузки..... 369

5 глава. **Вспомогательные системы, оборудование, нетрадиционные металлоконструкции 377**

5.1 Техническое и хозяйственное водоснабжение; пневмохозяйство 378
5.2 Механическое оборудование. Металлоконструкции 391

6 глава. **Электротехническая часть 415**

6.1 Главная схема первичных соединений 416
6.2 Оборудование электротехнической части (воздушные выключатели типа ВВБ, трансформаторы тока типа ТРН, устройства противоаварийной автоматики, воздушные выключатели типа ВВБК, трансформаторы тока типа ТФРМ, нелинейные ограничители напряжения типа ОПН и ОПНИ, малогабаритные разъединители типа РГЗ, сборные шины из провода ПА-640, выключатели нагрузки типа КАГ, токопроводы генератора с водяным охлаждением) 428

7 заключительная глава.
Некоторые вопросы эффективности ГЭС 456

7.1 Проектные решения 457
7.2 Транспортировка, хранение и монтаж оборудования 468
7.3 Пусковые комплексы 477
7.4 Повышение эффективности гидроагрегатов в энергосистеме по регулированию ее параметров 491
7.5 Социальная значимость гидроэнергетических узлов 503
7.6 Научное обеспечение эксплуатации сооружений и оборудования 535
7.7 Вопросы подготовки молодых специалистов 550

Список литературы 556

20-ЛЕТИЮ САЯНО-ШУШЕНСКОЙ И 30-ЛЕТИЮ КРАСНОЯРСКОЙ ГИДРОСТАНЦИЙ – ПОСВЯЩАЕТСЯ

ПРЕДИСЛОВИЕ

Вопросы эксплуатации гидроэлектростанций освещаются в обширной специальной энергетической литературе, правилах технической эксплуатации и в разного рода нормативной ремонтно-эксплуатационной документации. Однако, если в существующих литературных источниках достаточно полно и хорошо отображён опыт эксплуатации ГЭС малой и средней мощности, то практически нет обобщения особенностей эксплуатации, которые возникли в связи с появлением сверхмощных гидроагрегатов и строительством высоких бетонных плотин, вызвавших и особенности их освоения. Кроме того, либо не показана вообще, либо очень слабо представлена зависимость эффективности и надёжности эксплуатации крупных ГЭС от проектно-конструкторских решений.

Более того, часто даже не придается значения вопросам обслуживания электротехнического оборудования при эксплуатации ГЭС на том основании, что оно имеет много общего с аналогичным оборудованием электростанций других типов [97]. Это утверждение, в частности, неприменимо для крупных ГЭС, где в большинстве случаев оборудование является уникальным и представлено, как правило, головными образцами.

Опыт эксплуатации подтвердил необходимость воссоздания специальности инженеров-гидроэлектроэнергетиков-гидротехников, которых в своё время с успехом готовил гидроэнергетический факультет Московского энергетического института (МЭИ). Это очень важно, чтобы на уникальных ГЭС работали специалисты широкого профиля, обладающие знаниями, которые обеспечивают эффективное и надёжное использование ГЭС в органической взаимосвязи со всеми составляющими гидроэнергокомплекс частями.

Создание больших гидроэлектростанций с крупными гидроагрегатами, уникальным электротехническим оборудованием и средствами технологического управления, а также с высокими бетонными плотинами – это особое явление в электроэнергетике страны, которое потребовало значительного расширения задач эксплуатации и их существа – перестройки и изменения сложившихся правил содержания, обслуживания и даже проектирования ГЭС. Потребовало это и разработки новых направлений в эксплуатации крупных ГЭС.

В данной работе обобщён и представлен опыт освоения и эксплуатации Красноярской ГЭС и Саяно-Шушенского гидроэнергокомплекса. Здесь на примерах показаны впервые разработанные и внедрённые новые направления эксплуатации, обеспечившие надёжность сверхмощного гидросилового и электротехнического оборудования, а также высоких бетонных плотин в совокупности с эффективным энергетическим использованием и управлением ГЭС в энергосистеме.

Перестройке сложившихся правил, методов и организации ремонтно-эксплуатационного обеспечения ГЭС на примере Красноярской и Саяно-Шушенской гидроэлектростанций предшествовали в период освоения обширные натурные и теоретические исследования сооружений и оборудования. На их основе был сформулирован необходимый объём и содержание новых задач эксплуатационной деятельности, выполнены и реализованы соответствующие разработки, обеспечившие их решение.

Определяющее участие автора в исследованиях, разработках и внедрении новых направлений в эксплуатации, указанных крупнейших ГЭС и создало предпосылки для публикации настоящей монографии.

Книга содержит ряд материалов, в работе над которыми участвовали сотрудники лаборатории гидротехнических сооружений Саяно-Шушенской ГЭС, а также химических лабораторий, турбинных, электрических цехов и лабораторий технической диагностики Красноярской и Саяно-Шушенской ГЭС. Большую практическую помощь в проведении натурных исследований и реализации на их основе разработок оказали специалисты ВНИИЭ, Ленгидропроекта, НИИ “Электросила”, ЛМЗ, ВНИИ Электромаша, НИИПТа, Электропульта, Электрокерамики, ВЗВА, Уралэлектротяжмаша, Запорожтрансформатора, НЭТИ, Электроаппарата, ВНИИГа им. Б. Е. Веденеева, Сибфилиала ВНИИГа, ОРГРЭСа, НИС Гидропроекта, НИИГА и Ка, Ленинградского и Томского политехнических институтов, ЦНИИКА, Гидроэлектромонтажа, Спецгидроэнергомонтажа, Гидромонтажа и Красноярскгэсстроя (поскольку в монографии опыт автора отображён ретроспективно, в течение 1961-98 гг., указаны наименования организаций прошлого периода). В особенности необходимо отметить большую творческую работу в освоении оборудования и сооружений эксплуатационных коллективов Красноярской и Саяно-Шушенской ГЭС.

В монографии не приводятся стоимостные оценки настоящего времени в абсолютных цифрах, поскольку они очень сильно отличаются от дореформенных, а также меняются и колеблются в связи с начальной стадией внедрения рыночных отношений в стране.

Автор очень признателен рецензентам, к.т.н. Е. А. Долгинину, д.т.н. профессору А. П. Епифанову, инженеру Л. С. Пермяковой и к.т.н. Е. Ю. Шахмаевой за доброжелательную критику недочётов рукописи и указания путей к их устранению.

В книге выражена надежда, что обобщение опыта освоения и особенностей эксплуатации двух крупнейших ГЭС страны привлечет внимание специалистов проектных, строительных, монтажных, эксплуатационных и научно-исследовательских организаций, работающих в области гидроэлектроэнергетики и гидротехники, и окажет им практическую помощь.

Автор также будет искренне признателен всем, кто сочтет возможным прислать свои замечания и пожелания к данной работе по адресу: 662799, Республика Хакасия, пос. Черемушки, Саяно-Шушенская ГЭС.

Автор

Введение

Хорошо известно, что гидроресурсы являются высокоэкономичным восполняемым источником энергии. Человек начал использовать водную энергию раньше, чем энергию пара. Интересно одно из древних упоминаний об использовании водной энергии на Руси, которое приводится в завещании князя Дмитрия Донского, датированном 1389 годом. В нём говорится о мельницах на реках Яузе и Ходынке [68].

Концепция приоритетного значения водной энергии широко распространена во многих странах мира. В информации, полученной на 63 исполкоме международной Комиссии по Большим плотинам в 1995 г. в г. Осло, говорится, что в энергетическом производстве Норвегии доля гидроэлектроэнергии составляет 99,1%, а добываемую на морском шельфе нефть эта страна сделала предметом торговли на мировом рынке и не планирует её как источник для развития тепловой энергетики.

В европейской части России наиболее экономически выгодные гидроэнергоресурсы практически исчерпаны. Гидроэнергетические ресурсы, сосредоточенные в Енисейско-Ангарском бассейне, уникальны. Из них экономически эффективные ресурсы освоены на 32,8% [87]. В мировом балансе энергетические ресурсы рек России составляют около 10% ресурсов мира.

Енисей по величине стока является самой многоводной рекой среди рек стран СНГ, среднегодовой расход в его устье составляет 19800 $м^3/с$ [102]. Площадь бассейна Енисея 2600 тыс. $км^2$, а длина реки превышает 4000 км. На территории бассейна размещаются весь Красноярский край, республики Хакасия и Тува и часть Иркутской области.

Выявленные запасы угля, нефти, железной руды, цветных металлов, асбеста, нефелинов, редких металлов, солей, лесных ресурсов составляют очень мощную сырьевую базу для самого благоприятного развития не только прилегающих территорий, но и всей Сибири, что повлияет и на экономику европейской части России.

Потенциальные эффективные гидроэнергоресурсы р. Енисей составляют 137 млрд. кВт.час в год. На Енисее выделяются три характерных участка: Верхний Енисей – от г. Кызыла до г. Минусинска, длина участка 580 км, падение 370 м или 63 см/км; Средний Енисей – от г. Минусинска до с. Осиновское, длина участка 1540 км, падение 218 м или 14 см/км; Нижний Енисей – от с. Осиновское до устья, длина участка 1230 км, падение 29 м или 2,4 см/км.

На Верхнем Енисее построены Саяно-Шушенская ГЭС с установленной мощностью 6,4 млн. кВт и в её нижнем бьефе контрегулирующий Майнский гидроузел мощностью 321 тыс. кВт, что образовало уникальный гидроэнергетический комплекс. На Среднем Енисее построена Красноярская ГЭС с установленной мощностью 6,0 млн. кВт.

Саяно-Шушенская и Красноярская ГЭС в обозримом будущем останутся на 6-7 месте среди самых мощных гидроэлектростанций мира, что видно из таблицы 1.

Таблица 1

№№ п/п	Наименование ГЭС	Страна	Установленная мощность, тыс. кВт	Примечание
1.	Три Ущелья	Китай	18200	Строится
2.	Итайпу	Бразилия	12600	Действующая
3.	Грэнд-Кули	США	10830	Действующая
4.	Гури	Венесуэла	10300	Действующая
5.	Тукуруи	Бразилия	8000	Действующая
6.	Саяно-Шушенская	Россия	6400	Действующая
7.	Красноярская	Россия	6000	Действующая
8.	Ла Гранде	Канада	5328	Действующая
9.	Черчил-Фулз	Канада	5225	Действующая

В проектно-конструкторских решениях Саяно-Шушенской ГЭС в значительной мере нашел воплощение опыт конструирования, строительства, доводки и эксплуатации Красноярской ГЭС. Без такого опыта создать Саяно-Шушенский гидроэнергокомплекс было невозможно.

Наряду с этим, развитие конструкций плотин и гидроагрегатостроения происходило в соответствии с общим прогрессом науки и техники. Однако на их качестве и эксплуатационных свойствах не мог не сказаться уровень технологий и масштабный эффект при резком увеличении высоты плотин и единичной мощности гидроагрегатов. За короткое время произошел существенный скачок единичной мощности агрегатов от 110 МВт Волжских ГЭС и 225 МВт Братской ГЭС до 500 МВт и 640-720 МВт соответственно на Красноярской и Саяно-Шушенской гидроэлектростанциях. Такая интенсивность развития гидроагрегатостроения произошла всего за 15-20 лет. Большая инженерная практика отечественного строительства низконапорных гидротехнических сооружений оказалась технологически неподготовленной к созданию первых бетонных плотин высотой 100-125 м Братской и Красноярской ГЭС,

возводимых в суровых климатических условиях. Дальнейший переход от строительства этих гравитационного типа плотин к возведению ранее не применявшейся конструкции в широких створах арочно-гравитационной плотины высотой 245 м на Саяно-Шушенской ГЭС – оказался и научно не подготовленным. Методы расчёта её развивались параллельно с усовершенствованием вычислительной техники, исследованиями на моделях и в натуре, а также на основе параллельно накапливаемого опыта проектирования, строительства и эксплуатации плотины. Готовность научных обоснований, технологий строительства плотин, а также изготовления и монтажа агрегатов и их эксплуатации оказались неадекватными указанному росту высоты плотины и единичной мощности гидроагрегатов.

Это не могло не сказаться на качестве эксплуатационного состояния сооружений и оборудования, что является самой главной особенностью, определившей суть процесса освоения Красноярской и Саяно-Шушенской ГЭС, вызвавшей необходимость разработки новых направлений в обеспечении их нормальной эксплуатации, а также выявившей по-новому постановку задач создания в будущем крупных водоэнергохозяйственных комплексов с большими водохранилищами, высокими плотинами и уникальными гидроагрегатами в суровых климатических условиях и сложных геодинамических районах.

* * * * *

1 Краткая характеристика действующих енисейских гидроэлектростанций

Красноярская ГЭС установленной мощностью 6 млн. кВт имеет в составе 12 гидроагрегатов (рис. 1.1), расположена в 36 км выше г. Красноярска. Площадь водосбора бассейна реки Енисей, обеспечивающая приток к створу ГЭС, составляет 288200 км^2. Среднемноголетний сток в створе – 88 км^3. Среднегодовая выработка электроэнергии – 19,6 млрд. кВт•ч.

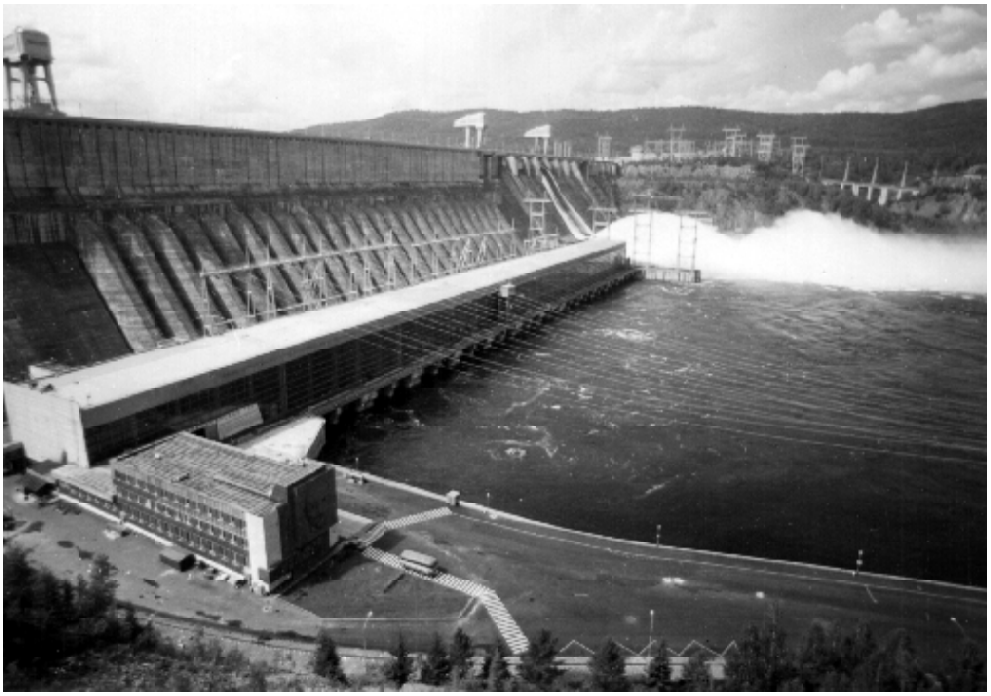


Рис. 1.1 Внешний вид Красноярской ГЭС

Район створа ГЭС представляет собой каньон с шириной русла около 750 м, с крутыми берегами, сложенными из крепких трещиноватых гранитов, являющихся достаточно надёжным основанием для высокой плотины. Однако створ под острым углом в плане пересекает мощная тектоническая зона почти вертикального распространения, а также ряд менее мощных пологонаклонных тектонических трещин, расположенных в правобережной части русла реки. Тектонический шов заполнен милонитом и каолином, обладает слабой водопроницаемостью.

Модуль деформации слабо трещиноватых гранитов составляет $16 \cdot 10^3$ МПа, трещиноватых – $9 \cdot 10^3$ МПа, и сильно трещиноватых – $4{,}5 \cdot 10^3$ МПа.

Район ГЭС характеризуется суровыми климатическими условиями. Среднемноголетняя температура –0,4°С, минимальная

зафиксированная температура –54°С (январь), а максимальная +37°С (июль). Безморозный период – всего 112 дней в году.

Площадь водохранилища составляет 2000 км^2, полная ёмкость водохранилища 73,3 км^3, в том числе полезная 30,4 км^3. Площадь затопленных сельхозугодий 120 тыс. га. Количество перенесенных строений – 13750.

Нормальный подпорный уровень водохранилища (НПУ) 243 м (в балтийской системе измерений высот).

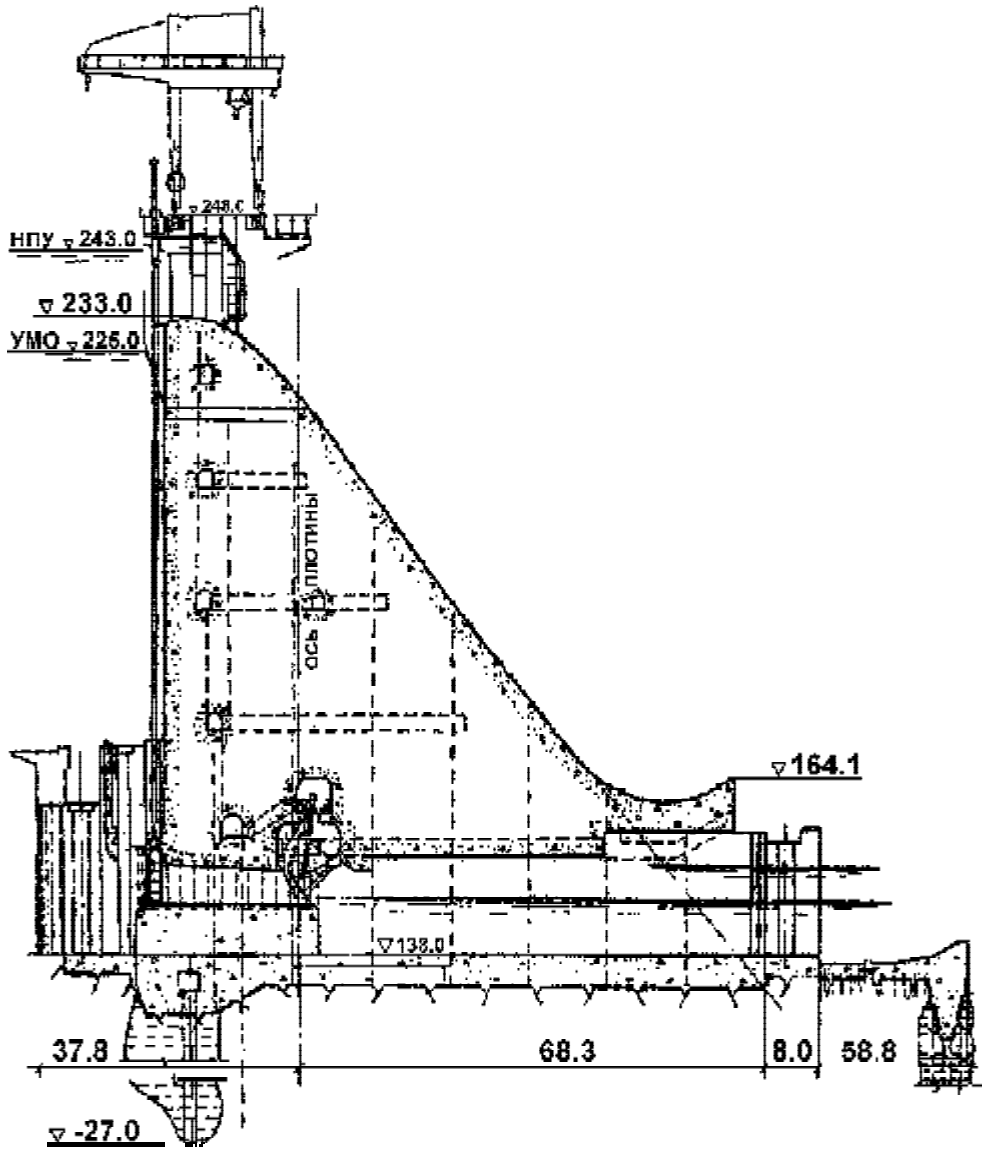


Рис. 1.2 Разрез по водосбросной плотине Красноярской ГЭС

Расчётный максимальный сбросной расход через гидроузел при обеспеченности притока 0,01% составляет 20600 м³/с.

Бетонная плотина Красноярской ГЭС высотой 124 м имеет треугольный профиль с вертикальной напорной гранью и заложением низовой грани 1:0,8 и 1:0,76 (рис. 1.2). Длина плотины по гребню 1072,5 м, ширина по основанию 95,3 м. Деформационные швы располагаются через 15 м. В основании плотины по осям деформационных швов выполнены разгрузочные полости шириной 4–6 м, позволяющие снизить расчётную величину противодавления в основании и способствующие фильтрации воды в нижний бьеф. Под подошвой плотины выполнены цементационная завеса на глубину до 60 м и дренаж в виде скважин, располагающихся на расстоянии 5–7 м от верховой грани, имеющих глубину в скальном основании 30–40 м.

Профиль плотины выбран исходя из заданного условия получения сжимающих напряжений в основании у верховой грани плотины не менее 0,1 МПа при учёте всех действующих сил в условиях нормальной эксплуатации.

При проверке устойчивости выбранного профиля плотины на сдвиг по плоскости подошвы при значении коэффициента трения 0,7 и величины сцепления 0,3 МПа получен коэффициент устойчивости 1,4. Гидроузел представляет собой сооружение первого класса.

Водосбросная плотина размещена в левобережной части русла реки. Она имеет 7 водосливных отверстий с пролетами по 25 м в свету и с напором на гребне 10 м. Сливающаяся с плотины вода высоким носком отбрасывается в нижний бьеф – по натурным наблюдениям на расстояние до 140 м, чем предохраняется основание плотины от подмыва.

Станционная плотина примыкает к правому берегу; на низовой её грани смонтированы 24 водовода, вынесенные за пределы расчётного сечения плотины.

Между водосбросной и станционной частями расположена русловая глухая плотина.

В Красноярский гидроузел уложено 5572,1 тыс. м³ бетона.

Вода к турбинам подводится по стальным обетонированным водоводам диаметром 7,5 м. Каждые два водовода перед зданием ГЭС объединяются в один с помощью развилки-тройника, который присоединяется к спиральной камере турбины (рис. 1.3).

На период создания гидроагрегатов Красноярской ГЭС они превосходили по многим показателям гидроагрегаты мира. На это указывает лишь краткое перечисление отечественных технологий, достигнутых впервые в мировой практике гидроагрегатостроения: было создано цельносварное рабочее колесо гидротурбины большого габарита весом 240 т, с наружным диаметром 8,65 м и мощностью

508 тыс. кВт в отличие от разрезных, доставляемых на стройку частями. Его лопасти отливались в кокиль, что обеспечило высокую их геометрическую точность. Для радиально-осевых турбин был применен единый агрегатный вал сварной конструкции весом 100 т. Для крупных радиально-осевых турбин впервые опора подпятника была расположена на крышке турбины, что позволило значительно сократить высоту агрегата и повысить жесткость всех опорных частей. Широкие исследования и успешные поисково-конструкторские работы позволили повысить пропускную способность турбины на 33% и сократить диаметр рабочего колеса на один метр по сравнению с существующим номенклатурным колесом, повысить отметку заложения здания ГЭС, что удешевило его строительство и снизило стоимость самой турбины.

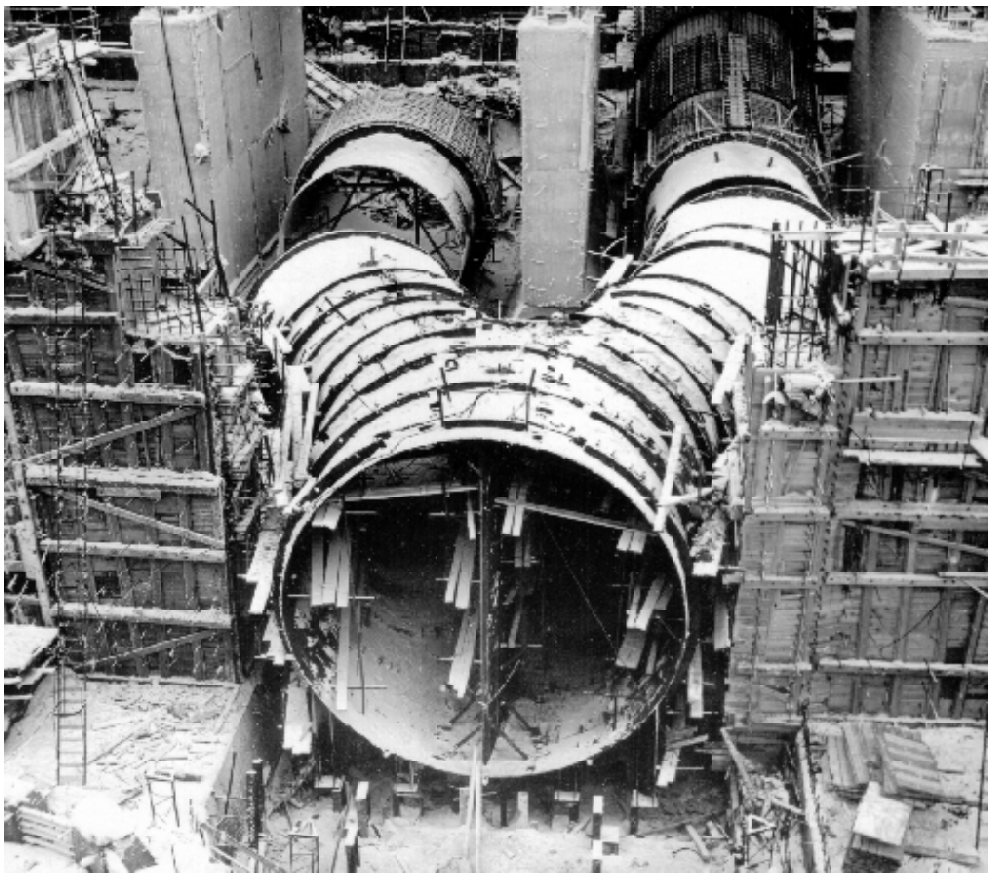


Рис. 1.3 Внешний вид развилки водоводов турбин Красноярской ГЭС, соединяющей их со спиральной камерой

Создание цельносварных рабочих колёс турбин стало возможным также благодаря разработке специальной транспортной схемы

доставки их от завода до места монтажа водным транспортом через Северный морской путь.

Гидрогенераторы 500 МВт также значительно превосходили все выполненные к тому времени гидрогенераторы мира по мощности, вращающему моменту, диаметру ротора, по уровню электромагнитных нагрузок и использованию активных материалов.

Главные силовые трансформаторы трехфазного исполнения на напряжении 220 кВ мощностью 630 МВ•А и однофазные на напряжении 500 кВ мощностью 417 МВ•А в фазе были в своё время самыми мощными в стране. Для обеспечения надёжности трансформаторов, в отличие от ранее созданных, ужесточены были требования по подготовке трансформаторного масла по диэлектрическим потерям и введены впервые требования по определению в нем количественного влаго- и газосодержания, а также ужесточены были предельные нормативы вакуума в баках трансформаторов при проверке их на "натекание".

Выключатели серии ВВБ (баковые), созданные на напряжение 110, 220 и 500 кВ, трансформаторы тока типа ТРН на напряжение 500 кВ представляли также принципиально новую конструкцию аппаратов. Выключатели построены на основе унифицированных модулей при полной разгрузке фарфора от давления воздуха с размещением дугогасительных устройств в среде сжатого воздуха внутри металлических камер (баков). В трансформаторах тока выполнена полная герметизация внутренней изоляции с помощью сильфонов – компенсаторов большого диаметра, благодаря чему масло не контактирует с атмосферой, и применена рымовидная обмотка для достижения высокого класса точности.

Мощность Красноярской ГЭС выдается через открытые распределительные устройства (ОРУ) 220 и 500 кВ. Особенностью конструкции ОРУ-220 кВ является вертикальное расположение сборных шин, что позволило разместить ОРУ на площадке шириной всего 42,5 м. Для узкого каньона, где расположена ГЭС, это очень важно. Особенностью ОРУ-500 кВ является то, что через него осуществляется транзит мощности в Сибири Восток – Запад, поэтому в схеме каждое присоединение подключено через два выключателя, чем обеспечивается высокая оперативность и надёжность схемы.

Красноярская ГЭС расположена в центре нагрузки объединенной энергетической системы Сибири и является опорным пунктом межсистемной связи на напряжении 500 кВ западных и восточных районов объединения. На напряжении 220 кВ обеспечивается электроснабжение промышленности центра Красноярского края.

Особенностью электроснабжения агрегатных собственных нужд Красноярской ГЭС является независимость его от общестанционных источников питания, так как к шинам генераторного напряжения

каждого генератора присоединен трансформатор собственных нужд 15,75/0,4 кВ.

На **Саяно-Шушенской ГЭС** (рис. 1.4) установленной мощностью 6,4 млн. кВт, имеющей в составе 10 гидроагрегатов, в проектно-конструкторских решениях в значительной мере нашел воплощение опыт конструирования, строительства, эксплуатации и доводки Красноярской ГЭС. Комплекс включает в себя Саяно-Шушенскую ГЭС и ниже расположенный контррегулирующий Майнский гидроузел. Среднегодовая выработка электроэнергии Саяно-Шушенской ГЭС составляет 22,8 млрд. кВт•ч.

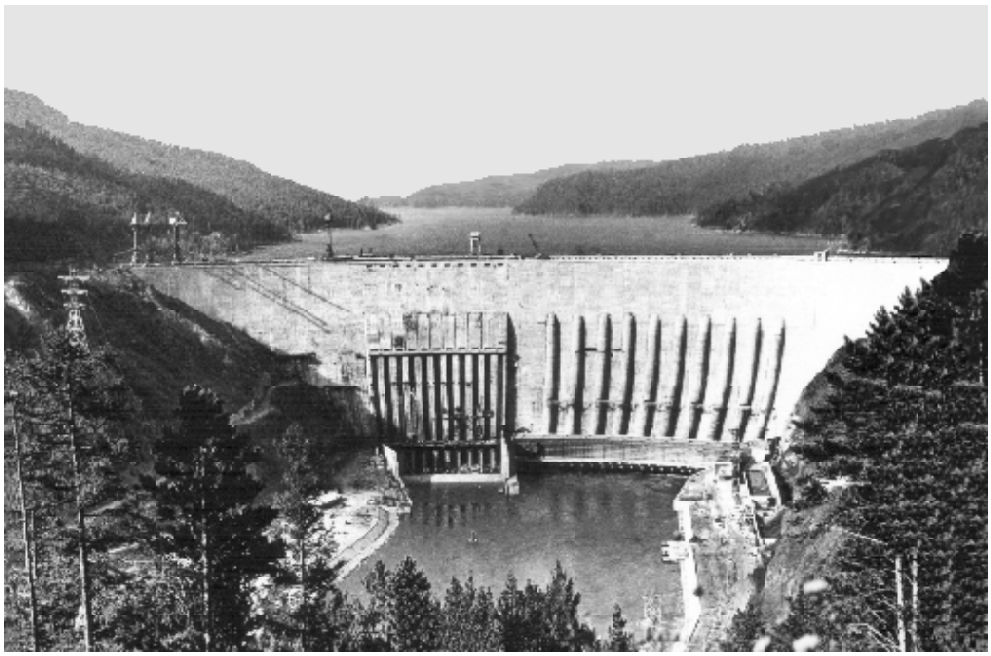


Рис. 1.4 Внешний вид Саяно-Шушенской ГЭС

Климат района расположения Саяно-Шушенского гидроэнергокомплекса также суровый, резко континентальный. Максимальная температура воздуха в июле +40°С, минимальная в январе –44°С, среднегодовая +0,8°С. Гидроузел располагается южнее Красноярской ГЭС, выше её на 550 км, в так называемом Саянском коридоре у выхода р. Енисей в Минусинскую котловину.

Площадь водосбора бассейна реки, обеспечивающей приток к створу ГЭС, составляет 179900 км^2. Среднемноголетний сток в створе составляет 46,7 км^3.

Площадь водохранилища составляет 621 км^2, полная ёмкость водохранилища – 31,3 км^3, в том числе полезная – 15,3 км^3. Площадь

затопления сельхозугодий – 18,3 тыс. га. Количество перенесенных строений – 2717.

Расчётный максимальный сбросной расход через гидроузел при обеспеченности притока 0,01% составляет 13300 м^3/с.

Напорный фронт Саяно-Шушенской ГЭС образует уникальная бетонная арочно-гравитационная плотина высотой 245 м, длиной по гребню 1066 м, с шириной по основанию 105,7 м, а по гребню – 25 м, которая в значительной мере воспринимает напор как гравитационная, а также как арочная. Наглядное представление о том, в какой мере проявляются арочный и гравитационный эффекты при вос-



Рис. 1.5 Внешний вид створа Саяно-Шушенской ГЭС

приятии плотиной нагрузки, дал статический ее расчет неполным методом пробных нагрузок (арок-консолей). Разделение гидростатического давления верхнего бьефа в рамках этого метода на консольное и арочное направления показывает, что арочный эффект (кривизна плотины в плане) уменьшает равнодействующую гидростатического давления на плотину приблизительно на 25%. Такого типа плотина с указанными геометрическими соотношениями, построенная в широком створе, является единственной в мире (рис. 1.5).

В плане плотина в верхней 80-метровой части запроектирована в виде круговой арки, имеющей по верховой грани радиус 600 м и центральный угол 102°, а в нижней части плотина представляет собой трехцентровые арки, причем центральный участок с углом охвата

37° образуется арками, аналогичными верхним (рис. 1.6). Береговые арки имеют меньшие радиусы. Напорная вертикальная грань плотины имеет в нижней 50-метровой части плавную подрезку, достигающую у основания 10 метров. Низовая грань имеет уклон: в верхней части 1:0,05, в средней – 1:0,25, в нижней – 1:0,7.

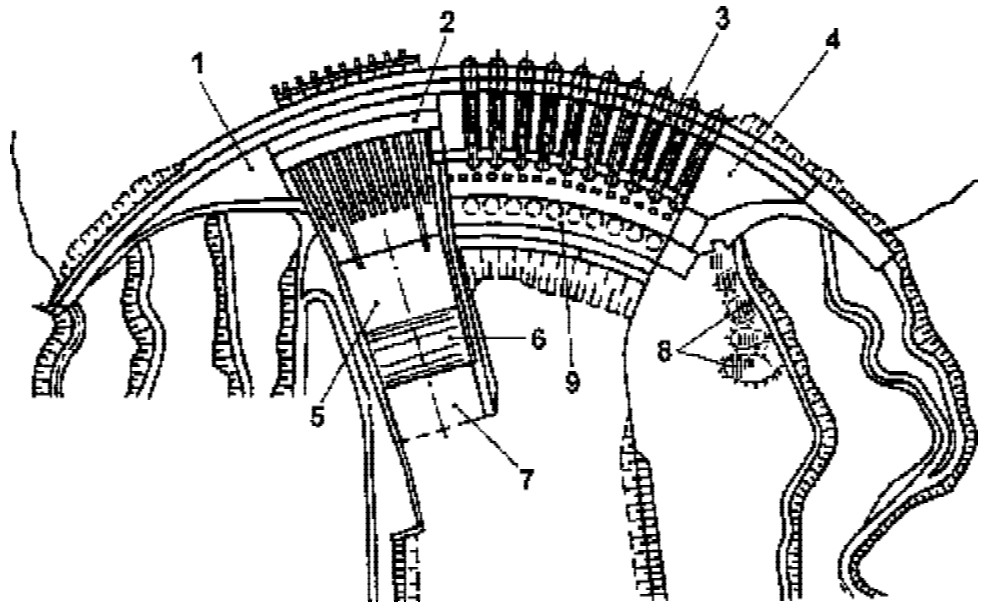


Рис. 1.6 План гидротехнических сооружений Саяно-Шушенской ГЭС:

1 – правобережная глухая плотина; 2 – водосбросная плотина; 3 – станционная плотина; 4 – левобережная глухая плотина; 5 – водобойный колодец; 6 – водобойная стенка; 7 – рисберма; 8 – крепление потенциально неустойчивых массивов; 9 – здание ГЭС

Водосбросная плотина имеет 11 водосбросных отверстий, пороги водоприёмников которых заглублены на 61 м от НПУ (рис. 1.7).

По длине плотина разделена температурно-усадочными швами на секции шириной около 15 м. Секции состоят из столбов длиной в плане 27 м. В теле плотины на расстоянии 10–18 м от верховой грани выполнен дренаж.

В плотину уложено 9075 тыс. $м^3$ бетона.

Основание плотины сложено крепкими глубоко метаморфизированными кристаллическими сланцами протерозоя. Модуль деформации пород в сплошном массиве изменяется в зависимости от глубины от $10 \cdot 10^3$ до $28–30 \cdot 10^3$ МПа.

В основании плотины выполнена глубокая цементационная завеса до 100 метров в русловой части, сопрягающая цементация под верховой гранью плотины на глубину до 65 м, укрепительная

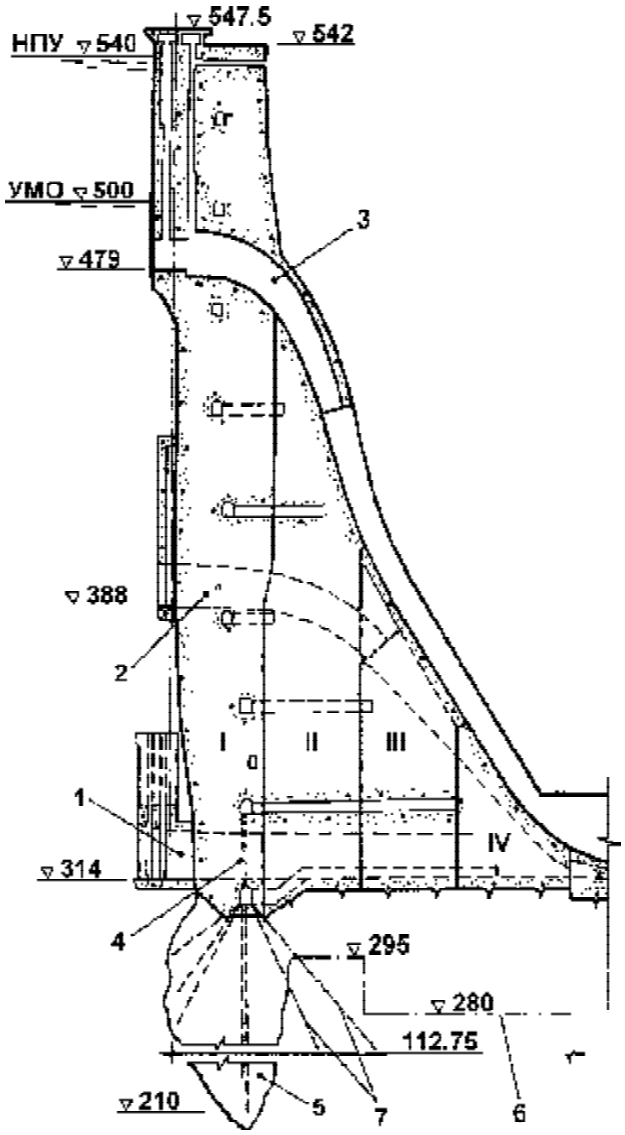


Рис. 1.7 Разрез по водосбросной плотине Саяно-Шушенской ГЭС:

I - IV – столбы бетонной кладки; 1 – строительные водосбросы 1-го яруса; 2 – строительные водосбросы 2-го яруса; 3 – эксплуатационные водосбросы; 4 – дренаж тела плотины; 5 – глубокая цементационная завеса; 6 – граница площадной цементации; 7 – скважины глубокого дренажа

цементация под низовым клином плотины на глубину до 30 м в русловой и до 20 м в береговых частях. Выполнен дренаж из одного ряда скважин глубиной около 50 м в русле и до 80 м в берегах с наклоном в сторону нижнего бьефа.

Коэффициент запаса на устойчивость русловых секций плотины против сдвига составляет 1,62*) при коэффициенте трения 1,0 и величине сцепления – 0,5 МПа. Обычно в относительно тонких арочных плотинах устойчивость отдельных секций на сдвиг не обеспечивается. Саяно-Шушенская же плотина настолько массивна, что устойчивость ее секций на сдвиг по контакту со скалой обеспечивается даже при исчезновении арочного эффекта (полном раскрытии межсекционных швов).

По проектным предположениям сжимающие напряжения в верхнем арочном поясе должны достигать 10 МПа, в низовом клине на контакте плотины с основанием должны составлять 11,5 МПа, а растягивающие напряжения в нижней части верховой грани несколько превосходить 1,5 МПа.

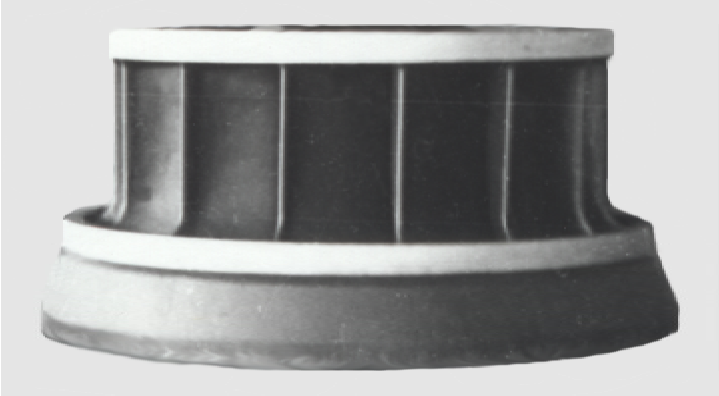
Вода подводится к турбинам по однониточным сталежелезобетонным водоводам с диаметром 7,5 м, рассчитанным на восприятие внутреннего давления до 2,8 МПа. Они размещены на низовой грани плотины, что является благоприятным для её статической работы и обеспечивает наилучшие условия для монтажа водоводов.

Гидроагрегаты Саяно-Шушенской ГЭС имеют номинальную мощность 640 МВт при расчётном напоре 194 м, а при напоре 212 м и выше развивают мощность до 720 МВт.

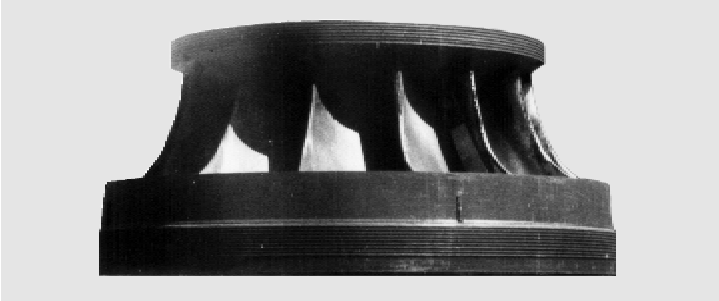
Гидротурбины отличаются повышенной быстроходностью, могут развивать мощность на 40% больше, чем турбины Красноярской ГЭС, при диаметре рабочего колеса 6,77 м против 7,5 м, которое выполнено также цельносварным из специальной нержавеющей кавитационно-стойкой стали, не требующей большого подогрева при сварке. На рисунке 1.8 в одинаковом масштабе изображены рабочие колеса гидротурбин Красноярской и Саяно-Шушенской ГЭС. Особенностью является и применение индивидуальных сервомоторов на каждой лопатке направляющего аппарата гидротурбин.

Проектом гидрогенераторов Саяно-Шушенской ГЭС был учтен весь объём разработок, выполненных и внедрённых на основе исследований красноярских гидрогенераторов. Гидрогенераторы Саяно-Шушенской ГЭС имеют рекордную мощность на один полюс – 17,5 МВ•А. Этим и вызваны необычно высокие окружные скорости ротора: синхронная – 88,5 м/с и угонная – 174 м/с. Расчётные напряжения растяжения в теле обода при угоне ротора достигают 425 МПа, что стало возможным благодаря применению новой высокопрочной листовой стали с пределом текучести 500 МПа. Конструкция из шести параллельных ветвей в фазе позволила снизить ток в стержне обмотки по сравнению с гидрогенераторами Красноярской ГЭС, имеющими двухслойную обмотку. Глубокие исследования в процессе

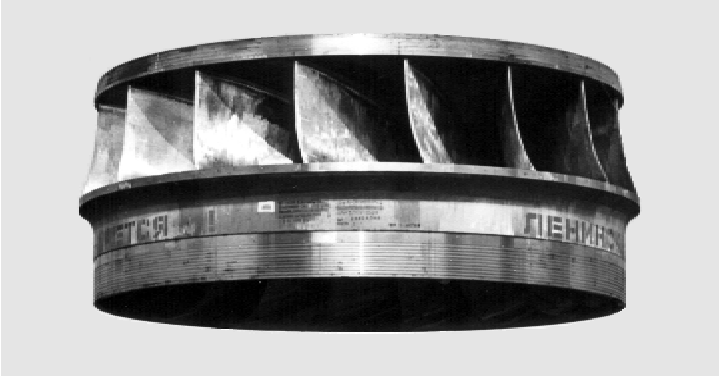
**) Этот коэффициент запаса получен с учетом арочного эффекта. Без учета арочного эффекта коэффициент запаса на сдвиг составит 1,35.*



а)



б)



в)

Рис. 1.8 Внешний вид рабочих колес гидротурбин:

а) Красноярской ГЭС;
б) Саяно-Шушенской ГЭС (временное);
в) Саяно-Шушенской ГЭС (постоянное)

освоения красноярских генераторов позволили создать для Саяно-Шушенской ГЭС гидрогенератор с бесстыковым сердечником статора диаметром на 4 м меньше, чем на Красноярской ГЭС, при номинальной мощности, большей на 30%, способный длительно развивать максимальную мощность 720 МВт. Сложной проблемой являлась задача по созданию токопроводов от гидрогенераторов до главных повышающих трансформаторов из-за большой величины номинального тока 28,5 кА при напряжении 15,75 кВ, способных выдерживать ударный ток короткого замыкания 480 кА (амплитудное значение). Влияние их мощного электромагнитного поля потребовало защиты арматуры окружающего железобетона и металлоконструкций от сильного нагрева.

Особое место занимает создание коммутационных аппаратных генераторных комплексов (КАГов) в цепи генераторного напряжения 15,75 кВ и на номинальный ток 28,5 кА, включающих в себя в единой конструкции выключатель нагрузки, разъединитель, трансформаторы тока и напряжения (рис. 1.9).

На Саяно-Шушенской ГЭС создано компактное ОРУ-500 кВ с сокращенной воздушной изоляцией и использованием проверенной на Красноярской ГЭС на ОРУ-220 кВ вертикальной схемы расположения сборных шин (рис. 1.10). Кроме того, очень важным решением являлись разработка и внедрение нелинейных ограничителей фазных и междуфазных перенапряжений типа ОПН и ОПНИ, а также малогабаритных разъединителей РГЗ и крупномодульных выключателей бакового типа ВВБК.

В главной схеме первичных соединений генераторы объединены в укрупненные электрические блоки, выдающие мощность через группу однофазных трансформаторов мощностью 533 МВ•А в фазе (рис. 1.11). Схема ОРУ-500 кВ построена по принципу подключения трех присоединений через четыре выключателя (так называемая схема "4/3").

Особенности эксплуатации главных трансформаторов те же, что и на Красноярской ГЭС.

Схема агрегатных и общестанционных собственных нужд принципиально построена так же, как и на Красноярской ГЭС, и имеет те же особенности в эксплуатации.

В качестве средств автоматического управления гидроагрегатами Саяно-Шушенской ГЭС и сигнализации был разработан и реализован ряд систем управления и сигнализации как единое целое с обеспечением оптимальной взаимосвязи с использованием современных технических средств и полупроводниковой элементной базы. Объединяющим комплексом для решения различных задач управления технологическими процессами при эксплуатации ГЭС является автоматизированная система управления (АСУ ТП) Саяно-Шушенской ГЭС.

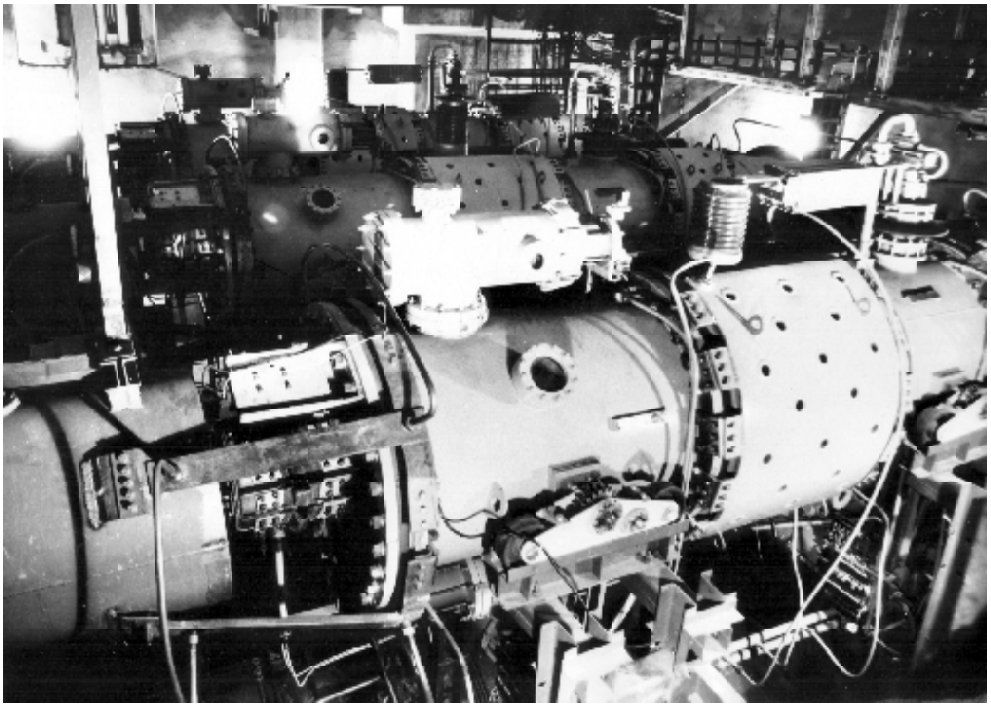


Рис. 1.9 Внешний вид КАГа

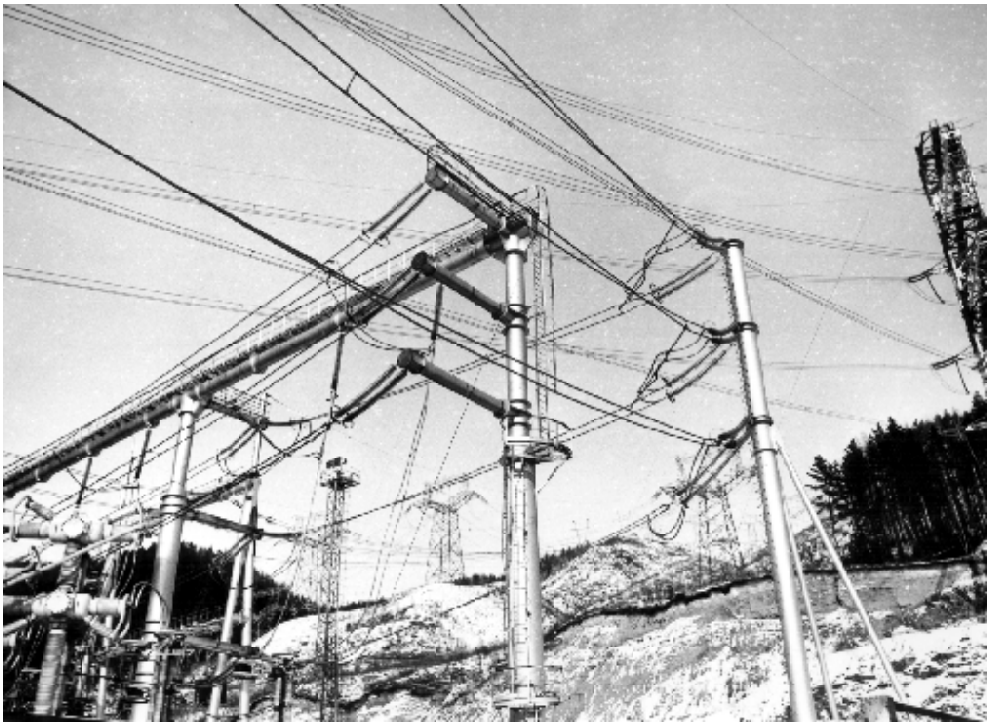
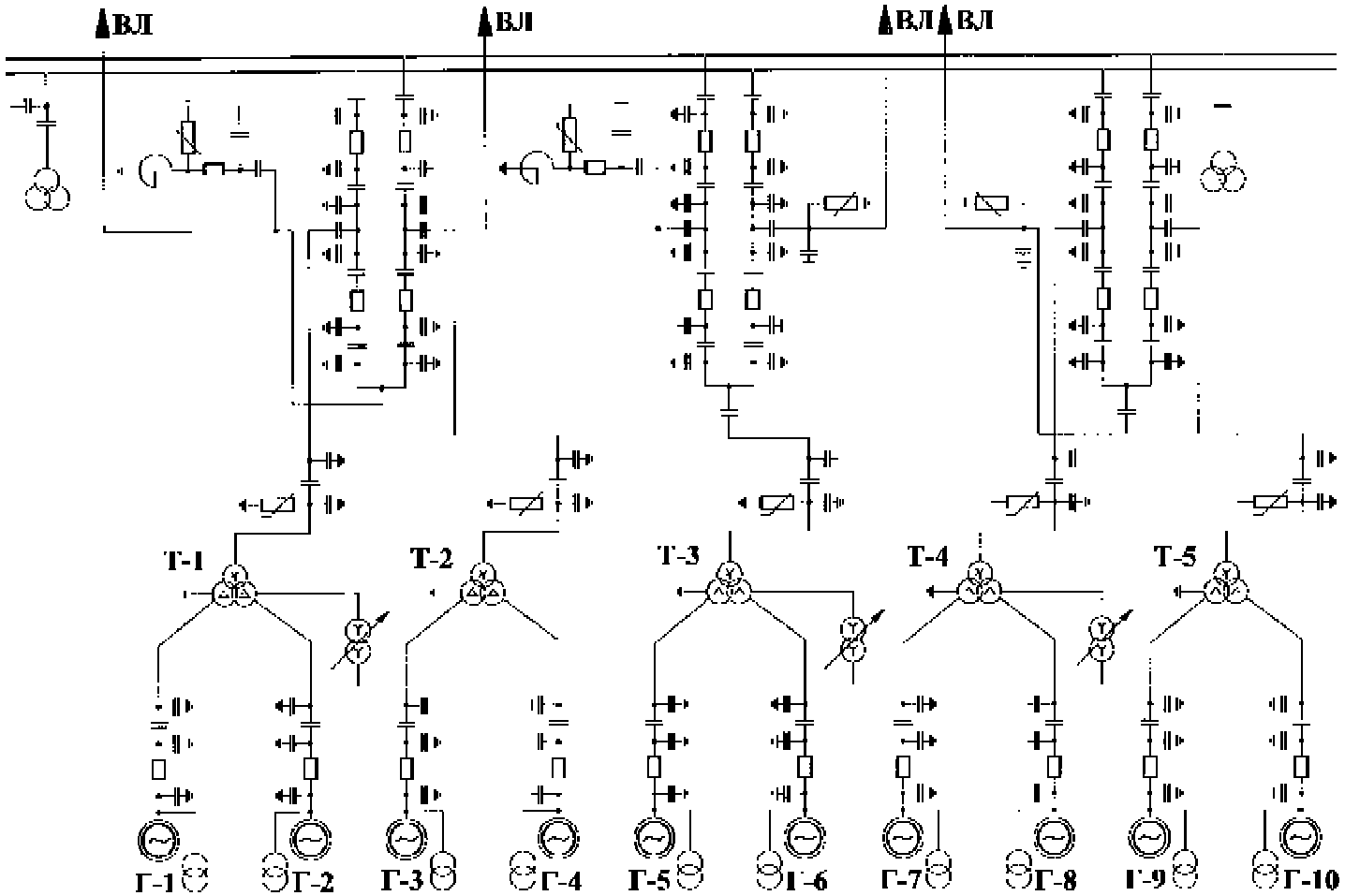


Рис. 1.10 Вертикальное расположение сборных шин на ОРУ–500 кВ Саяно-Шушенской ГЭС



Рис

. 1.11

Главная

схема

В совокупности Саяно-Шушенская и расположенная в 21,5 км ниже Майнская ГЭС (рис. 1.12) образуют единый гидроэнергетический комплекс, обеспечивая на первой ГЭС необходимое суточное и недельное регулирование нагрузки в энергосистеме, благодаря контрегулированию её нижнего бьефа.

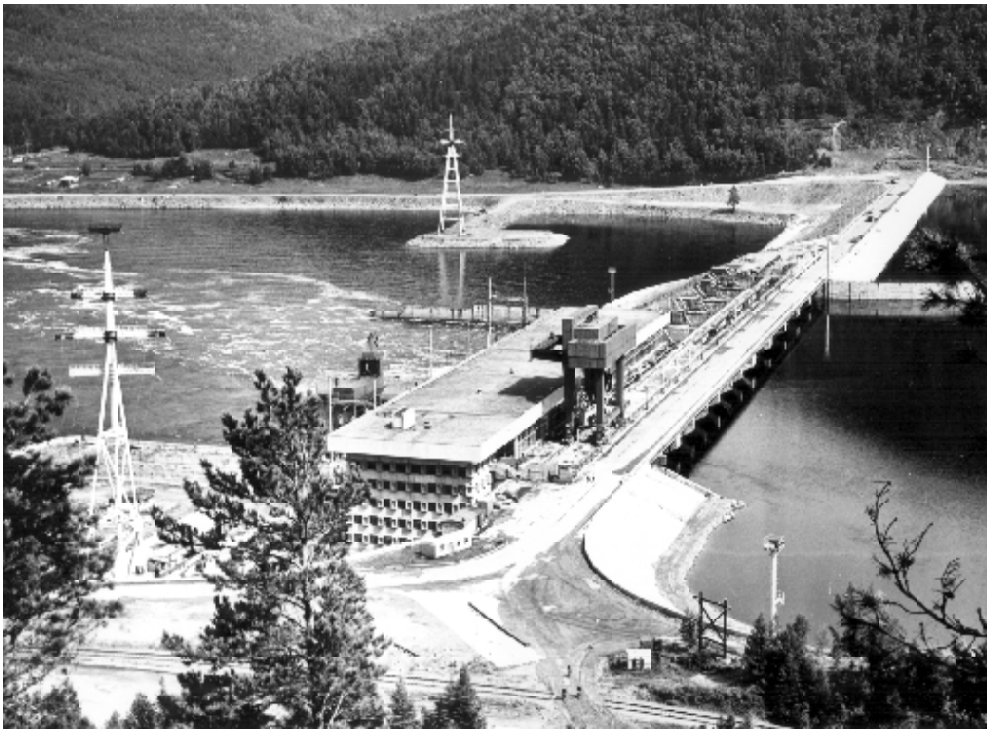


Рис. 1.12 Внешний вид Майнской ГЭС

Природно-климатические, геологические и гидрологические условия Майнской ГЭС те же, что и на Саяно-Шушенской ГЭС. В состав Майнского гидроузла входят правобережная, русловая и левобережная грунтовые плотины, здание ГЭС с тремя агрегатами с поворотнолопастными турбинами и бетонная водосбросная плотина с пятью пролётами по 25 м каждый. Установленная мощность Майнской ГЭС – 321 тыс. кВт, годовая выработка электроэнергии – 1,7 млрд. кВт•ч.

Эффективность Саяно-Шушенской ГЭС видна из диаграммы (рис. 1.13), где представлены на начало 1998 г. утвержденные Федеральной энергетической комиссией отпускные тарифы гидростанций, поставляющих электроэнергию на федеральный оптовый рынок электроэнергии и мощности (ФОРЭМ). За 100% принята самая дорогая электроэнергия Верхне-Волжских ГЭС. Из диаграммы видно, что электроэнергия Саяно-Шушенской ГЭС на рынке не только самая

дешевая, но и ниже средней цены электроэнергии, вырабатываемой ГЭС ФОРЭМ.

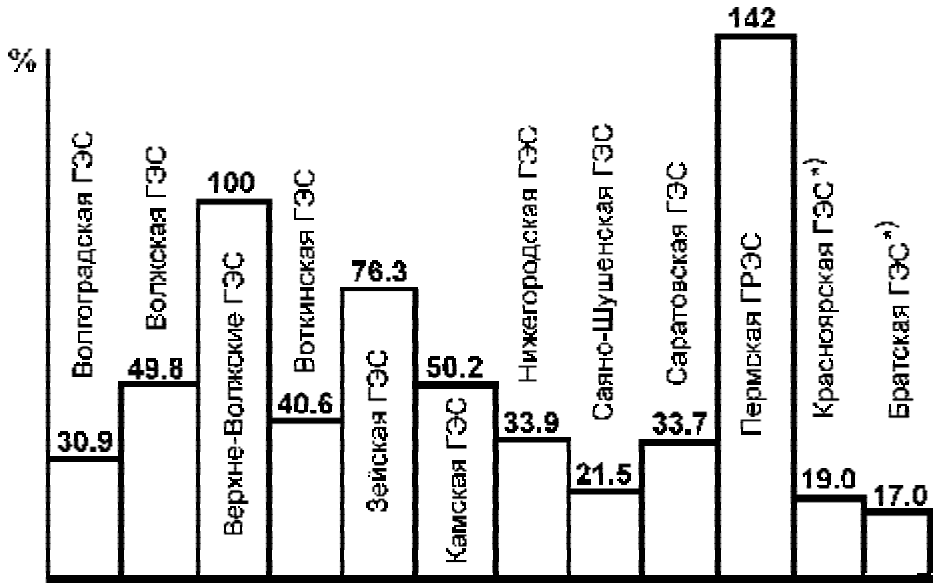


Рис.1.13 Диаграмма сравнения стоимости электроэнергии, поставляемой на ФОРЭМ и в региональные энергосистемы

Для сравнения на диаграмме показан отпускной тариф на ФОРЭМ самой дешевой из тепловых электростанций Пермской ГРЭС, который почти в 1,5 раза выше, чем самая дорогая энергия ГЭС.

В диаграмме также для сравнения приведен отпускной тариф двух крупнейших ГЭС – Братской и Красноярской, не работающих непосредственно на ФОРЭМ, а выдающих электроэнергию в свои энергетические системы, которым эти ГЭС принадлежат.

* * * * *

**) Данные по Красноярской ГЭС и Братской ГЭС приблизительные, поскольку методика определения отпускной цены их электроэнергии отличается от принятой на ФОРЭМ.*

Гидротехнические сооружения 2

- ***Природные, геологические, гидрогеологические и геодинамические условия***

- ***Проектные предположения и натурное состояние гидротехнических сооружений***

  – ***Основание плотины***
  – ***Тело плотины***
  – ***Водосбросные сооружения***

- ***Организация натурных наблюдений и исследований***

2.1 Влияние некоторых природных условий на технические решения

Для каждого типа гидротехнических сооружений (ГТС) гидроэлектростанций характерно то или иное "поведение", которое зависит от климатических, геологических, геодинамических и других природных условий. Учет их при проектировании, строительстве и эксплуатации определяет степень надёжности гидросооружений.

Основные сооружения Красноярской ГЭС размещаются на гранитном массиве широтного распространения.

Отчётные данные геологических исследований основания плотины в период изысканий свидетельствовали о хорошей сплошности скалы. Фактически качество скалы в правобережной части существенно отличалось от проектного предположения. При вскрытии горных пород были обнаружены пологонаклонные трещины в значительном объёме этой части основания, что повлекло за собой существенную корректировку проекта.

Исходя из необходимости опирания плотины на достаточно прочную скалу, на участках, сильно ослабленных пологонаклонными трещинами пород, было выполнено заглубление подошвы станционной плотины.

Для восстановления монолитности нарушенного пологонаклонными трещинами скального основания станционной плотины и анкерных опор водоводов турбин, а также для предотвращения их неравномерных осадок была выполнена сплошная укрепительная цементация на глубину до 30 м, с устройством дренажа, обеспечивающего получение расчётной эпюры противодавления.

Расчёт имеющей заданный профиль плотины на сдвиг по пологонаклонным трещинам показал, что необходимо включить её в совместную работу с нижерасположенным массивом тройников турбинных водоводов и зданием ГЭС, что и было реализовано.

Сейсмичность района расположения Красноярской ГЭС оценивалась в 6 баллов. Исходя из требований строительных норм и правил (СНиП) для сооружений I класса, её плотина была рассчитана на 7 баллов. Наряду с этим следует отметить, что не были выполнены расчёты для особого сочетания нагрузок – одновременного форсирования уровня верхнего бьефа и сейсмического воздействия. Это необходимо отнести к недостаткам проекта [1].

Основные сооружения гидроузла Саяно-Шушенской ГЭС расположены в пределах джойско-кибикского структурно-текто-

нического блока. Физико-механические свойства орто-, парасланцев и даек изверженных пород на участке основных сооружений практически не различаются, поэтому несмотря на выявленные тектонические нарушения скального массива, на котором расположены ГТС, он рассматривался проектной организацией как квазиоднородный блок, сложенный высокопрочными породами [75]. Однако существует иная точка зрения, заключающаяся в том, что основание плотины не является единым блоком, имеется активное разрывное нарушение под плотиной, ориентированное по руслу р. Енисей.

Проектной организацией предполагалось, что тектонические нарушения существенным образом повлиять на работу плотины не могут, поэтому альтернативных исследований геологического строения основания не проводилось. Хотя было принято во внимание значительное число локальных разрывных нарушений, пронизывающих скальный массив, в основном, субширотного простирания (рис. № 2.1). В зонах влияния главных тектонических нарушений и крупных пологих тектонических трещин модуль деформации в расчётах принят равным $5 \div 9 \cdot 10^3$ МПа.

Наличие в трещинах рыхлого заполнителя не позволяло путём цементации существенно улучшить качество скального основания в контактной части, поэтому подошва плотины была заглублена в среднем до 5 м почти по всей площади, т.е. объём выемки скалы на стадии рабочего проектирования был увеличен по сравнению с ранее предполагавшимся.

На основании сейсмологических и сейсмогеологических исследований 1963-65 гг. Объединённый Институт физики Земли АН СССР (ОИФЗ) определил расчётную сейсмичность для основных гидротехнических сооружений Саяно-Шушенской ГЭС 7 баллов, а для вспомогательных и гражданских сооружений 6 баллов, т.е., следуя действовавшим в то время СНиП, сейсмичность района расположения ГЭС должна была соответствовать 6 баллам. Проектная организация безоговорочно приняла заданные расчётные значения сейсмовоздействия, несмотря на то, что по некоторым данным того же времени сейсмичность района ОИФЗом оценивалась в 7 баллов.

Более того, ещё в период проектирования плотины по материалам Алтае-Саянской опытно-методической сейсмологической партии Сибирского отделения АН СССР (А-СОМСП) в 1973-1975 гг. были опубликованы предположения о наличии мощного и достаточно “молодого” Джойского тектонического участка, находящегося в пределах сейсмоопасной зоны ГЭС, с остаточными деформациями земной поверхности, формирование которых может быть связано с землетрясениями, значительно превосходящими по силе 7 баллов.

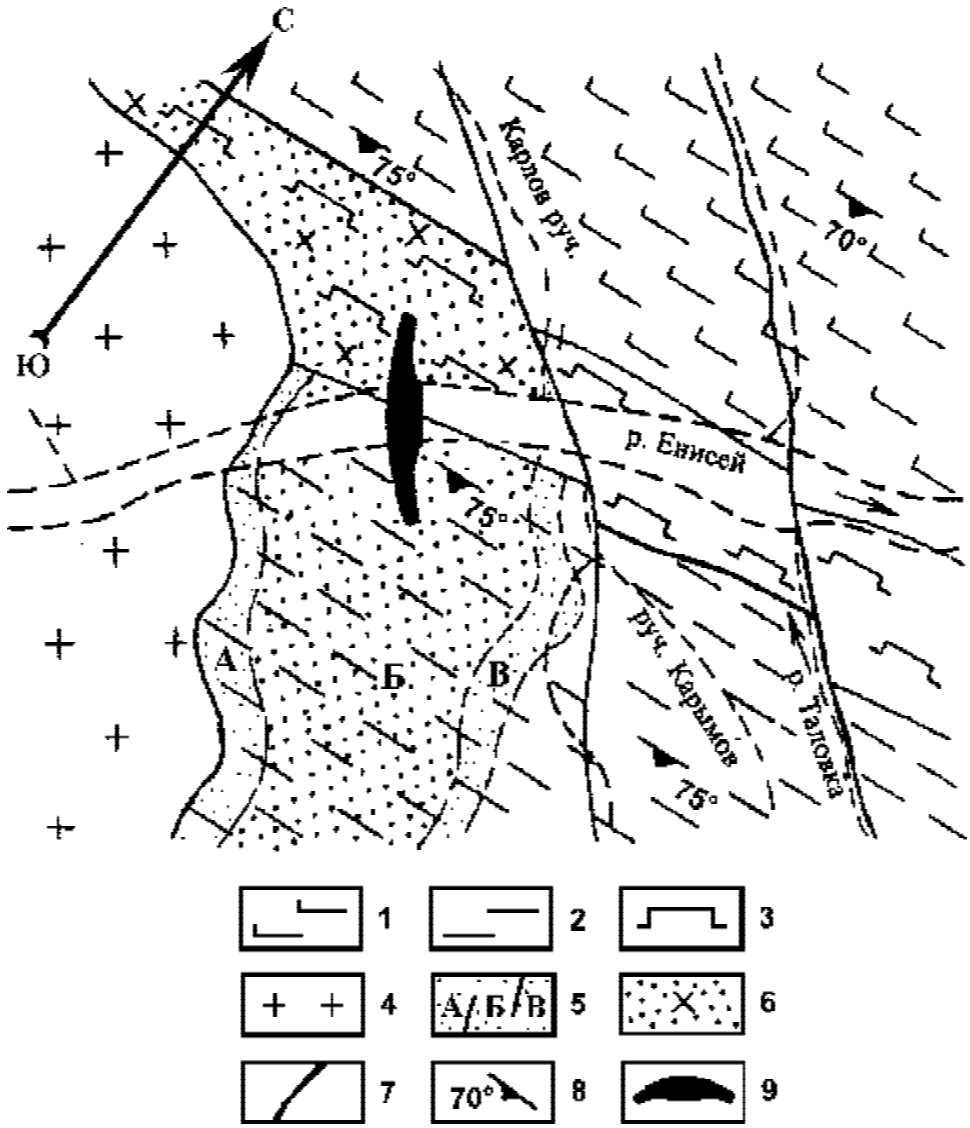


Рис. 2.1 Схематическая геологическая карта гидроузла

1 – парасланцы черемуховой толщи; 2 – парасланцы карымовской толщи; 3 – ортосланцы; 4 – граниты джойской интрузии; 5 – зоны контактного метаморфизма: А – сильного, Б – среднего, В – слабого; 6 – нерасчлененная зона контактного метаморфизма; 7 – тектонические зоны; 8 – угол залегания пород; 9 – контур плотины

При учёте подобного предположения следовало бы произвести проверку плотины на дополнительное воздействие от сейсма, и в этой связи, возможно, и откорректировать её конструкцию, но ни того, ни другого сделано не было. Несмотря на более чем тридцатилетний период с начала целевого изучения территории для строительства Саяно-Шушенской ГЭС, не были детально исследованы и некоторые

геологические структуры (разломы) и процессы (движения земной коры), которые являются основными факторами и определяют долговременную стабильность территории. В проекте не были предусмотрены ни технические средства, ни сами наблюдения за геодинамическими процессами, а предполагалась лишь установка аппаратуры в теле плотины. Увязка геопроцессов и сейсмособытий с региональной сейсмической сетью не считалась необходимой.

Эксплуатационниками были инициированы исследования с привлечением учёных и ведущих институтов по данным вопросам: институт земной коры (ИЗК СО РАН), институт геофизики (ИГФЗ СО РАН), А-С ОМСП, ОИФЗ РАН, институт геологии СО РАН, Гидропроект, Ленгидропроект и др. В 1989 г. Президиумом Сибирского отделения РАН была создана комиссия, которая рассмотрела материалы по сейсмической опасности Саяно-Шушенской ГЭС. На основании имеющихся материалов и предложений эксплуатационной организации комиссия сформулировала основные положения, которые принципиально сводились к тому, что сейсмическая опасность района гидроузла превышает 7 баллов, и для получения параметров максимального расчётного землетрясения необходимо провести комплексные сейсмологические, сейсмогеологические и геофизические исследования с организацией на ГЭС специальной сейсмометрической службы, включающей: наблюдения за сейсмичностью с помощью региональных, локальных и временных сейсмостанций, составление обзорных геоморфологических карт на центральную часть Западного Саяна, дешифрование аэрокосмических снимков, проведение аэровизуальных и наземных наблюдений на восточном фланге сейсмоопасной зоны с целью выявления следов сильных землетрясений прошлого, а также детальные тектонофизические исследования на профиле ГЭС – г. Саяногорск (рис. 2.2). Этот профиль, простирающийся в нижнем бьефе (НБ) ГЭС, был выбран для рекогносцировочной оценки исходя из того, что он обладает очень важными качествами. Его ориентация практически меридиональная и перпендикулярна простиранию основных тектонических структур Западного Саяна, что позволяет освидетельствовать наибольшее количество тектонических нарушений, выходящих в долину р. Енисей. Профиль по левому берегу полностью обнажён, благодаря строительству автомобильной дороги, врезающейся в горный склон каньона. И наконец, профиль своим южным концом “упирается” в плотину ГЭС, что позволяет полученную информацию связать с обстановкой, характерной для главного объекта исследования. В результате были проведены массовые наблюдения за тектонической трещиноватостью профиля, выделены главнейшие направления разломов и дана их тектонофизическая оценка (происхождение тектонических нарушений, их внутреннее строение, ориентация осей палеонапряжений), а также сделано предваритель-

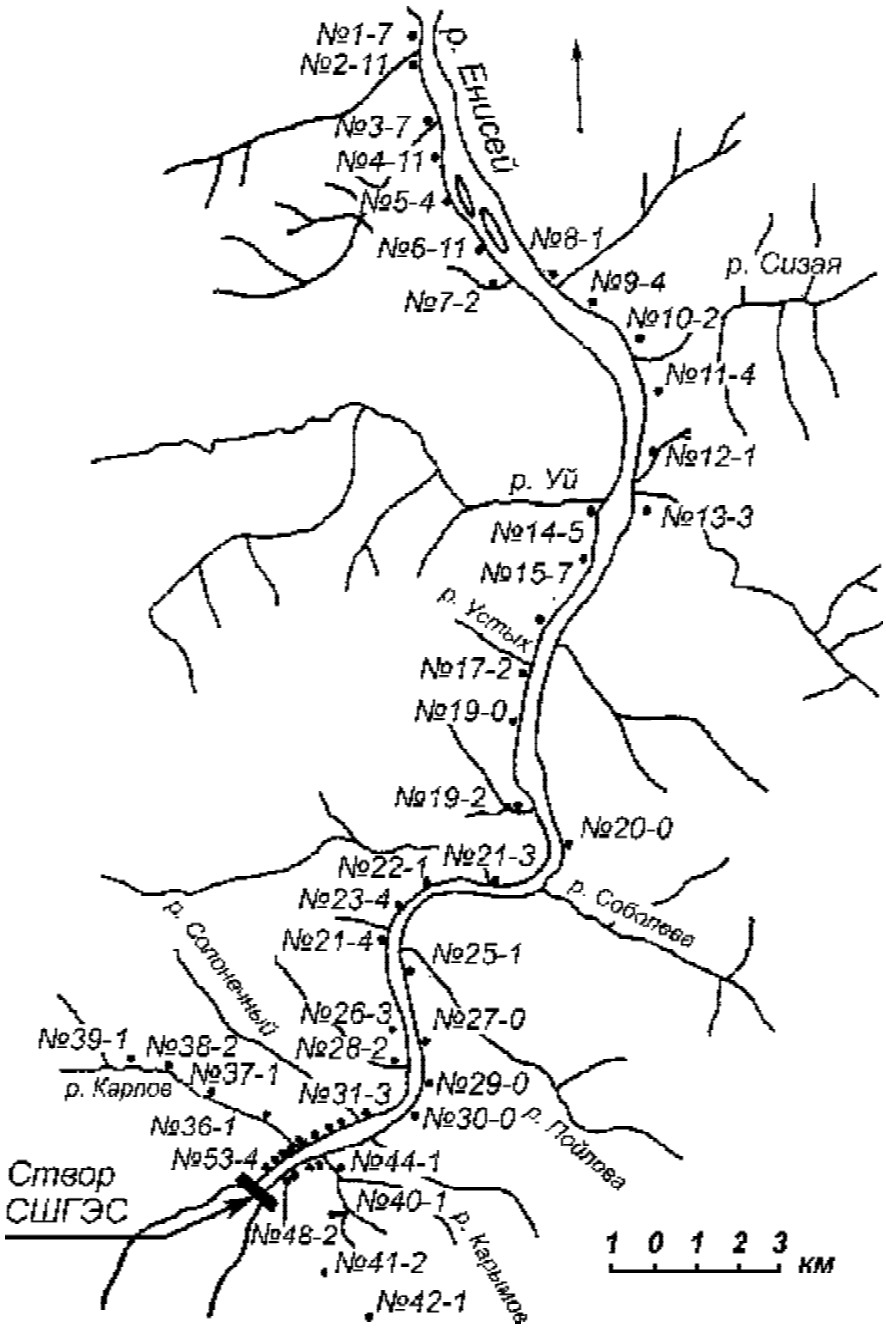


Рис. 2.2 Схема расположения точек наблюдения за трещиноватостью и мелкими разломами в долине р. Енисей

Справа от номера точки наблюдения цифрой показано количество разно ориентированных линий скольжения, задокументированных в данном коренном выходе

ное заключение о состоянии разломной тектоники в районе, непосредственно примыкающем к плотине Саяно-Шушенской ГЭС.

Было определено, что в долине р. Сизая, точка наблюдения (т.н.) № 10, находится самый крупный тектонический шов зоны влияния Кандатского разлома, его осевая зона (рис. 2.3). Другим по значимости (после Кандатского) является Саяно-Минусинский



Рис. 2.3 Коренной выход трещинной тектоники в точке наблюдения 10 (рис. 2.2), являющийся эталонным для разломов Кандатского направления

разлом в месте выхода долины р.Енисей из гор (т.н. № 1), который, так же как и Кандатский, образовался в результате сжатия земной коры Западного Саяна, но более молодой по возрасту подвижек. Исследования на т.н. № 15 подтвердили сдвиговую природу разломов близмеридионального направления и позволили определить характер перемещения как сдвиговый. В то же время состояние разрывной структуры, как в пределах этого обнажения, так и смежных, а также величина смещения и другие признаки не позволили прийти к однозначному выводу, что долина р. Енисей представляет собой единый разломный шов. Геологическую ситуацию вернее всего можно представить лишь как разрывную зону, состоящую из серии субпараллельных небольших разломов и крупных трещин, возникновение которых связано со сдвиговым полем тектонических напряжений. И последним из главных разломов, влияющим на понимание геопроцессов, является зона, проходящая по ручьям Карлову и Карымову (т.н. № 36), свидетельствующая о значительной роли растягивающих усилий в один из этапов разобщения массивов.

Все это вместе взятое может свидетельствовать об активизации тектонических движений в рассматриваемом регионе и становится одним из важных факторов необходимости расширения и углубления исследований геодинамических процессов района Саяно-Шушенской ГЭС, чтобы на их основе можно было разрабатывать необходимые организационные и технические решения по обспечению надёжной работы сооружений. Кроме того, это вызвало новое направление в освоении гидросооружений, не встречавшееся ранее в практике эксплуатации ГЭС.

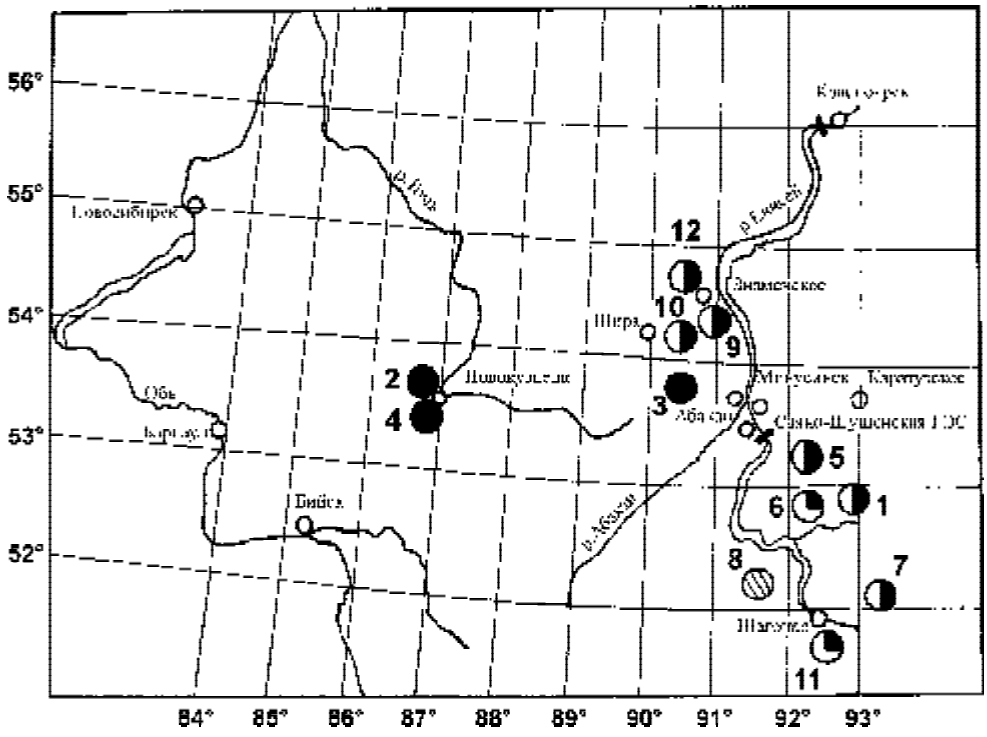


Рис. 2.4 Схема эпицентров некоторых землетрясений в районе расположения Саяно-Шушенской ГЭС

1 – 15.03.1885 г. в эпицентре 6 бал., в Каратузе 5-6 бал., в Минусинске 4 бал.; 2 – 19.06.1898 г. в эпицентре 7 бал., в Минусинске 4 бал.; 3 – 28.04.1902 г. в эпицентре 7 бал., в Абазе 5 бал.; 4 – 12.03.1903 г. в эпицентре 7 бал., в Минусинске 4 бал.; 5 – 16.05.1903 г. в эпицентре 6 бал., в Минусинске 5 бал.; 6 – 15.03.1905 г. в Минусинске 5 бал.; 7 – 21.02.1938 г. в эпицентре 6 бал., в Каратузе 4 бал.; 8 – 24.08.1971 г. в Майне и Шушенском 4 бал.; 9 –21.10.1971 г. в Знаменском 5-6 бал., в Абакане 3 бал.; 10 – 9.06.1982 г. в эпицентре 6 бал., в Бограде 5-6 бал.; 11 – 2.07.1986 г. в эпицентре 5 бал., в Шагонаре 4-5 бал.; 12 – 21.03.1989 г. в Шира и Бейбулуке 5-6 бал.

Интенсивность землетрясений в эпицентре:

● – 7 бал. ◑ – 6 бал. ◔ – 5 бал. ▨ – 4 бал.

Исследования сейсмической опасности района проводились в своё время путём целенаправленного изучения макросейсмических сведений, начиная с далекого прошлого, по малодоступным периодическим изданиям конца XIX – начала XX веков из фондов Государственного архива Красноярского края. Это помогло установить как дополнительные данные о землетрясениях, так и определить основные параметры очагов землетрясения (Госархив г.Томска не был исследован).

Ретроспективный анализ показал, что в период с 1761 г. по 1990 г. включительно в исследуемом районе по историческим и литературным источникам, а также инструментальными замерами было выявлено 64 землетрясения, из которых наибольшего внимания заслуживают землетрясения 15 марта 1885 г., 12 марта 1903 г., 15 марта 1905 г., установленные по макросейсмическим данным в правобережной части Западного Саяна, и землетрясение 24 августа 1971 г. в левобережной его части, зарегистрированное инструментально; на рисунке 2.4 они обозначены 1, 4, 6, 8 [85].

Исходя из наиболее вероятного предположения, что очаги приведённых на рисунках первых двух землетрясений приурочены к структурным элементам, пересекающим русло Енисея, можно ожидать, что не менее сильные землетрясения могут возникнуть в непосредственной близости от гидроузла.

В более поздний период регулярных инструментальных наблюдений, начиная с 1963 г., до развертывания специальной сети Саяно-Шушенской ГЭС, было установлено, что в изучаемом районе расположения ГЭС зафиксированная сейсмичность характеризуется уровнем землетрясений с энергетическим классом $K>9$, магнитуда $M=2,5\div 3$ (в энергетической системе классификации землетрясения при нормальной глубине очага, проявляющиеся на поверхности с интенсивностью $6\div 7$ баллов, имеют магнитуду примерно $M>5$ и соответствуют энергетическому классу около $K>13$).

В целом все исследования на первом этапе освоения сооружений свидетельствовали, что нельзя исключать вероятность максимальных землетрясений интенсивностью до 9 баллов в районе расположения Саяно-Шушенской ГЭС. Они подтверждают достаточно высокую тектоническую активность горной части Западного Саяна на участке, примыкающем к району расположения ГЭС, и крайне низкий уровень его современной сейсмичности.

В процессе последующей эксплуатации Саяно-Шушенской ГЭС были организованы различные наблюдения за геодинамической обстановкой на прилегающей к гидроузлу территории. Проводятся периодические наблюдения геодезическими методами за подвижкой разломов. Ведется непрерывный контроль за сейсмической обстановкой в районе водохранилища. Последнее стало возможным

только в результате развертывания сети близко расположенных локальных сейсмических станций на расстоянии 5-10 км от ГЭС, выполненного по инициативе эксплуатационников и при непосредственном их участии.

Материалы, полученные с помощью этой сети, позволили дать реальную оценку энергетического класса регистрируемых сейсмособытий за счёт снижения уровня представительности до К≈4-5. Техническое перевооружение станций указанной сети с установкой современной цифровой аппаратуры с возможностью передачи оперативной информации по телефонному или радиоканалу на Центральный пункт управления ГЭС (ЦПУ) обеспечивает решение ряда важных вопросов эксплуатации, связанных с сейсмовоздействиями. Высокая чувствительность и разрешение по времени, а также возможность использования современной вычислительной техники при обработке данных позволят не только осуществлять оперативный контроль за сейсмичностью, но и решать прикладные задачи, связанные с техногенной деятельностью. Такими задачами, например, могут быть оценка наведенной водохранилищем сейсмичности или контроль за изменениями состояния примыкающих к плотине скальных массивов, с использованием для этого сейсмических сигналов от многочисленных промышленных взрывов на ближайших горнорудных предприятиях.

Специфика сейсмической обстановки в районе Саяно-Шушенской ГЭС состоит в преобладании количества взрывов над числом природных землетрясений. Эффективное "отсеивание" взрывов позволит обеспечить надёжный контроль за уровнем сейсмической активности. Актуальность задачи "отсеивания" возрастает для регионов с невысокой сейсмической активностью потому, что существует риск "не заметить" повышение её на фоне многочисленных сейсмособытий, вызванных взрывами. Решение и этой проблемы основано на необходимости модернизации сейсмостанций локальной сети.

В процессе эксплуатации было установлено, что существующая сеть региональных сейсмостанций, удаленных от гидроузла, недостаточна для контроля сейсмической обстановки территории, примыкающей к водохранилищу. В связи с этим были построены новые сейсмостанции "Большой Он" и "Арадан" (100-150 км от гидроузла).

В результате наблюдений имеются данные, подтверждающие ранее высказываемые предположения о повышении сейсмической активности с началом полнения водохранилища до НПУ. Пятилетний период наблюдений показал (табл. 2), что увеличение нагрузки на земную кору после заполнения водохранилища в первые два года вызвало реакцию в виде повышения числа небольших по энергетическому уровню землетрясений.

Таблица 2

Г О Д Ы	1990 первый год наполнения до НПУ	1991	1993	1994	1995
Кол-во землетрясений К>8	10	8	6	15	4
К>6	43	32	19	25	11

Одновременно с развертыванием сети сейсмологических наблюдений был создан 64-канальный автоматизированный сейсмокомплекс Саяно-Шушенской ГЭС (АСК С-ШГЭС) в составе автоматизированной системы управления.

В составе лаборатории натурных наблюдений гидротехнических сооружений Саяно-Шушенской ГЭС (ЛГТС) была создана группа сейсмики. Уже в первые годы опытной эксплуатации АСК С-ШГЭС получены уникальные сейсмометрические и сейсмологические результаты, формируется банк данных для различных видов динамических воздействий на плотину.

Для определения расчётных сейсмических воздействий, по которым определяется сейсмостойкость гидротехнических сооружений С-ШГЭС, необходимо было уточнить зоны возможных очагов землетрясений (ВОЗ) и определить их энергетический потенциал. Тем более, что на основе исследований появились объективные данные о том, что реальная интенсивность расчетного землетрясения может превысить ту, что была принята в проекте. В результате совместных исследований ряда специализированных организаций были уточнены параметры основных сейсмогенерирующих структур, в том числе их энергетический потенциал (рис. 2.5). По полученным данным были определены расчётные сейсмические воздействия (табл. 3). Установлено, что наиболее опасным для гидроузла является участок Борусского разлома вблизи плотины (на рисунке 2.5 выделен в виде эллипса). При возникновении внутри этой области землетрясения с магнитудой М=6 в основании плотины могут возникнуть максимально возможные землетрясения с интенсивностью 8 баллов по 12-балльной шкале. Поэтому возникла острая необходимость провести заново расчёт на прочность плотины.

Этому расчёту предшествовали натурные исследования прочности бетона плотины, которые показали высокий ее уровень. На основании исследований бетона была принята расчётная величина сопротивления его на сжатие для основного сочетания нагрузок 16,7 МПа, а для особого сочетания нагрузок и воздействий 31,7 МПа;

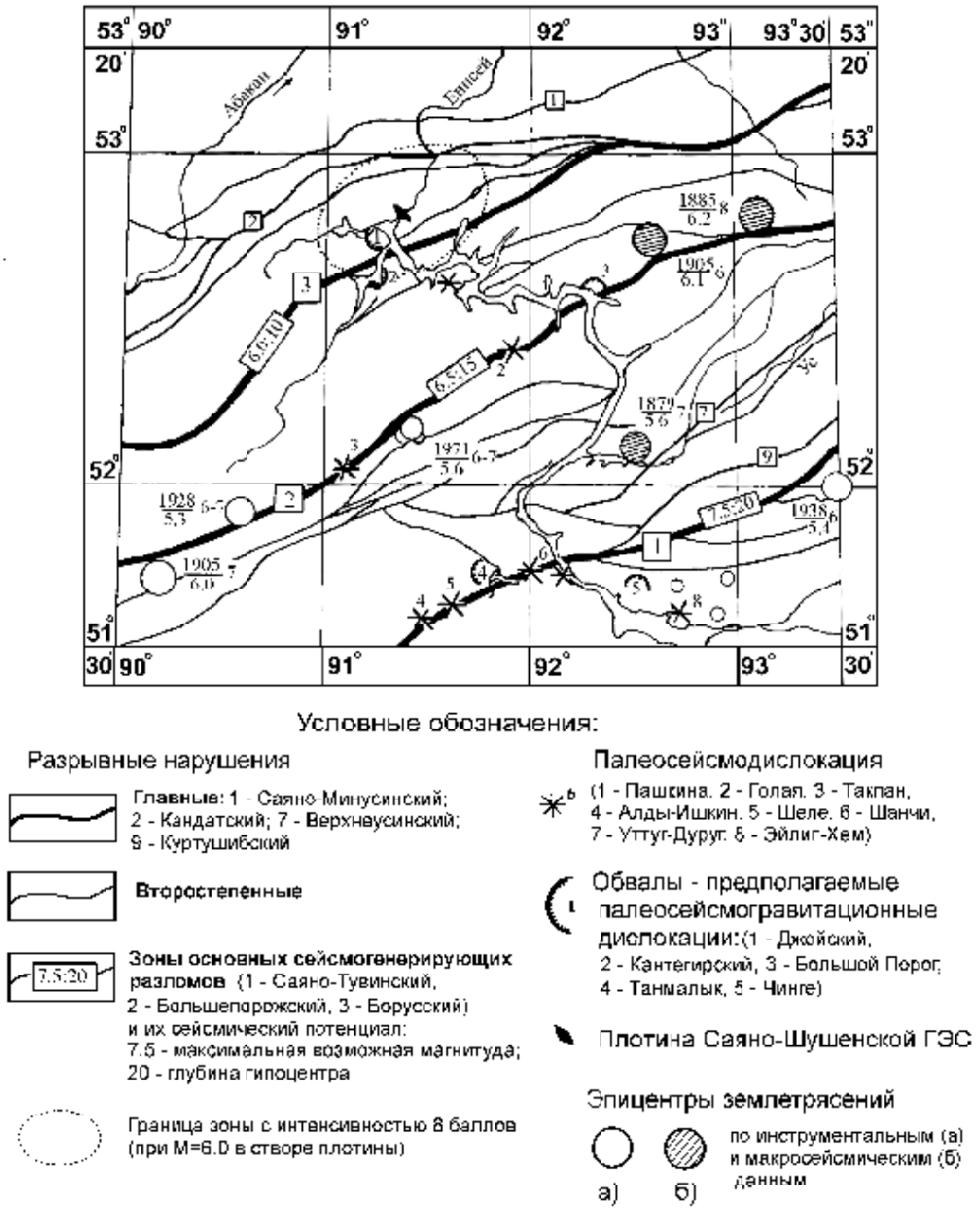


Рис. 2.5 Сейсмотектоническая карта района расположения Саяно-Шушенской ГЭС

соответственно сопротивление растяжению сухого бетона в расчётах составляло 3,37 МПа и 5,87 МПа. На основании испытаний кернов и ультразвукового каротажа была установлена величина дина-

мического модуля упругости, которая в расчётах принята равной 46000 МПа против ранее принятой 38400 МПа [85].

Таблица 3. Характеристики расчётных сейсмических воздействий на основание Саяно-Шушенской ГЭС (для скальных грунтов)

Параметр	Единицы измерения	З О Н Ы ВОЗ		
		Борусская	Больше-порожская	Саяно-Тувинская
Магнитуда		6	6,5	7,5
Глубина очага	км	10	15	20
Расстояние до плотины	км	11	60	130
Механизм землетрясения		взбрососдвиг	взбрососдвиг	взбрососдвиг
Горизонтальная компонента				
Диапазон амплитуд ускорений	$м/с^2$	1,5-4,2	0,4-1,2	0,4-1,0
Рекомендуемые для расчета ускорения	$м/с^2$	2,5	0,7	0,6
Диапазон периодов максимальных колебаний	с	0,15-0,35	0,22-0,46	0,43-0,84
Продолжительность колебаний: Рекомендуемая для расчета Диапазон	с	 14 9-19	 29 13-38	 56 35-74
Вертикальная компонента				
Рекомендуемые для расчета ускорения	$м/с^2$	1,3	0,2	0,2
Период максимальных колебаний	с	0,17	0,23	0,45
Продолжительность колебаний	с	5	7,5	18

Следует отметить, что расчёты сейсмостойкости плотин зачастую дают значительно отличающиеся результаты (на 300-400% и более) для различных методов.

Для проверки достоверности расчетных частот и форм собственных колебаний плотины были проведены натурные динамические её испытания (динамическое тестирование) с помощью мощной вибромашины. Вибромашина закреплялась на гребне на 33 и 18 секциях и при работе обеспечивала близкое к гармоническому воздействие с максимальной амплитудой до 3000 кН и частотой от 0,8 до 4 Гц. Подобные испытания, широко распространенные за рубежом, пока крайне редко применяются в отечественной гидротехнике, в основном, из-за организационных и финансовых трудностей.

Основным результатом испытаний стало получение 7 первых гармонических составляющих частот и форм собственных колебаний плотины при различных уровнях верхнего бьефа. В таблице 4 приведены данные виброиспытаний плотины Саяно-Шушенской ГЭС при уровне мертвого объёма (УМО) и нормальном подпорном уровне.

Таблица 4

№ гармоники		1-я	2-я	3-я	4-я	5-я	6-я	7-я
Форма гармоники		симметр.	косо-симм.	симметр.	косо-симм.	симметр.	косо-симм.	симметр.
Частота собственных колебаний, Гц	УМО, 500 м	1,25	1,33	1,65	2,0	2,5	3,1	3,7
	НПУ, 540 м	1,1	1,2	1,5	1,85	2,4	2,9	3,6

Определение реальных величин собственных частот колебаний плотины позволяет уточнить расчётную динамическую модель плотины и оценить влияние присоединенной массы воды – проблема, вызывающая наибольшие разногласия среди исследователей. Из приведенных данных видно, что при заполненном водохранилище (масса воды присоединена) частота собственных колебаний плотины снижается. Частота собственных колебаний первой гармонической формы 1,1 Гц существенно отличается от величины 0,93 Гц, полученной расчетом по традиционной методике, и от величины 0,98 Гц, полученной с использованием специально разработанной методики учёта присоединенных масс воды в водохранилище применительно к арочным плотинам [85].

С учётом всего этого расчёты показали, что сейсмостойкость плотины Саяно-Шушенской ГЭС при воздействии максимального расчётного землетрясения 8 баллов обеспечивается в соответствии с современными нормами, применяемыми к строительству гидротехнических сооружений в сейсмических районах. Вместе с тем, накапливаемый материал исследований геодинамических процессов в

районе расположения ГЭС, а также появление критериев новых СНиП, по-видимому, приведут к необходимости проведения дополнительных расчётных исследований сейсмостойкости арочно-гравитационной Саяно-Шушенской плотины, учитывая, что методы нелинейного динамического анализа только ещё предстоит адаптировать к условиям очень сложной конструкции плотины, расположенной в широком створе [85].

Очевидно, что вероятность максимального расчётного землетрясения весьма мала. И даже близкое к ним по интенсивности землетрясение случается очень редко, поэтому в текущей эксплуатации и в особенности в перспективе важно знать последствия от сравнительно слабых воздействий и по ним оценивать реальное состояние системы “плотина – основание”, поскольку плотина стареет.

Полученная в результате динамического тестирования частота собственных колебаний – это одна из основных интегральных характеристик плотины, которая является диагностически ценным параметром, позволяющим судить о состоянии системы “плотина – основание” в целом. Анализ изменения величин собственных частот в процессе эксплуатации позволит решать задачу технической диагностики состояния гидротехнических сооружений. Для этого следует на первом этапе исследований определить по калиброванному воздействию (вибромашиной) изменение спектральных характеристик различных зон плотины во времени и разработать корреляционную зависимость этих характеристик от основных факторов: величины гидростатической нагрузки, скорости наполнения – опорожнения водохранилища, трещинообразования и изменения напряженного состояния плотины. На втором этапе исследований необходимо определить зависимости по оценке изменений состояния гидросооружений при реальных в период эксплуатации воздействиях: работа водосбросов, сейсмособытия – взрывы, пуски и остановы агрегатов.

Началом таких исследований являются осуществляемые на Саяно-Шушенской ГЭС вибрационные испытания (измерения вибраций элементов строительных конструкций и гидротехнических сооружений). Так, в 1997 году, используя энергию воздействия потока воды на водобойный колодец, путем открытия двух эксплуатационных водосбросов в различном сочетании – от частичного до полного, были получены достаточно важные результаты:

– вибрация, возникшая при открытии одного водосброса на 72%, на большинстве элементов почти одинакова с вибрацией, возникающей при воздействии двух водосбросов, одновременно открытых на 100% каждый;

– максимальная вибрация (двойная амплитуда) составила: на раздельном устое 782 мкм; на правобережной подпорной стенке

водобойного колодца 475 мкм; в массиве плотины на высоте 220 м от основания 78 мкм; на закрытых участках железобетонных водосбросов 184 мкм.

Норм на вибрацию гидротехнических сооружений не существует. Требований на проведение динамических расчетов воздействия вибраций, возникающих от пульсации потока холостых сбросов и работы агрегатов, на плотины и их элементы, также нет. Тем не менее, приведенная величина вибрации отдельных элементов гидросооружений Саяно-Шушенской ГЭС достаточно ощутима и сопоставима, например, с нормируемыми предельными значениями вибраций, соответствующими предельно допустимому динамическому прогибу некоторых строительных конструкций зданий. Это не значит, что в данном случае элементы конструкции плотины находятся на пределе динамического прогиба, но учитывая особенности плотины, где использованы предельные возможности бетона, следовало бы провести поверочный динамический расчет отдельных элементов ГТС вопреки нормативным требованиям.

Определение зависимостей, позволивших бы оценивать изменение состояния гидросооружений при воздействии эксплуатационных нагрузок, является весьма сложной проблемой, принимая во внимание, что любая плотина уникальна и состояние её зависит от очень многих факторов, причём, как правило, не определённых заранее.

Такой “инструмент”, как автоматизированный сейсмометрический комплекс, аналогов которому в гидротехнике страны пока нет, позволит приступить к решению задачи технической диагностики плотины.

Лабораторией ГТС Саяно-Шушенской ГЭС был предложен способ приблизительной оценки степени влияния дополнительных динамических нагрузок небольшой интенсивности на напряженно-деформированное состояние (НДС) плотины.

По этому способу было проверено воздействие на плотину от реального сейсма в 3 балла, уверенно зарегистрированного автоматизированным сейсмометрическим комплексом. В результате было доказано, что сейсм в 3 балла существенного влияния на НДС плотины не оказал.

Опыт эксплуатации плотины Саяно-Шушенской ГЭС показал, что сейсмические исследования в районе гидроузлов необходимо начинать как можно раньше с организацией постоянного контроля за сейсмической активностью в районе гидроузла и местоположением сейсмогенерирующих зон, а также исследований по уточнению параметров сейсмических воздействий. Только учёт в проекте результатов таких исследований является залогом надёжности плотин.

Для периода эксплуатации плотины должен разрабатываться индивидуальный проект сейсмометрических наблюдений, в основе которого необходимо иметь расчёты по поставленным задачам, будь то оценка сейсмостойкости, диагностика состояния или другие.

Необходимо сконцентрировать усилия на разработке алгоритмов и программ, в которых использовался бы комплекс натурных данных, в том числе сейсмометрических, для того, чтобы полученные результаты были основой при разработке технических управленческих решений по эксплуатации гидросооружений.

Устойчивость и безопасность скальных склонов высоконапорного гидроузла имеют важное значение как в период строительства, так и при эксплуатации сооружений.

На стадии разработки технического проекта Саяно-Шушенской ГЭС (1969 г.) были выделены потенциально неустойчивые массивы и осыпи на левобережном и правобережном склонах общим объемом 14 тыс.м^3, но этот объем оказался заниженным.

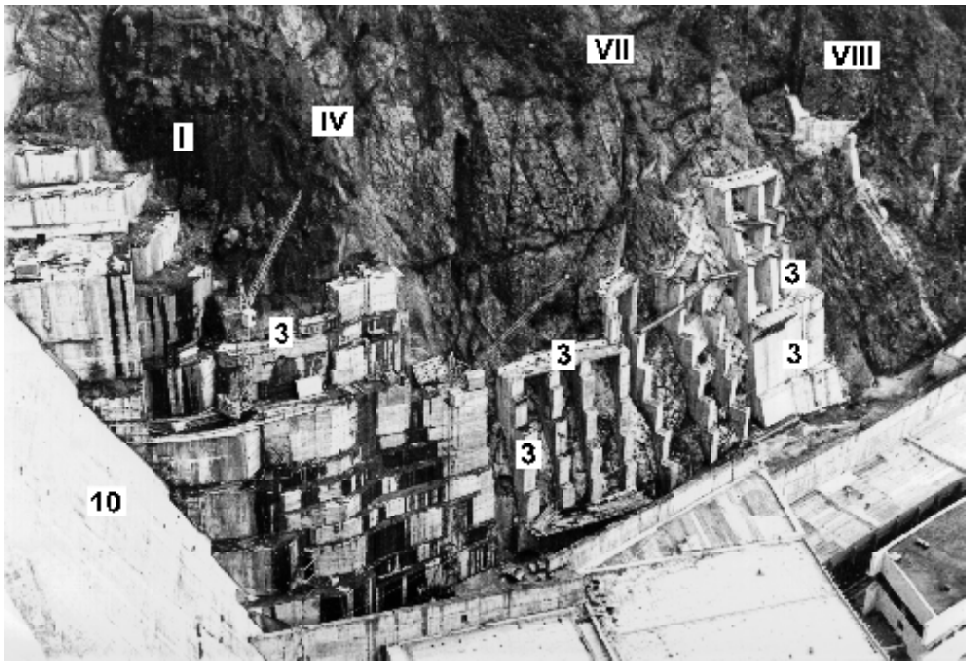


Рис. 2.6а Внешний вид левобережного откоса, примыкающего к Саяно-Шушенской ГЭС

10 – низовая грань плотины, IV – номер неустойчивого массива, 3 – железобетонные блоки (пояса и пилоны)

В последующие несколько лет производилось детальное изучение только левобережного склона, так как под ним было запроектировано строительство трансформаторной мастерской,

монтажной площадки здания ГЭС, служебно-технологического корпуса с центральным пультом управления и служебно-технологического корпуса вспомогательных служб.

Эти исследования показали, что на левобережном склоне только наиболее характерные три потенциально неустойчивых массива – IV, VII, VIII, имеющие коэффициент запаса устойчивости близкий к единице, значительно превосходят суммарный объем, принятый в техническом проекте для всех неустойчивых массивов. Объем I, IV, VII и VIII массивов составляет 81,5 тыс. $м^3$ (рис. 2.6а, б).

Для обеспечения безопасности строительных работ на левом берегу другие обвалоопасные блоки (II, III, V, VI) были искусственно обрушены. За период строительства и эксплуатации произошло несколько и самопроизвольных обрушений скальных блоков, последнее из которых зафиксировано в 1992 г. объемом 450 $м^3$.

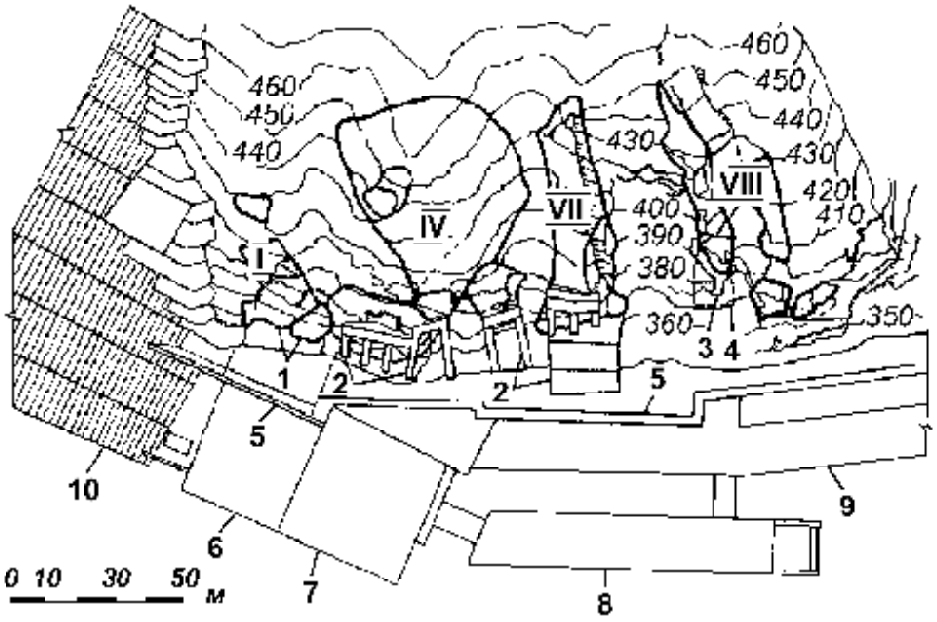


Рис. 2.6б План левобережного склона, примыкающего к плотине Саяно-Шушенской ГЭС в нижнем бьефе

IV – номер потенциально неустойчивых массивов и их частей; 1 – контур потенциально неустойчивых массивов и их частей; 2 – выполненное бетонное крепление массивов IV и VII; 3 – первоочередное (временное) бетонное крепление части массива VIII; 4 – контуры проектного крепления части массива VIII;5 – камнезащитная стенка (КЗС); 6 – трансформаторная мастерская; 7 – монтажная площадка; 8 – служебно-технологический корпус с центральным пультом управления; 9 – служебно-технологический корпус вспомогательных служб; 10 – низовая грань плотины

Созданной проектной организацией комиссией разборка неустойчивых массивов не рекомендовалась из-за опасности дальнейшего разуплотнения пород и образования новых неустойчивых блоков. Комиссией было рекомендовано выполнить лишь комплекс специальных инженерных мероприятий по закреплению потенциально неустойчивых массивов и организовать за ними наблюдения.

В период строительства сооружений левобережной пристанционной площадки Ленгидропроектом осуществлялся систематический контроль за состоянием незакрепленных потенциально неустойчивых массивов левобережного склона путем выполнения замеров по сети специальных реперов, а также осмотр трещин и маяков, установленных на отдельных обвалоопасных блоках. Систематические наблюдения велись до 1989 года, а затем были прекращены, еще до того, как были выполнены работы по закреплению массивов. Результаты наблюдений свидетельствовали, что часть потенциально неустойчивых массивов находилась в состоянии гравитационного равновесия, а на части были зафиксированы подвижки. Это послужило причиной искусственного обрушения таких массивов.

Работы по закреплению массивов, находящихся в гравитационном равновесии, было принято выполнять не сразу по всему фронту, а очередями. Никакой мотивации очередности закрепления в проекте не было, так же как не указывались и причины прекращения геологических и геодезических наблюдений за массивами в период ещё достаточно интенсивного продолжения строительных работ и не стабилизировавшегося процесса воронки – оседания территории, прилегающей к гидроузлу. Более того, решения комиссии, являющиеся всего лишь рекомендацией, были заложены в проект как единственный вариант, без каких-либо альтернативных проработок. Например, обеспечение безопасности расположенных под склоном объектов путем нарезания на склоне многоярусных улавливающих берм.

В 1982-93 годах потенциально неустойчивые массивы IV (первая очередь) и VII (вторая очередь) были закреплены в соответствии с проектом.

Проект крепления неустойчивых массивов выполнен с помощью горизонтальных и вертикальных блоков из монолитного армированного бетона и устройства нескольких ярусов анкерных железобетонных поясов, являющихся опорой установленных предварительно-напряженных анкеров (ПНА) из стальных проволочных канатов длиной до 30 м с шагом 1,5 м, которые и должны в основном удерживать массивы (рис. 2.7).

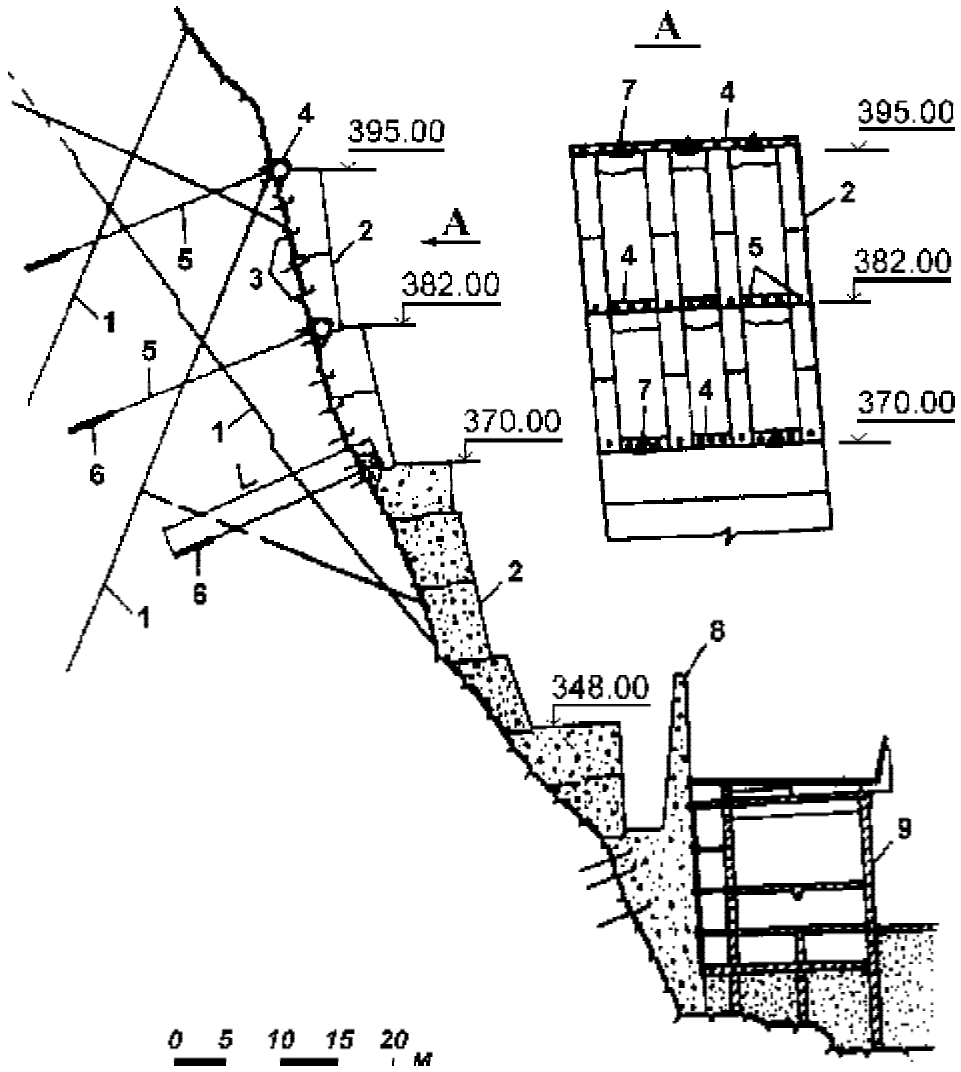


Рис. 2.7 Разрез по типовому сечению крепления потенциально неустойчивых массивов левобережного откоса, примыкающего к плотине Саяно-Шушенской ГЭС в нижнем бьефе

1 – трещины, отчленяющие массив; 2 – бетон крепления массива; 3 – анкера ∅28 крепления железобетонного пояса к откосу; 4 – железобетонный пояс анкерного крепления; 5 – предварительно-напряженный анкер; 6 – замок ПНА; 7 – анкер с контрольно-измерительным прибором; 8 – камнезащитная стенка; 9 – служебно-технологический корпус

Срок службы подобных анкеров по некоторым литературным данным обычно составляет 15 лет*), после чего необходимо будет выполнить их замену (проектом срок службы анкеров не установлен).

) По другим литературным данным, где описываются элементы конструкции ПНА, отличающиеся более высокой надежностью, разработчики ожидают 50-летний срок службы анкеров.

Стоимость работ по установке анкеров составляет 9,1% от стоимости среднегодовой выработки электроэнергии ГЭС, т.е. затраты на эту работу будут значительны.

Следует отметить, что работы, выполненные по установке ПНА для крепления скальных массивов на Саяно-Шушенской ГЭС, были первым в отечественной строительной практике массовым применением предварительно-напряженных анкеров в полиэтиленовых гофрированных чехлах. Эти работы носили опытно-конструкторский характер и сочетали в себе одновременно исследования, разработку, производственный эксперимент и строительство.

Отечественного опыта длительной (многолетней) работы подобного крепления нет. Надёжность канатных анкеров и их долговечность оцениваются разработчиками только на уровне инженерного прогноза.

Конструкция анкеров (рис. 2.8) не позволяет после их установки выполнять непосредственный контроль натяжения и состояния каждого анкера, а, следовательно, нельзя произвести их

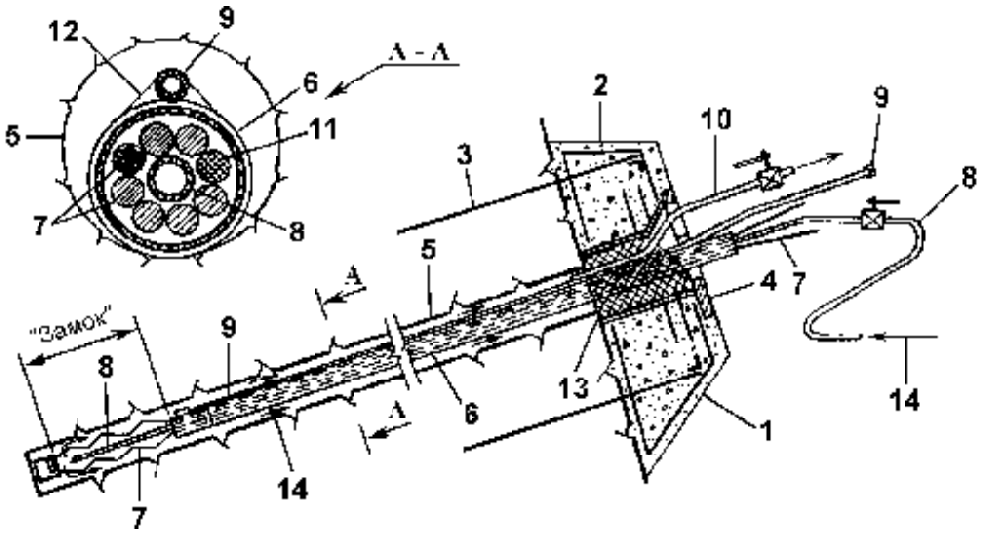


Рис. 2.8 Разрез по ПНА (показана стадия готовности к инъектированию замковой части)

1 – железобетонный пояс анкерного крепления; 2 – армирования анкерного пояса; 3 – анкер (∅28 А-II) крепления ж.б. пояса к скальному откосу; 4 – опорная плита оголовка предварительно-напряженного анкера; 5 – скважина ∅105-110 мм; 6 – полиэтиленовый гофрированный чехол; 7 – армированные семипроволочные стальные канаты ∅15 мм; 8 – трубка №1 для инъектирования замковой части анкера; 9 – трубка №2 для инъектирования свободной части анкера (внутри чехла); 10 – трубка №3 для отвода воздуха, воды и контроля заполнения скважины при инъектировании замковой части анкера; 11 – дренажный жгут (веревка); 12 – лента ПХВ (липкая); 13 – зачеканка устья скважины; 14 – направление движения цементного раствора

выборочный ремонт либо замену. В составе проекта крепления предусмотрена система дистанционного наблюдения за состоянием закрепленных массивов посредством измерения натяжения только отдельных контрольных анкеров, усилия в которых осредняются. Это и служит основой для оценки натяжения всех 129 шт. анкеров крепления, из них контрольных 18 шт., или около 14%. Из некоторых литературных источников известно, что при снижении усилий натяжения в контрольных анкерах на 20% или увеличении на 10% частота периодичности контроля должна быть увеличена вдвое. Если значения растягивающих усилий продолжают изменяться, то это должно быть основанием для установки новых предварительно-напряженных анкеров.

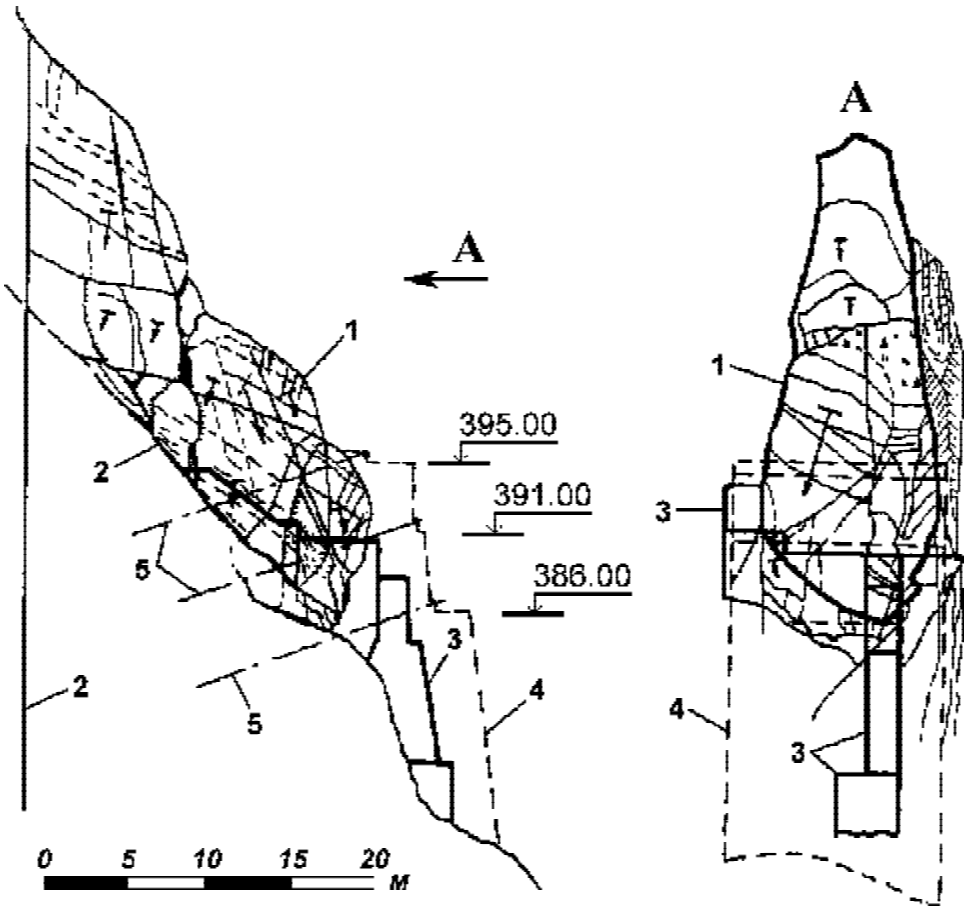


Рис. 2.9 Незакрепленный скальный массив, подвижка которого произошла в результате землетрясения 3 балла

1 – потенциально неустойчивый скальный массив; 2 – трещины, отчленяющие массив; 3 –временное крепление скального массива; 4 – контур проектного постоянного крепления;5 – предварительно-напряженные анкеры, предусмотренные проектом постоянного крепления массива

Результаты наблюдений на Саяно-Шушенской ГЭС за состоянием ПНА показывают, что усилия в анкерах пока стабилизировались и остаются практически неизменными в течение последних пяти лет.

После землетрясения 14.03.94 г., интенсивность которого в районе гидроузла оценена в 3 балла, зафиксировано смещение незакрепленного потенциально неустойчивого блока VIII-П не менее, чем на 3 мм по сравнению с 1989 г. Это потребовало выполнения срочных работ по закреплению массива, хотя это закрепление относилось к работам второй очереди (рис. 2.9).

Опыт строительства и эксплуатации показал, что проектные предположения о допустимости очередности по времени закрепления потенциально неустойчивых массивов не оправдались. Такие работы должны были быть выполнены до начала строительства объектов, расположенных у склона, имеющего потенциально неустойчивые массивы.

Более надёжным, безопасным и, вероятно, экономичным (если принять в расчет затраты будущей эксплуатации) было бы в период строительства, на самой начальной его стадии, выполнить обрушение потенциально неустойчивых массивов, обеспечить выполаживание склона с организацией камнеулавливающих многоярусных берм.

Кроме того, если проектной организацией предполагалось спрогнозировать изменение состояния незакрепленных участков потенциально неустойчивых массивов в процессе строительства и эксплуатации ГЭС с целью вынести окончательное решение об объеме их закрепления, то прекращение наблюдений за массивами является грубой ошибкой. Очевидно, что при этом проектная организация пренебрегла такими особенностями объекта, как циклическое деформирование прилегающей к плотине территории от веса воды водохранилища и сооружения, вибрационные нагрузки от работающих водосбросов и гидроагрегатов, а также высокой сейсмичностью района, что снижает надёжность и эффективность гидроузла.

Возведенная в подножии склона камнезащитная стенка не в состоянии обеспечить полную безопасность расположенных вплотную к склону сооружений от падения скальных блоков или даже отдельных камней.

Температурное воздействие оказывает сильное влияние на НДС бетонных сооружений, что в конечном счёте также определяет их уровень надёжности.

Проблема температурного трещинообразования возникла одновременно с началом применения неармированного бетона для массива плотин. Поэтому для обеспечения монолитности бетонной кладки в плотиностроении во всём мире сложилась общеизвестная

тенденция по искусственному охлаждению бетона, уменьшению содержания цемента в бетоне, а также по применению низкотермических цементов, что в последние годы достаточно обосновано исследованиями и натурными наблюдениями.

Несмотря на достаточно хорошую изученность зарубежного опыта и перенесение его проектировщиками в производственные и экономические условия отечественного гидротехнического строительства, этот опыт не принес сразу желаемых результатов. Выбор типа плотин для районов с суровыми климатическими условиями и назначение проектом разработанных за рубежом мер против трещинообразования при возведении ГТС были сделаны без учёта того, что в отечественной практике ещё не было создано соответствующих технологий.

Неудовлетворительные результаты появились немедленно. Многие специалисты приняли новые технологические требования без разработки альтернативных решений, которые бы обеспечивали высокую надёжность бетонных плотин на случай неудачи с применением заданной проектом технологии. Лишь масштабность негативного опыта привела к пониманию необходимости подчинять проектное решение реальным возможностям отечественных технологий в сложных климатических условиях. Этот опыт достаточно ярко проявился на сооружении высоких бетонных плотин, в частности, Братской, Красноярской и Саяно-Шушенской ГЭС, которые строились в сходных климатических условиях.

На строившейся в своё время Братской бетонной плотине с расширенными 7-метровыми швами было зафиксировано 2777 достаточно глубоко распространившихся трещин. Вероятность сквозных трещин была оценена в 12%. Сквозных фильтрующих, пересекавших первый столб плотины трещин было в начале эксплуатации 210 шт. с максимальной зафиксированной фильтрацией через одну из секций 19,7 л/с. Общее количество кальция, вымываемого из тела плотины, оценивалось в 13÷18 кг/сутки. На Братской плотине столбчатой разрезки были приняты размеры в плане для блоков бетонирования первого столба равные 22х13,8 м, для внутренней части – 15х13,8 м. Размер блока 15х13,8 м при отсутствии регулирования температуры оказался по условиям трещинообразования предельным, а для размера блока 22х13,8 м с высотой бетонирования 3 м в тех же условиях вероятность трещинообразования, по оценке специалистов Братскгэсстроя, была близка к 100%. Опытная укладка на строительстве Братской ГЭС бетона в длинные блоки показала, что в них образовались трещины большой протяжённости, несмотря на выдерживаемую заданную проектом температуру бетонной смеси и регулирование температуры уложенного бетона. Из [98] следует, что при возведении Братской плотины на степени её монолитности отразились все основные не

реализованные проектные условия: не получившееся по технологическим и организационным причинам искусственное регулирование температуры основного объёма бетонной кладки, кроме того, производилась распалубка поверхностей бетона в зимнее время, подчинённая требованиям круглогодичной интенсивной укладки бетона; намерения изолировать от внешней среды расширенные швы в период укладки бетона оказались организационно и технологически сложно выполнимыми, что создавало увеличение боковых поверхностей блоков, подвергавшихся температурным воздействиям, приводившее к недопустимому температурному перепаду между поверхностью и ядром блоков; применялись достаточно высокотермичные цементы с разных заводов, на которых не были созданы индивидуальные технологические линии по производству низкотермичных цементов специально для гидротехнического строительства; не удалось существенно снизить расход цемента. В результате проектные параметры монолитности на Братской плотине не были достигнуты, т.е. по этому показателю она имеет более низкую надёжность против проектных предположений.

В проекте плотины Красноярской ГЭС, как одном из первоначальных – массивно-контрфорсной конструкции, так и последующем – гравитационного типа – технология возведения предполагалась та же, что и на плотине Братской ГЭС, несмотря на то, что к тому времени там уже ясно обозначилась её неудача. Наряду с этим, возведение массивно-контрфорсной Красноярской бетонной плотины предполагалось ещё и так называемым “непрерывно-поточным методом”, который в суровых климатических условиях и больших объёмах нигде в мире ранее не опробовался. Освоение этого метода было под особым контролем П. С. Непорожнего. Строителям было предложено опробовать опытные образцы оборудования, довести их до работоспособного состояния и провести производственные испытания всей системы одновременно, совмещая это с укладкой бетона в тело плотины. Результаты опытных работ по этому методу показаны ниже.

К тому времени негативный опыт возведения плотины с большими расширенными швами (Братской плотины) был хорошо изучен строителями Красноярской ГЭС. Они убедились, что при имеющихся технологиях укладки бетона нельзя обеспечить необходимую трещиностойкость, а следовательно, и надёжность ажурной контрфорсной плотины в сопоставимых природных условиях. Времени на разработку качественно новых технологий производства работ и их освоение для строительства плотин контрфорсных конструкций в условиях Сибири отведено не было. Поэтому остро встал вопрос о замене конструкции плотины.

Благодаря принципиальной позиции строителей (А. Е. Бочкин, Е. А. Долгинин, Е. Е. Лискун), поддержанной рядом ведущих спе-

циалистов проектной и эксплуатационной организаций, решение о строительстве массивно-контрфорсной плотины Красноярской ГЭС было отменено и была принята гравитационная конструкция.

Результаты многолетних натурных наблюдений свидетельствуют о том, что эта плотина находится в стабильном рабочем состоянии, все параметры работы сооружения – в пределах проектных предположений, а по некоторым имеется запас относительно допустимых значений.

Обеспечение высоких показателей надёжности плотины стало возможным благодаря правильно выбранному типу плотины в конкретных природных и социально-экономических условиях, разработке строителями новой технологии укладки бетона, так называемым безэстакадным методом, и специально разработанной на стройке технологии терморегулирования бетона в процессе его укладки с помощью змеевиков речной водой (без искусственного её охлаждения).

Разработанная и успешно реализованная при возведении плотины Красноярской ГЭС технология укладки массивного бетона в суровых условиях Сибири породила у создателей Саяно-Шушенской ГЭС уверенность в том, что строительство ее плотины, новой конструкции и вдвое большей высоты, также будет успешным. Отсутствие в стране опыта возведения сложных арочно-гравитационных плотин и отсутствие мирового опыта по строительству таких конструкций в широких створах не особенно принималось во внимание. В частности, у строителей произошла своего рода подмена оценок. Наработанные технологические приёмы на 100-метровых гравитационных плотинах превалировали над соображениями об особенностях НДС, присущих новой конструкции плотины. Даже при несовершенстве расчётных схем в то время некоторые из этих особенностей были известны в самом начале строительства, например, требование возводить плотину полным проектным омоноличенным профилем в три этапа – дань этому. К тому же следует добавить большое влияние волевых решений директивных организаций на сроки возведения сооружений – часто вопреки технологическим соображениям и при непротивлении этому прямых создателей гидроузла.

Приступая к проектированию, авторы проекта не проявили должной настойчивости для создания более совершенного аппарата статического расчета уникальной плотины новой конструкции, хотя такие возможности в конце 60-х – начале 70-х годов уже имелись. Плотина проектировалась с использованием традиционных расчетных моделей, применимых для относительно тонких арочных плотин, которые не позволяли судить о напряженно-деформированном состоянии скального основания. В то же время в про-

ектную практику в других странах уже внедрялись расчеты массивных арочных плотин методом конечных элементов в рамках трехмерных расчетных моделей. Одновременно с этим не было организовано альтернативных инженерно-геологических и геодинамических исследований природно сложного района расположения ГЭС. Все это вместе взятое негативно повлияло на напряженно-деформированное состояние плотины Саяно-Шушенской ГЭС, что будет изложено в специальном разделе.

2.2 Проектные предположения и натурное состояние гидротехнических сооружений

2.2.1 Основание плотины

Геологические и сейсмические характеристики скальных оснований плотин Красноярской и Саяно-Шушенской ГЭС кратко были рассмотрены.

Хорошо известно, что под скальным основанием гидротехнических сооружений принято понимать естественный массив прочных горных пород, который контактирует с подошвой ГТС, взаимодействует с ними и вовлекается в совместную работу.

Исследования совместной работы плотины и основания являются исключительно важными, так как позволяют дать комплексную картину напряженно-деформированного состояния напорных сооружений, в увязке с геодинамическими процессами во вмещающем ГТС массиве, и получить прогноз безопасной эксплуатации гидроузла.

На Красноярской ГЭС, согласно проекту, наблюдения за основанием осуществляются путём контроля перемещений и осадки системы “плотина – основание”, а также фильтрационных расходов и противодавления под её подошвой. На рисунке 2.10 представлено сечение подземного контура плотины Красноярской ГЭС.

Пьезометрическая сеть плотины представляет собой один продольный створ пьезометров (по продольной оси плотины), пробуренных из продольных галерей, и 8 поперечных створов, расположенных в поперечных галереях. В цементационную галерею выходят оголовки системы веерных пьезометров для контроля работы глубокой цементационной завесы на 3-х уровнях в основании: контакт “скала – бетон”, на 30 м и 60 м в глубину.

Контроль за фильтрацией включает в себя измерения расходов воды через основание, а также фильтрационного давления на подошву.

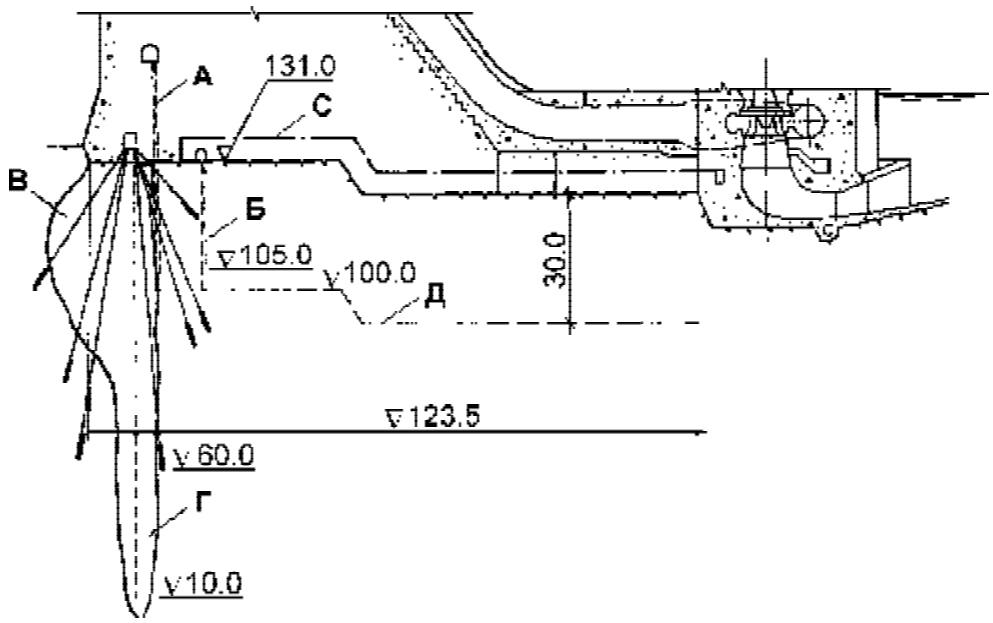


Рис. 2.10 Подземный контур плотины Красноярской ГЭС (станционной части)

А – дренаж I-го ряда; Б – дренаж II-го ряда; В – сопрягающая цементация; Г – глубокая цементационная завеса; Д – площадная цементация; С – контур разгрузочной полости;

– пьезометр

Наблюдения за противодавлением в основании по продольному и поперечным створам пьезометров показывают стабильность пьезометрических напоров с течением времени. Продольные и поперечные эпюры противодавления, как правило, значительно ниже величин, предполагаемых проектом. По створу дренажа первого ряда проектное значение приведённого напора (Н) составляет 0,2Н, а натурные наблюдения показывают, что оно колеблется от -0,1 до +0,17Н. Отрицательные значения противодавления наблюдаются в районе дренажных полостей плотины, это явление связано с принятой схемой содержания полостей с постоянной откачкой из них фильтрационной воды. Таким образом, фактическое противодавление на подошву плотины ниже проектного, что свидетельствует о запасе устойчивости плотины по сравнению с расчётной. Это также свидетельствует о правильном выборе решения по постоянной откачке дренажных полостей, что обеспечивает ещё и визуальный осмотр этой части плотины.

Результаты анализа показаний веерных пьезометров позволяют сделать вывод об удовлетворительной плотности цементационной завесы на всей глубине до 70 м. На отдельных участках (чаще по верхнему ярусу пьезометров, а по некоторым на глубине

30 м) наблюдаются повышенные значения напоров в низовых пьезометрах, а также нулевые значения градиента напора между верховыми и низовыми пьезометрами. Это свидетельствует о локальных и незначительных нарушениях плотности цемзавесы. Отклонения по данным пьезометров продольного створа не сопровождаются повышением противодавления за цементационной завесой, поэтому за весь истекший период эксплуатации плотины был выполнен лишь незначительный объём ремонта цемзавесы.

Суммарный расход фильтрации как в период освоения плотины, так и в дальнейшей эксплуатации хорошо согласуется с ходом изменений уровня ВБ и изменяется в течение года от 10 до 18 л/с. (рис. 2.11).

Результаты химического анализа фильтрующей воды показывают, что в основании вынос извести незначительный.

По данным высокоточного нивелирования, к концу периода освоения 1972-1975 гг. осадки системы “плотина – основание” практически стабилизировались. В соответствии с режимом наполнения и сработки водохранилища происходят синхронные изменения эпюры осадок основания в поперечном направлении. Наибольшие значения осадок и наибольшие размахи их колебаний наблюдаются на участках под низовым клином плотины и под массивом тройников, объединяющих водоводы турбин.

В продольном направлении (вдоль оси плотины) наибольшие осадки зафиксированы на участке станционной плотины, где проходят наибольшие тектонические нарушения основания. Максимальная фактическая величина осадки плотины с начала наблюдений составляет 32 мм, против 35 мм по проектным предположениям. Оправдались проектные предположения на плотине Красноярской ГЭС и на контакте “скала – бетон”, где практически отсутствует его раскрытие.

На Саяно-Шушенской ГЭС подземный контур (рис. 2.12) представлен:

– цементационной завесой с максимальной глубиной в русловой части около 100 м;

– сопрягающей цементацией под верховой гранью плотины на глубину до 65 м;

– бетонным понуром на русловом участке с цементационной завесой глубиной 20 м в головной его части;

– укрепительной цементацией под низовым клином плотины на глубину до 30 м в русловой части и до 20 м в береговых примыканиях;

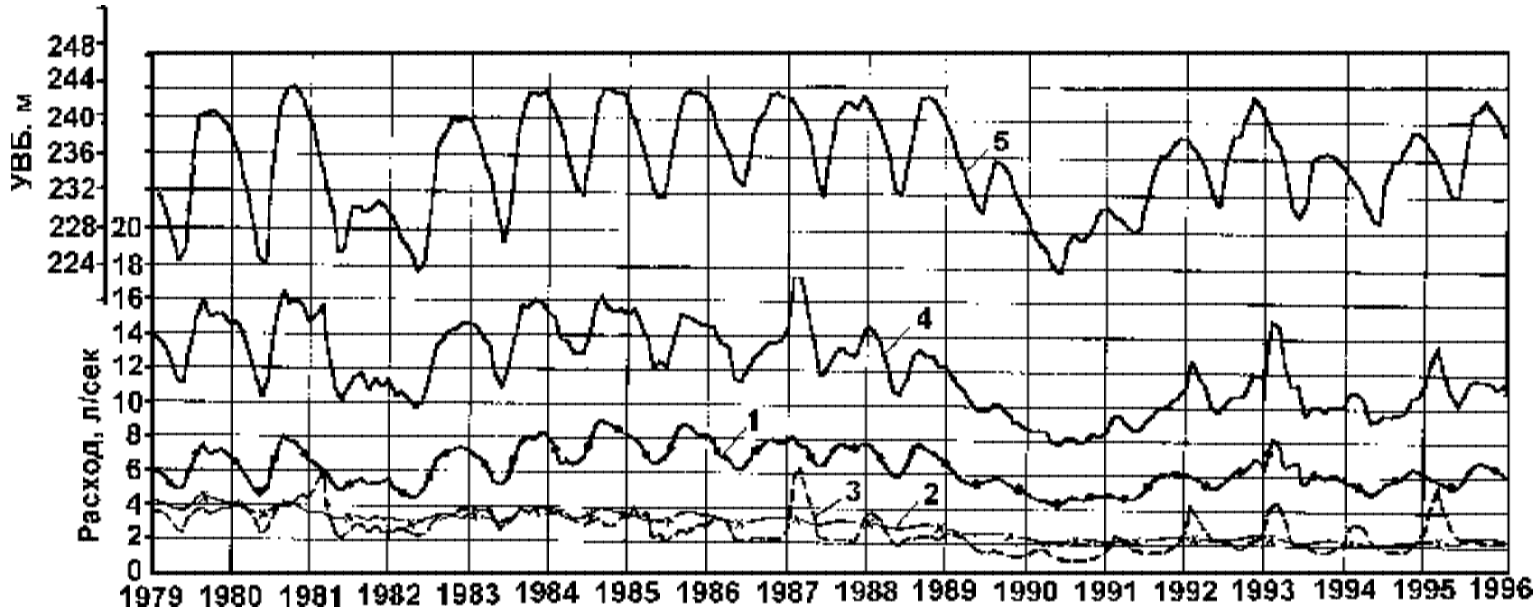


Рис. 2.11 *1 – дренаж* ***Фильтрационные*** *основания* *плотины* ***расходы*** *, 1-й* ***по группам*** *4 – суммарный* ***источников*** *расход ; 5 – УВБ*

- дренажом из одного ряда скважин глубиной около 50 м в русле и до 80 м в берегах с наклоном в сторону нижнего бьефа.

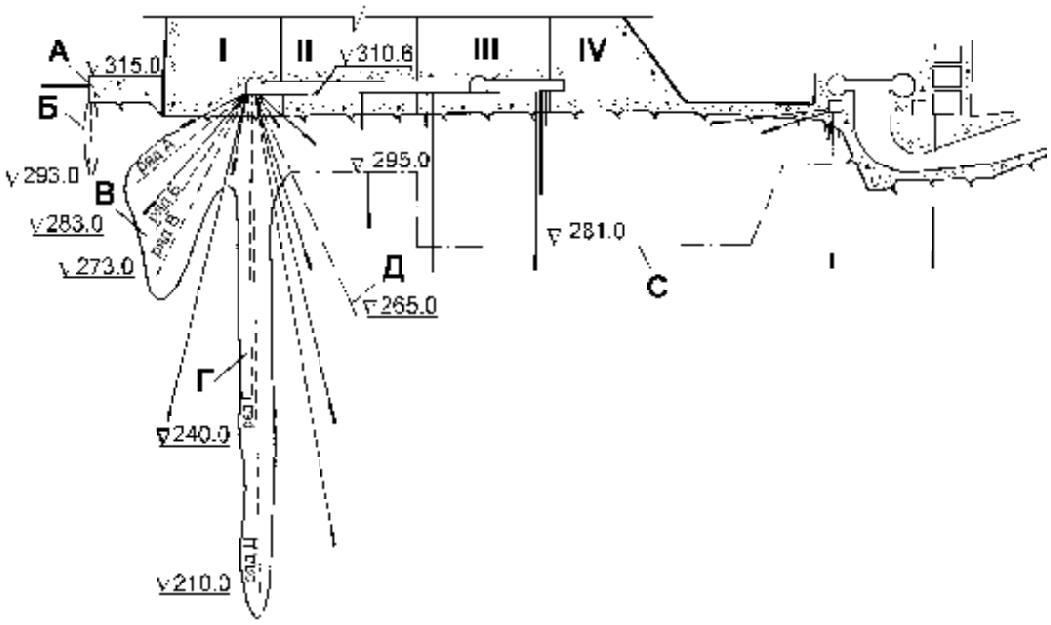


Рис. 2.12 Подземный контур плотины Саяно-Шушенской ГЭС (станционная часть)

А – понур; Б – короткая цементационная завеса; В – сопрягающая цементация; Г – глубокая цементационная завеса; С – контур укрепительной цементации; I-IV – номер столба плотины; | – пьезометр

Русловая цементационная завеса сдвинута от напорной грани в сторону нижнего бьефа на 15÷20 м в зону меньших напряжений с учётом ожидаемого растяжения.

Контрольно-измерительная аппаратура, установленная для наблюдения за работой контактной зоны русловой части основания, размещается на расстоянии от 0,5÷3,8 м и до 27 м от напорной грани в пяти опытных секциях, отличающихся конструктивно (18, 25, 33 секции представляют станционную плотину, а 39 и 45 – водосбросную плотину).

На первом этапе, пока напор на сооружения не достиг 65% от максимального расчётного (220 м), контактный шов был закрыт, хотя нарушения монолитности контакта в период строительства были отмечены под отдельными прискальными блоками [96].

Для оценки НДС плотины к началу первого промежуточного заполнения водохранилища (1978 г.) были определены расчётные напряжения от собственного веса бетона в основании под первыми

столбами плотины, которые составили 0,63 МПа [75]. Кроме того, натурными наблюдениями строительного периода отмечалось наличие дополнительного технологического обжатия напорной грани, распространявшегося и на контактную поверхность, т.е. под напорной гранью плотины, под действием гидростатической нагрузки первоначального периода (первый этап нагружения, период строительства 1978-1982 гг.; его диапазон напора 59-142 м), имели место, в основном, сжимающие напряжения. В этот период нагружения плотина имела неполный штрабленый профиль, что осуществлялось с целью обеспечения пуска агрегатов (рис. 2.13). На рисунке 2.14 представлены характерные сечения профиля плотины: **а)** – для пуска первого агрегата со сменным рабочим колесом, и **б)** – для пуска агрегатов со штатными рабочими колесами.

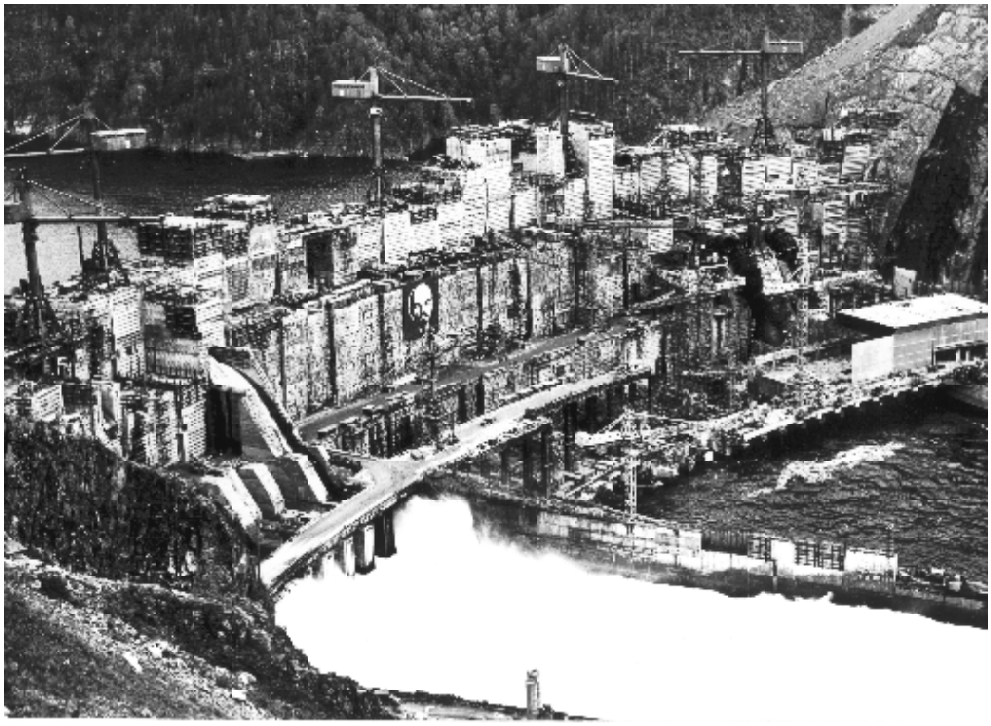


Рис. 2.13 Внешний вид штрабленого профиля плотины Саяно-Шушенской ГЭС

В течение 1978-1983 годов фильтрационные характеристики основания менялись незначительно. Максимальный суммарный фильтрационный расход не превышал 50 л/с.

Существенные изменения напряженно-деформированного состояния прискального бетона и скального основания, повлекшие за собой и соответствующие изменения фильтрационного режима,

произошли в процессе дальнейшего наполнения водохранилища. При этом следует особо акцентировать внимание на процессе раскрытия контакта "скала – бетон" и масштабах этого явления.

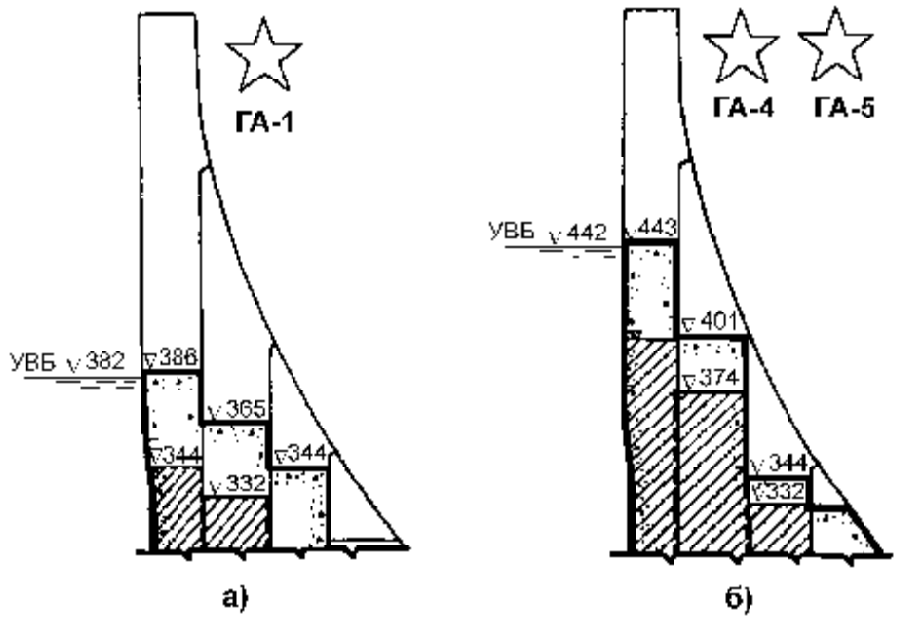


Рис. 2. 14 Характерные сечения штрабленого профиля плотины Саяно-Шушенской ГЭС к пуску агрегатов

а) 1978 г., пуск агрегата 1; б) 1980 г., пуск агрегатов 4, 5

– цементация радиальных швов *– пуск агрегата*

– цементация межстолбчатых швов

Расчёты, выполненные на стадии проектирования плотины Саяно-Шушенской ГЭС, показали, что на контакте с основанием должна была появиться зона двухосного растяжения сравнительно небольших размеров, и только лишь при достижении полной гидростатической нагрузки.

На следующем этапе нагружения (1983-1984 гг.) при напорах 142 и 175 м впервые, и только под секциями 18 и 33, было инструментально зафиксировано раскрытие контакта "скала – бетон", соответственно равное 0,1 и 0,3 мм (рис. 2.15). Доказательством того, что произошло раскрытие шва, являются данные малобазисного тензометра (база 400 мм), установленного на контакте. Деформация в относительных единицах, зафиксированная этим прибором в секции 33, составляет $75 \cdot 10^{-5}$, что на порядок превышает предельную растяжимость бетона $8 \div 10 \cdot 10^{-5}$ и указывает на происшедший разрыв материала. Кроме этого, подтверждением, что произошло нарушение

сплошности контакта, является существенное снижение размаха*) колебаний напряжений консольного направления в бетоне напорной грани вблизи контакта в течение годового цикла (наполнение – сработка водохранилища) – с 2,5÷4 МПа до 0,5÷1 МПа (точка 4 на рис. 2.15б), т.е. изменения консольных напряжений уменьшились в 4-5 раз при уменьшении размаха гидростатической нагрузки в 1,7 раза. Наряду с этим, в выше расположенной измерительной точке 5 напряжения продолжают изменяться пропорционально изменению УВБ.

Учитывая, что на этом этапе произошло лишь начало раскрытия контакта, и только в двух секциях, существенного изменения расхода фильтрации в основании не произошло.

Очередной этап нагружения в период 1985-1990 годов характерен был тем, что при достижении напора на плотину 82% от максимального расчётного в 1985 г. раскрытие контакта "скала – бетон" наступило под всей русловой частью плотины, и величина его на секциях 18, 25, 45 составила 1,6÷2,6 мм.

Примечательно, что показания геодезической контрольно-измерительной аппаратуры (КИА), фиксирующей положение плотины, в момент раскрытия шва имели ярко выраженный скачкообразный характер.

В последующие годы скачкообразный характер показаний КИА также сохранился при превышении гидростатической нагрузки на плотину 80% от максимальной расчётной, что является отличительной особенностью арочно-гравитационной плотины Саяно-Шушенской ГЭС. Описываемые к тому времени перемещения, происходящие на других высоких бетонных плотинах, носили плавный и монотонный характер. Многие специалисты такое поведение сооружений Саяно-Шушенской ГЭС были склонны отнести к ошибкам натурных наблюдений, настолько это явление не соответствовало проектным предположениям.

При достижении напора 97% от максимального расчетного раскрытие контакта "скала – бетон" в 18-й и 45-й секциях составило 5,0 и 8,6 мм, а в секциях 25 и 33 – 1,5 и 0,52 мм соответственно (рис. 2.15а).

На рисунке 2.15а также хорошо видно, что при снижении уровня верхнего бьефа (ВБ) до УМО контактный шов имеет остаточное раскрытие, максимальная величина которого в 1996 г. достигла 3,3 мм. Следует отметить, что на протяжении ряда лет с 1990 г.

) Здесь и далее под размахом понимается разность между экстремумами амплитуд (+, -) относительно оси абсцисс. Использовать в данном случае распространенное понятие, характеризующее процесс колебаний величиной амплитуды или двойной амплитуды, не представляется возможным, так как рассматриваемый процесс, как правило, несимметричный.

по 1996 г. это раскрытие при опорожненном водохранилище нарастало; максимальное приращение за указанный период под секцией 18 составило 1,3 мм.

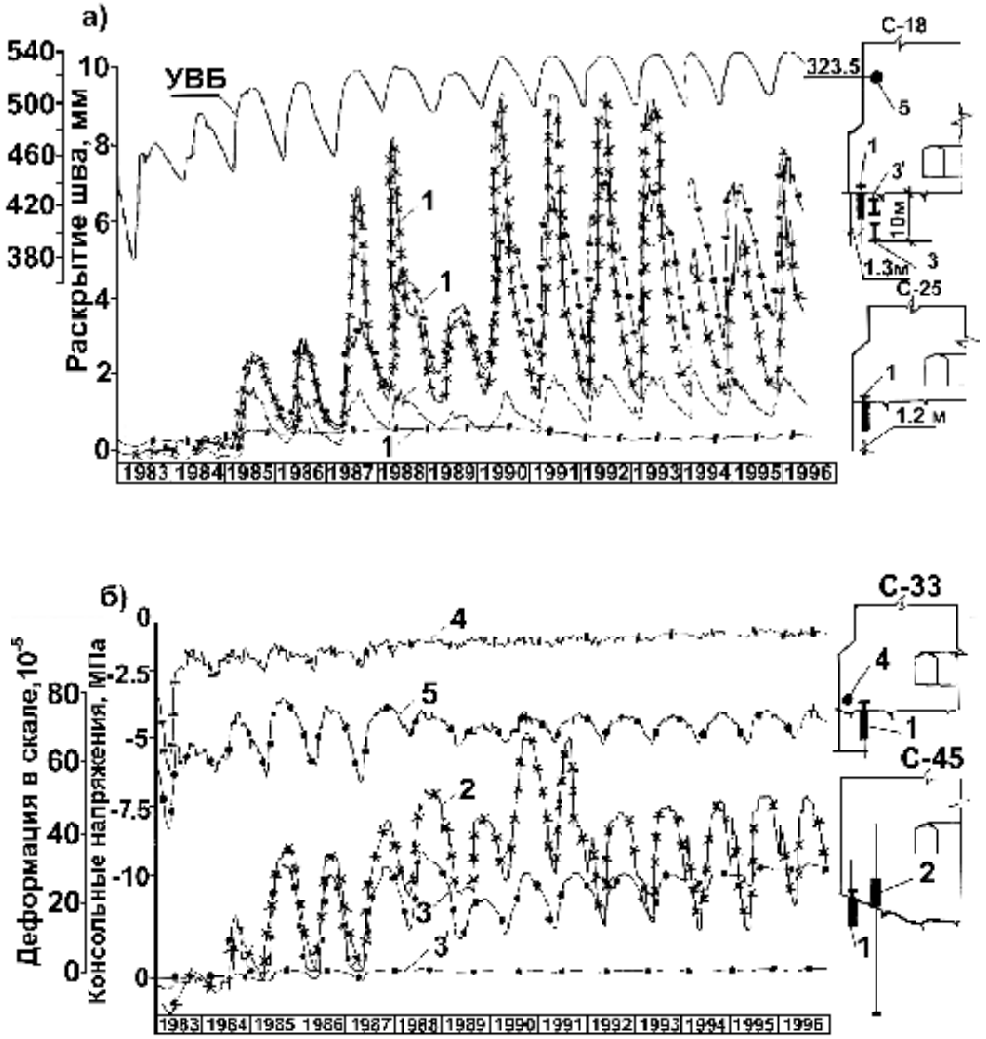


Рис. 2.15 Изменение деформаций и напряжений в приконтактной зоне основания и бетона

1 – раскрытие контактного шва в точках измерения; 2,3 – деформация основания по преобразователям ПЛДС соответственно с базой 2000 и 200 см; 4, 5 – консольные напряжения в тензометрических точках бетона

—x— – *секция 45* —·— – *секция 18*

– – – – – *секция 25* —•— – *секция 33*

На этапе работы гидросооружений под максимальной расчётной нагрузкой, начиная с 1990 г., когда впервые был достигнут НПУ, процесс раскрытия контакта "скала – бетон" ещё не стабилизировался.

Наряду с деформациями собственно контактной зоны "скала – бетон" происходит деформирование толщи основания ниже контакта, величина которой превышает размеры расчетной зоны двухосного растяжения при расчете в предположении о линейно-упругой работе материала.

О деформациях основания русловой плотины Саяно-Шушенской ГЭС ниже контактной зоны можно судить по показаниям приборов, имеющих большую базу и расположенных под верховым клином плотины на глубине до 20 м (прибор с базой 20 м под секцией 45 измеряет суммарные деформации на контакте "скала - бетон" и собственно в скале). С 1984 года в основании русловой плотины по всей контролируемой глубине отмечаются деформации растяжения (рис. 2.15б), существенно нарастающие синхронно с ежегодным увеличением УВБ.

В 1988 г., при нагрузке равной 97% от максимальной расчетной, деформации растяжения непосредственно под подошвой секции 18 составили $34,7 \cdot 10^{-5}$ единиц относительной деформации (е.о.д.), а в секции 45 на глубине 20 м $51,36 \cdot 10^{-5}$ е.о.д.

Приборы с базой 400 мм, установленные на контакте "скала – бетон", с некоторым приближением фиксируют раскрытие контакта, а приборы с большой базой регистрируют деформации основания на соответствующей базе. Поэтому дальше используются термины, характеризующие НДС зоны вблизи контакта как "раскрытие контакта и растягивающие деформации основания".

Дальнейшие исследования с учётом результатов, полученных геофизическими методами, а также по данным наблюдений по дополнительно установленным приборам с большой измерительной базой, показали, что раскрытие контакта "скала – бетон" в проектном режиме наполнения водохранилища распространилось более, чем на 27 м от напорной грани в сторону нижнего бьефа, а разуплотнение основания произошло на глубину, превышающую 60 м от контакта. В частности, при первом наполнении водохранилища до НПУ максимальные раскрытия контактного шва, полученные по показаниям приборов с различной базой измерения, достигли 9,6 и 4,0 мм соответственно на удалении 0,55 и 21,65 м от напорной грани в секциях водосливной части плотины, а деформации основания, зафиксированные длиннобазисным прибором (20000 мм), составили 13,6 мм (рис. 2.15; 2.16).

Указанные выше рассогласования проектных предположений с фактическим состоянием контакта "скала – бетон" плотины Саяно-

но-Шушенской ГЭС поставили эксплуатационную организацию перед необходимостью расширения натурных наблюдений на самой ранней стадии постановки сооружений под напор, в частности, проведения расчётных исследований взаимодействия нижней части плотины с контактной зоной основания. (Впервые явление раскрытия контакта "скала - бетон" было обнаружено под напорной гранью гравитационной плотины Братской ГЭС [55, 98], что послужило началом математического моделирования процессов, происходящих на контакте "скала - бетон").

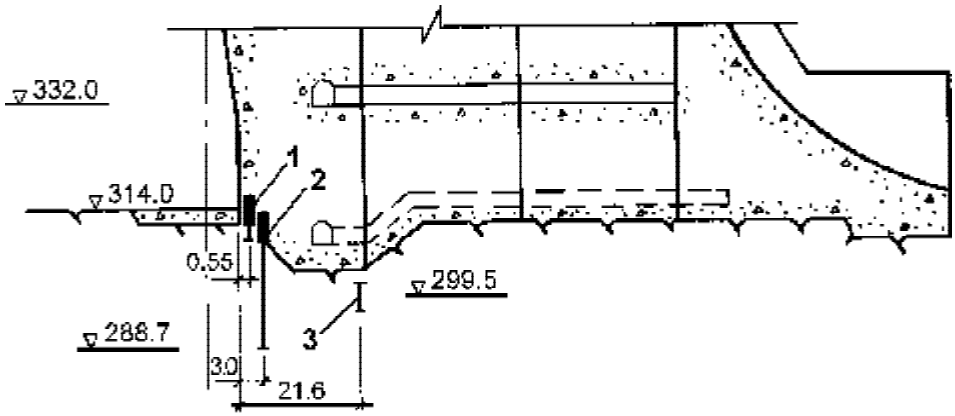


Рис. 2.16 Расположение щелемеров на контакте "скала – бетон" в водосбросных секциях

1 – щелемер (с. 45); 2 – щелемер (база 20000 мм, с. 45); 3 – тензометр (база 2000 мм, с. 39)

Натурные данные об активном раскрытии контактного шва плотины получили подтверждение результатами расчётных исследований [96]. Так, выполненный расчёт фрагмента нижней части плотины Саяно-Шушенской ГЭС методом конечных элементов в условиях плоской задачи с учётом раскрытия контактного шва и фильтрации в контактной зоне основания при НПУ показал, что раскрытие шва у напорной грани должно составить 6 мм, в зоне цементационной завесы от 3 до 5 мм.

Несмотря на известную условность расчётной схемы на плоском фрагменте, полученные расчётные значения и глубина раскрытия контакта достаточно близки к измеренным в натурных условиях.

Это является свидетельством несовершенства расчётных схем прошлого периода, когда проектировщики принимались за создание сложного гидротехнического сооружения – арочно-гравитационной плотины Саяно-Шушенской ГЭС. В тех расчётных схемах ряд факторов, оказавших влияние на современное НДС системы "плотина – основание", не был известен, а влияние других считалось несущес-

твенным. Например, не учитывалась в полной мере возможность трещинообразования, обусловленная высокими величинами растягивающих напряжений в системе “плотина – основание”. Одновременно с этим, и позднее – уже на стадии строительства – с помощью имеющихся расчётных схем нельзя было оценить также и влияние фактической последовательности возведения и нагружения плотины. Подробнее отклонения фактической последовательности возведения плотины от проектной будут рассмотрены ниже, в 2.2.2. Здесь же следует отметить, что фактическая последовательность возведения существенно отличалась от проектной, это обусловило более раннее, чем прогнозировалось расчетами, появление растяжения, а следовательно, и трещин по контакту плотины с основанием. Бетонирование четвертого (низового) столба было выполнено с опозданием, длительное время напор воспринимался более тонкой недостроенной по профилю плотиной. Четвертый столб включился в работу лишь в начале 1983 г., когда плотина была уже возведена на высоту почти 200 м и воспринимала напор 140 м.

Отставание бетонирования IV столбов, негативно повлиявшее на НДС контакта плотины с основанием со стороны ВБ, благоприятно сказалось на работе контактной зоны с низовой стороны: максимальные консольные напряжения в плотине несколько уменьшились и их местоположение сместилось с низовой грани на границу третьего и четвертого столбов плотины.

Произведённые впоследствии расчёты на современном уровне с использованием натурных данных завершающего периода нагружения плотины показали, что раскрытие контакта “скала – бетон” должно происходить и в береговых её примыканиях под первыми столбами, и проникать на расстояние от 5 до 15,5 м от напорной грани. По расчёту это раскрытие контакта в берегах должно прекратиться на отметках, соответствующих высоте 160÷170 м, считая от подошвы русловой части плотины.

Вероятность такого процесса проектной организацией ранее не предполагалась, поэтому установка приборов контроля раскрытия контакта в береговых примыканиях не предусмотрена проектом, и фактическое раскрытие здесь неизвестно. Эксплуатационной организации предстоит оснастить береговые примыкания соответствующей КИА.

Таким образом, деформированное состояние контактной зоны скального основания плотины Саяно-Шушенской ГЭС характеризуется:

– раскрытием контакта со стороны верхнего бьефа;

– наличием остаточного раскрытия контакта при снижении уровня водохранилища до отметки мертвого объёма, отм. 500 м;

– неодинаковыми раскрытиями контакта "скала – бетон" в равноудаленных от напорной грани измерительных точках различных секций;

– отмеченной зависимостью характера изменения деформаций и раскрытий контакта "скала – бетон" от интенсивности изменения уровня верхнего бьефа (рис. 2.17);

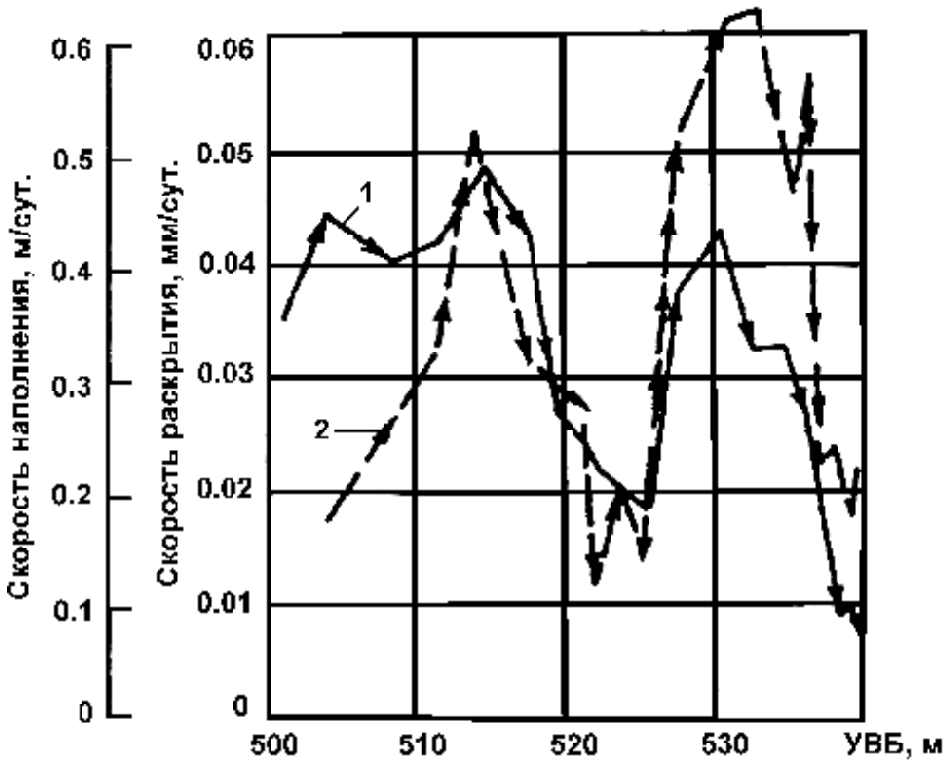


Рис. 2.17 Изменение скорости наполнения водохранилища Саяно-Шушенской ГЭС в 1990 г. и раскрытия контакта "скала – бетон" под секцией 18

1 – скорость изменения УВБ, 2 – скорость изменения раскрытия шва

– скачкообразным изменением деформаций в периоды активного раскрытия (закрытия) трещин при плавном изменении уровня верхнего бьефа.

Таким образом, синхронно с режимом наполнения и сработки водохранилища происходит раскрытие и закрытие заполненных и незаполненных цементным раствором трещин и контакта "скала – бетон", а также образование новых трещин в массиве, т.е. часть массива под плотиной находится в непрерывном динамическом процессе адаптации, начиная от этапа эксплуатации её при частичном напоре и в достаточный уже по продолжительности период проектного режима нагрузки.

Это стало следствием того, что при проектной нагрузке на плотину протяженность возникшей на начальных этапах её эксплуатации зоны двухосного растяжения существенно превысила проектную, достигнув под русловой плотиной 1/4 части ширины основания. Следствием больших по масштабности процессов разуплотнения основания явилось и отличающееся от проектных предположений развитие в нем фильтрационных процессов.

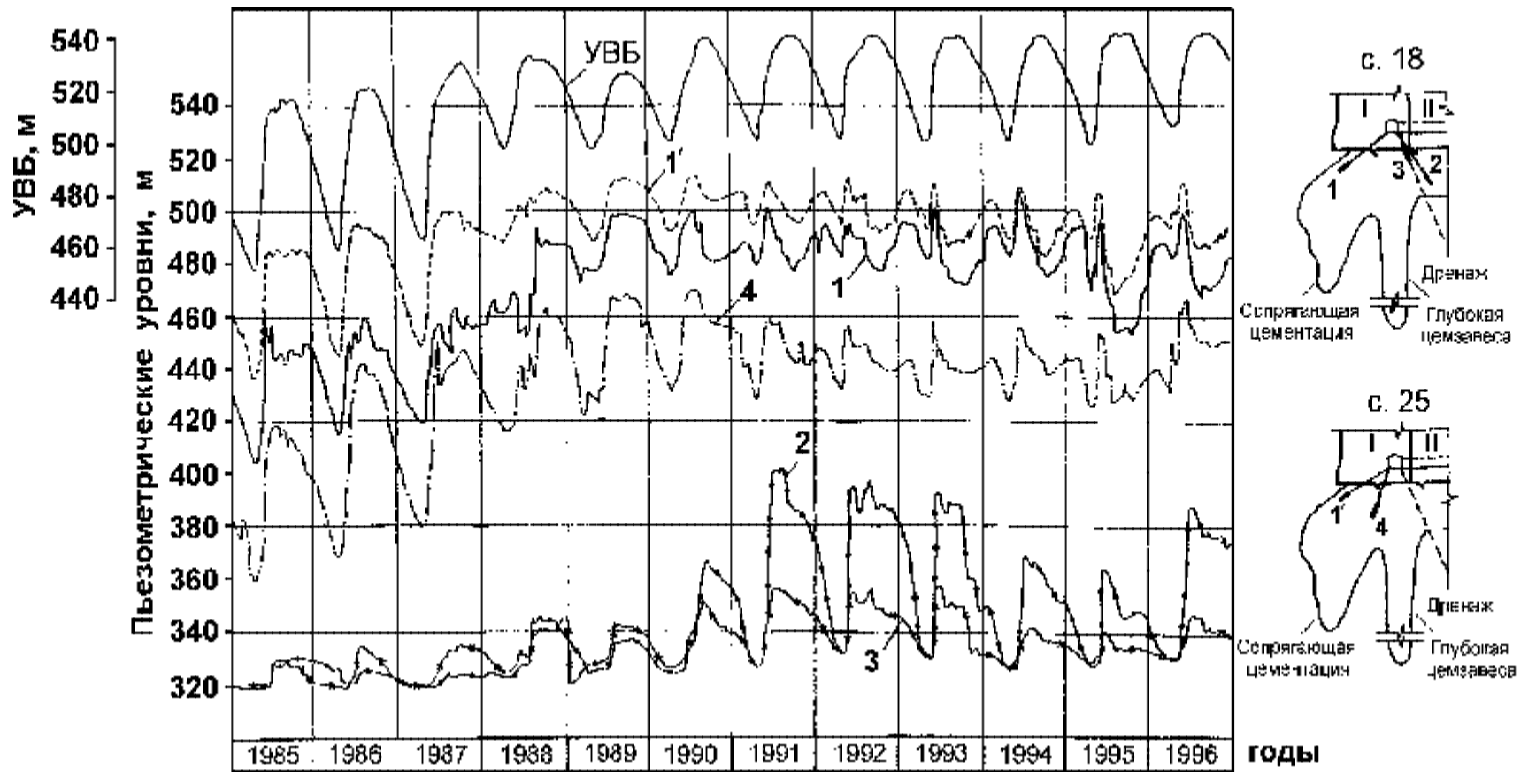
Контроль за фильтрационным режимом в основании плотины Саяно-Шушенской ГЭС ведётся посредством инструментальных наблюдений по шести поперечным и одному продольному (за линией дренажа) пьезометрическим створам в русловой части плотины (рис. 2.12) и по пяти пьезометрическим створам в берегах.

Регулярными наблюдениями охвачены пьезометры, выполненные под русловой частью плотины и в береговых примыканиях. Измерения фильтрационных расходов производятся по всем дренажным скважинам в основании и берегах, пробуренных за цементационной завесой с шагом от 1,5 до 3 м.

По проекту эксплуатация дренажной системы предусматривалась в режиме самотечного отвода, в которой устья скважин были объединены единым коллектором, с выводом его на незатопляемые отметки, а цементационная галерея должна была быть затоплена. В этом случае уровни воды в скважинах осреднялись бы. Эксплуатационная организация с таким режимом согласиться не могла и предложила постоянную откачку фильтрационного потока из цементационной галереи плотины. Это, во-первых, позволяет дифференцированно измерять расход фильтрации, что особенно важно знать в период адаптации плотины. Во-вторых, визуальный осмотр в этот же период нижней галереи плотины не имеет альтернативы. И, наконец, в-третьих, режим с откачкой дренажной системы обеспечивает большую её эффективность: по результатам моделирования сила давления фильтрационного потока на подошву плотины в этих условиях на 40÷50% меньше проектных и нормативных значений [75].

Заметные изменения фильтрационного режима впервые произошли в 1985 г. при наполнении водохранилища до отм. 490 м и достижении напора 82% от максимального расчётного. Расходы фильтрации в основании возросли с 50 до 100 л/с вследствие показанных выше структурных изменений в скальном массиве под подошвой плотины с напорной стороны под влиянием растяжения [71].

При росте УВБ одновременно с раскрытием шва на контакте произошло синхронное с ним резкое падение пьезометрических уровней в пьезометрах, расположенных на разных глубинах с верховой стороны цемзавесы, а также внутри цементационной завесы, с



Рис

1, 2, 3, 4 – ***2.18***

дренаж

Изменение

пьезометры

пьезометрических

в
контактной

одновременным увеличением напора с низовой стороны завесы (рис. 2.18) [96].

Впервые подобная реакция пьезометров на увеличение гидростатической нагрузки была отмечена в приконтактной зоне на глубине до 10 м от контакта в секциях 18, 25, 45. Например, раскрытие контактного шва сопровождалось одновременным сбросом пьезометрических уровней в верховых пьезометрах 1, ближайших к контакту "скала – бетон", и увеличением уровней в пьезометрах за цемзавесой: в пьезометрах № 2-3 секции 18. При наполнениях водохранилища в последующие годы описанные выше изменения пьезометрических уровней стали повторяться практически во всех пьезометрических створах русловой части основания в пределах 18-45 секций.

Такая реакция пьезометров у верховой границы приконтактной зоны в сочетании с данными о раскрытии контакта "скала – бетон", позволяет считать, что в 1985 г. при возрастании гидростатической нагрузки до уровня, соответствующего напору около 82% от максимального расчётного, повысилась фильтрационная проницаемость основания через цементационную завесу.

Предполагается, что с 1985 г. под секцией 25 распространение разуплотнения произошло по всей ширине приконтактной зоны основания в пределах цементационной завесы, поскольку в течение многих лет внутри завесы под этой секцией по данным пьезометра 4 наблюдались высокие значения и активные изменения пьезометрических уровней (рис. 2.18).

Подобные изменения пьезометрических уровней перед цементационной завесой произошли и в более глубоких слоях основания. В 1985 году у нижней границы сопрягающей цементации на глубине около 30 м в верховом пьезометре под секцией 33 произошёл сброс пьезометрических уровней. В дальнейшем такие изменения в показаниях пьезометров стали регулярными и охватили участок от 18-й до 33-й секции.

Наблюдаемая реакция в пьезометрах, совпадающая по времени со скачкообразным раскрытием контактного шва, свидетельствует о структурных изменениях в основании, выражающихся в его разуплотнении и повышении фильтрационной проницаемости. Такие изменения возникли при достижении достаточно высокого уровня фильтрационного напора, соответствующего гидростатической нагрузке на плотину, начиная с 82% от максимальной расчётной, что соответствует УВБ – около 490 м (НПУ – 540 м).

Зона разуплотнения пересекла цементационную завесу на большую глубину и во многих местах достигла линии дренажа, в результате чего фильтрационный расход через основание русловой плотины при НПУ составил более 500 л/с вместо ожидаемого по

проекту 100÷150 л/с. Распределен он крайне неравномерно по длине плотины, что связано с естественной неоднородностью скального основания, которую достаточно сложно устранить и с помощью площадной цементации. Наиболее фильтрующим является основание под водосбросной плотиной (секции 37-46), которое характеризуется широко развитой пологонаклонной и диагональной трещиноватостью с раскрытием трещин до 5 мм.

Под секциями станционной плотины большие фильтрационные расходы обусловлены наличием крупных тектонических трещин.

Максимальный измеренный расход, приходящийся на одну секцию, под водосбросной плотиной составил 92 л/с, под станционной плотиной 35 л/с.

Суммарный фильтрационный расход в основании, измеренный через дренаж и фильтрующие цементационные скважины, показан в таблице 5.

Из таблицы видно, что с начала эксплуатации плотины в проектном режиме происходит рост фильтрационных расходов в основании, главным образом, за счёт их увеличения под водосбросной плотиной.

Фильтрационные расходы в основании правобережной части плотины увеличились в меньшей степени, а в основании левобережной – в течение нескольких лет практически не меняются.

С целью уменьшения фильтрации через контактную зону основания в феврале – июне 1992 года производилась цементация разуплотнённой части на глубину 40 м в секциях 33÷36 и 41÷46. По данным бурения и нагнетания цемраствора установлено, что наиболее проницаемой является зона основания на глубине до 10 м от контакта "скала – бетон". Дальнейшие наблюдения показали, что предпринятые традиционные меры путём применения цементных растворов для уменьшения проницаемости этой зоны оказались неэффективными. Скорость твердения инъектируемого материала значительно меньше, чем скорость вымывания его по трещинам. Была произведена попытка устранить естественную неоднородность геологического строения основания путём площадной цементации, чтобы снизить коэффициент фильтрации и улучшить деформативные характеристики основания. Материалы наблюдений за фильтрационными расходами после проведения цементационных мероприятий свидетельствуют о том, что они не привели к ожидаемой в этом районе плотности основания, по той же причине – появлению больших градиентов фильтрационного потока.

Неудавшаяся попытка уменьшения фильтрационных расходов с использованием традиционных методов цементации поставила задачу поиска и последующего применения нетрадиционных материалов и соответствующих технологий.

Таблица 5. Суммарный расход фильтрации в основании и берегах

Наименование части плотины	Год замера	Фильтрационный расход, л/с	
		при опорожненном водохранилище	при наполненном водохранилище
Станционная	1990	-/17	-/134
	1991	-/29	-/163
	1992	46/29*	242/203
	1993	46/36	265/204
	1994	46/38	225/166
	1995	54/42	240/170
	1996	50/33	249/149
Водосливная	1990	-/8	-/46
	1991	-/8	-/66
	1992	27/8	155/77
	1993	26/15	176/131**
	1994	26/21**	178/133
	1995	47/27	201/125
	1996	48/21	221/98
Левобережная	1990	16	41
	1991	13	46
	1992	15	59**
	1993	13	53
	1994	13	49
	1995	12	42
	1996	12	43
Правобережная	1990	4	20
	1991	5	20
	1992	5	20
	1993	4	23
	1994	10**	30
	1995	10	36
	1996	9	35
Суммарный расход	1990	-/46	-/241
	1991	-/56	-/295
	1992	94/58	475/358
	1993	90/69	517/411
	1994	96/82	482/378***
	1995	124/91	518/373***
	1996	119/76***	549/324***

****) Числитель – суммарный расход через дренажные и фильтрующие цементационные скважины, знаменатель - суммарный расход только через дренажные скважины.***

*****) Изменение расхода вызвано бурением новых дренажных скважин и ликвидацией излива из цемскважин.***

******) Изменение расхода вызвано более низким УВБ в 1994 г., ликвидацией излива из цемскважин, а также закрытием части дренажа при цементационных работах.***

В процессе опытных работ по укреплению основания, выполненных в 1998 г. в трёх секциях плотины – 40, 41, 42 путём инъекции полимерных материалов (впервые в мире), наметились обнадеживающие результаты. Во-первых, имело место хорошее и адресное поглощение материала в зоне инъектирования уже при напоре, действующем на плотину, около 90% от расчётного (при 80% напора разуплотнение основания было ещё недостаточным для проницаемости раствора). Во-вторых, инъектирование происходило при достаточно низком статическом давлении нагнетаемого раствора в устье скважин – около 18 МПа, что практически не повлияло на ухудшение НДС системы "плотина – основание". В-третьих, выбуренные керны (рис. 2.18а) показали хорошую заполняемость трещин и адгезию полимера с материалом основания. И, наконец, в четвертых,

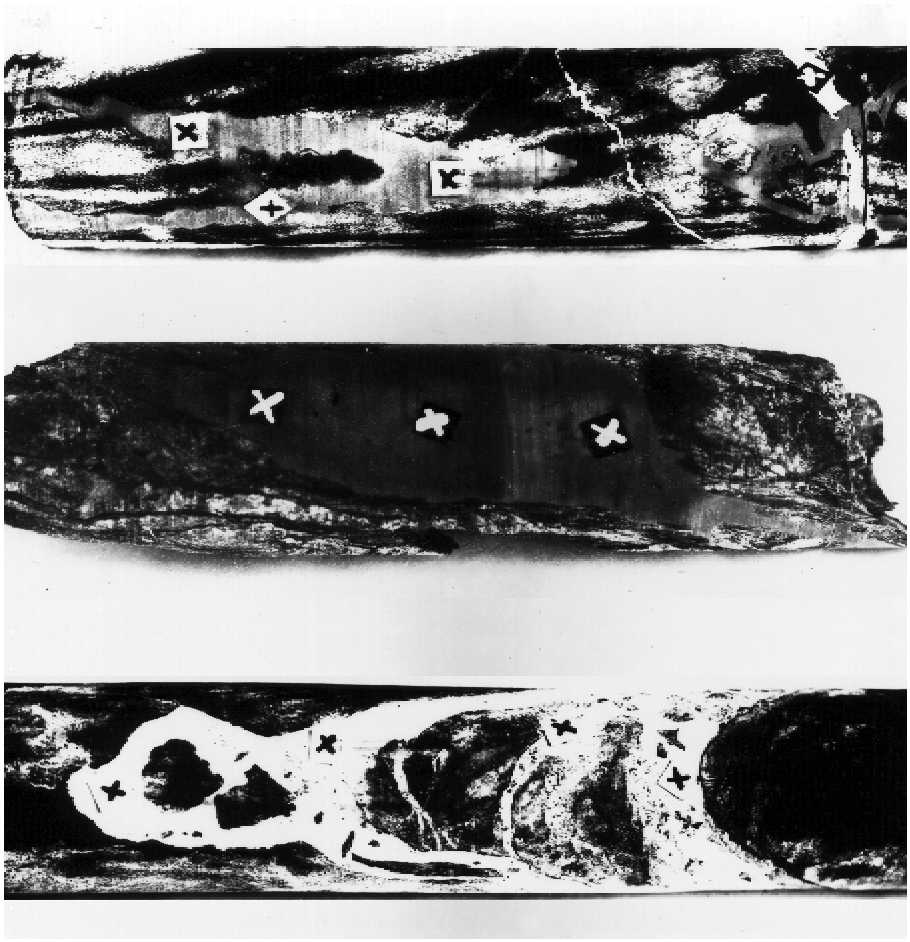


Рис. 2.18а Керны, выбуренные из заинъектированной наиболее разрушенной зоны основания на глубине от контакта от 5 до 10 м

x *– обозначен полимерный материал, заполнивший трещины; на средней фотографии полимер темный в результате добавки к нему сажи*

в основании указанных трёх секций после инъекции фильтрационные расходы существенно снизились и составили, в среднем, при одинаковом УВБ около 20% от измеренных в предыдущие годы (л/с):

№ секции	До инъекции			После инъекции	
	1995г.	1996г.	1997г.	1998г.	Снижение фильтрации относительно наиболее благоприятного 1997г., %
39	13,8	12,8	21,0	13,9	66
40	6,5	15,1	5,0	1,9	38
41	33,6	28,1	19,3	0,4	2
42	8,7	4,0	2,3	0,6	26
43	26,6	7,1	5,5	1,5	27
Среднее значение	17,84	13,42	10,62	3,66	35

Сопоставление фильтрационных расходов за указанные годы произведено при УВБ около 535 м, поскольку в 1998 году водохранилище не было заполнено до НПУ.

Пьезометрические уровни в контактных пьезометрах почти не изменились и в ряде случаев несколько снизились; измерение уровней было произведено в тех же условиях, что и по фильтрационным расходам:

№ секции	Пьезометрические уровни, м				Снижение, повышение относительно 1997г.,%
	1995г.	1996г.	1997г.	1998г.	
39	308,6	309,2	308,7	332,9	107,8
40	311,6	313,0	310,5	309,1	99,5
41	312,9	316,0	330,9	310,1	93,7
42	314,1	311,3	309,1	308,8	99,9
43	354,4	455,4	395,1	325,3	82,3

Таким образом, опытные работы по укреплению основания позволили доказать, что их можно успешно выполнять из нижней потерны плотины. Некоторые специалисты прочили неудачу подобному способу, отдавая предпочтение способу кольматации. Кроме того, ими предполагалось, что нельзя будет получить ощутимого результата и потому, что фильтрационный расход перераспределится и усилится в смежных секциях 39, 43, но и этого не произошло.

Существуют и альтернативные соображения подавления или снижения размеров фильтрации путём кольматации ложа водохранилища перед плотиной. Однако подвод суглинистого материала с поверхности воды на глубину более 200 м с необходимой точностью, а также расчистка дна водохранилища от топляка и мусора представляются, с точки зрения организации работ, непростой проблемой. Отсутствие вблизи гидроузла суглинистых карьеров ещё более осложняет задачу. Преодоление организационных и технических сложностей, связанных с подвозом материала издалека, с передачей его с берега на воду и с созданием плавучих устройств по точному сбросу суглинка на большую глубину, может потребовать больших финансовых средств, несопоставимых со схемой инъекции материалов в основание из цементационной галереи плотины. Какой из способов предстоит избрать, покажут дальнейшие исследования проблемы, но в том, что решать задачу эксплуатационникам придётся, сомнений нет.

Таким образом, качественно новое по сравнению с проектным напряженно-деформированное состояние основания арочно-гравитационной плотины Саяно-Шушенской ГЭС под действием проектной нагрузки привело:

– к снижению эффективности работы верхней части глубокой цементационной завесы, и в большей степени – под водосбросной плотиной;

– к появлению признаков нарушения сплошности глубокой цементационной завесы и в средней её части (рост противодавления с низовой стороны);

– к увеличению противодавления на контактную плоскость под отдельными секциями русловой части плотины до величин, превышающих нормативное значение (20%).

Одновременно с этим, нельзя не остановить внимание на том, что НДС основания претерпит изменения в иных условиях воздействия нагрузки на плотину. Таким случаем, например, будет нагрузочный режим при форсированном подпорном уровне верхнего бьефа, который возникнет независимо от намерений эксплуатирующей организации в случае экстремальной приточности воды в водохранилище, составляющей 0,1% обеспеченности и менее. То, что при возникновении режима пропуска такого паводка создадутся исключительно неблагоприятные условия для НДС системы “плотина – основание”, сомнений не вызывает. Кроме того, разного рода ремонтные мероприятия, например, по инъекции растворов в растянутую зону напорной грани плотины или в основание для подавления фильтрации, будут вносить заметные изменения (о чём дальше) в НДС системы “плотина – основание”.

Совокупность всех вопросов, связанных со сложными процессами в основании плотины Саяно-Шушенской ГЭС, и следовательно, с непростым характером обеспечения содержания ГТС в нормальном состоянии, поставила перед службой эксплуатации задачи по организации всесторонних расчётных исследований системы “плотина – основание – вмещающий горный массив” на уровне ряда специализированных научно-исследовательских организаций, которые совместно со службой эксплуатации, используя натурные исследования, позволили бы создать современную математическую модель, охватывающую все геомеханические процессы этой сложной системы. Модель должна обладать возможностью оперативно учитывать текущие факторы воздействия на НДС системы (ремонт, гидрология, сейсм и др.), что позволит прогнозировать состояние системы “плотина – основание”, в том числе процесс стабилизации. Конечной целью этих исследований должно быть получение материалов для разработки решений по всемерному уменьшению негативных процессов в контактной зоне основания, и особенно с напорной стороны.

2.2.2 Тело плотины

2.2.2.1 Основные технические характеристики и выбор типа плотин

На Красноярской ГЭС гравитационный тип плотины был выбран по причинам, показанным выше, продиктованным требованиями её надёжности в условиях широкого каньона многоводной реки, сурового климата и сейсмичности, с учетом места расположения створа выше достаточно развитого промышленного и густонаселённого района.

Плотина – бетонная, треугольного профиля, столбчатой разрезки (рис. 1.2). В массивной части плотины бетон армирован только вокруг галерей, шахт, водосбросов, а также армированы водосливная грань, носок, быки и водоприёмники турбин.

Плотина состоит из водосбросной части длиной 225 м, станционной – 360 м и глухих – левобережной, русловой и правобережной частей – 487,5.

Максимальная высота плотины достигает 128 м в русловой части.

Ширина подошвы станционной и правобережной глухой части плотины увеличена из-за более слабых в их основании горных пород. Поэтому здесь размер I столба в плане составляет 15х14,8 м. Все остальные столбы плотины имеют размер 15х11,5 м.

На станционной плотине для увеличения её устойчивости выполнен скос с уклоном 1:0,25 в сторону ВБ в нижней части напорной грани в пределах 30 м от подошвы.

Отметка гребня плотины превышает НПУ на 5 м и форсированный подпорный уровень водохранилища (ФПУ) на 3 м. Призма сработки 18 м.

В основании плотины для снижения противодавления выполнены разгрузочные полости.

При воздействии максимальной расчётной нагрузки обязательным условием было получение на контакте "скала – бетон" сжимающих напряжений. Возможность передачи на бетон растягивающих напряжений проектными предположениями из рассмотрения исключалась.

Арочно-гравитационная плотина Саяно-Шушенской ГЭС стоит в ряду уникальных сооружений. Кроме нее, в мире нет арочных плотин, возведенных в суровых условиях, подобных Сибири, на столь многоводной реке, как Енисей, и таких геометрических размеров (протяженность по гребню 1066 м, высотой 245 м). Природные характеристики района её строительства близки с теми, в которых строились Братская, Красноярская и Усть-Илимская плотины.

Проектом рассматривались четыре варианта конструкции плотины: гравитационная, арочно-гравитационная, арочная и каменно-набросная. Кроме того, на стадии технического проекта рассматривался вариант арочно-контрфорсной плотины.

В результате сопоставления вариантов была принята арочно-гравитационная конструкция, которая, как представлялось по тем временам, более других отвечала топографическим и инженерно-геологическим условиям створа, позволяла полнее, чем гравитационная, использовать свойства бетона и передать часть воспринимаемой нагрузки на берега.

В процессе выбора типа плотины геодинамические и социально-экономические условия района строительства Саяно-Шушенской ГЭС в необходимой мере не учитывались.

Расчётные схемы конструкций арочных плотин совершенствовались в связи с общим прогрессом науки и техники, по мере накопления опыта строительства, эксплуатации и результатов натурных наблюдений. Научное обоснование создания арочно-гравитационной плотины не поспевало за инженерной практикой строительства. Опыт сооружения за сравнительно короткое время – 10-15 лет – высоких гравитационных плотин (100-125 м) Братской, Красноярской и Усть-Илимской ГЭС был расценен, как полная готовность к возведению принципиально иной конструкции плотины, к тому же вдвое превышающей высоты.

Плотина состоит из четырёх частей: водосбросной, станционной и двух береговых.

В теле плотины на расстоянии 10-18 м от напорной грани выполнен дренаж (рис. 2.19).

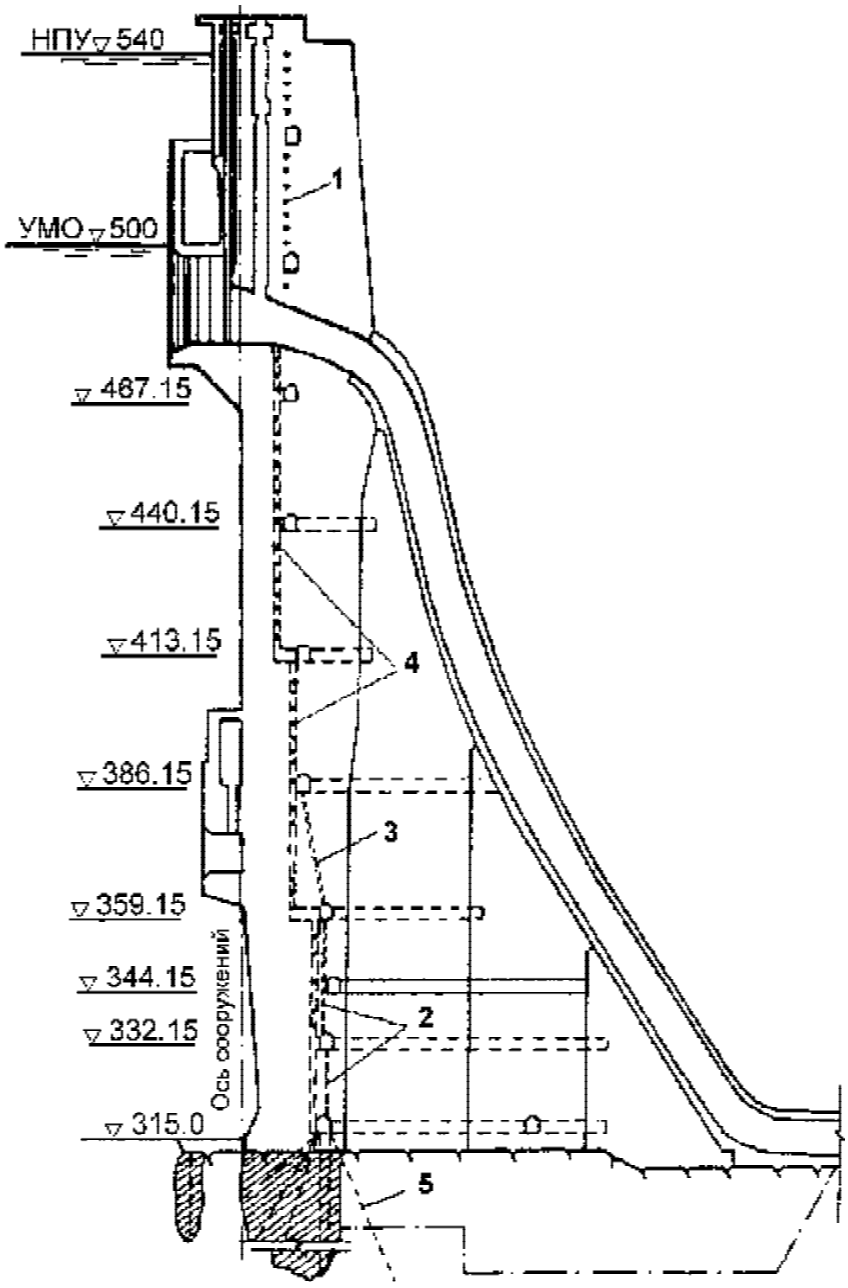


Рис. 2.19 Дренаж тела плотины

1 – канавки горизонтального дренажа; 2 – вертикальный дренаж; 3 – скважинный дренаж; 4 – смотровая шахта; 5 – скважины глубокого дренажа

Перед станционной плотиной на бетонный понур отсыпан суглинистый понур длиной 25 м (рис. 2.20, 2.21).

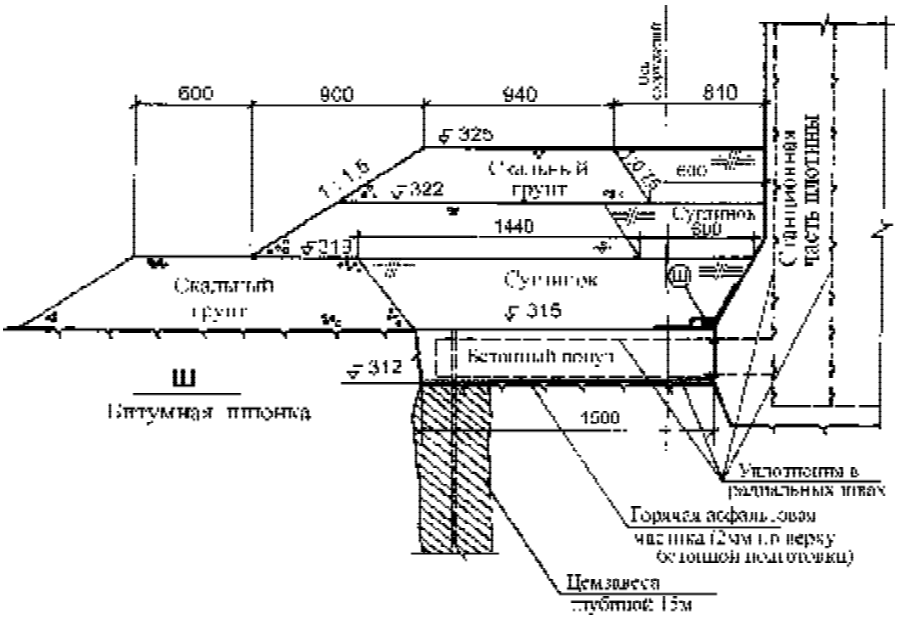


Рис. 2.20 Разрез по понуру станционной части плотины (размеры в см)

Разрез по узлу Ш показан на рис. 2.34а



Рис. 2.21 Внешний вид работ по производству понура перед станционной частью плотины

А – отсыпка суглинка; Б – опытные участки гидроизоляции напорной грани

В плотине имеются продольные и поперечные галереи по всей высоте через 27 м, предназначенные для омоноличивания швов, установки контрольно-измерительной аппаратуры, а также осмотра состояния массива бетона, контроля состояния противофильтрационных устройств межсекционных швов, сбора дренажных вод и измерения фильтрационных расходов.

Гребень плотины превышает НПУ на 7 м и ФПУ на 2,5 м. Призма сработки 40 м.

Плотина имеет столбчатую разрезку с размерами первого столба в плане 15,8х27 м (рис. 2.22). По длине плотина разрезана на 67 секций температурно-деформационными швами с устройством с напорной стороны 2-х рядов латунных противофильтрационных шпонок V-образной формы.

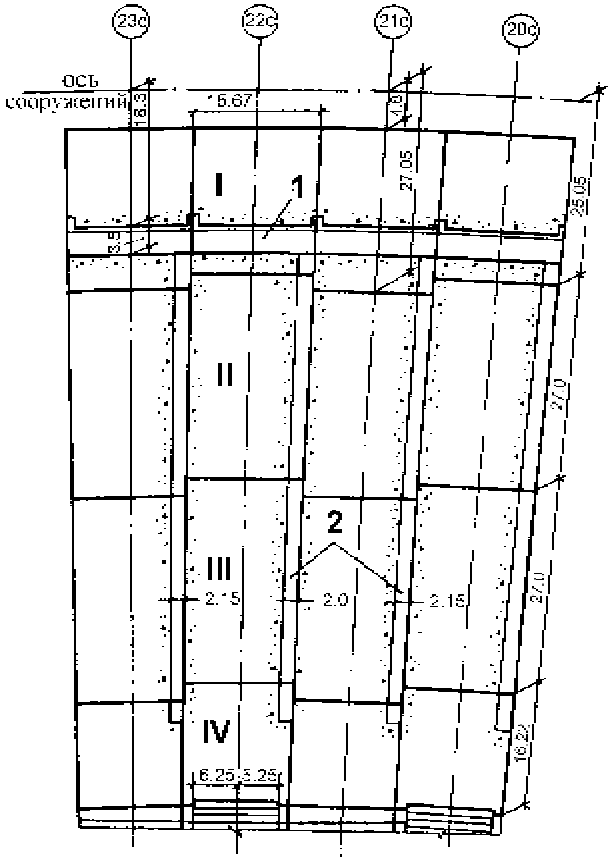


Рис. 2.22 Фрагмент плана станционной плотины на отм. 332 м

I - IV – столбы плотины; 1 – продольная галерея; 2 – поперечные галереи

С целью омоноличивания плотины выполнена первичная цементация радиальных и межстолбчатых швов. Проведение вто-

ричной цементации предусмотрено в одной трети межсекционных швов, расположенных в зонах, где может произойти повторное их раскрытие в процессе эксплуатации. По проектным предположениям, такое раскрытие может произойти в прискальной зоне, у наружных граней и на гребне плотины [75].

2.2.2.2 Вопросы технологии строительства

На Красноярской ГЭС полный учёт природных условий при возведении бетонной плотины привёл к ожидаемому результату, в отличие от строительства Братской плотины, где проект производства бетонных работ не был в полной мере разработан применительно к особенностям конструкции плотины с большими расширенными швами, и где охлаждение бетонной кладки с помощью труб-змеевиков производилось для обеспечения омоноличивания швов, а не как мера, направленная против трещинообразования.

На Братской плотине 57% объёма бетона было уложено без выполнения каких-либо мероприятий по регулированию температуры [98]. Укладка блоков не имела регулярного характера – допускались как высокие темпы, так и длительные перерывы в бетонировании блоков, соседних по высоте и в плане. Эти, а также другие причины, показанные в 2.1, привели на этой плотине к массовому трещинообразованию бетона. Количество трещин здесь было втрое больше, чем на плотине Красноярской ГЭС.

Строители Красноярской плотины учли негативный опыт Братскгэсстроя.

При разработке технологических правил (ТП) для производства работ по укладке бетона в плотину Красноярской ГЭС проектная и научно-исследовательская организация использовали практически все требования ТП, применяемых за рубежом. Они содержали обширный комплекс технологических мероприятий, направленных на создание условий, повышающих трещиностойкость бетонной кладки при соблюдении следующего температурного режима:

– максимальная температура разогрева бетонной кладки в прискальной зоне (два метра от основания) допускалась не более 28^0С;

– в бетонной кладке выше прискальной зоны предельная температура разогрева допускалась только до 28^0С, $+3^0$С на каждый метр высоты слоя над прискальной зоной, но не выше $+40^0$С;

– до омоноличивания швов не допускалось остывание бетона в прискальной зоне ниже 0^0С;

– разность температуры в центре и на поверхности блока не должна была превышать 23^0С (при марке бетона 200);

– разность между температурой бетона и температурой охлаждающей воды не должна была превышать 20^0С;

– при перерывах в укладке бетона одного и того же столба более 30 суток возобновление бетонирования должно было осуществляться как в прискальной зоне;

– при бетонировании смежных столбов одной и той же секции температура бетона в отстающем столбе не должна была превышать более чем на 15^0С температуру опережающего столба;

– омоноличивание строительных швов путём их цементации разрешалось при среднеобъёмной температуре бетона не выше $+5^0$С в пределах высоты до 20 м от скального основания и не выше $+8^0$С при высоте более 20 м.

Наиболее сложная задача состояла в ограничении температуры максимального разогрева бетона. В жаркие периоды года начальная температура бетонной смеси понижалась путём искусственного охлаждения воды затворения до $+0,5$ $+1,0^0$С, а также контактного охлаждения крупных заполнителей холодной водой на одном заводе (непрерывного действия) и присадкой дробленого заготовляемого зимой льда на другом заводе (периодического действия). Такая установка была смонтирована и введена в работу в 1965 г. Дозировка льда составляла 50-70 кг на 1 м^3 бетонной смеси, что позволяло снизить её температуру на $7\text{-}9^0$С [1].

Одним из мероприятий регулирования режима бетонной кладки являлась разработка технологии выпуска специального гидротехнического среднетермичного цемента силами ВНИИГа (Ц. Г. Гинзбург), Сибфилиала ВНИИГа, ЛИИЖТа, СибВНИИЦемента, Красноярскгэсстроя (Е. Е. Лискун), Ленгидропроекта и Красноярского цементного завода. За стройкой был закреплён Красноярский цементный завод в качестве единственного поставщика цемента для плотины Красноярской ГЭС. На нем была выделена и перепрофилирована одна технологическая линия, с которой по специальным техническим условиям (спец. ТУ) приготовлялся цемент. Такого цемента поступило на стройку 81% от общего объёма. Инициаторами этих мероприятий были строители Красноярской плотины.

По спец. ТУ шлакопортландцемент приготовлялся на том же клинкере, что и портландцемент, с ограничением в клинкере наиболее теплотворных минералов C_3S C_3A. В таблице 6 приведён минералогический состав клинкера цементов, изготовленных по спец. ТУ за период строительства плотины Красноярской ГЭС 1964-1969 гг. (макс. и мин. крайние значения величин получены из большой выборки).

Таблица 6

Наименование компонентов	Содержание компонентов, %					
	Шлакопортландцемент			Портландцемент		
	Макс.	Миним.	Среднее	Макс.	Миним.	Среднее
C_3S	52,0	38,5	47,9	51,0	43,0	46,8
C_2S	30,0	17,0	25,0	30,0	17,0	25,8
C_3A	7,9	5,4	6,3	11,7	5,0	6,3
C_4AF	18,7	15,0	16,8	19.0	9.9	16,9
Щёлочи (в расчёте на Na_2O)	1,0	0,4	0,58	0,80	0,32	0,58
Шлак в шлакопортландцементе	-	-	-	45,0	30,0	39,0

В обычных портландцементах по ГОСТ тепловыделение одного кг составляет 105 ÷135 ккал. В цементах, приготовленных по спец. ТУ для плотины Красноярской ГЭС, тепловыделение составило:

для шлакопортландцемента 79,0 ккал
для портландцемента 94,5 ккал

Поставка цемента по спец. ТУ производилась, начиная с 1964 г. В таблице 7 показаны объёмы укладки бетона в плотину Красноярской ГЭС по годам. Из неё видно, что 88% бетона было приготовлено сравнительно на низкотермичных цементах, что позволяло снижать температуру бетона в ядре блока до 15^0C [1]. Однако это не всегда удавалось, поскольку цемент поступал с завода зачастую с высокой температурой.

Таблица 7. Объёмы укладки бетона в плотину Красноярской ГЭС по годам

Годы	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971
Объем, тыс.$м^3$	11,0	228,0	423,0	711,0	994,0	1345,0	934,0	588,0	228	60	50,1
% уложенного бетона	11,9%			88,1%							

Общий объём уложенного в гидроузел бетона составляет 5572,1 тыс.$м^3$, максимальная годовая интенсивность укладки составила 1345 тыс. $м^3$, и месячная – 155 тыс. $м^3$ [1].

Осуществление указанных мер облегчило соблюдение температурного режима бетонной кладки, но играло вспомогательную роль и не решило полностью задачи, поставленной технологическими правилами. Основной завод по приготовлению бетонной смеси (непрерывного действия) по технологическим причинам не был приспособлен к использованию заполнителей тотчас же после их охлаждения, что также не способствовало снижению эффекта экзотермии в бетонной кладке.

Радикальной мерой, разработанной на стройке, стала схема отбора тепла из уложенного блока путём использования системы труб-змеевиков, укладываемых в блоки по мере их бетонирования. Эта схема принципиально отличалась от технологии, применяемой на строительстве Братской плотины, поскольку уже на I этапе была направлена на терморегулирование укладываемой в блок бетонной смеси. Схема предусматривала подачу охлаждающей воды в змеевики, чтобы начинать отбор тепла задолго до достижения пика температуры, снижая тем самым его абсолютную величину. При этом управление температурным режимом бетонной кладки достигалось циркуляцией речной воды, имеющей естественную температуру (табл. 8).

Таблица 8. Среднемесячная температура охлаждающей воды, поступающей из водохранилищ на охлаждение бетона при строительстве плотин Красноярской и Саяно-Шушенской ГЭС

Плотины	Температура воды по месяцам, ^{0}C					
	I-IV	V	VI-VIII	IX	X	XI-XII
Красноярская	0 - 1,0	5,8	13,5-18,2	10,6	3,4	0 - 1,0
Саяно-Шушенская ГЭС 1980	3,5-2,0	3,5	12,0-13,5	9,0	8,0	6,0-5,5
1984	3,3-2,4	2,5	8,0-13,5	13,2	11,8	8,0-5,2
1985	2,9-2,3	2,5	3,0-6,5	8,7	9,2	7,7-7,6

Наибольший эффект от этой схемы терморегулирования был получен благодаря разработанному комплексному методу её применения путём трёхэтапного подключения системы змеевиков.

В таблице 9 приведена характеристика этих этапов трубного охлаждения.

Таблица 9

Этап	Время проведения охлаждения	Температура речной воды	Цель этапа охлаждения
I	Лето	+17 +18^{0}C	Ограничение максимальной температуры разогрева укладываемого бетона.
II	Осень	+10 +5^{0}C	Ограничение температурного перепада между ядром и периферией блоков в период снижения внешней температуры воздуха.
III	Зима, Весна	Около 0^{0}C	Охлаждение бетона до температуры омоноличивания швов.

Как видно из таблицы, на II этапе производилась подготовка тела плотины к зиме с целью выравнивания температуры кладки, общего её снижения и предотвращения недопустимых перепадов в наиболее холодный период года.

С наступлением установившихся отрицательных температур, когда естественная температура речной воды достигала значений близких к 0^{0}C, на III этапе решалась и задача по охлаждению бетона для достижения температуры, при которой обеспечивалось необходимое раскрытие межстолбчатых швов и создавались условия для производства работ по их омоноличиванию. (Объём одновременно охлаждаемого массива бетона до температуры его омоноличивания достигал в такой период 800 тыс. м^3).

Разработка и освоение технологии включения трубного охлаждения по ходу укладки бетона полностью решили задачу соблюдения ограничений разогрева бетона и позволили значительно увеличивать высоту бетонируемых блоков. Основную помощь строителям в разработке схемы терморегулирования бетона и контроля за его трещиностойкостью оказывал Сибирский филиал ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева (А. П. Епифанов).

Высота блока теперь ограничивалась только условиями удобства и экономичности установки опалубки. За весь период строительства плотины Красноярской ГЭС было уложено высокими блоками 2258 тыс. м^3 бетона, или 40,5% от общего объёма [1]. В зависимости от графика укладки бетона и омоноличивания швов, увязанных с режимом наполнения водохранилища и увеличения нагрузки на плотину, шаг укладки змеевиков трубного охлаждения изменялся в пределах от 1х1 м до 3х3 м, как в плане, так и по высоте.

Следует показать ещё одну важную меру, обеспечивающую благоприятный термический режим для бетонной кладки. Ограничение перепада температуры между ядром блоков и их периферией достигалось замедлением остывания граней блоков за счёт применения утеплённой опалубки с повышенным коэффициентом теплопередачи

$$K = 0{,}8 \ \frac{ккал}{^{\circ}C \cdot м^2 \cdot час}$$

Кроме того, как правило, внешние бетонные поверхности плотины выдерживались в теплой опалубке не менее 2 лет. Распалубка поверхностей, примыкающих к подготавливаемым к бетонированию блокам, производилась в холодное время под защитой шатров с положительной температурой воздуха внутри, что явилось исключительно эффективной мерой против образования трещин.

Таким образом, разработка и внедрение новой технологии охлаждения бетонной смеси, применение среднетермичного цемента, сокращение его удельного расхода за счёт повышения точности дозирования, комплексное использование возможностей трубного охлаждения бетона, строгое выдерживание его в опалубке по схеме "термоса", жёсткий контроль за технологическими операциями со стороны технической инспекции и инженерных служб стройки и заказчика обеспечили соблюдение всех регламентированных технологическими правилами условий температурного режима строящейся плотины Красноярской ГЭС, чего не было на строительстве Братской плотины. В результате осуществленных мер количество трещин в теле Красноярской плотины втрое меньше.

Следует отметить опыт, проведенный на строительстве плотины Красноярской ГЭС, по непрерывно-поточной укладке бетона.

По проекту комплекс непрерывно-поточного бетонирования предполагал подачу бетонной смеси от бетонного завода непрерывного действия по береговым конвейерам и магистральным конвейерам, расположенным параллельно оси плотины, подающим бетонную смесь к месту её укладки в назначенную секцию. Береговые и магистральные конвейеры должны были быть смонтированы на эстакадах в отепленных и отапливаемых галереях.

У бетонируемой секции бетонную смесь предполагалось сбрасывать с магистрального конвейера с высоты 30 м через вертикальную, футерованную резиной трубу, заканчивающуюся шнековым затвором-питателем, выдающим бетонную смесь на конвейерное распределяющее устройство, располагающееся внутри бетонируемого блока. Длинный блок высотой 1,5 м, охватывающий всю площадь секции, перекрывался специальным шатром, опиравшимся на боковые стенки из сборных бетонных камнеблоков весом до 20 т каждый, служившие одновременно опалубкой плоскостей темпе-

ратурно-осадочных швов. Внутри шатра (рис. 2.23) располагалась система распределительных конвейеров, все механизированное оборудование для разравнивания и уплотнения бетонной смеси, а также устройства для обеспечения необходимой температуры внутри шатра.

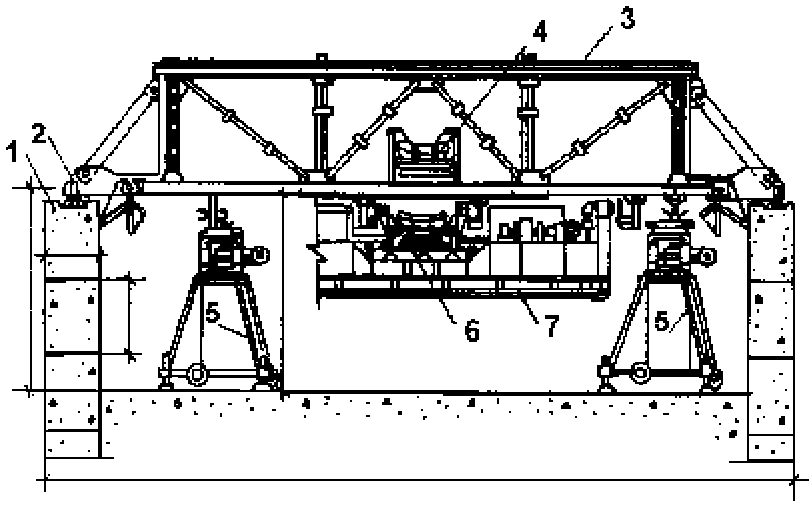


Рис. 2.23 Схема шатра и бетоноукладочных средств по непрерывному бетонированию

1 – опалубочные бетонные блоки; 2 – опорная конструкция; 3 – фермы шатра; 4, 6 – соответственно неподвижный и подвижный конвейеры; 5 – домкраты; 7 – поперечный челноковый конвейер

По мере бетонирования, после наращивания стенок из камнеблоков, шатры должны были подниматься системой синхронно работающих передвижных электромеханических домкратов на следующую захватку по высоте.

Магистральные конвейеры в процессе работ должны были дважды перемонтироваться на новую высоту.

Все работы по монтажу и перемонтажу магистральных конвейеров, шатров, камнеблоков и домкратов должны были осуществляться с помощью кабель-кранов.

Такой метод непрерывно-поточного возведения плотины потребовал бы в условиях стройки и силами строительной организации создания в сжатые сроки сложной бетоноукладочной системы большой протяженности и изготовления для неё ряда качественно новых машин и механизмов, поскольку они промышленностью не выпускались. Единственно возможным в создавшейся ситуации было решение об опытной проверке устройств непрерывно-поточного

способа, предназначенных для укладки бетонной смеси непосредственно в блоки, на трёх опытных секциях с транспортировкой к ним бетонной смеси автотранспортом (рис. 2.24).

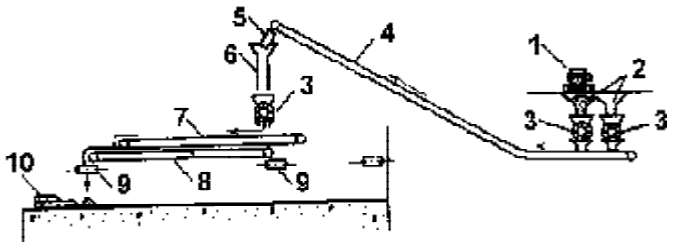


Рис. 2.24 Схема опытного участка непрерывной укладки бетона

1 – автосамосвал; 2 – приемный бункер; 3 – затвор-питатель; 4 – наклонный конвейер; 5 – наклонный лоток; 6 – вертикальный бетоновод; 7, 8 – соответственно продольные неподвижный и подвижный реверсные конвейеры; 9 – поперечный челноковый реверсный конвейер; 10 – бетонная смесь

В процессе опытно-производственных работ на этих секциях было уложено 36,5 тыс. м^3 бетона. Опытные работы выявили ряд серьёзных дефектов непрерывно-поточной системы. Главными из них являлись: недопустимо громоздкая конструкция шатра блока бетонирования, неудовлетворительная конструкция подъёма шатров, множество поломок элементов, составляющих поточную линию. Частые ремонтные работы отдельных элементов приводили к остановке всей системы, что вызывало недопустимые перерывы в перекрытии слоев укладываемой бетонной смеси. Многократные перегрузки бетонной смеси на конвейерных и подающих устройствах приводили к сильному её расслоению. Опыт этих работ привел к главному выводу о том, что предложенным способом непрерывно-поточной укладки бетона с существующим уровнем его технической разработки обеспечить надёжность плотины нельзя. Поэтому эксперимент был прекращен, опытная бетонная кладка была подвергута серьёзному ремонту [1].

Строительство плотины Красноярской ГЭС осуществлялось безэстакадным методом, разработанным строительной организацией впервые для условий крупного и высокого сооружения. Сущность этого метода состояла в том, что бетоноукладочные краны устанавливались на бетоне в пределах крайнего столба со стороны нижнего бьефа. Бетонная смесь укладывалась по всей ширине профиля плотины и на высоту 20 м выше уровня подкрановых путей, т.е. краны оставались в треугольной выштрабке со стороны нижней части профиля плотины до завершения бетонирования заданного яруса. После перестановки кранов на следующий ярус нижележащая выштрабка закладывалась бетоном, а также бетонировался сле-

дующий ярус на высоту 20 м от нового уровня подкрановых путей, и цикл повторялся.

Этот метод и органично с ним сочетающаяся, показанная выше технология, обеспечили при строительстве необходимую трещиностойкость тела плотины.

В конечном итоге опыт строительства высокой бетонной плотины Красноярской ГЭС показал, что только целеустремлённая и бескомпромиссная работа, направленная на достижение надёжности сооружения, может привести к необходимому результату.

Плотина Саяно-Шушенской ГЭС проектировалась с некоторым учётом опыта обеспечения условий трещиноСтойкости бетона, полученного при возведении плотины Красноярской ГЭС. Отдельные требования ТП на производство бетонных работ были уточнены, как по ужесточению их, так и по снижению ограничений. Например, температура скального и остывшего бетонного основания на глубине 0,5 м не должна была быть ниже соответственно +5^{0}С и +2^{0}С (для Красноярской плотины допускалась 0^{0}С); скорость остывания бетона после достижения пика экзотермии не должна была превышать для М-250 0,9^{0}С в сутки и для М-300 1^{0}С в сутки, а спустя месяц после укладки бетонной смеси скорость остывания не должна была превышать 0,6^{0}С в сутки (таких ограничений для Красноярской плотины не вводилось). Наряду с этим, максимальный разогрев бетона в ядре блока за пределами прискальной зоны допускался +43^{0}С (выше, чем на плотине Красноярской ГЭС).

Вновь, как и на Красноярской ГЭС, вводилось требование по прекращению циркуляции воды, как только разогрев в ядре блока переходил максимум. Исследованиями, выполненными ещё на Красноярской ГЭС (А. П. Епифанов, А. П. Долматов), было показано, что характер распределения температуры по высоте блока при непрерывной циркуляции воды и расположении змеевиков с шагом по высоте 3 м и в плане 1,5 м (3х1,5) обеспечивал необходимое напряженное состояние в его контактной части, не вызывающее трещинообразования.

По настоянию строительной организации и СибВНИИГа в ТП было внесено изменение, отменяющее прекращение циркуляции воды при переходе пика температуры в центре блока через максимум. В связи с этим способ охлаждения бетонной кладки речной водой из глубоких слоёв водохранилища получил развитие на строительстве Саяно-Шушенской ГЭС, где охлаждение бетонной кладки плотины осуществлялось в основном непрерывно. Это потребовало увеличения производительности насосных станций, подача их была увеличена с 2300 м^3/час до 4200 м^3/час, что оказалось всё-таки недостаточным.

Из-за несвоевременности проектных проработок непрерывного способа охлаждения не было достигнуто и необходимого соответствия между объёмами бетона, нуждающимися в охлаждении, и мощностью, а также расположением насосных средств и их коммуникаций. Это в охлаждающей системе приводило к снижению параметров расхода и давления, чем снижался в ряде случаев эффект охлаждения. Кроме того, на это сильно влияла и неравномерность укладки бетона по высоте и профилю плотины. В некоторых случаях по указанным причинам, а также в результате недостатков организационного характера, непрерывное охлаждение бетонной кладки обеспечивать не удавалось.

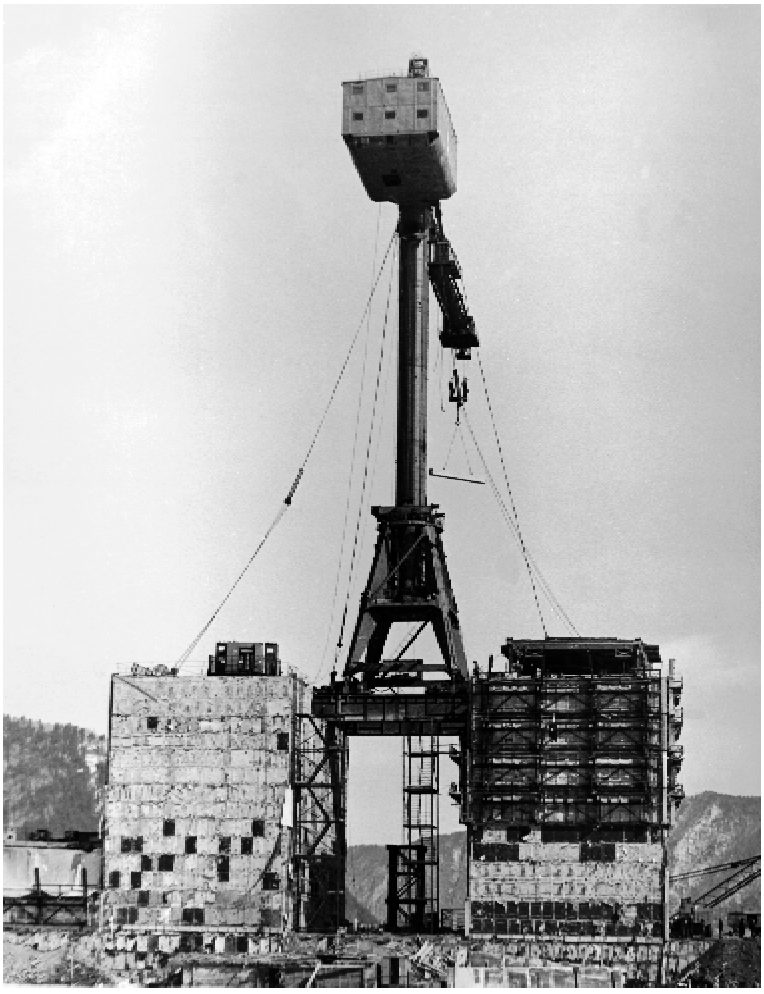


Рис. 2.25 Бетоноукладочный кран КБГС-1000



а)



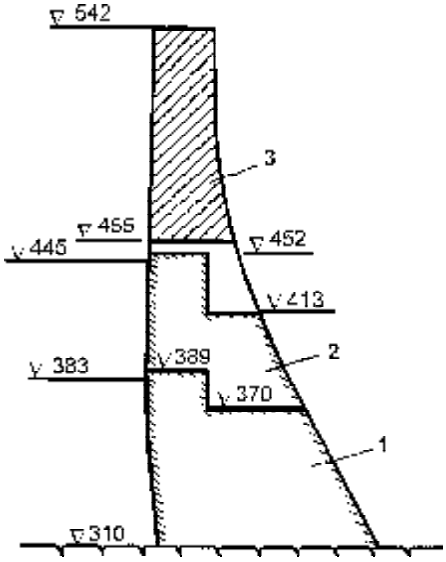
б)

Рис. 2.26 а) пакет вибраторов на пневмоходу;
б) самосвал БелАЗ и бадья 8 м^3

И тем не менее, более совершенная непрерывная технология охлаждения, начиная с момента укладки бетонной смеси, применение среднетермичных цементов, целесообразное варьирование марками укладываемого бетона, достаточно строгое соблюдение требований ТП,

устанавливающих последовательность и сроки бетонирования блоков – позволило существенно повысить трещиностойкость тела плотины Саяно-Шушенской ГЭС. Здесь было зафиксировано 300 сквозных трещин лишь во внутреннем массиве – это почти втрое меньше, чем на Красноярской плотине. Одной из основных причин температурного трещинообразования явилось несоблюдение сроков распалубки блоков. Преимущество непрерывного охлаждения было ещё и в том, что оно позволило, как правило, укладывать бетон на строительстве плотины Саяно-Шушенской ГЭС высокими блоками от 6 м до 18-24 м, длина блоков достигала 30 м. Около 60% от общего объёма плотины было уложено такими блоками.

Для укладки бетона был создан комплекс высокопроизводительной техники (рис. 2.25, 2.26): специальные башенные бетоноукладочные краны КБГС-1000 грузоподъёмностью 25 т и с вылетом стрелы 40 м; бадьи объёмом 8 м^3; бетоновозы БелАЗ-540А на эту грузоподъёмность; специальные манипуляторы на гусеничном ходу с навесными пакетами мощных вибраторов ИВ-90 для уплотнения бетонной смеси в блоке; переставная консольная опалубка более чем с 50-разовой оборачиваемостью – это далеко не весь перечень техники, используемой на строительстве плотины.



Проектная укладка бетона в плотину и пуск агрегатов

Год	Объем укладки бетона в плотину, тыс.м^3	Пусковой УВБ, м	№ пускового агрегата
1967	546	-	-
1968	1202	-	-
1969	3169	-	-
1970	2861	383	1, 2
1971	1400	445	3, 4, 5
1972	125	540	6, 7, 8
Итого	9303*)		

*) Фактический объем бетона в теле плотины меньше за счет хорошей сохранности скалы и повышения из-за этого отметки подошвы плотины.

Рис. 2.27 Схема поперечного сечения плотины

1 – первая очередь строительства плотины по пусковой схеме; 2 – вторая очередь; 3 – третья очередь

На стройке была достигнута достаточно высокая интенсивность бетонных работ, но предполагаемые проектом темпы энерго-

отдачи всё-таки не могли быть выполнены. Проектная схема в определённой мере идеализировала технологические возможности стройки. Поэтому реальная схема возведения плотины складывалась в ходе строительства под влиянием ряда объективных и субъективных условий и не могла обеспечить проектных сроков.

Строительство плотины по проекту предполагалось осуществить в три этапа (рис. 2.27) с большой интенсивностью укладки бетона (около 3,2 млн. м^3 в год) и, в целом, с огромным объёмом строительно-монтажных работ к пуску первого агрегата (76% от общего объёма), что не обеспечивалось достигнутым в гидростроительстве уровнем отечественной технологии производства работ. Позднее техническим проектом 1970 г. и первым пусковым комплексом 1975 г. предполагалось возведение плотины также тремя этапами (табл. 10), но уже с меньшей интенсивностью укладки бетона. Однако и это осуществить не удалось.

Фактически плотина возводилась условно в 9 этапов с организацией выштрабок для транспортировки бетона на отм. 344 по третьим столбам и на отм. 401, 444 по вторым столбам (рис. 2.28, таблица 10).

Недооценка технологических возможностей строительства плотины явилась следствием, в основном, волевых подходов к определению сроков ускоренной энергоотдачи гидроузла.

Фактические этапы возведения арочно-гравитационной плотины и технологическая схема охлаждения её бетонной кладки ввели ограничения и на период её омоноличивания, которое выполнялось с января до середины мая, в период сезонного снижения гидростатической нагрузки и температуры речной воды.

Использование речной воды, забираемой из нижних слоёв водохранилища, температура которой позволяла обеспечить снижение температуры тела плотины для омоноличивания лишь в течение 4,5 месяцев, и определяло в основном объём охлаждаемого ежегодно бетона к началу его омоноличивания. (За период омоноличивания цементировалось максимально 300-500 карт швов).

Амплитуда годовых колебаний температуры бетона напорной и низовой граней штрабленого профиля плотины достигала соответственно 7-10 и 10-15^{0}С. Активные температурные изменения в массиве бетона происходили в зоне 6-8 м от грани.

Внутри массива сезонные изменения температуры составляли 2^{0}С летом и 4^{0}С зимой.

Минимальные температуры бетона наблюдались в феврале-марте, максимальные – в августе-сентябре, т.е. февраль-март и август-сентябрь являлись экстремальными периодами для температурного

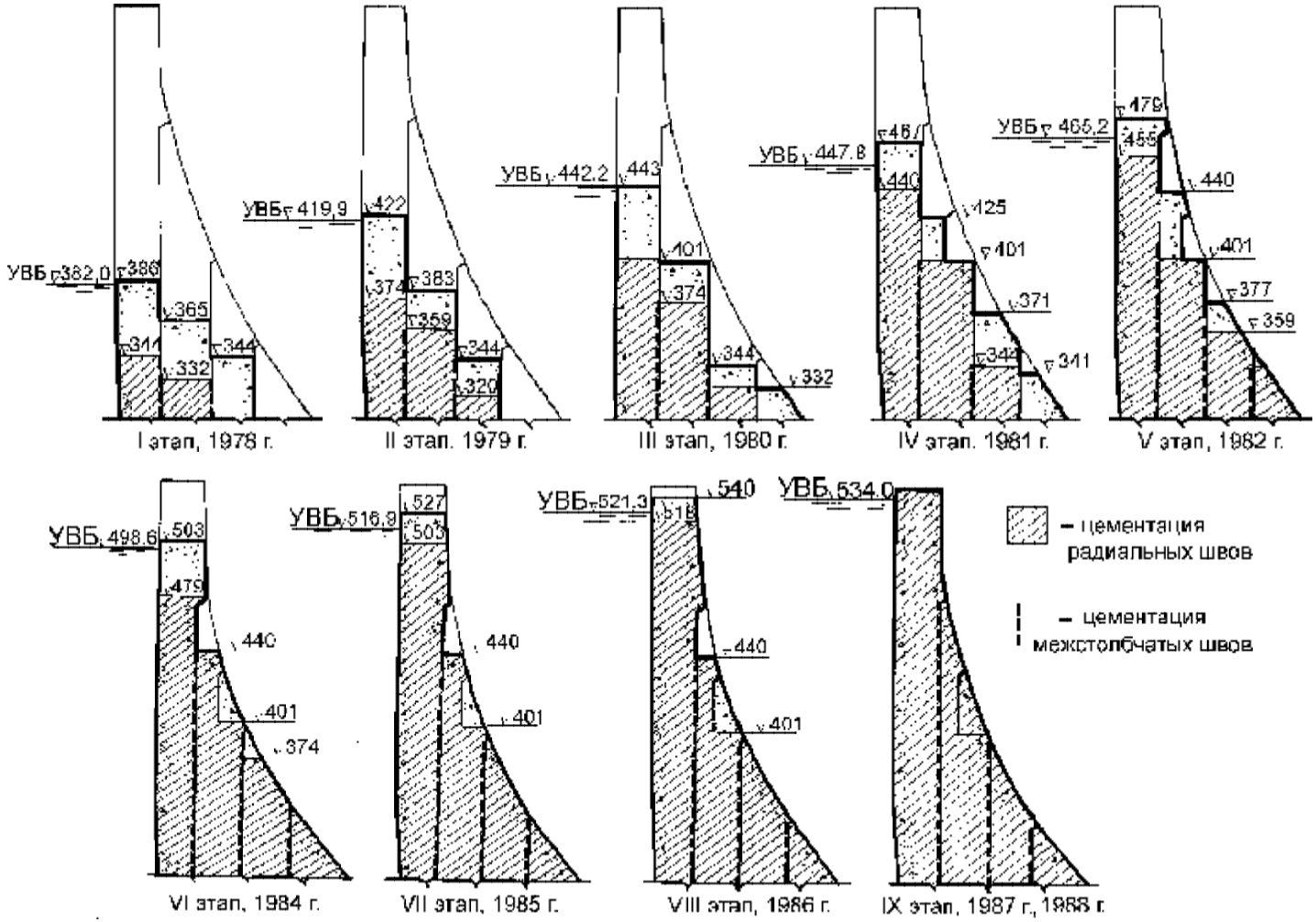
Таблица 10. Сопоставление фактических (Ф) этапов возведения Саяно-Шушенского гидроузла с проектными предположениями (П), м

Проектируемые этапы строительства	Годы строительства	ПОКАЗАТЕЛИ								Фактические этапы возведения плотины
		Интенсивность укладки бетона*), тыс. м³/год		Режим водохранилища, отм.наполнения, отм. сработки, м		⚑№ - пуск агрегата и его номер, СРК-продолжит. работы агрегатов № 1, 2 со сменными рабочими колёсами турбин		Годовая выработка эл.энергии, млрд. кВт·ч		
		П	Ф	П	Ф	П	Ф	П	Ф	
I	1978	1900	1200	383 (первое наполн.)	382 (первое наполн.)	⚑№ 1,2 СРК	⚑№ 1 СРК	0,25	-	I
II	1979	2000	1120	435 / 383	419,9 / 363,1	СРК	⚑№ 2,3 СРК	3,75	0,6	II
	1980	1970	1170	467 / 383	442,2 / 383,3	⚑№ 3,4 СРК	⚑№ 4,5 СРК	9,4	4,2	III
III	1981	975	950	520 / 433	447,8 / 385,6	⚑№ 5,6, 7,8	⚑№ 6 СРК	12,5	5,6	IV
	1982	-	614	540 / 500	465,2 / 381,6	⚑№ 9,10	СРК	20,6	9,9	V
	1983	-	574	540 / 500	475,3 / 382,5		СРК	23,3	9,6	
	1984	-	510	540 / 500	498,6 / 446,2		⚑№ 7,8 СРК	23,3	10,0	VI
	1985	-	510	540 / 500	516,9 / 451,1		⚑№ 9,10	23,3	16,0	VII
	1986	-	450	540 / 500	521,3 / 463,0			23,3	20,6	VIII
	1987	-	195	540 / 500	530,0 / 463,3			23,3	20,2	IX
	1988	-	49	540 / 500	534,0 / 497,0			23,3	20,8	
	Итого выработка эл.энергии							186,3	117,5	

*) Предполагалось, что к пуску агрегата в 1978 г. будет уложено в плотину 1592 тыс. м³, фактически – 1200 тыс. м³

состояния штрабленой плотины с характерными максимальными перепадами температур: зимой – между максимумом внутри массива и минимумом в наружной зоне, летом – между максимумом в наружной зоне и минимумом во внутренней.

Эта закономерность определила правила омоноличивания штрабленого профиля плотины. Было учтено, что при охлаждении напорной грани I столб поворачивается в её сторону. Цементация шва I-II, которая способствовала технологическому обжатию напорной грани, производилась при максимальном температурном повороте



Рис

. 2.28

Этапы

возведения

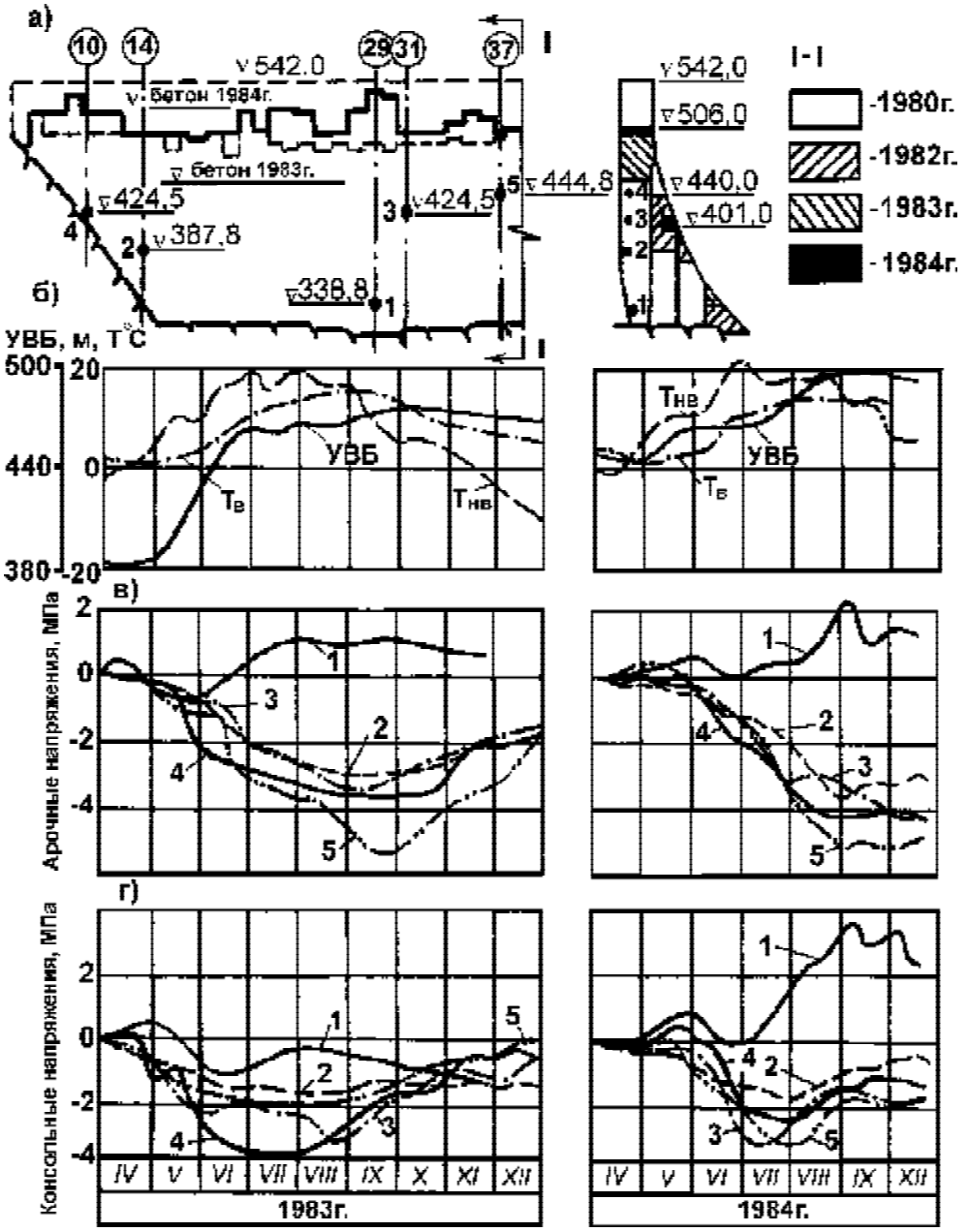


Рис. 2.29 Приращение напряжений на напорной грани плотины

а) – расположение измерительных точек 1-5;
б) – температура наружного воздуха $T_{нв}$ и температура воды водохранилища у плотины на середине его глубины $T_в$;
в), г) – арочные и консольные напряжения в соответствующих точках без учета деформаций; за "нулевое" принято состояние на 1. 04 каждого года

I столба. При последующем сезонном разогреве бетона первый столб, положение которого было зафиксировано в результате проведенной цементации, не мог занять первоначального положения – до цемен-

тации. В результате сжатие напорной грани в последующий период возрастало с ростом её температуры и становилось необратимым, поскольку бетон напорной грани оказывался под водой и уже не охлаждался до температуры окружающего воздуха.

Осуществленное таким образом температурное преднапряжение арочно-гравитационной плотины (рис. 2.29) (обжатие напорной грани было не менее, чем на 1 МПа) позволило в ходе строительства частично компенсировать влияние ослабления профиля, вызванного его штраблением [75].

В таблице 11 показаны некоторые этапы фактического омоноличивания плотины. Из неё видно и фактическое нагружение плотины, разрешенное благодаря предварительному напряжению верхних поясов её штрабленого профиля.

Таблица 11. Некоторые этапы омоноличивания плотины Саяно-Шушенской ГЭС

Годы строительства	Предельная отметка омоноличивания плотины по температурным условиям, м	УВБ, м		
		Максимально допускаемый при омоноличивании	Годовой фактический	
			максимальный	минимальный
1979	386,0	-	419,9	363,1
1980	413,0	401,0	442,2	383,3
1981	428,0	410,0	447,8	385,6
1982	455,0	416,0	465,2	381,6
1983	467,0	423,0	475,3	382,5
1984	494,0	455,0	498,6	446,2
1985	503,0	465,0	516,9	451,1

К 1989 г. строительство плотины Саяно-Шушенской ГЭС было завершено, она представляла собою монолитную конструкцию, что подтверждалось проектной организацией, поэтому в 1990 году плотина была поставлена под проектный напор при НПУ 540 м.

2.2.2.3 Качество бетона

На Красноярской ГЭС соответствие свойств бетона, уложенного в плотину, требованиям проекта проверялось путём испытания контрольных образцов, отобранных при укладке, и кернов, выбуренных из массива, а также по водопоглощению скважин, пробуренных в теле плотины.

Распределение бетона, уложенного в основные сооружения Красноярской ГЭС, по маркам приведено в таблице 12.

Таблица 12. Объёмы бетона, уложенного в Красноярский гидроузел (по маркам)

Общий объём уложенного бетона, тыс. $м^3$	Распределение объёма бетона по маркам, тыс. $м^3$						
	М-150 В-2	М-200 В-6,(8)	М-200 МРЗ-100	М-200 МРЗ-200	М-250 МРЗ-300	М-300	М-400 МРЗ-500
5572,1	1224,9	2568,2	526,6	316,5	721,7	100,6	113,6
100%	22%	46,1%	9,5%	5,7%	12,9%	1,8%	2,0%

Данные результатов испытаний контрольных образцов с целью определения прочности на сжатие показывают, что для всех марок бетона за весь период строительства прочность бетона превышала проектную.

Для наиболее распространенной марки бетона М-200, В-6 (8) и М-200, МРЗ-100 средняя прочность на сжатие составила 31 МПа, что получено на основе испытаний 6416 образцов [1].

Модуль упругости бетона плотины составляет около $2,5 \cdot 10^4$ МПа.

Высокая прочность бетона подтверждается и результатами испытаний кернов, выбуренных из массива плотины. Для марки М-200, В-6 средняя прочность бетона на сжатие, по данным испытаний 5144 шт. кернов, составила 30,4 МПа.

Было обследовано 22 блока станционной и 14 блоков водосливной части плотины по определению прочности бетона на сжатие с помощью ультразвука. Средняя прочность для марки М-200, В-6 (8) составляла 24,2-36,2 МПа в возрасте от 44 до 220 суток. Коэффициенты вариации при этом составляли 0,11-0,20.

Из таблицы 13 видна хорошая сходимость результатов определения прочности на сжатие бетона бычков отсасывающих труб здания Красноярской ГЭС по всем трём методикам [1].

Прочность бетона на растяжение составляет 2,0 МПа.

Одновременно с регулярным осмотром распалубливаемых поверхностей и документированием результатов освидетельствования были проведены натурные исследования бетона путём его осмотра наблюдателями, спускавшимися непосредственно в скважины большого диаметра, заглублённые в основание. Для этого было пробурено три скважины глубиной 40-50 м диаметром 1220 мм. Осмотр поверхности скважин показал высокое качество уложенного

бетона, плотную его структуру, равномерное распределение заполнителей и хороший контакт со скальным основанием.

Таблица 13. Прочность бетона на сжатие (МПа) сооружений Красноярской ГЭС

№ бычков	Методы определения		
	По скорости прохождения ультразвука	По испытаниям кернов	По испытаниям образцов-кубов
1	48,3	-	-
2	50,0	-	-
3	50,0	45,1	51,4
4	-	50,5	55,5
5	46,0	49,4	49,4
6	42,0	34,1	-
7	42,7	-	40,0
8	42,8	43,3	-
9	48,8	-	-

Качество бетона на водонепроницаемость также достаточно высокое, что подтверждено испытаниями выбуренных из тела плотины кернов, а также испытаниями скважин в бетоне.

Таблица 14. Результаты испытания бетона, уложенного в плотину Красноярской ГЭС, на водонепроницаемость с использованием контрольных образцов и кернов

Годы	Объём уложенного бетона только в плотину, тыс.м^3	Марка бетона М-200, В (6), (8), МРЗ-100		
		Всего испытано партий	% партий, выдержавших давление 0,8 МПа	% обеспеченности марки не ниже В-6 в возрасте 180 суток
1962	222,8	100	90,0	93,0
1963	404,9	200	97,0	97,5
1964	644,7	112	100,0	100,0
1965	971,1	82	98,0	100,0
1966	1226,6	82	97,0	98,8
1967	568,5	42	93,0	97,6
1968	184,0	15	73,2	93,4
1969 1971	83,1	7	100,0	100,0

В таблице 14 показаны результаты испытаний бетона на водонепроницаемость, а в таблице 15 приведены объёмы бурения и количество скважин, испытанных на водопоглощение, и количество извлеченных кернов. Марочную водонепроницаемость бетона М-200, В-6, (8) имели 93,5% контрольных образцов и кернов, а водопоглощение выше проектного показателя 0,01 л/мин. на пог. м. зафиксировано лишь в 1,53% опытов, проведенных на 2658,7 погонных метрах испытанных скважин. Неудовлетворительные результаты по водопоглощению были получены при испытании бетона опытного участка, уложенного непрерывно-поточным методом в объёме 36,5 тыс. м^3 тремя длинными блоками. Водопоглощение в швах достигало 34,9 л/мин., а в теле блоков до 18,3 л/мин. на погонный метр. Для обеспечения проектной водонепроницаемости была произведена сплошная цементация этих блоков.

Таблица 15. Объём бурения для исследований бетона

Годы	Пробурено скважин		Количество блоков, из которых выбурены керны и испытаны скважины на водопоглощение	Количество испытаний на водопоглощение	Количество извлеченных кернов, шт.
	шт.	п.м.			
1962	5	35	8	-	72
1963	6	98	32	27	330
1964	3	54	24	11	185
1965	18	253	99	101	845
1966	47	652	223	240	2349
1967	52	870	299	407	3160
1968	43	664	212	459	2403
1969	19	293	66	119	992
Всего	193	2919	963	1364	10336

Бетон морозостойких марок укладывался в основном в зонах переменного уровня. В надводную часть низовой грани массива плотины укладывался, как правило, рядовой бетон на гравии МРЗ-100, остальные марки морозостойкого бетона – на щебне. Испытания контрольных партий образцов показали, что все партии марок М-200, В-6, МРЗ-100; М-200, МРЗ-200 и М-400, МРЗ-500 выдержали стандартные испытания (табл. 16). Не выдержали испытаний 6,2% партий образцов из бетона марки М-250, МРЗ-300, уложенного в плотину в 1962, 1963 и 1964 гг., где объём кладки морозостойкого бетона составил 50 тыс. м^3, или 3,2% от общего объёма морозостойких марок.

Таблица 16. Результаты испытаний образцов бетона плотины Красноярской ГЭС на морозостойкость (по маркам)

Годы	М-200, В-6, МРЗ-100		М-250, МРЗ-300		М-200; МРЗ-200		М-400; МРЗ-500	
	Испытано партий	% выдержавших испытание	Испытано партий	% выдержавших испытание	Испытано партий	% выдержавших испытание	Испытано партий	% выдержавших испытание
1962	-	-	12	58,5	-	-	-	-
1963	-	-	30	64,0	-	-	-	-
1964	-	-	30	80,0	-	-	-	-
1965	2	100	42	97,6	29	100	-	-
1966	5	100	12	100	-	-	6	100
1967	52	100	48	97,9	20	100	14	100
1968	25	100	37	100	14	100	1	100
1969-1971	4	100	4	100	1	100	-	-

Данные таблицы свидетельствуют о вполне удовлетворительных результатах исследования бетона плотины Красноярской ГЭС на морозостойкость, этот показатель также соответствует проектным предположениям.

Средневзвешенный расход цемента для основной марки бетона М-200, В-6 (8) составил 235 кг/м^3, что несколько превысило проектные предположения. Это было вызвано тем, что качество инертных материалов было ниже, чем предполагалось проектом, поэтому для гарантии необходимой прочности бетона строители сознательно шли на некоторый перерасход цемента, заранее зная, что разработанная на стройке технология по терморегулированию бетона с момента его укладки позволит не превышать заданный ТП максимальный уровень разогрева бетона в блоках. Учитывалось при этом и то, что повышенная прочность бетона на растяжение в результате увеличения количества цемента – это повышение сопротивляемости трещинообразованию.

Таким образом, новый подход к регулированию температуры бетона при строительстве плотины Красноярской ГЭС обеспечил необходимую её монолитность (надёжность), что оправдывает в данном случае перерасход цемента на сооружении, эксплуатирующемся в специфических природных и социально-экономических условиях.

На строительстве Саяно-Шушенской ГЭС вопросам качества придавалось также большое значение. На стройке периодически в

течение многих лет работала комплексная комиссия по качеству, возглавляемая Н. С. Розановым, образованная Министерством энергетики и электрификации СССР и объединявшая специалистов всех заинтересованных организаций.

Зоны распределения бетона в плотине по маркам назначались с учётом необходимых прочности, водонепроницаемости и морозостойкости.

Основные марки бетона составляли М-250, -300, водонепроницаемость В-8, морозостойкость МРЗ-100, -200, из него уложено в плотину около 7,8 млн.м^3, или 96%.

В зоне переменного уровня верховой грани уложен бетон с морозостойкостью МРЗ-200, а в эксплуатационные водосбросы и в водобойный колодец МРЗ-500.

Распределение объёма бетона по основным маркам в плотине приведено в таблице 17.

Таблица 17. Объёмы бетона основных марок, уложенного в плотину Саяно-Шушенской ГЭС

Объём бетона основных марок, уложенного в плотину, тыс. м^3	Распределение объёма бетона по основным маркам, тыс. м^3			
	М-250, В-8, МРЗ-100	М-300, В-8, МРЗ-100	М-300, В-8, МРЗ-200	М-400, В-12, МРЗ-500
8126,0*)	3548,7	3617,3	657,7	302,3
100%	42,8%	43,6%	7,9%	3,6%

*) Всего уложено в плотину 9075 тыс. м^3 бетона.

Качество бетона определялось разными способами, в том числе путём испытаний образцов-кубиков, а также выбуренных из массива кернов, и исследованием скважин на водопоглощение. В таблице 18 показаны результаты испытаний бетона на прочность.

Из таблицы видно, что прочность бетона на сжатие превышает проектные предположения. Сходимость результатов испытаний по разным методам вполне удовлетворительная. Обращает внимание достаточно большая величина превышения прочности над проектной – на 30%. Это объясняется тем, что строительная организация, так же как и на Красноярской плотине, пошла на увеличение содержания цемента, и тоже по причине недостаточного качества заполнителей бетонной смеси.

Ориентировочно средневзвешенный расход цемента, уложенного в плотину Саяно-Шушенской ГЭС, составил 268 кг/м^3, что превысило проектные предположения. Так же как и на Крас-

ноярской плотине, осуществление охлаждения бетонной смеси с момента её укладки позволяло значительно снижать пик экзотермии в блоках даже при увеличенном количестве цемента в бетоне. Более высокая механическая прочность бетона в этих условиях – это и более высокая его трещиностойкость.

Таблица 18. Результаты испытания бетона плотины Саяно-Шушенской ГЭС на прочность при сжатии (МПа)

Марка бетона	Методы определения					
	по образцам-кубам		по кернам		по скорости прохождения ультразвука	
	средняя прочность	коэфф. вариации	средняя прочность	коэфф. вариации	средняя прочность	коэфф. вариации
М-250, В-8, МРЗ-100	33,2	0,14	37,2	0,16	-	-
М-300, В-8, МРЗ-100	37,5	0,14	44,9	0,16	-	-
М-300, В-8, МРЗ-200	44,0	0,13	39,2	-	38,0*)	0,10
М-400, В-12, МРЗ-500	53,3	0,11	53,8	0,15	-	-

*) Методом прохождения скорости ультразвука определялась прочность бетона на сжатие напорной грани плотины в зоне переменного уровня ВБ.

Результаты испытаний бетона на водонепроницаемость представлены в таблице 19. Данные её свидетельствуют, что бетон соответствует требованиям на водонепроницаемость.

Таблица 19. Результаты испытания образцов бетона и кернов плотины Саяно-Шушенской ГЭС на водонепроницаемость

Марка бетона	По лабораторным образцам			По кернам		
	Испытано партий, шт.	Выдержали испытания, шт.	Обеспеченность проектной марки, %	Испытано кернов, шт.	Выдержали испытания, шт.	Обеспеченность проектной марки, %
М-250, В-8, МРЗ-100	353	329	93,2	418	369	88,3
М-300, В-8, МРЗ-100	323	296	91,6	420	398	94,8
М-300, В-8, МРЗ-200	70	69	98,6	90	83	92,2
М-400, В-12, МРЗ-500	193	191	99,0	57	54	94,7

Наряду с испытаниями лабораторных образцов и кернов, водонепроницаемость бетона определялась и путём проверки пробуренных в нём скважин на водопоглощение. Было пробурено 176 скважин с общей длиной 2368 погонных метров. Показания водопоглощения скважин, как правило, были нулевые. Только 3,6% из общей длины скважин, подвергавшихся испытаниям на водопоглощение, показали расход воды от 0,01 до 0,53 л. мин. на пог. м. Эти данные указывают на водонепроницаемость бетонной кладки плотины Саяно-Шушенской ГЭС, также соответствующую проектным предположениям.

Проверка бетона и на морозостойкость показала удовлетворительные результаты. Из таблицы 20 это хорошо видно.

Таблица 20. Результаты испытаний бетона плотины Саяно-Шушенской ГЭС на морозостойкость

Марка бетона	Испытано партий, шт.	Выдержали испытания, шт.	Обеспечение проектной марки на МРЗ, %
М-250, В-8, МРЗ-100	162	153	94,4
М-300, В-8, МРЗ-100	210	193	91,9
М-300, В-8, МРЗ-200	94	89	94,7
М-400, В-12, МРЗ-500	183	167	91,2
Итого:	649	602	92,8

Особый интерес представляет фактическая прочность бетона при растяжении, поскольку проектная организация заложила в расчётах возникновение растягивающих напряжений в напорной грани плотины до 1,5 МПа. Результаты испытаний прочности бетона на растяжение представлены в таблице 21.

Таблица 21. Результаты испытания на прочность при растяжении бетона плотины (МПа) Саяно-Шушенской ГЭС

Марка бетона	Средняя прочность	
	по образцам	по кернам
М-250, В-8, МРЗ-100	3,6	3,7
М-300, В-8, МРЗ-100	3,7	4,0
М-300, В-8, МРЗ-200	4,3	3,9
М-400, В-12, МРЗ-500	4,7	4,6

Из таблицы видно, что прочность бетона плотины Саяно-Шушенской ГЭС на растяжение значительно выше, чем расчетные растягивающие напряжения на напорной грани.

Натурными исследованиями получен модуль упругости бетона плотины Саяно-Шушенской ГЭС, который составляет $3,9 \cdot 10^4$ МПа для М-250 и $4,3 \cdot 10^4$ МПа для М-300, что выше, чем предполагалось в проекте.

Таким образом, качество бетона плотины Саяно-Шушенской ГЭС выше по всем показателям, чем предполагалось проектом.

Вместе с тем, как уже отмечалось, в первый период сооружения плотины в системе приготовления бетона и охлаждения бетонной смеси, укладываемой непосредственно в блоки, имелись существенные недостатки. Например, в летние месяцы на выходе из бетономешалок температура смеси достигала 22^0С, а в блоках также превышала допустимые пределы. Это вызывало в упомянутой министерской комиссии значительные разногласия по технологическим вопросам бетонных работ, в особенности между строительной и проектной организациями.

В материалах комиссии в октябре 1978 г. (накануне пуска 1-го агрегата) отмечаются не нашедшие ещё окончательного решения некоторые принципиальные вопросы технологии, хотя к этому времени уже было уложено 26,7% бетона от общего объема плотины. Это указывало на то, что проектная организация (так же, как строители) не была в полной мере готова к сооружению сложнейшей плотины Саяно-Шушенской ГЭС.

Главным из обсуждаемых вопросов было подавление трещинообразования. Несмотря на то, что относительный показатель количества трещин на тысячу $м^3$ бетона (в особенности сквозных) на Саяно-Шушенской плотине был ниже, чем на Братской, Красноярской и Усть-Илимской плотинах, допустить его такой же уровень для арочно-гравитационной плотины было нельзя. В особенности подчеркивалось, что не должно было быть вертикальных трещин в плоскости радиального направления. Возможность добиться этого заключалась в наведении строгого порядка эксплуатации всей системы трубного охлаждения (не только в блоках), а также в устройстве дополнительных источников воды. Требовалось учесть переход на змеевики из полиэтиленовых труб; необходимо было исключить перерывы в подаче воды, обеспечить гарантированные напор и расход в ветвях и равномерность распределения в них потоков, организовать действенный контроль за установкой змеевиков и их шагом.

Не менее важным был вопрос снижения температуры бетонной смеси при её затворении. Проектом были предусмотрены

устройства по водяному охлаждению крупного заполнителя и присадки в смесь естественного льда, которые оказались неработоспособными. Предложения строителей о воздушном способе охлаждения заполнителей, зарекомендовавшем себя в некоторых странах, а также об установке устройства по производству искусственного колотого льда не были приняты проектной организацией. Основным средством снижения температуры бетонной смеси при её приготовлении осталось лишь охлаждение воды затворения в холодильной установке. Бетонный завод не был оснащен дозаторами воды, учитывающими фактическую влажность подающихся в бетономешалку сухих компонентов с целью получения равномерной пластичности смеси. Схема дозирования воды оставалась ручной, но достаточно гарантирующей результат.

Большое внимание уделялось вопросам качества заполнителей бетона, в особенности фракции песка, а также качеству цемента, который вначале поставлялся с разных заводов и не соответствовал ряду требований (срокам схватывания, прочностным показателям, тонкости помола).

В первый период в зимнее время приготовление заполнителей производилось без промывки. Для этого в песчано-гравийных карьерах геологами проектной организации выбирались участки, где песчано-гравийная смесь имела наименьшее загрязнение пылеватыми и глинистыми частицами. Предусмотренный проектом цех гидроклассификации песка не был построен. Во-первых, промышленных установок на большую производительность не было, а во-вторых, качество бетона с пылеватостью песка после простой его промывки удовлетворяло проектные требования, т.е. ни технического, ни тем более экономического преимущества этой системы перед более простой установкой круглогодичной промывки заполнителей ожидать было нельзя, что и подтвердилось в практике строительства.

Требование о прикреплении стройки к единому Красноярскому цементному заводу было удовлетворено, тонкость помола цемента была увеличена, и он по всем показателям стал соответствовать проектным предположениям.

Заслуживает внимание то, что многие члены комиссии и, в частности, некоторые специалисты проектной организации склонны были рассматривать вопросы качества сооружения в основном в зависимости от качества приготовления бетона и его укладки и в меньшей степени увязывали качество будущего поведения плотины под нагрузкой с особенностями её конструкции. В комиссии возникали противоречивые суждения, когда ряд специалистов, делая упор на недостатках и упущениях в технологии приготовления и укладки бетона из-за неорганизованности на стройке или недостроенности

отдельных узлов бетонного хозяйства, одновременно признавали, что качество бетона, уложенного в тело плотины, – высокое. Этот факт свидетельствует, что в то время работу системы "плотина – основание" под нагрузкой ещё никто в полной мере не представлял. Необходимо было оценивать сооружение комплексно и в целом; ограничиваться оценкой лишь качества бетона, как материала для такой плотины, было нельзя.

2.2.2.4 Основные результаты натурных наблюдений

На Красноярской ГЭС в период строительства плотины проводились натурные наблюдения и исследования, которые позволяли оценивать термонапряженное состояние возводимых блоков. Наблюдения включали: контроль за соблюдением мероприятий, обеспечивающих трещиностойкость бетона; измерение температуры в бетонных блоках, на основе чего оценивалась эффективность их охлаждения для обеспечения трещиностойкости и определялась готовность блоков к последующему омоноличиванию. Этот контроль позволял вносить необходимые коррективы и в технологию возведения плотины.

В строительный период, кроме того, производились наблюдения за осадками сооружений по мере нарастания их веса, а начиная с первого нагружения плотины в 1967 году, объём натурных наблюдений увеличился. Добавились наблюдения за прогибами и наклонами плотины, перемещениями гребня, фильтрационными расходами через бетонную кладку и напряжениями в массиве.

С 1970 г. плотина стала эксплуатироваться в проектном режиме. К концу 1975 г. показания КИА, контролирующей тело плотины, практически стабилизировались, поэтому период с 1967 по 1975 г. дальше обозначен как период освоения плотины.

Температурное состояние массива бетона плотины неоднородно. Анализ этих температурных полей показал, что в станционной части плотины температура в ядре в течение года практически не меняется и остается около $+10^0$ С. Также постоянна температура в массиве нижней части напорной грани, близкая к $+5^0$С. У низовой грани, прикрытой водоводами, изменения температуры незначительны. На рисунке 2.30 (а) представлены изотермы в период максимального разогрева станционной части плотины.

В центральной части водосливной плотины температурные поля в разные сезоны года отличаются не существенно. В массиве со стороны низовой грани происходят значительные изменения температуры. Зимой там нулевая изотерма проходит в бетоне на глубине 5÷6 м от поверхности грани, т.е. на температуру внутренней зоны водосливной плотины, примыкающей к низовой грани, сильно влияют температура наружного воздуха и солнечная радиация. На

рисунке 2.30 (б) представлены изотермы в период максимального остывания водосливной части плотины.

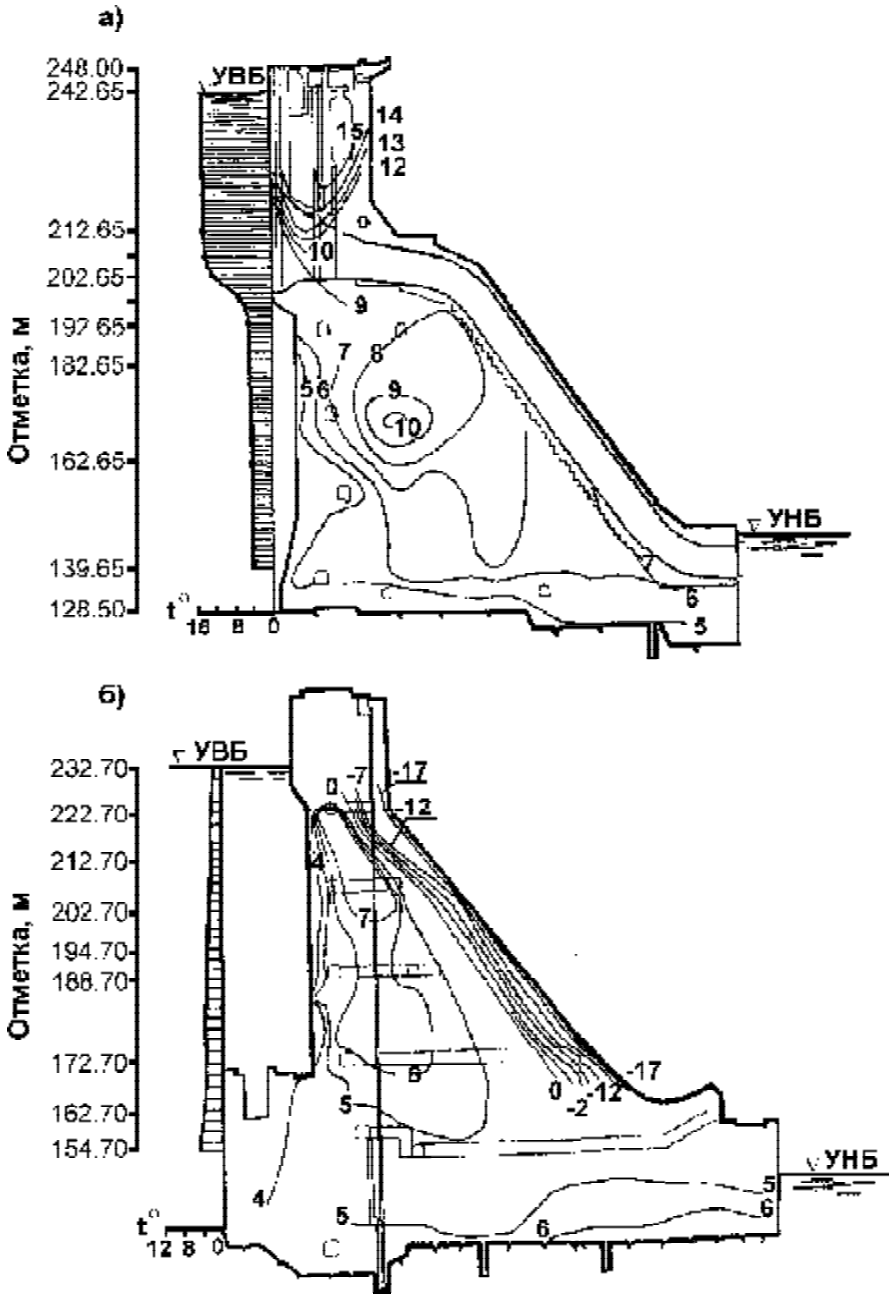


Рис. 2.30 Изотермы по поперечному сечению секций Красноярской ГЭС:

а) станционная плотина, секция 37, 12.10.1977 г;
б) водосливная плотина, секция 22, 11.02.1977 г.

Напряженно-деформированное состояние плотины Красноярской ГЭС характеризуется только сжимающими напряжениями в бетоне. У напорной грани в верхней её части нормальные напряжения по горизонтальным площадкам изменяются от -1,6 до -4,0 МПа. В нижней части напорной грани напряжения практически не меняются во времени [21].

У низовой грани сжимающие напряжения достигают максимума летом и составляют 8,0 МПа, зимой напряжения сжатия снижаются до нуля.

Прогиб тела плотины определялся путём измерения горизонтальных перемещений отдельных точек по высоте профиля плотины с помощью прямых и обратных отвесов. Вертикальная ось плотины Красноярской ГЭС совершает периодические колебания в соответствии с изменениями уровня водохранилища и температуры наружного воздуха.

Экстремальные положения оси в период освоения плотины зафиксированы и соответствуют минимальным и максимальным уровням ВБ, которые наблюдались в апреле 1973 г. и в ноябре 1975 года. Экстремальные значения прогибов вертикальной оси в сторону НБ составляют: минимальное 8 мм, максимальное 23 мм. Во все другие сезоны наблюдений вертикальная ось колеблется, не выходя за величину указанных крайних значений. Их величина осталась неизменной и в последующий период эксплуатации. В среднем размах сезонных колебаний гребня составляет 7-8 мм, что соответствует проектным предположениям.

На основе натурных наблюдений за перемещениями гребня секции 37 ВНИИГом им. Б. Е. Веденеева произведено разделение перемещений на составляющие от гидростатической нагрузки, температурного режима, и определена доля необратимых перемещений. По полученным зависимостям были разработаны номограммы, позволяющие определять перемещения гребня плотины для любого момента времени и положения уровня водохранилища. Расчётные перемещения были получены на основе натурных данных первого периода эксплуатации плотины. Данные номограммы были приняты как критерий безопасности статической работы плотины Красноярской ГЭС и на последующий период её эксплуатации.

С помощью номограмм можно не только оперативно сопоставлять измеренные для любого времени перемещения гребня с расчётными, но и прогнозировать их на ожидаемый уровень ВБ.

На рисунке 2.31 показано сопоставление измеренных и расчётных перемещений. Измеренные в последующей эксплуатации колебания перемещений гребня плотины практически не выходят за пределы расчётных значений. Наряду с этим, имеются несовпадения

расчётных и натурных данных во времени, которые наблюдаются дважды в году: в период минимальных уровней (май-июнь) и в период максимальных температур окружающего воздуха (июль-август), что хорошо видно на графике. Фактическая кривая сдвинута вправо, что объясняется инерционностью процесса перемещений.

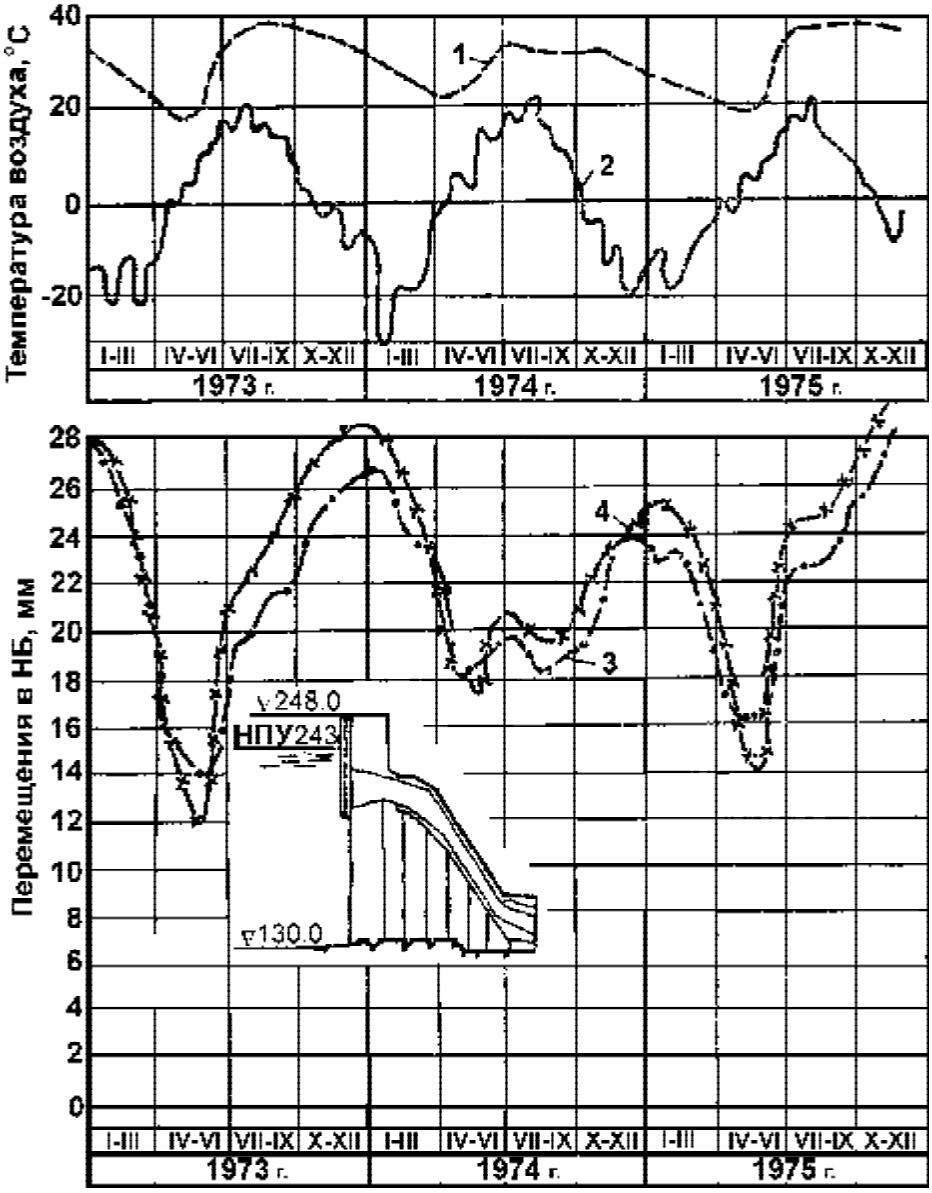


Рис. 2.31 Сопоставление измеренных и расчетных перемещений гребня плотины Красноярской ГЭС

1 – уровень ВБ; 2 – температура наружного воздуха; 3 – измеренные перемещения гребня; 4 – расчетные перемещения

Наклон плотины определяется путём измерения наклонов вертикальных и горизонтальных сечений профиля плотины; горизонтальных – с помощью поперечных гидронивелиров на уровне второй смотровой галереи, вертикальных – относительно заглублённых неподвижных точек обратных отвесов и с помощью струнно-оптического створа. Тангенс угла наклона горизонтального сечения подсчитывается как отношение вертикального перемещения крайней низовой марки гидронивелира относительно 1-й марки к расстоянию между ними.

Сопоставление углов наклона, измеренных тремя указанными способами, показывает, что они изменяются в соответствии с колебаниями УВБ и качественно совпадают друг с другом. Экстремальные значения углов наклона секции 37 в период освоения плотины, по данным поперечного гидронивелира, соответствующие максимальному и минимальному УВБ, составили $1,08 \cdot 10^{-4}$ и $0,66 \cdot 10^{-4}$ радиан.

Фильтрующаяся через тело плотины вода собирается в дренажную систему, включающую в себя шесть продольных галерей, соединенных между собой трубчатыми дренами.

К концу периода освоения Красноярской ГЭС фильтрация через напорную грань плотины составляла 3,7 – 6,0 л/с; за последние 20 лет эксплуатации она стабильно колеблется от 2 до 6 л/с (рис. 2.11). Вынос извести в одном литре воды составлял 35-40 мг; объём бетона напорной грани в русловой части до линии дренажа – около 750 тыс. $м^3$, т.е. за год можно ожидать максимальный объём вынесенной извести из бетона напорной грани 7,6 тн. Количество кальция на один кубометр бетона составляет приблизительно 90 кг, т.е. на напорную грань приходится около $67,5 \cdot 10^3$ тн. Опасный предел вымываемого объёма кальция, по данным ВНИИГа, составляет 20%, а в нашем расчёте от $67,5 \cdot 10^3$ тн это составит $13,5 \cdot 10^3$ тн. Вымыв опасного количества кальция, исходя из 7,6 тн вымываемого ежегодно, наступит не ранее, чем через 1776 лет. Несмотря на некоторую условность расчёта, он дает представление о высокой надёжности плотины и по этому параметру.

На Саяно-Шушенской ГЭС натурные наблюдения и исследования, так же как и на Красноярской плотине, начались в период строительства. Одними из главных направлений в этот период были наблюдения за термонапряженным состоянием плотины и её осадками.

Температурный режим в период эксплуатации плотины, как известно, формируется под влиянием температуры окружающего воздуха, воды в водохранилище и солнечной радиации.

Спустя шесть лет после начала эксплуатации плотины в проектном режиме в подводной её части высотой около 130 м от подошвы температурный режим напорной грани и центральной части массива стабилизировался (рис. 2.32). Температура воды в водохранилище на этой глубине практически неизменна и равна приблизительно $+4^0$С. Сезонные размахи колебания температуры бетона напорной грани центральной части массива в этой зоне составляют $0,2 \div 0,6^0$С.

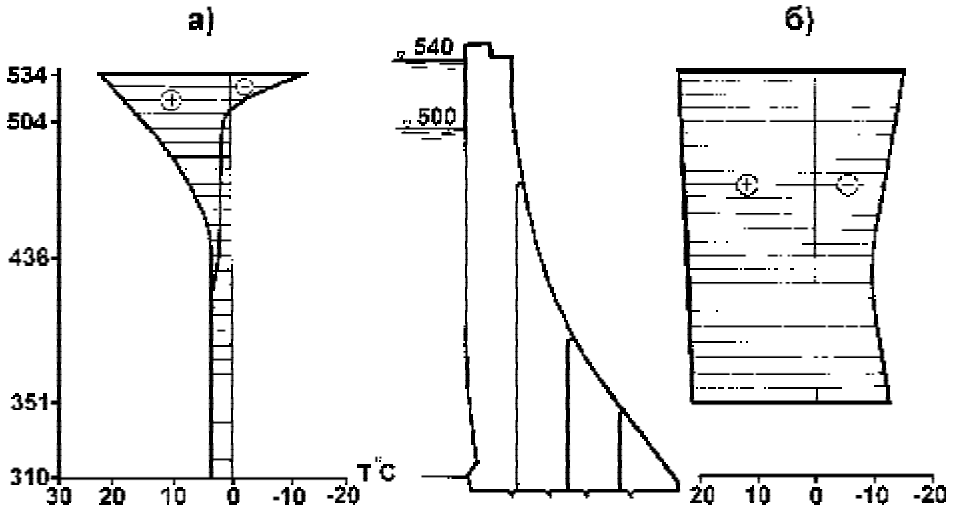


Рис. 2.32 Экстремальная температура на гранях ключевой секции плотины Саяно-Шушенской ГЭС

а) напорная грань; б) низовая грань

В зоне переменного уровня воды размах температуры напорной грани, измеряемой на отм. 504 и 534, составляет соответственно 14^0 и $36,6^0$С, а во внутренней части этой зоны – от 2 до 7^0С. Этот характер изменения температуры в указанной зоне стал постоянным. Абсолютные максимальные значения температуры напорной грани выше уровня мертвого объема также стабилизировались и составляют по высоте от $+15^0$ до $+22,6^0$С, тот же характер сохраняется и во внутренней части этой зоны, где температура меняется от $+8^0$ до $+12^0$С.

Максимум и минимум температуры напорной грани и внутренней части в зоне переменного уровня воды не совпадает по фронту плотины, на что влияют отличия её конструкции. На глухих частях максимум температуры наступает в январе-феврале, минимум – в июне-июле. В секциях, имеющих пазовые конструкции и аэрационные устройства, максимум температуры наступает в октябре-ноябре, минимум – в мае-июле.

Зона напорной грани от гребня и ниже около 10 м промерзает максимально на глубину до 2 м.

Температурный режим низовой грани также имеет сложный характер. Бетон низовой грани, защищенный от воздействия температуры наружного воздуха водоводами гидротурбин, в зимний период имеет положительную температуру. Бетон низовой грани незащищенных секций другой части плотины зимой промерзает на глубину до 4 м.

В летнее время максимальная температура на низовой грани в отдельных зонах достигала +24^{0}С. Однако измерениями охвачены лишь контрольные секции в русловой части плотины. Плотина расположена к странам света так, что её левобережная часть сильно подвержена солнечной радиации, а правобережная затенена очень высоким правым берегом. Поэтому температурный режим плотины становится ещё более сложным, что оказывает соответствующее влияние на её напряженно-деформированное состояние. Это условие не учитывалось расчётными моделями.

Напряженно-деформированное состояние плотины по проектным предположениям при полной нагрузке характеризовалось высоким уровнем сжимающих напряжений на низовой грани до 11,5 МПа и на напорной грани в арочном направлении 10 МПа, а также допускалось возникновение растягивающих напряжений в нижней части напорной грани немногим более 1,5 МПа, при которых возникновение трещин исключалось. Однако натурные наблюдения на стадии нагружения плотины ещё в период её строительства вызвали сомнения в правильности проектных предположений, поэтому возникла необходимость в их проверке на основе натурных данных.

Расчётные исследования, выполненные в период строительства и позже, когда плотина приняла проектную нагрузку, с использованием более совершенных методик и с учётом изменившейся схемы возведения плотины, её фактического омоноличивания и наполнения водохранилища, показали, что прогнозируемое НДС плотины отличается от первоначального, предполагавшегося проектом, значительно большими величинами напряжений и размерами области растяжения в бетоне и скальном основании со стороны напорной грани.

Натурные наблюдения за НДС плотины показали, что сжимающие арочные напряжения, измеренные в бетоне напорной грани ключевой секции, достигли 10,7 МПа, т.е. превысили проектное значение.

На рисунке 2.33 показаны сравнительные эпюры расчётных и фактических приращений арочных напряжений на напорной грани, измеренные для четырёх диапазонов проектной нагрузки: первый

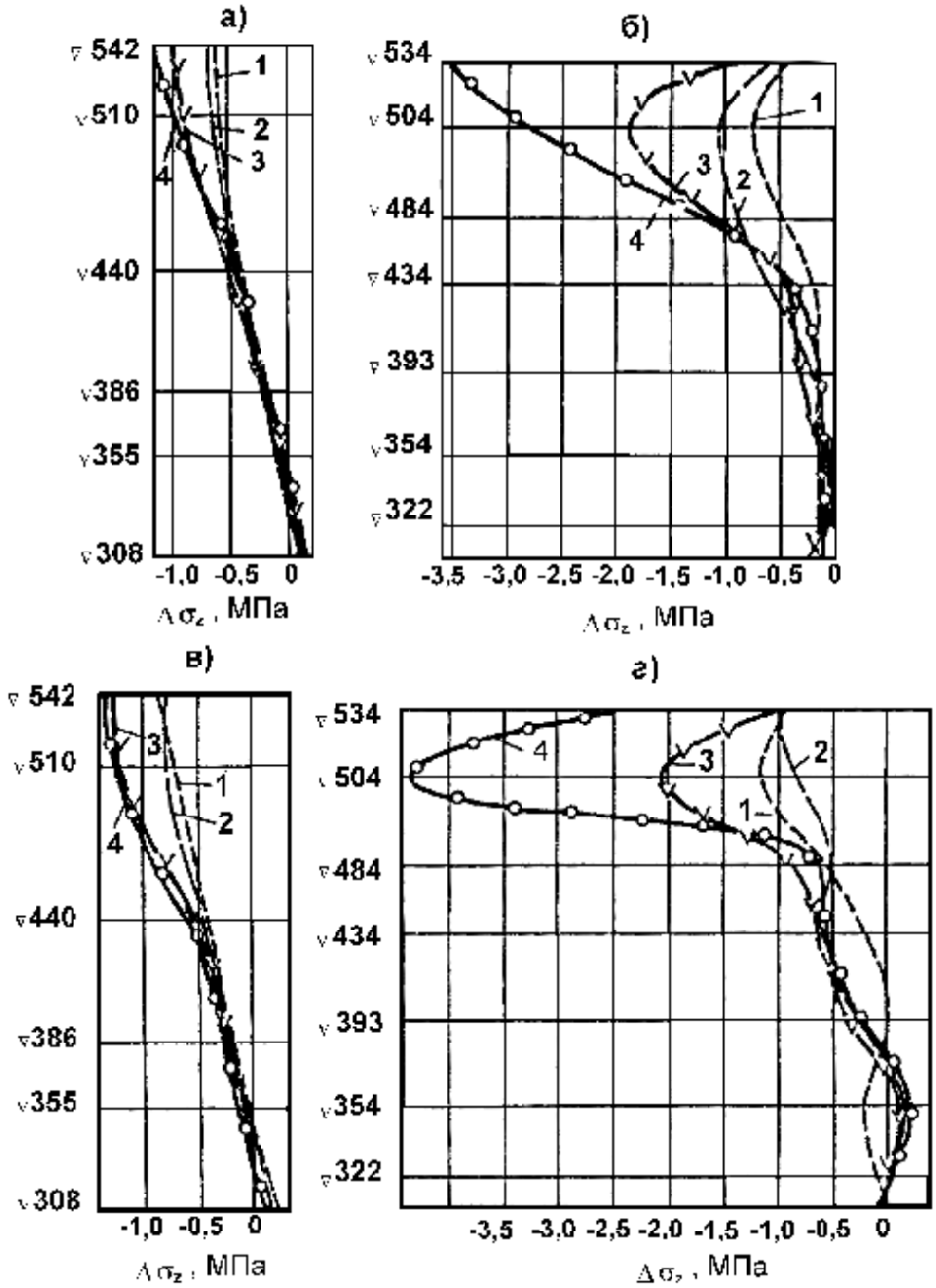


Рис. 2.33 Приращения арочных напряжений по напорной грани в четырех диапазонах наполнения водохранилища в 1993 г.:

а) – расчетные для 18-й секции; б) – натурные для 18-й секции; в) – расчетные для 33-й секции; г) – натурные для 33-й секции; 1, 2, 3, 4 – соответственно диапазоны УВБ от 500 до 510 м, от 510 до 520 м, от 520 до 530 м; от 530 до 540 м

подъём УВБ от отм. 500 до 510 м, второй – 510-520 м, третий – 520-530 м, четвертый – 530-540 м. Расчётные эпюры приращений арочных напряжений имеют почти прямолинейный характер, тогда как фактическая эпюра криволинейна. Приращения арочных напряжений распределяются нелинейно с резким возрастанием в верхней зоне плотины с отм. 467 м до гребня. Более активно работает арочный пояс в зоне отметки 504 м. На заключительном этапе набора нагрузки приращения напряжений в этом поясе в 3 раза превосходят расчётные значения [47].

В бетоне низовой грани арочные напряжения, повсеместно сжимающие, достигли 10 МПа; консольные напряжения, в основном сжимающие, вблизи подошвы достигают 8,5 МПа, что существенно меньше проектных 11,5 МПа.

Особый интерес представляет напорная грань плотины, и в особенности её зона на высоте 50-80 м от подошвы.

В период эксплуатации плотины с нагрузкой до 80% от проектной фильтрационный расход через напорную грань составлял не более 1,2 л/с. После превышения этого диапазона гидростатической нагрузки одновременно с наблюдением раскрытия контактного шва в основании было отмечено усиление фильтрации через бетонную кладку в поясе отметок 345-355 м, что вызвало предположение о трещинообразовании в напорной грани. В 1985 году по данным тензометрических наблюдений в 0,3 м от напорной грани на отм. 354,5 м это явление было подтверждено неадекватной предыдущему периоду реакцией вертикального тензометра на изменения гидростатической нагрузки, что явилось признаком образования трещины вблизи прибора. Исправность прибора не вызвала сомнений, поскольку при последующем снижении УВБ он реагировал нормально. В 1986 г., когда по результатам вышеуказанного вида измерений было установлено, что трещина проникла на глубину около 1,5 м, было отмечено и возрастание радиальных перемещений в сторону нижнего бьефа части плотины выше отметки расположения трещины. А в первый год наполнения водохранилища до НПУ (1990 г.) при визуальных осмотрах из смотровых шахт в бетоне напорной грани русловых секций между отм. 344 м и 359 м были обнаружены напорные течи в виде “кинжальных” струй, что явилось уже бесспорным признаком трещинообразования. При НПУ суммарный расход фильтрации в указанной области увеличился почти до 300 л/с. Более того, трещины появились и в поясе между отметками 376-380 м, где также ежегодно растут фильтрационные расходы и также отмечены “кинжальные” течи (рис. 2.34)*).

) Нарушения сплошности в теле плотины происходили одновременно с трещинообразованием в скале основания, описанным выше в 2.2.1. Расход фильтрации удалось существенно снизить благодаря применению новой технологии инъекции и нетрадиционных материалов, о чем сказано в 2.2.2.5.

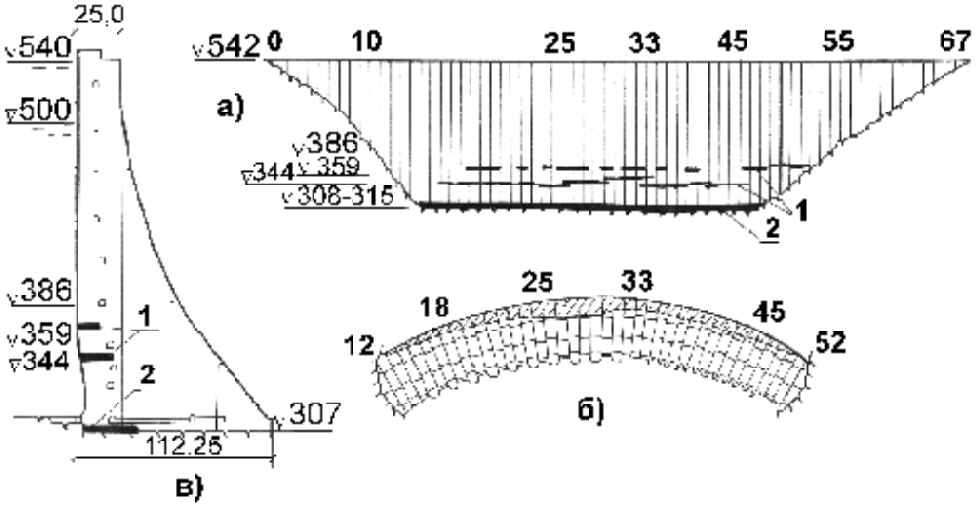


Рис. 2.34 Расположение трещин на напорной грани и в основании:

а) вид с верхнего бьефа; б) план на отметке 359,0 м;
в) поперечный разрез по ключевой секции 33;
1 – трещины на напорной грани плотины; 2 – трещина на контакте "скала – бетон";
– примерная граница распространения трещины между отметками 344-359 м

Как уже отмечалось, существенные различия между реальным и проектным НДС обусловлены в основном двумя причинами:

– несовершенством расчетных моделей (расчетные модели на стадии проектирования не позволяли учесть в реальных масштабах такие существенные для Саяно-Шушенской плотины факторы, как раскрытие горизонтальных швов в теле плотины напорной грани и трещинообразование в основании);

– отклонением фактической последовательности возведения плотины от проектной (многоэтапность возведения плотины; штрабление профиля; отставание бетонирования IV столбов, что привело к перегрузке верхнего арочного пояса и в то же время уменьшению сжатия на низовой грани консолей).

Расчётные исследования последнего времени показывают, что для данной конструкции плотины раскрытие трещины в бетоне напорной грани между отм. 345-355 м и между 376-380 м, а также раскрытие контакта "скала – бетон" должно было произойти. Было также установлено, что восприятие нагрузки плотиной неполного (штрабленого) профиля привело к появлению трещины при более низких уровнях ВБ, с большей глубиной её распространения, чем при расчётном случае мгновенного нагружения плотины полного сечения.

Из этого следует, что, во-первых, величина растягивающих напряжений в бетоне напорной грани плотины более чем в два раза превзошла проектные предположения (1,5 МПа), поскольку фактическая прочность бетона на растяжение Саяно-Шушенской плотины, как было показано, составляет 3,6-4,7 МПа. А во-вторых, несовершенство расчётных моделей периода проектирования, недооценка влияния ряда факторов привели к ошибкам при конструировании плотины.

В техническом проекте плотины рассматривался вариант с устройством шва-надреза в напорной грани на расстоянии 22 м от подошвы, но от него отказались. Мотив отказа сводился к тому, что шов-надрез, исходя из проведенных расчётов, не будет выполнять своих функций в части предотвращения раскрытия контактного шва "скала – бетон", поскольку плотина передает на основание сдвигающую нагрузку, за местом приложения которой неизбежно должна образоваться зона растяжения. Наличие шва-надреза не влияет на эту схему работы плотины. Кроме того, у короткого шва-надреза концевые участки играют роль дополнительных концентраторов напряжений [100]. Эти же расчёты показали, что и длинные швы-надрезы не эффективны в обеспечении контакта подошвы с цементационной завесой, но вместе с тем они снимают растягивающие напряжения в бетоне напорной грани.

Зная это, и отказываясь от шва-надреза ещё и во имя упрощения строительных работ, не было проявлено жесткой позиции в разработке и реализации гидроизоляционных мероприятий напорной грани.

Впоследствии вопрос гидроизоляции напорной грани плотины неоднократно дискутировался проектной и строительной организациями (Л. К. Доманский, А. И. Ефименко, М. Г. Александров, К. К. Кузьмин и др.) и не однажды рассматривался Минэнерго СССР. Так, за несколько месяцев до затопления котлована станционной плотины и соответственно начала заполнения водохранилища с целью обеспечения директивного срока пуска первого агрегата в ряде документов констатировалось неудовлетворительное состояние работ по гидроизоляции, высказывались недостатки её конструкции, а также были сформулированы и некоторые новые соображения, постепенно пересматривающие первоначальные объёмы работ. [85]: "Отказ от изоляции приводит к попаданию воды в зону контакта с основанием в районе цементационной завесы, что ухудшает напряженное состояние плотины. Считать допустимым с учетом соображений, высказанных членами комиссии НТС Минэнерго СССР на заседании от 18.01.1978 г., ограничение высоты гидроизоляции напорной грани 10-15 м от отметки понура, при условии выполнения специальной битумной шпонки в сопряжении напорной грани с понуром, а также мероприятий, предложенных ВНИИГом.

Учитывая состояние строительных работ по плотине и остающиеся сроки до начала затопления водохранилища, строго обязательно выполнение следующего минимума работ по гидроизоляции:

– устройство битумной шпонки в сопряжении плотины с понуром размером 0,5 х 0,5 м;

– для предохранения шпонки и кольматации трещин осуществить засыпку понура до примыкания к верховой грани супесчаным или суглинистым грунтом слоем 6-10 м".

"Считать необходимым до затопления котлована II очереди выполнить устройство гидроизоляции напорной грани плотины до отметки 325 м в соответствии с выданным проектом. Выше отметки 325 Ленгидропроекту разработать предложения по уменьшению объемов работ и упрощению технологии их производства". (На основании этого решения был выдан проект гидроизоляции левобережной части плотины. Максимальная высота её на 60% по фронту была задана до отм. 330 м и на 40% – 345 м. Фактически трещины образовались значительно выше (рис. 2.34).

"Красноярскгэсстрой подтверждает своё мнение о том, что устройство эпоксидного покрытия понура и нижней части верховой грани плотины совершенно не обосновано ни устойчивостью плотины, ни её напряженным состоянием, так как основным мероприятием по гидроизоляции массива плотины являются шпонки, установленные в горизонтальных швах и на сопряжении понура с плотиной. В то же время, работы по покрытию чрезвычайно трудоёмки и их выполнение исключает готовность плотины к затоплению в октябре 1978 г. и следовательно, пуск агрегата в 1978 г.

Если все же считаться с возможностью раскрытия трещин в бетоне помимо швов, то кольматация этих трещин может быть надёжно гарантирована отсыпкой перед верховой гранью плотины суглинистого материала. Отсыпка может быть выполнена в зимних условиях при относительно небольших трудозатратах".

И, наконец, накануне завершения работ в котловане отмечалось: "…до настоящего времени в котловане II очереди выполнено всего 0,7тыс. $м^2$ гидроизоляции. Красноярскгэсстрой в одностороннем порядке прекратил проведение работ по гидроизоляции,…, эти работы не возобновляются и, таким образом, наиболее благоприятный период для выполнения гидроизоляции упущен, …, просим принять соответствующие меры по обеспечению выполнения пускового объема гидроизоляции до начала наполнения водохранилища в 1978 г.".

Из содержания изложенных документов следует, что бескомпромиссной позиции вплоть до запрещения заполнения водохранилища, пока не будет выполнена гидроизоляция напорной грани, не заняла ни одна из организаций, участвующих в создании плотины, в том числе и заказчик.

Наряду с этим, осуществление проекта гидроизоляции в сжатые сроки на огромной вертикальной поверхности можно было

бы выполнить лишь при разработке индустриальных методов работы. Этого сделано не было ни по упрощению технологии, ни по широкой механизации производства работ, что частично объясняет возражения по устройству гидроизоляции.

Все вместе взятое можно объяснить лишь тем, что важность проблемы в то время не была до конца понята в совокупности всеми создателями плотины. Поэтому лишь в отдельных местах в очень сжатые сроки (с 1.09 по 2.10.75 г.) был выполнен небольшой объем гидроизоляции до отм. 324 м на водосливной плотине перед затоплением её котлована. На станционной плотине были выполнены только опытные работы по заклейке 5-ти трещин (из 10-ти обнаруженных, рис. 2.21), а также битумная шпонка (рис. 2.34а). Таким образом, реальная зона растяжения напорной грани не была защищена гидроизоляцией.

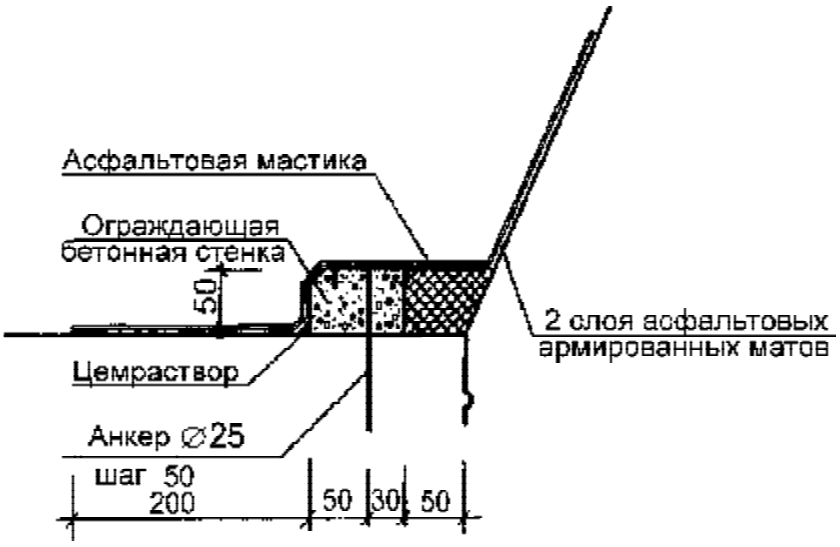


Рис. 2.34а Битумная шпонка в месте примыкания бетонного понура (рис. 2.20) к напорной грани станционной плотины

Контроль фильтрационных расходов через бетонную кладку с использованием данных тензометрических измерений в растянутой зоне бетона напорной грани позволил с достаточной степенью приближения установить динамику раскрытия трещины при эксплуатации плотины в проектном режиме. Начало раскрытия трещины происходит при уровне ВБ 515-520 м. При нагрузке, соответствующей отметке около 536 м, она получает распространение на глубину до 13 м. При НПУ трещина достигает межстолбчатого шва I-II, или 22-24 м от напорной грани. При отметке УМО трещина практически закрывается. В таблице 22 представлено изменение

фильтрационных расходов через напорную грань растянутой зоны бетона через каждые 10 метров изменения уровня ВБ при полном цикле наполнения водохранилища и его сработки.

Таблица 22. Фильтрационные расходы через растянутую зону напорной грани Саяно-Шушенской плотины между отм. 332-359 м при наполнении и сработке водохранилища

	Наполнение (1993 г.)					Сработка (1993-1994 г.)			
УВБ, м	500	510	520	530	540	530	520	510	500
Расход, л/с	21,1	18,8	53,9	102,8	240,2	146,1	80,4	35,4	18,1

Ежегодно (до проведения ремонта) в растянутой зоне бетона отмечался рост фильтрационных расходов (табл. 23).

Таблица 23. Результаты ежегодных измерений максимальных фильтрационных расходов через растянутую зону Саяно-Шушенской плотины между отм. 332-359 м

Г о д ы	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Расход при НПУ, л/с	300	371	382	284*)	406**)	457
Расход при УМО, л/с	-	-	6,3	21,54	25,5	32,5

*) Сокращение вызвано бетонированием смотровых шахт по радиальным швам 32, 33, 34 и цементацией в секциях 32 и 33.

**) Увеличение произошло после бурения скважин в бетоне.



Рис. 2.35 Эпюры горизонтальных перемещений (прогиб) оси секций плотины Саяно-Шушенской ГЭС

1 – секция 33; 2 – секция 18; 3 – секция 45

Сосредоточенная фильтрация является весьма опасным явлением и создает угрозу механического разрушения кладки в этой зоне. Здесь не имеет смысла указывать, насколько величина фильтрации через бетонную кладку превышает проектные предположения, так как это явление в подобных масштабах на Саяно-Шушенской плотине вообще не предполагалось проектом.

Полноценность анализа состояния плотины обеспечивается рядом других натурных наблюдений, в частности, геодезическими методами.

Прогиб плотины определяется путём измерений горизонтальных перемещений оси контрольных секций на разных горизонтах, оснащенных КИА.

Таблица 24. Максимальные радиальные перемещения относительно начального цикла измерений, выполненного 4.05.89 г. (мм)

Номера секций	Годы						
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Перемещения на отм. 542 м							
10	23,3	26,9	28,5	29,3	30,2	29,5	30,4
18	70,8	84,4	92,2	93,2	93,1	93,6	100,9
33	99,5	116,5	120,9	122,7	121,1	124,7	135,2
45	68,4	82,4	84,7	89,3	85,2	88,6	98,0
55	26,2	34,2	34,6	34,6	34,2	36,4	38,4
Перемещения на отм. 440 м							
10	4,4	4,6	4,2	5,3	5,7	5,8	4,8
18	34,6	39,0	41,9	42,9	42,6	42,7	46,8
33	50,9	57,2	59,6	61,0	61,3	63,4	68,9
45	35,0	39,2	40,8	43,8	42,8	43,9	49,3
55	4,5	6,0	6,0	6,0	5,8	6,7	7,3
Перемещения на отм. 344 м							
18	7,9	9,2	10,0	10,2	10,2	9,9	11,3
33	12,3	15,2	15,2	15,3	16,1	16,4	17,7
45	7,7	9.0	9,5	10,4	10,5	11,0	11,4

На рисунке 2.35 представлена динамика перемещений вертикальной оси контрольных секций плотины (прогиб), а в таблице 24 даны максимальные значения её радиальных перемещений на разных горизонтах по годам, измеренные при максимальных УВБ и в одни и те же сезоны относительно начального цикла наблюдений, проведенного 4.05.89 г.

Наибольшие значения радиальных перемещений зафиксированы на гребне плотины и составляют 135,2 мм. Относительно начала измерений отвесами максимальные перемещения составили 220 мм против 250 мм, определенных проектной организацией в качестве критерия.

По радиальным перемещениям были определены их необратимые составляющие, полученные как осредненная разность перемещений, зафиксированных в рассматриваемом году, и перемещений предыдущего года в периоды сработки водохранилища (табл. 25) при одинаковых УВБ в диапазоне отметок 530-500 мм.

Наибольшие необратимые перемещения были зафиксированы в первый год нагружения плотины проектной гидростатической нагрузкой в секции 33 на гребне плотины и составляли 14,4 мм. В последующие годы приращения необратимых перемещений не имели ярко выраженной тенденции к затуханию*).

Из данных таблицы 25 следует также, что суммарные необратимые радиальные перемещения гребня (отм. 542 м) за время эксплуатации плотины в проектном режиме (1990-1996 гг.) в ключевой секции 33 достигли 45,6 мм, что соизмеримо с максимальным размахом упругих перемещений 135,2 мм этой же точки при наполнении водохранилища от УМО до НПУ. Очевидно, что по сравнению с Красноярской плотиной, где необратимые перемещения практически прекратились в течение 5 лет проектного режима наполнения – сработки водохранилища, процесс стабилизации необратимых перемещений плотины Саяно-Шушенской ГЭС еще не затухающий. Поэтому на Саяно-Шушенской ГЭС по-прежнему продолжается непрерывный контроль за перемещениями плотины и производится непрерывный анализ напряженно-деформированного состояния системы “плотина – основание”.

Очевидно, что данная плотина при проектной нагрузке не адаптируется без необратимых перемещений, поэтому было принято решение с 1997 года снизить НПУ на 1 метр. Дальнейшие наблюдения и расчетные исследования должны показать, следует ли еще снижать НПУ.

Оценка осадки плотины приводится по наблюдениям за вертикальными перемещениями III столбов, находящихся в зоне максимальных осадок. В таблице 26 представлены результаты наблюдения за осадкой плотины по годам по двум секциям.

Наибольшая осадка плотины наблюдается с 1992 г. и составляет 47 мм, что не превышает проектные предположения (60 мм).

**) В 1996 году необратимые перемещения вновь возросли (до 12 мм на гребне ключевой секции). Это следствие ремонтных работ, описанных ниже в 2.2.2.5.*

Таблица 25. Необратимые радиальные перемещения в течение годичного цикла наполнения – сработки водохранилища (мм)

Отм. измерений	№№ секций / Годы	18	25	33	39	45
344	1990	1,4	3,10	3,4	2,8	0,9
	1991	0,8	0,6	0,5	0,6	1,0
	1992	0,3	0,3	0,5	0,7	0,8
	1993	0,6	1,0	1,0	0,8	0,4
	1994*)	-0,4	-1,0	-1,1	-0,9	-0,4
	1995	0,7	1,1	1,1	1,0	0,3
	1996	0,3	0,7	0,9	0,9	0,7
359	1990	2,1	3,8	3,6	2,7	1,2
	1991	1.0	0,9	1,5	1,5	1,2
	1992	0,5	0,4	0,7	0,6	1,3
	1993	0,5	1,5	2,3	0,6	0,5
	1994*)	-0,2	-1,2	-1,7	-0,9	-0,1
	1995	1,1	1,4	1,7	1,2	0,5
	1996	0,7	0,9	0,7	1,0	1,1
440	1990	5,3	7,5	8,3	6,7	4,4
	1991	2,4	2,9	3,4	3,2	2,9
	1992	1,6	2,0	1,6	2,2	2,2
	1993	2,1	3,0	2,8	2,1	2,0
	1994*)	-0,8	-1,8	-1,6	-1,3	-0,9
	1995	2,1	2,5	3,3	2,8	2,0
	1996	3,4	5,3	6,8	5,1	5,0
494	1990	7,7	11,1	12,2	10,5	7,5
	1991	4,4	3,9	5,6	5,0	4,7
	1992	3,2	3,5	2,4	2,5	2,7
	1993	3,2	4,8	4,0	3,5	3,1
	1994*)	-1,1	-2,1	-1,9	-2,9	-1,5
	1995	2,8	4,0	4,5	4,7	3,3
	1996	4,8	7,4	9,6	7,8	6,4
542	1990	10,9	13,0	14,4	12,5	9,6
	1991	4,9	6,0	7,7	6,7	5,5
	1992	8,3	4,3	3,6	3,7	3,6
	1993	4,8	6,3	5,2	4,6	4,1
	1994*)	-1,7	-2,6	-2,9	-4,2	-3,3
	1995	3,6	5,4	5,6	5,3	4,6
	1996	5,8	9,4	12,0	9,3	7,0

*) Перемещение со знаком (-) является следствием меньшего остывания низовой грани и более низкого УВБ в 1994 г.

Натурные наблюдения за радиальными и вертикальными перемещениями плотины показывают, что, в целом, плотина адекватно реагирует на изменения гидростатической нагрузки и температуры, как основных воздействий.

Таблица 26. Вертикальные перемещения по годам III столбов Саяно-Шушенской плотины секций 18 и 33 (мм)

№ секций	Г О Д Ы					
	1990	1991	1992	1993	1994	1995
18 III ст.	29	31	31	29	29	30
33 III ст.	44	46	47	47	47	47

Дифференцированное рассмотрение основания, тела плотины и других элементов гидроузла проводится в настоящей монографии лишь с целью удобства и систематизации изложения. Оценку состояния плотины в действительности можно дать только при комплексном взгляде на поведение всех элементов гидроузла во взаимодействии и взаимосвязи в системе "плотина – основание – прилегающая территория", что и осуществляется в практике эксплуатации сооружений Саяно-Шушенской ГЭС.

2.2.2.5 Ремонтные работы в растянутой зоне напорной грани плотины Саяно-Шушенской ГЭС

Во избежание суффозии бетона растянутой зоны напорной грани, из-за сильных протечек воды через неё, была проведена попытка проинъектировать фильтрующий массив по существующей в стране традиционной технологии цементации в период 1991-1994 гг., т.е. с самого начала возникновения сильной фильтрации. При этом повторно цементировались межсекционные швы, выполнялась цементация трещин через восходящие скважины. При этом нагнетались цементные, цементно-бентонитовые и цементно-силикатные растворы. Была выполнена попытка применить нетрадиционные полиуретановые растворы. В процессе нагнетания происходило быстрое сообщение сети трещин с горизонтальным дренажом и через него со смотровыми шахтами, что приводило к выносу материала из инъектируемых зон. Поэтому эффект инъектирования оказался незначительным и кратковременным. Фильтрационные расходы продолжали увеличиваться.

В конце 1992 г. был разработан специальный проект подавления увеличивающейся фильтрации, включающий следующие работы:

– повторная цементация межсекционных швов I столба через закладную систему;

– устройство вертикального дренажа (5 скважин на секцию);

– инъекция первоначально цементным раствором, затем полимерами (аквизол).

В марте 1993 года было проведено гидроопробование карт межсекционных швов I столба между отметками 332-359 м и произведена цементация некоторых из них через цемсистемы швов обычным цементным раствором с водоцементным отношением 1:10. К 01.08.93 г. с целью предотвращения выноса инъектируемого материала были забетонированы три смотровые шахты по швам 31-32, 32-33, 33-34. В сентябре были продолжены работы по цементации фильтрующих межсекционных швов в секциях 32, 33 с забетонированными шахтами.

В декабре 1993 г. при УВБ – 532,6 м было выполнено опытное нагнетание полимерного материала – аквизола в секциях 32, 33. Давление при нагнетании аквизола изменялось в пределах 20-30 МПа, что соответствовало удельным поглощениям материала 5-10 л/с. Как и прежде, отмечался выход раствора через трубы системы охлаждения, скважины соседних секций и смотровые шахты.

После инъектирования аквизолом фильтрационный расход в этих секциях кратковременно сократился до 0,3-0,5 л/с, но впоследствии превзошел первоначальную величину. Полимер фильтрационным напором был выдавлен из трещин.

Позднее было предложено ликвидировать горизонтальный дренаж с помощью цементных растворов, однако эта попытка оказалась также безуспешной.

За счёт бетонирования наиболее приточных смотровых шахт в 1993 г. и инъекций цементом зоны разуплотнения в секциях 25, 26, 30, 31, 32, 39, 40, 44 в них удалось временно снизить фильтрационные расходы с 380 л/с до 280 л/с. Эти работы по инъекции привели к возникновению фильтрации во II столбе ряда секций, а также на лестничной клетке плотины секции 37, что свидетельствовало не о подавлении фильтрации, а о её перераспределении.

Рост фильтрационных расходов, независимо от принимаемых мер по перекрытию путей фильтрации, продолжался. Наибольшая фильтрация была сосредоточена на участке из пяти секций 27-31 и составляла 54% от суммарного расхода по разуплотненной зоне между отметками 344-359 м. Максимальный расход в секции 30 достиг 90 л/с. Процесс деградации бетона в зоне, примыкающей к высокоскоростному потоку, интенсивно нарастал. Необходимо было срочно найти новые для отечественной практики нетрадиционные технологии, чтобы остановить разрушение растянутой зоны бетона длиной 300 м по фронту плотины.

В 1993 г. между Саяно-Шушенской ГЭС и французской фирмой “Солетанш” была достигнута договоренность о применении её технологии подавления фильтрации воды через бетон. Эта технология разрабатывалась и успешно применялась при ремонтных работах на плотинах в течение последних 20 лет одним из подразделений – фирмой “Родио”, находящейся в Испании.

В осенний период 1995 г. при УВБ близком к НПУ были проведены опытно-промышленные работы по ремонту растянутой зоны бетона в секциях 23, 24 с использованием полимерных эластичных, по сравнению с цемраствором, материалов “Рофлекс” (модуль деформаций 50 МПа) и “Родур” (модуль деформаций 3500-5000 МПа).

Разведочным бурением в секции 23 была зафиксирована одна трещина на отметке 350,5 м, а в секции 24 – от двух до пяти трещин в интервале отметок 350,3-351,8 м. Первые опыты нагнетания с применением “Рофлекса” оказались неудачными. Его раствор при низкой температуре (+4^{0}С) становился излишне вязким, поэтому полноценного заполнения трещин получить не удалось. Применение в этих же условиях “Родура” обеспечило плотное заполнение трещин. В процессе производства работ по опытному нагнетанию определялась оптимальная вязкость растворов, способных к отверждению при низких температурах фильтрации. Была подобрана величина давления нагнетания, достаточная для закачки вязкого раствора в ограниченное пространство трещин в радиусе 1,5-2 м от точки нагнетания.

С самого начала опытных работ при закачке раствора в первый куст скважин (около 30% площади трещины) было зарегистрировано существенное дополнительное раскрытие трещин из-за большого давления нагнетания – около 140 МПа (рис. 2.36). Дополнительное раскрытие от инъекции, в отдельных случаях, заметно превысило деформации в растянутой зоне, возникающие от гидростатики при наполнении водохранилища до отметки НПУ 540 м. По результатам первых же наблюдений за дополнительным раскрытием трещин, с учётом недопущения возможного их распространения во II столб, было принято решение ввести ограничение параметров процесса инъекции, что было достигнуто уменьшением давления на выходе из насоса до 45-50 МПа.

Из двух использованных материалов предпочтение было отдано “Родуру”, хотя и более жесткому, но и более эффективному в условиях интенсивной напорной фильтрации. Используемые растворы эпоксидных смол “Родур” обладали высокой вязкостью, хорошей проницаемостью, низким поверхностным натяжением, инертностью по отношению к воде и способностью быстро отвердевать при низких температурах. Благодаря этим характеристикам они были в данном случае практически единственно пригодными

для заделки трещин с сильными протечками воды методом нагнетания.

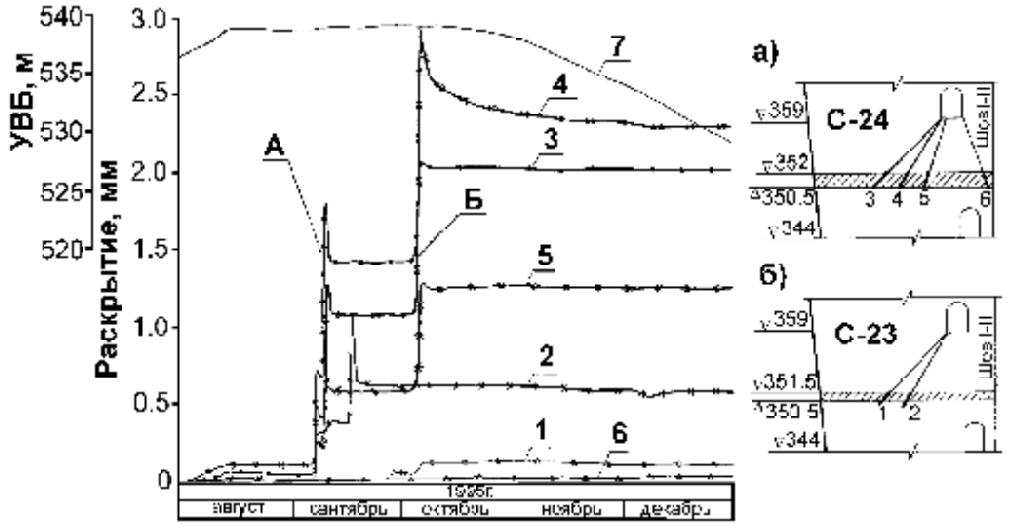


Рис. 2.36 Дополнительное раскрытие трещин в растянутой зоне опытных секций 23 и 24:

а) схема расположения щелемеров в секции 24; б) схема расположения щелемеров в секции 23; 1, 2, 3, 4, 5, 6 – номера щелемеров и их показания; 7 – уровень верхнего бьефа; А – первоначальная инъекция; Б – повторная инъекция

В итоге проведения опытных работ фильтрация через трещины в секциях 23, 24 была практически подавлена. Выбуренные керны показали высокую адгезию нагнетаемого материала с поверхностью бетона в изломе за исключением участков, поверхность которых запесочена из-за того, что промыта фильтрационным потоком. Наблюдениями на протяжении периода сработки и наполнения водохранилища 1995-1996 гг. установлено, что фильтрационное состояние заинъектированной опытной зоны не ухудшалось. Проведенные наблюдения за опытно-промышленными работами позволили принять решение о ремонте с применением той же технологии остальных поврежденных участков плотины, т.е. зоны протяженностью по фронту 300 м, включающей секции с 21 по 46 между отметками 344 и 359 м.

Производство работ было начато 06.06.96 г. и закончено 12.11.96 г.

Для выполнения работ было использовано следующее оборудование, приборы и материалы:

– Буровой станок “Диамек 251” (5 шт.), имеющий электрогидравлическую силовую установку со скоростью вращения 2000-

2500 об/мин.; рабочий диаметр бурового инструмента 46 мм; рабочая производительность бурения 3-4 м/час.

– Нагнетательный насос с максимальным нагнетательным давлением 70,0-80,0 МПа; с эксплуатационной производительностью 1,0-1,5 л/мин.

– Щелемеры струнные с межанкерным расстоянием 2,0 м; с диаметром рабочей части 29 мм; диаметром анкера 40 мм, температурным режимом от -40 до +60^{0}С, погрешностью 0,1 мм.

– Двухкомпонентные эпоксидные смолы (“Родур”) с вязкостью по “Брукфильду” при 20^{0}С в пределах: от 15000 сП до 1200 сП (сантипуаз); с пределом прочности на сжатие (при 20^{0}С) 80,0-95,0 МПа и пределом прочности на разрыв от 28,5 до 45,0 МПа; с определённой зависимостью скорости полимеризации от времени, например, за 9 часов при температуре +5^{0}С полимеризация закачанного материала достигает 20% конечных характеристик. В таблице 27 представлена дальнейшая зависимость объёма полимеризации от времени.

Таблица 27. Зависимость объёма полимеризации эпоксидной смолы “Родур” от времени при температуре +5^{0}С

Полимеризирующийсяся объём материала, %	Время, час
20	9
40	19
60	33
80	63

Промышленные работы, которые были проведены на Саяно-Шушенской плотине, условно можно разделить на несколько характерных этапов.

На первом этапе в процессе наполнения водохранилища выполнялось разведочное бурение, 6 скважин на одну секцию, и их гидравлическое опробование для фиксации пространственного расположения трещин и их документирования. Гидравлическое опробование производилось путём контроля давления нагнетаемой в скважину воды. Резкое изменение давления воды (снижение) свидетельствовало о выявлении трещины. Зондаж от устья каждой скважины по всей её глубине 10-16 м на выявление трещин производился дискретно участками, ограниченными тампонами, с расстоянием между ними 1,5 м. При выявлении в 1,5-метровой зоне трещины эта зона подвергалась зондированию участками со значительным сокращением расстояния между тампонами. Такой

метод позволял точно определять пространственное расположение трещины.

Разведочное бурение показало наличие в каждой секции от одной до трех зон с трещинами, причём в каждой зоне, как правило, выявлялась группа более мелких трещин. Три зоны обнаружены в секциях 25, 33, 41. В ряде случаев указанные зоны оказались довольно обширными: в секции 28 толщина зоны – 5,6 м, в секциях 34, 42 – 4,6 м, в секции 41 – 4,2 м и т.д.

На основании разведочного бурения было составлено технико-экономическое обоснование проекта, определены объёмы бурения и нагнетания и программа работ. На практике потребовалось осуществить инъектирование 40 трещиноватых зон, а не 24, как планировалось первоначально.

На втором этапе работ проводилось бурение скважин для инъекции в среднем 28 штук на одну секцию. Бурение осуществлялось из смотровой галереи на отметке 359 м. Бурение скважин, как и разведочные работы, производилось при неполной гидростатической нагрузке.

На третьем этапе трещины инъектировались при полной гидростатической нагрузке на плотину и, соответственно, максимальном их раскрытии.

Третий этап можно разделить на две очереди. Первоначально было заинъектировано 24 секции (1 очередь инъектирования), затем остаточные водопроявления в 10 секциях были подавлены повторным инъектированием (2 очередь).

Основной материал "Родур" для инъекции доставлялся подрядчиком в виде готового раствора, расфасованного в стандартных ёмкостях 28 л каждая. Компоненты, обеспечивающие полимеризацию инъектируемого материала, доставлялись также в виде расфасованных растворов.

Для приготовления инъектируемой смеси количественное соотношение и тип ("Родур 624", "Родур 626", "Родур 1277") широко варьировались для подбора необходимой консистенции смеси в зависимости от характера трещины и расхода фильтрации через неё.

Компоненты смешивались миксером с основным материалом в его же стандартной ёмкости, после чего она опорожнялась в приёмное устройство поршневого насоса. Таким образом, обеспечивалась индустриальность приготовления смеси на месте производства работ, что в сложных и стесненных условиях галереи плотины облегчало их проведение.

В случаях необходимости использования более вязкого раствора, чем “Родур 624”, в него добавлялся тальк. Такой раствор применялся в секциях с большим водопроявлением.

Нагнетание растворов в трещины велось, в основном, через 2 скважины 4 насосами, это позволило вдвое увеличить производительность труда по сравнению с нагнетанием раствора в одну скважину. Тем самым были существенно сокращены сроки ремонтных работ, а следовательно, уменьшена продолжительность воздействия на плотину полной гидростатической нагрузки в холодное время года.

Давление раствора 45-50 МПа на выходе из насоса по мере продвижения по тракту нагнетания длиной 15-20 м быстро падало и в устье трещины колебалось в пределах 6,0-8,0 МПа. Такое давление позволяло обеспечить качественное и неразрывное заполнение раствором трещин даже с небольшим раскрытием после того, как были подобраны необходимые консистенции растворов.

С целью обеспечения контроля за воздействием на напряженно-деформированное состояние системы “плотина – основание” давления при нагнетании раствора в трещины и особенно за изменениями в растянутой зоне бетона были организованы специальные наблюдения. Этот контроль включал в себя наблюдения за возможными негативными проявлениями, связанными:

– с превышением раскрытия трещин над величинами, которые были до инъекции;

– с раскрытием межстолбчатого шва I на отметке 344 м;

– с развитием трещины во II столбе;

– с деформацией контактной зоны и осадками: поворотом массива I столба ниже зоны разуплотнения;

– с раскрытием заинъектированных трещин при инъекции смежных секций.

Особо был обеспечен контроль за изменением фильтрации в инъектируемой секции, смежных секциях и шахтах радиальных швов. Специально для наблюдений были установлены экстензометры (щелемеры, характеристики которых приведены выше) с базой 2000 мм от 2 до 4 штук на секцию в зависимости от количества трещин и их расположения (рис. 2.37). Щелемеры устанавливались на этапе буровых работ, они были основным инструментом контроля за процессом нагнетания. В трёх секциях (22, 33, 46) были установлены щелемеры в начале второго столба для контроля за возможным распространением трещины и переходом её через межстолбчатый шов.

Информация о раскрытии трещин при инъектировании передавалась руководителю работ через каждые 15 минут.

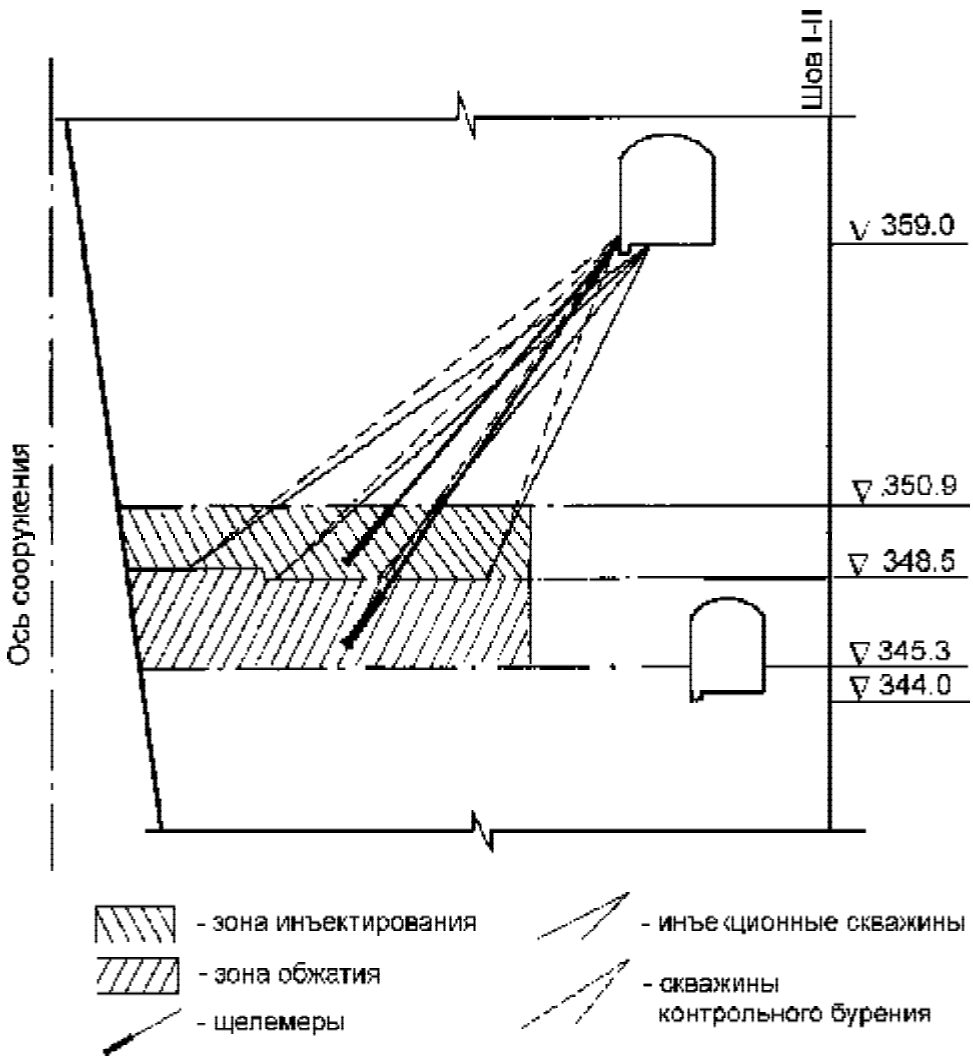


Рис. 2.37 Схема расположения скважин и щелемеров в зоне инъектирования в секции 26

На этапе экспериментальных работ дополнительное раскрытие трещины было ограничено величиной 1,5 мм. На начальном этапе промышленных работ в инъектируемых трещинах были зафиксированы раскрытия более 1,5 мм, а также обнаружилось раскрытие трещин в смежных незаинъектированных секциях. Исходя из практических результатов, было принято ограничение по раскрытию трещин до 2,5 мм, поскольку анализ в дальнейшем показал, что в процессе инъектирования происходит обжатие их близлежащих трещиноватых массивов (выше и ниже от места инъекции), что и регистрировали приборы, контролирующие деформации в инъектируемой зоне и зоне обжатия.

В принятии решений по корректировке технологического процесса нагнетания раствора использовалась вся оперативная информация не только по изменению фильтрационных расходов через уплотняемый массив и соседние секции, но и по осадкам, наклонам и деформациям.

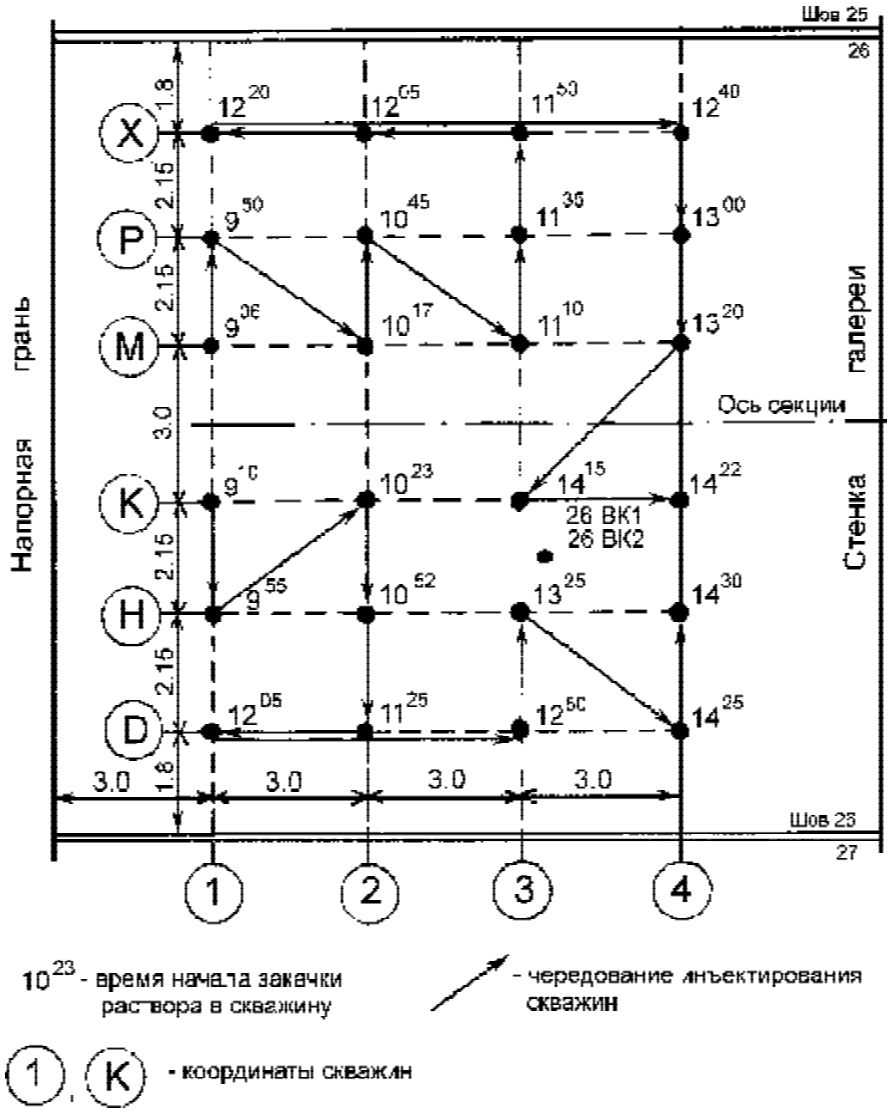


Рис. 2.38 Очередность инъекций по сетке скважин секции 26 на отметке 349.7 м

Нагнетание раствора начиналось, как правило, с крайних рядов скважин, расположенных у напорной грани или со стороны нижнего бьефа (рис. 2.38). На рисунке показаны стрелками перемещения подключений насосных установок к скважинам и время начала

нагнетания в каждую скважину. Очередность назначения скважин для нагнетания определялась по наименьшему изливу или выходу раствора из смежных с инъектируемой скважин путем открытия кранов, установленных на их устьях. Перед началом инъекции краны открывали только вблизи инъектируемой скважины и ожидали излива раствора. В дальнейшем от такого контроля за распределением раствора по трещине отказались и в целях экономии полимера перешли на зондирование скважин гибким тросиком для определения появления полимера в скважине.

В результате наблюдений были установлены характерные явления, которыми сопровождался процесс нагнетания, представленные в таблицах 28, 29 и рисунках 2.39-2.44.

Таблица 28. Результаты подавления фильтрации воды в некоторых секциях инъектируемой зоны бетона Саяно-Шушенской плотины

Инъектируемая секция	Дата инъекции	Суммарный расход материала	Максимальное дополнит. раскрытие в инъектируемой секции	Максимальное остаточное раскрытие инъектируемой секции	Изменение суммарных расходов фильтрации в инъектируемых секциях
		число емк.	мм	мм	л/с
I очередь					
30	12.08.96	116,5	0,08	0,08	64,5-4,0
31	16.08.96	111,5	0,77	0,48	16,8-0,4
27	24.08.96	120,0	0,46	0,09	37,1-0,1
26	26.08.96	80,0	2,48	1,62	6,7-6,1
22	24.08.96	97,0	2,18	2,07	7,6-0,45
40	17.09.96	98,0	1,58	1,32	23,7-0,8
46	23.09.96	113,0	0,57	0,48	11,45-0,0
2 очередь					
30	11.10.96	43,5	0,93	0,74	1,27-0,20
31	11.10.96	29,0	1,09	0,83	2,84-0,05
27	12.10.96	51,0	1,17	1,06	0,35-0,02
46	15.10.96	75,75	1,66	1,32	1,0-0,0

Из рисунков и таблиц видно, что зона влияния инъекционных работ была достаточно обширна. Реакция на подачу давления в трещины отмечалась по фронту плотины на участке из 5-6 секций, включая инъектируемую. Как правило, на участке из двух-трёх смежных секций справа и слева изменялись фильтрационные рас-

ходы и наблюдался выход пены через смотровые шахты и дренажные скважины. При производстве инъекционных работ первой очереди перераспределение расходов происходило в сторону незаинъектированных секций, а при инъекции второй очереди зафиксированы случаи увеличения фильтрации в соседних заинъектированных секциях.

Происходило существенное сокращение фильтрационного расхода через инъектируемую трещину.

Наряду с раскрытием инъектируемых трещин происходило, как уже указывалось, закрытие смежных с ними трещин в растянутой зоне этой секции. Поэтому во многих случаях фильтрация по ним прекращалась, т.е. происходило обжатие разуплотненной части.

Раскрытие трещин в смежных секциях увеличивало фильтрацию через них.

После окончания нагнетания раскрытие трещин сокращалось в течение одного часа. Среднее сокращение раскрытия после работ первой очереди инъектирования составило 18%, после второго инъектирования - 13%.

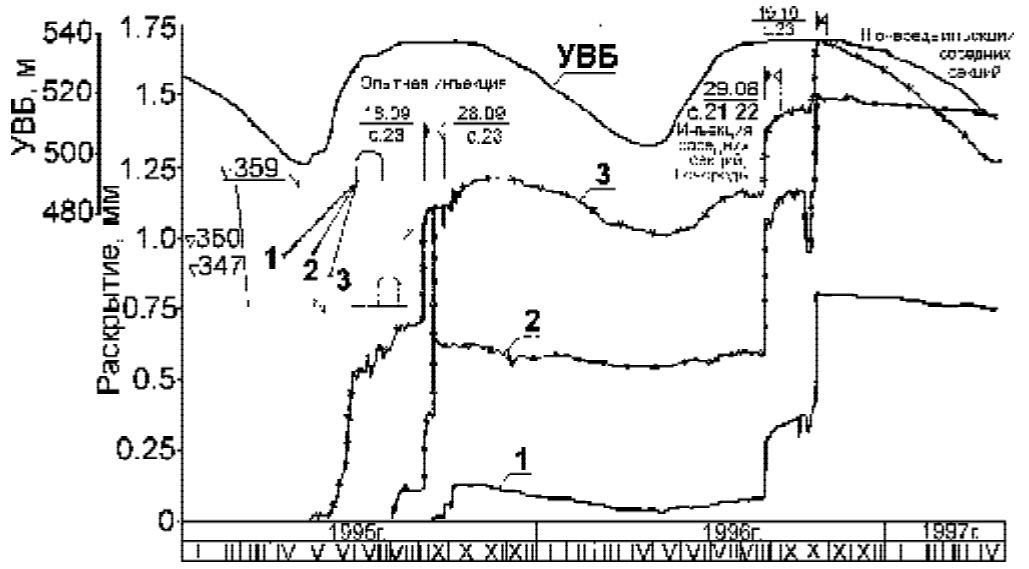
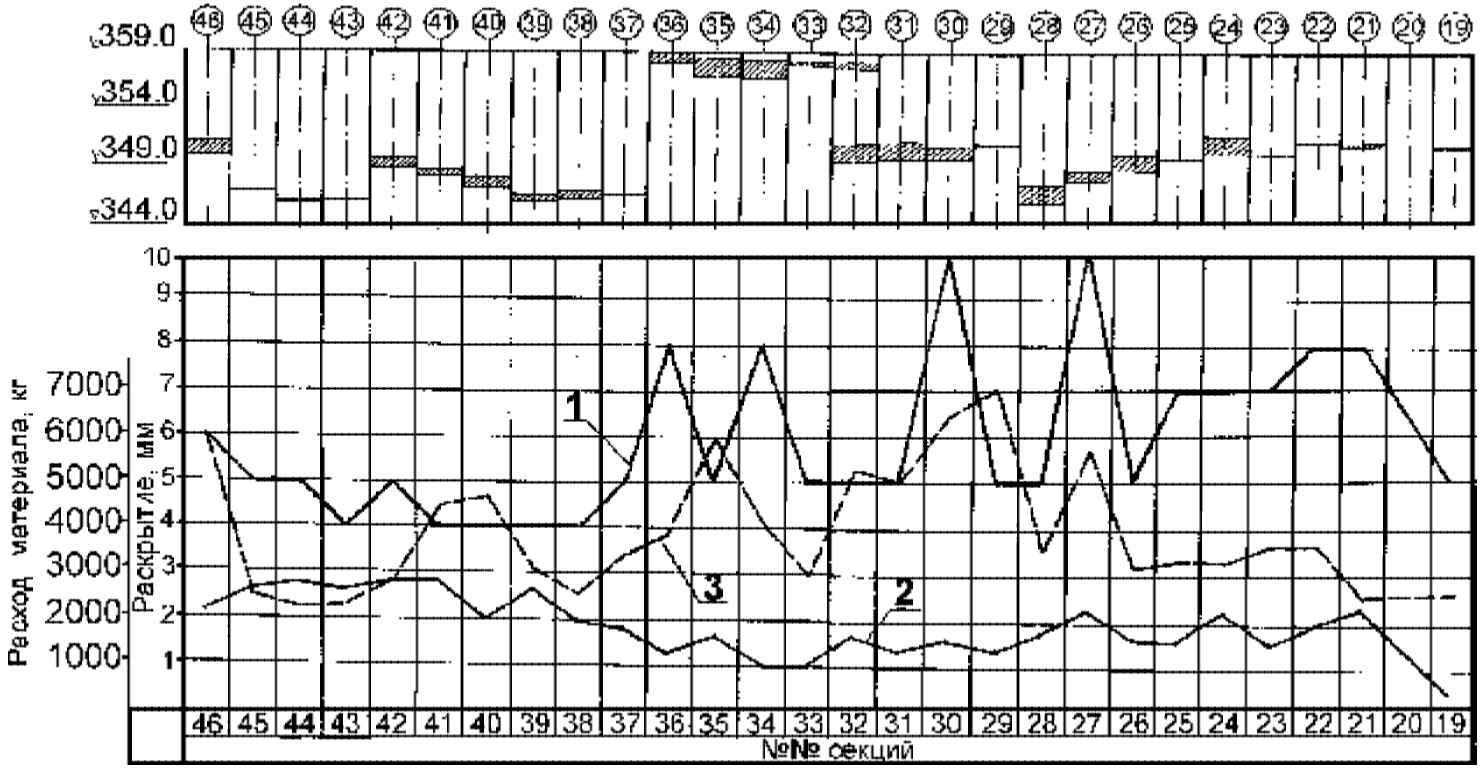


Рис. 2.39 Изменение раскрытия трещины в секции 23

1, 2 – показания щелемеров в соответствующих точках; 3 – показания деформометра в соответствующей точке;

– начало инъекции; – конец инъекции

На рисунке 2.39 показано раскрытие трещины в секции 23 при ее инъектировании в 1995 году и сокращение раскрытия после окончания инъекции. Далее видно, что трещина на секции 23 рас-



Рис

*1.-**2.40***

раскрытие

–

зона

бетона

трещин

подвергнутая

по

установившиеся

результатам

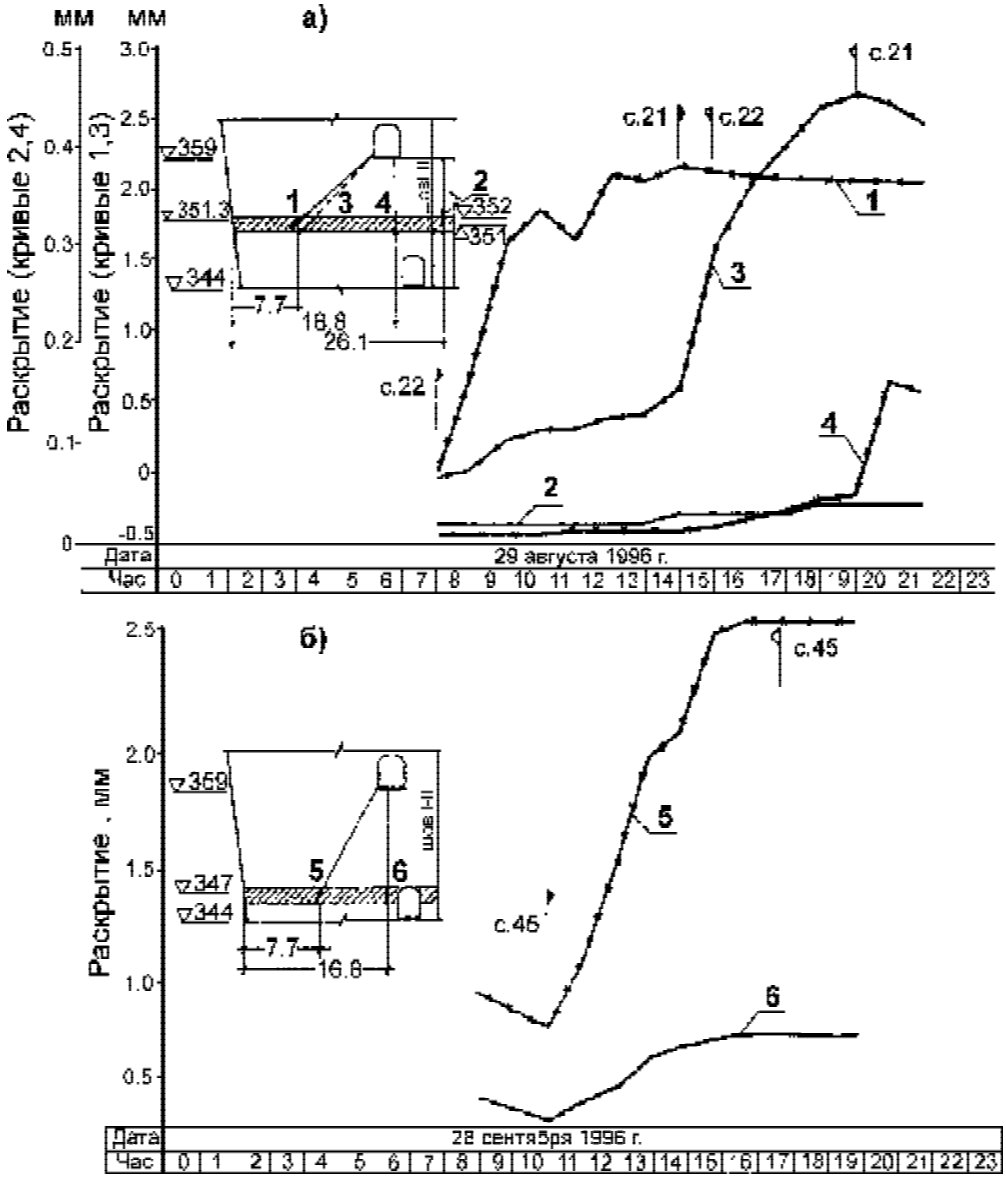


Рис. 2.41 Раскрытие трещины при инъекции на различном удалении от напорной грани:

а) в секциях 21,22; б) в секциях 45; 1, 2 – номера щелемеров и их показания в секции 22;
3, 4 – номера щелемеров и их показания в секции 21;
5,6 – номера щелемеров и их показания в секции 45;

– зона трещинообразования; – начало инъекции; – конец инъекции

крылась вновь в 1996 году при инъектировании смежных секций 21-22, и наконец, увеличение раскрытия трещины на этой секции произошло в момент окончательной ликвидации фильтрации через нее при работах II очереди. На рисунке 2.40 показаны максимальные

установившиеся раскрытия трещин после выполнения I и II очереди инъекции бетона, а также расход закачанного материала. Из рисунка видно, что четкой зависимости увеличения расхода материала от величины раскрытия трещин нет. Это означает, что расход материала был больше там, где зоны бетона наиболее разуплотнены. Это подтверждается осмотром выбуренных из заинъектированного яруса бетона кернов, в которых толщина слоя материала колеблется от 1 до 8 мм, несмотря на раскрытие трещины у напорной грани не более 2 мм. Всего в трещины отремонтированной зоны бетона плотины в 1996 г. закачано 102,4 тонны эпоксидных растворов.

Появление фильтрации в контрольных скважинах вблизи межстолбчатого шва I и зафиксированные в начале II столба дополнительные раскрытия трещины 0,02 мм свидетельствуют о её распространении во II столб (рис. 2.41).

Обжатию подверглась и зона бетона, расположенная значительно ниже инъектируемого пояса вплоть до контакта "скала – бетон", которая контролировалась в основном гидронивелирами. Это явление наблюдалось преимущественно в пределах водосливной части плотины (секции 42-45), а также на отдельных участках вышележащего яруса, относительно инъектируемого массива бетона, в отметках 359-386 (секции 20-22, 29, 33, 36, 37), где зафиксировано уменьшение расхода фильтрации.

Важным представляется проведенный совместный анализ изменения показаний экстензометров, установленных в зоне нагнетания растворов, и деформометров, по которым контролировалась область бетонных массивов выше и ниже трещиноватой зоны в период ее инъектирования. На рисунке 2.42 показаны результаты наблюдений, подтверждающие наличие выше и ниже инъектируемой зоны на секциях 27, 4, 38, 42 обжатия массивов, составляющего $(\Delta_1-\Delta_2)$ соответственно 0,46 мм; 0,14 мм; 0,38 мм; 0,89 мм, которое возникает при максимальном воздействии распора в инъектируемой трещине.

В зоне инъекционных работ произошел рост углов наклона плотины от отм. 359 м и выше в сторону нижнего бьефа, а на отм. 308 м в сторону верхнего бьефа (на отм. 344 м углы наклона практически не менялись). На рисунке 2.43 приведены характерные показания углов наклона, полученные по поперечным гидронивелирам. Относительно предыдущих циклов сработки водохранилища в период снижения уровня ВБ в 1996-1997 гг. разница приращения углов поворота превышает 6″ в секции 33 (табл. 29). Это является свидетельством образования клина в отремонтированном поясе плотины между отм. 344-359 м. Максимальная толщина клина у напорной грани достигает 2 мм.

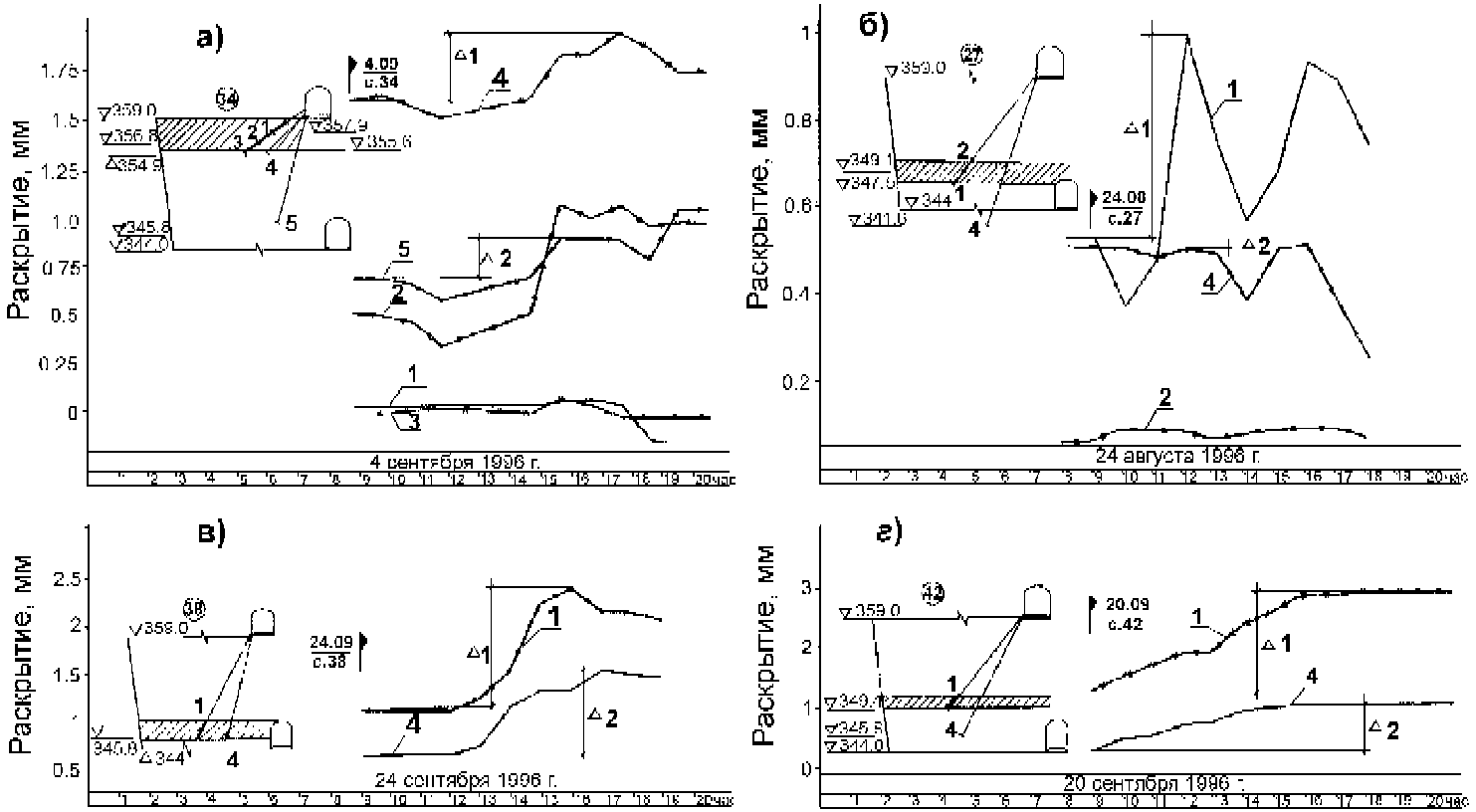


Рис. 2.42. Влияние *зона деформации* **инъекции** *бетона* **на деформации** *начало трещин*

а – *34*; *б* – *27*; *в* – *приращения в соответствующих* *секция*; *4, 5* – *максимальные* *секция*; Δ1, Δ2 – *секция*

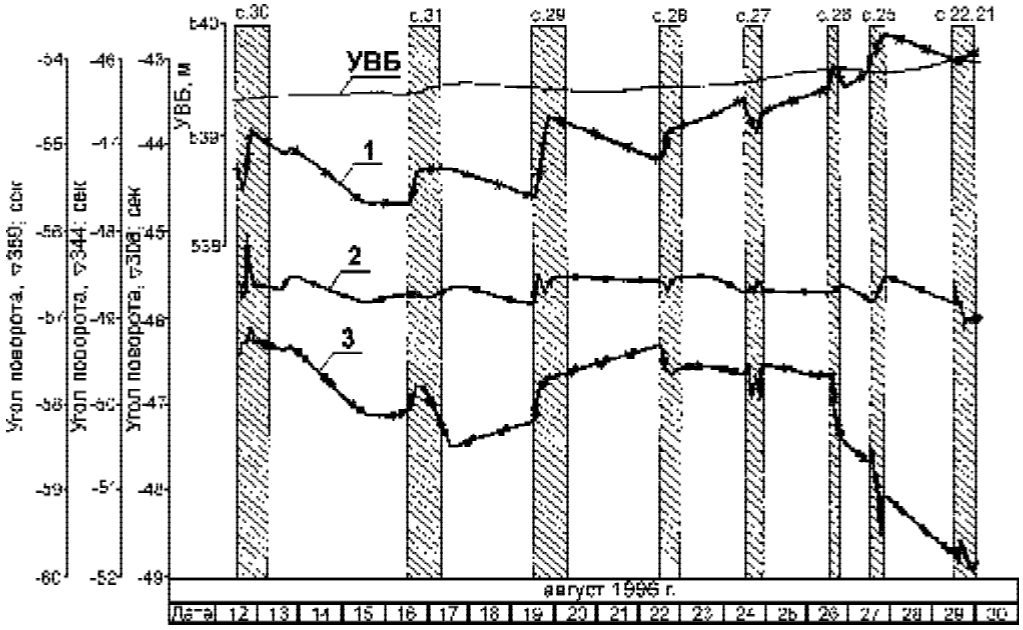


Рис. 2.43 Изменение углов поворота поперечного гидронивелира в секции 25 в период производства инъекционных работ в бетоне плотины

1 – угол поворота гидронивелира, отметка 308; 2 – угол поворота гидронивелира, отметка 344; 3 – угол поворота гидронивелира, отметка 359;

– период инъекций в соответствующей секции

По данным продольных гидронивелиров, в процессе инъектирования наблюдался рост осадок на отм. 308-315 м и 344 м. Зона распространения осадок фиксировалась в пределах двух-трёх секций в обе стороны от инъектируемой секции.

Производство ремонтных работ в разуплотненной зоне бетона отразилось на напряженно-деформированном состоянии системы "плотина – основание". На рисунке 2.44 представлены характерные изменения раскрытия трещины в зоне инъектирования 1, консольных напряжений 2, деформация по консоли 3, деформация в основании 4 на глубине 20 метров, изменение раскрытия контакта "скала – бетон" 5 и изменение расхода через систему дренажа бетона на секции 45 в период инъектирования секций 43, 44, 45, 46.

Обобщая и анализируя показания приборов, можно увидеть, что изменения в НДС системы "плотина – основание" сводятся к следующему: произошло обжатие напорной грани в консольном направлении до 3 МПа выше и ниже зоны работ (до 20-30 м в каждую сторону), что уменьшило в этих ярусах фильтрацию и не потребовало в них проведения инъекционных работ; на горизонтах ниже 30 м зоны инъекции деформации по консоли уменьшились на величину приблизительно до 1 МПа; наблюдалось закрытие контакта

"скала – бетон" в радиусе 30-45 м от инъектируемой секции и уменьшение растягивающих деформаций в основании.

Таблица 29. Приращение углов поворота поперечных гидронивелиров между отметками 359-344 м при сработке водохранилища (с.)

Отметка измерения	№№ секций / Годы	18	25	33	39	45
УВБ - 540 м						
359-344	1993 1994 1995 1996	7,4 6,7 6,5 7,1	8,8 8,4 9,3 11,9	8,3 7,2 8,2 12,9	3,8 3,5 4,2 6,0	4,0 4,4 4,5 7,2
УВБ - 30 м						
359-344	1993 1994 1995 1996	6,1 5,5 4,9 7,6	8,0 7,4 8,1 11,8	7,3 6,8 7,7 12,5	3,3 3,3 4,5 5,4	3,6 3,8 3,8 6,6
УВБ - 520 м						
359-344	1994 1995 1996 1997	4,5 4,1 2,5 6,1	5,5 5,6 5,3 10,1	5,2 5,3 4,4 10,9	2,2 2,7 1,0 4,9	3,2 3,1 2,0 5,8
УВБ - 515 м						
359-344	1994 1995 1996 1997	3,5 2,8 2,3 4,9	4,6 4,2 5,3 9,3	4,2 4,1 4,8 9,9	1,4 2,0 1,4 4,1	2,4 2,5 2,5 5,6
УВБ - 510 м						
359-344	1994 1995 1996 1997	2,1 2,0 1,8 4,0	3,0 2,9 4,5 8,1	2,6 3,3 4,2 9,1	1,3 0,9 1,8 3,6	1,8 1,2 2,2 4,9
УВБ - 500 м						
359-344	1994 1995 1997	-0,1 -0,3 2,6	-0,2 -0,1 5,2	-0,2 0,6 6,0	-0,2 0,4 2,5	-0,2 0,1 3,1

Таким образом, до проведения инъекционных работ тензометры, контролирующие изменения деформаций по горизонтальным площадкам в растянутой зоне бетона, переставали регистрировать приращения деформаций растяжения при возрастающей гидростатической нагрузке, начиная с отметок УВБ 536-538 м. Такое поведение тензометров свидетельствовало о существовании горизонтальной трещины вблизи (выше или ниже) отметки расположения приборов. На стадии наполнения водохранилища до отметки 539 м после ремонта бетона напорной грани эти же тензометры уже

адекватно реагировали на изменения нагрузки: приборы фиксировали приращения деформаций растяжения на всем этапе наполнения водохранилища (рис. 2.44а). Этот факт позволяет сделать главный вывод: достигнуто обжатие растянутой зоны напорной грани плотины на высоту около 70 м и восстановлена упругая работа этой части массива плотины.

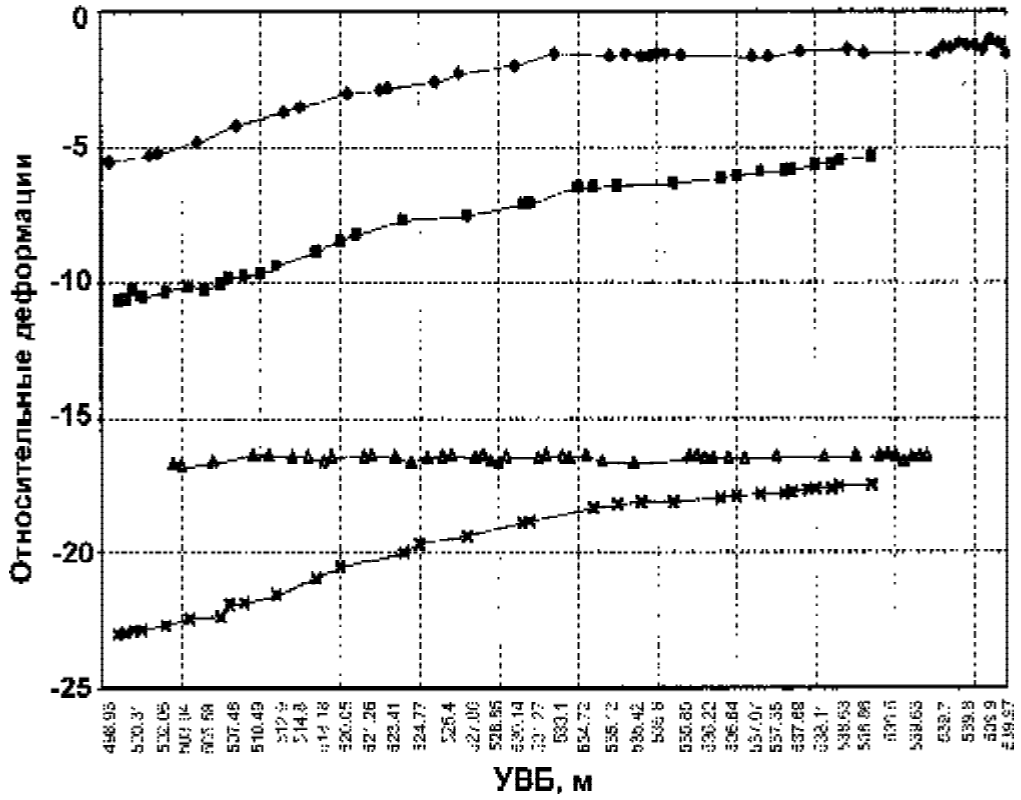


Рис. 2. 44а Изменение деформаций консольного направления в растянутой зоне бетона напорной грани

– деформации в 0,25 м от напорной грани в секции 23, отм. 354 м, 1994 г.;

– деформации в 0,25 м от напорной грани в секции 23, отм. 354 м, 1997 г.;

– деформации в 9,25 м от напорной грани в секции 26, отм. 355 м, 1995 г.;

– деформации в 9,25 м от напорной грани в секции 26, отм. 355 м, 1997 г.

Вторым основным достижением инъектирования трещин в I столбе плотины явилось подавление фильтрации через растянутую зону бетона. После завершения работ 1 очереди расходы снизились на 92% (с 458 до 37 л/с), после 2 очереди инъектирования расходы снизились ещё на 7% (с 37 до 5 л/с), и остаточная фильтрация составляет 1% от первоначальной. Выбуренные керны показали хорошее заполнение трещин инъектируемым материалом (рис. 2.45).

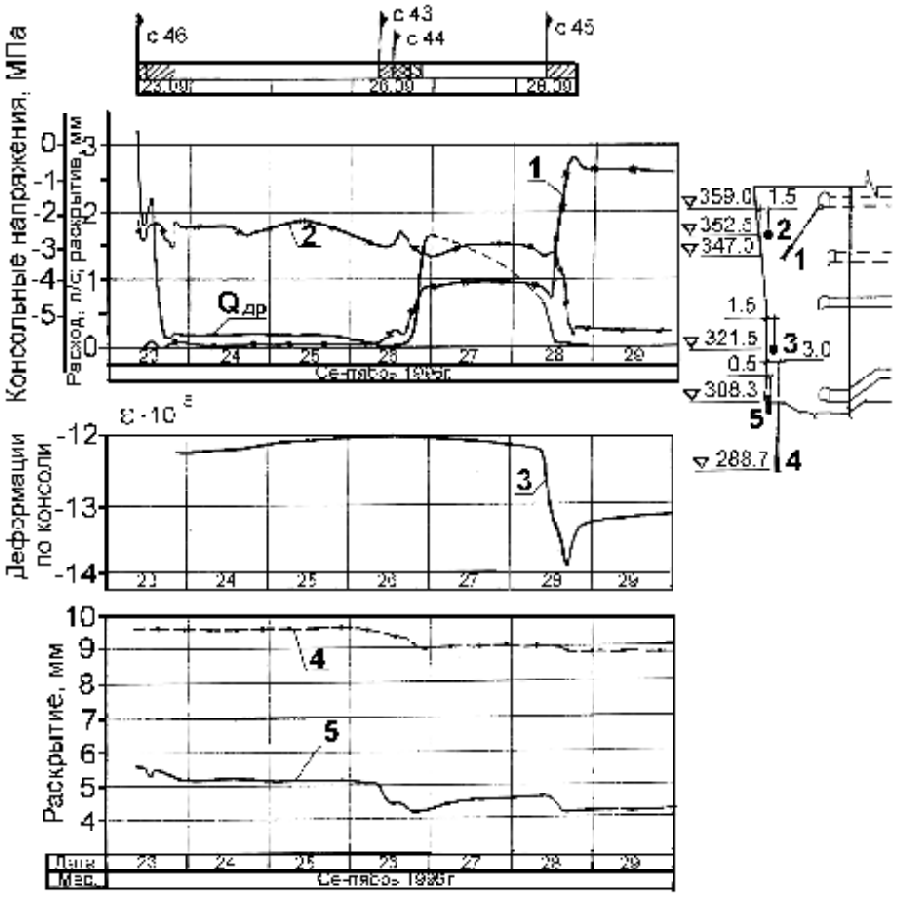


Рис. 2.44 Изменение параметров НДС системы "плотина – основание" в секции 45 в период инъекции секций 43, 44, 45, 46

1 – раскрытие трещин в зоне инъектирования; 2 – консольные напряжения; 3 – деформация по консоли; 4 – деформация в основании (база прибора 20 м); 5 – раскрытие контакта "скала – бетон"; $Q_{др}$ – расход через вертикальный дренаж бетона; ▨ – период инъекций соответствующей секции

Таким образом, в конструкциях высоконапорных бетонных плотин должны предусматриваться такие решения, которые бы исключали возможность возникновения сильной фильтрации через бетонную кладку во избежание быстро и резко протекающего процесса суффозии бетона и потери его прочности.

Сосредоточенную высоконапорную фильтрацию в бетоне на значительном протяжении по фронту плотины Саяно-Шушенской ГЭС удалось подавить лишь с помощью нетрадиционных технологий и материалов, пока не разработанных отечественными специализированными организациями, такими как, например, "Гидроспецпроект", "Гидроспецстрой".



Рис. 2.45 Фотография керна, выбуренного из растянутой зоны бетона напорной грани после инъекции. Хорошо виден "Родур", заполнивший трещину

Научно-исследовательским и проектным организациям совместно с Саяно-Шушенской ГЭС, исходя из предварительных данных влияния ремонтных работ на напряженно-деформированное состояние системы "плотина – основание", предстоит провести дальнейшие расчётные исследования для оценки НДС плотины с учётом полученных результатов натурных наблюдений в новых для неё условиях. И очень важно получить результаты расчётов для поверочного случая пропуска половодья обеспеченностью 0,01%, при котором УВБ может достигнуть ФПУ – 544,5 м.

2.2.3 Водосбросные сооружения

На Красноярской ГЭС водосбросная плотина размещена в левобережной части русла (рис. 1.2). Она имеет 7 водосливных отверстий с пролётами по 25 м в свету и с напором на гребне при НПУ 10 м. Отверстия перекрыты плоскими скользящими затворами.

Удельный расчётный расход на участке растекания сливающейся струи составляет 65 $м^2/с$. С учётом того, что пропуск экстремального половодья производится и через турбины ГЭС, суммарный сброс через гидроузел при ФПУ составит 20600 $м^3/с$.

В период проектирования водосбросных сооружений большое внимание было уделено выбору наиболее рациональной схемы сопряжения сбросного потока с нижним бьефом. Для сложившихся

соотношений высоты плотины, ширины каньона, геологического его строения и гидравлики потока в нижнем бьефе была реализована наилучшая схема сопряжения бьефов по типу отброса струи от сооружения на безопасное для него расстояние посредством устройства высокого гладкого носка-трамплина. Отметка носка плотины 164,09 м, радиус закругления поверхности носка 15 м, угол схода струи с носка 35^0. В период освоения водосбросных сооружений Красноярской ГЭС в 1970 г. на части из них были проведены испытания (табл. 30) [1].

Таблица 30

№ пролёта водосброса	Открытие затвора, высота ножа от порога, м	Продолжительность работы водосбросов, час.		Объём сброшенной воды, млн.м^3		Уровень ВБ, м	
		I цикл	II цикл	I цикл	II цикл	I цикл	II цикл
I	1,5 3,5 полное	26 61 42	- - -	27 131 150	- - -	239,46- -240,73	
2	1,5 3,5 полное	43 64 -	- - -	41 138 -	- - -	239,46- -240,73	
3	1,5 3,5 полное	44 66 156	- - 240	42 143 560	- - 1555	239,46- -240,73	242,44- -243,15
4	1,5 3,5 полное	45 203 42	- - 168	43 446 153	- - 1089	239,46- -240,73	242,44- -243,15
5	1,5 3,5 полное	- 6 16	- - 425	- 15 60	- - 2756	239,46- -240,73	242,44- -243,15
ИТОГО:	-	814	833	1949	5400	-	-

Натурные испытания были организованы по двум циклам (I – с 23.06 по 09.07.70 г. и II – с 30.07 по 24.08.70 г.). В процессе наблюдений периодически прекращались сбросы воды для тщательного обследования состояния водосливной поверхности плотины, а также русла в районе водобоя.

Наибольший размыв коренных скальных пород был зафиксирован против пролётов водосброса 3 и 5 и достиг 8-10 м, в результате общее понижение дна в месте падения струи составило 15-17 м на расстоянии около 80 м от водобоя.

Дальность отлёта струи от носка плотины при НПУ составляла 140 м.

В процессе испытаний произошёл размыв неукреплённого левого берега на участке длиной 200 м и шириной 45 м из-за воздействия образовавшейся при сбросе воды волны высотой около 3 м.

Результаты наблюдений за сбросами воды в период испытаний и в процессе пропуска половодий в последующей эксплуатации подтвердили проектные предположения о дальности отброса струи, об образовании воронки размыва и её глубине, а также о сильном волновом движении в нижнем бьефе к левому берегу. Однако проектное крепление здесь оказалось недостаточно устойчивым. Последнее крупное разрушение части укрепленного бетонными плитами левого берега произошло на 19 году эксплуатации плотины в проектном режиме при сбросе продолжительного половодья. Последствия половодья ликвидированы путём дополнительного и усиленного бетонного крепления левого берега, которое теперь достаточно устойчиво противостоит воздействию потока при холостых сбросах.

Всего за 26 лет эксплуатации через водосброс плотины Красноярской ГЭС было пропущено 30,4 км^3 воды (табл. 31).

Таблица 31

Г О Д Ы	1970	1982	1984	1985	1988	1992	1995
Объём холостых сбросов в период половодий, км^3	4,92	2,07	1,83	10,69	7,1	1,21	2,6

Качество поверхности водосброса осталось вполне удовлетворительным. Незначительные локальные разрушения от воздействия кавитации общей площадью до 1,5 м^2 и максимальной глубиной до 10 см произошли лишь на грани носка в месте схода струи, что не потребовало больших затрат на восстановительный ремонт.

Высокое качество поверхности водослива было достигнуто благодаря правильно выбранной марке бетона, его тщательной укладке, применению адсорбирующей опалубки, тщательному исправлению дефектов поверхности бетона в период строительства.

Очень важным выводом является и то, что надёжность сооружений Красноярской ГЭС обеспечивается и правильно выбранной схемой гашения сбросного потока путём отброса на большое расстояние сливающейся струи.

На Саяно-Шушенской ГЭС водосбросная плотина расположена в правобережной части русла и имеет 11 заглублённых под УВБ водосбросов, размерами в свету 8,2 х 5,4 м с порогом на отм. 479 м (рис. 1.7; 2.46 и 2.47). Водосброс включает в себя закрытый участок, сопрягающийся с открытым лотком, проходящим по низовой грани

плотины. Закрытый участок водосброса по условиям наилучшего гидравлического обтекания состоит из двух частей: короткого входного горизонтального напорного участка и криволинейного безнапорного. Поток, выходящий из напорного участка, отрывается от контура отверстия по всему периметру струи и входит в безнапорный участок. Здесь поток за счёт центробежной силы прижимается к криволинейно очерченному потолку и, поворачиваясь, входит в открытый лоток по касательной к его поверхности. После закрытого участка поток поступает в открытый лоток, скорость в котором изменяется от 40 м/с на выходе из закрытой части до 56 м/с при входе в водобойный колодец (рис. 2.48), на сходе с носков. Удельный расход в конце колодца достигает 130 м^2/с.

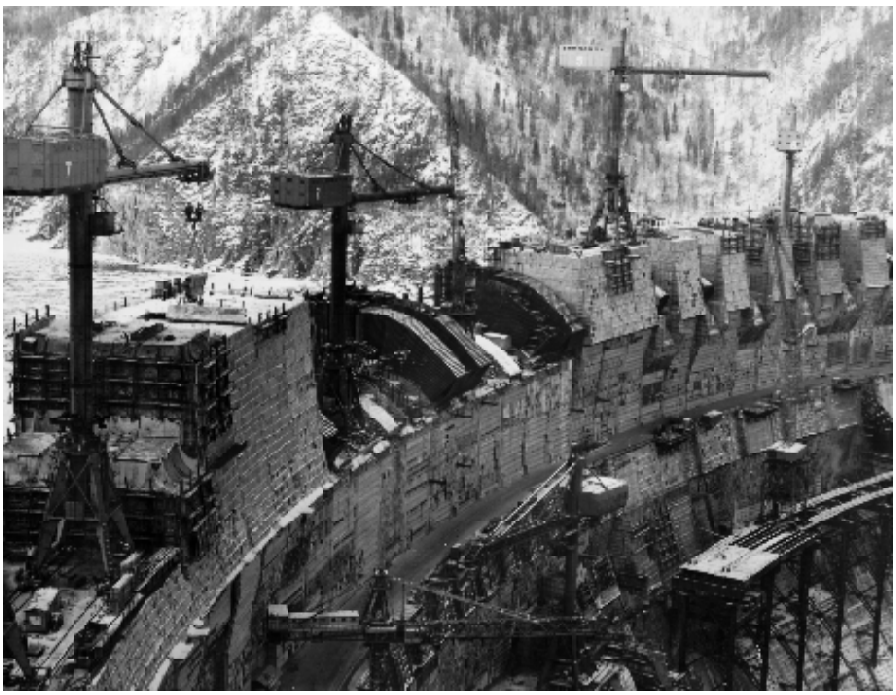


Рис. 2.46 Водосбросная плотина Саяно-Шушенской ГЭС. Монтаж облицовки входных участков водосброса

Безнапорный участок водосброса с течением потока по криволинейному потолку является принципиально новой разработкой, не встречавшейся ранее в мировой практике.

В отрывную зону по всему периметру поступает воздух из аэрационной шахты. За счёт этого вдоль дна безнапорного участка образуется слой водо-воздушной смеси, содержание воздуха в которой достигает 80-85%, чем и обеспечивается безнапорный гидравлический режим сбрасываемого потока.

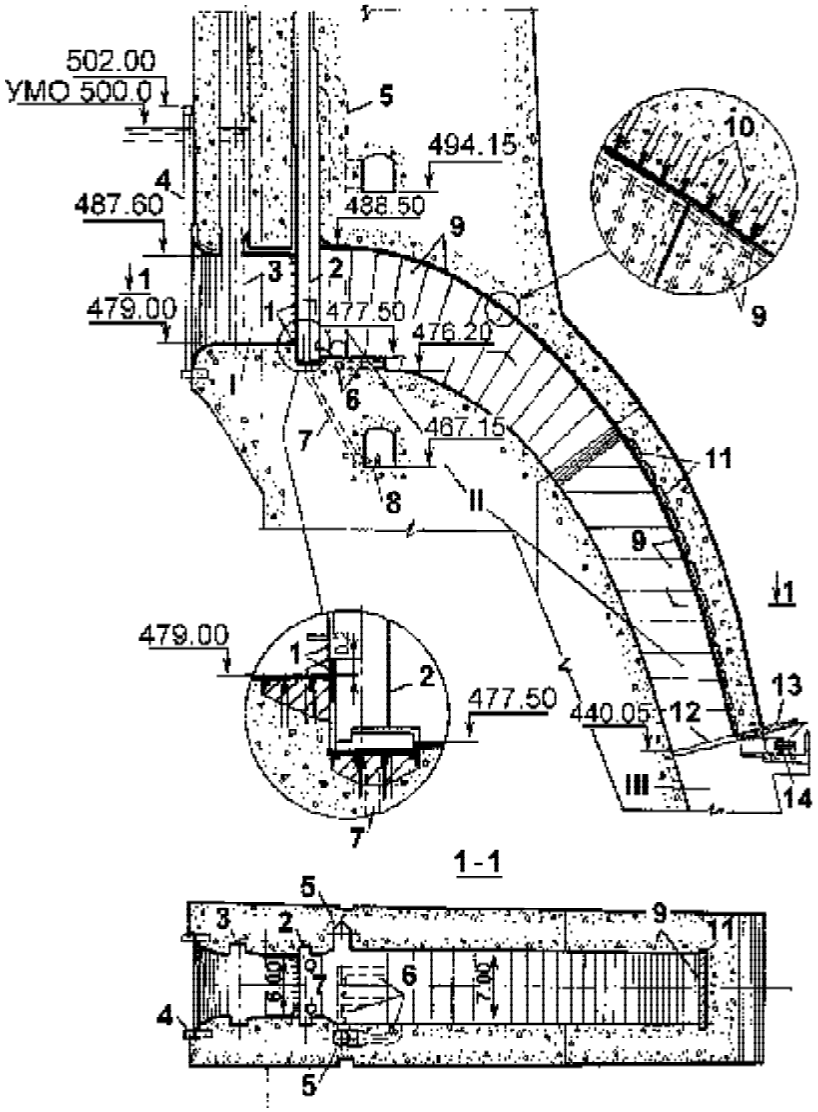


Рис. 2.47 Эксплуатационный водосброс Саяно-Шушенской ГЭС

I – напорный участок водосброса; II – закрытый безнапорный участок; III – открытый лоток; 1 – дефлектор; 2 – паз колесного (рабочего) затвора; 3 – паз аварийно-ремонтного затвора; 4 – паз ремонтного (прислонного) затвора; 5 – аэрационный трубопровод ∅1620 мм; 6 – каналы подачи воздуха под порог отм. 477,50; 7 – труба для слива протечек через уплотнения затвора; 8 – водоотводящий лоток; 9 – металлическая облицовка стен и потолка; 10 – анкеры крепления металлической облицовки в бетоне плотины; 11 – элементы обетонированной облицовки; 12 – паз утеплительного щита; 13 – утеплительный щит; 14 – механизм передвижения утеплительного щита

Во избежание опасных нестационарных (с сильной пульсацией) гидравлических режимов, минимальная отметка, при которой разрешается работа водосбросов, составляет 497 м (ниже УМО на 3 м).

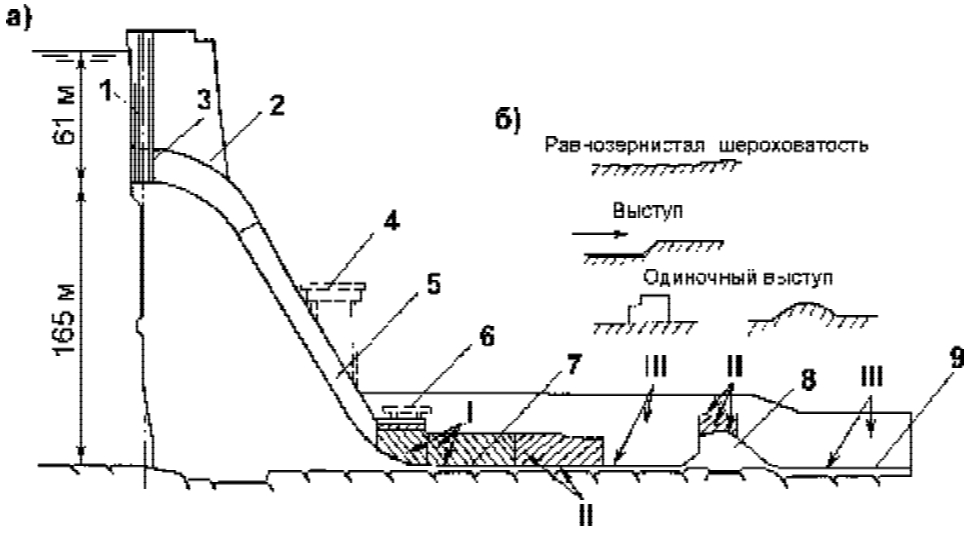


Рис. 2.48 Продольный разрез по водосбросным и водобойным устройствам гидроузла (а) и виды неровностей, для которых формируются требования по обработке поверхностей бетона (б)

I-III – зоны с различными требованиями к обработке поверхности бетона; 1 – аварийно-ремонтный затвор; 2 – напорный участок водосброса; 3 – основной затвор; 4 – бетоновозная эстакада II яруса; 5 – лоток-быстроток; 6 – бетоновозная эстакада I яруса; 7 – водобой; 8 – водобойная стенка; 9 – рисберма

Поток от стенок входного оголовка перед пазами основного затвора отжимается с помощью дефлектора высотой 20 см на горизонтальных участках и 30 см – на вертикальных во избежание неблагоприятного на них воздействия и кавитации. За пазами основного затвора ширина водосброса увеличивается с 5,4 до 7 м (включая высоту дефлекторов) на всём безнапорном участке, что обеспечивает отрыв струи от стенок безнапорного участка. Высота сечения водосброса на безнапорном участке плавно уменьшается и на выходе составляет 6 м.

Пропускная способность одного водосброса при ФПУ – 544,5 м составляет 1240 м^3/с или 13640 м^3/с по всему водосбросному фронту водосливной плотины (расход притока обеспеченностью 0,01% составляет 24700 м^3/с).

Поверочный расчёт пропуска половодья такой обеспеченности исходит из обязательных условий: аккумуляции объёма притока в водохранилище за счёт большой заблаговременности начала холостых сбросов, подъёма уровня ВБ до ФПУ, одновременной работы всех 11 водосбросов с полным открытием и всех гидроагрегатов с полной нагрузкой.

В реальной ситуации вполне вероятно нарушение любого из этих условий. Во-первых, долгосрочный прогноз приточности ис-

ходит лишь из снегозапасов в бассейне реки и в полной мере не учитывает метеорологические условия, поэтому оценка приточности может оказаться заниженной, и тогда требование заблаговременности холостых сбросов может быть не выполненным. Например, за 12 лет (1984-1996 гг.) из-за ошибок прогноза на Саяно-Шушенской ГЭС производились холостые сбросы воды в течение 9 лет, хотя фактический годовой приток ни в одном году этого периода не превышал 30% обеспеченности. Во-вторых, недостаточное развитие электрической сети не позволит загрузить Саяно-Шушенскую ГЭС более чем на 4,2 млн.кВт, и, следовательно, попуск через гидроагрегаты будет меньше на 1000-1300 $м^3/с$. В-третьих, на оборудовании (краны, затворы, агрегаты) в наиболее ответственный момент могут возникнуть отказы в работе, т.е. поверочный расчёт пропуска катастрофического половодья исходит из идеальных условий и не содержит в себе никакого запаса на случай непредвиденных обстоятельств. И наконец, в-четвертых, дальше будет показано, что водобойный колодец может без разрушений пропускать половодье лишь с частичным открытием водосбросов, не превышая открытие их более чем на 37%.

Из приведенного видно, что НДС плотины ещё более осложнится и усугубится при вышеизложенных условиях.

Проектной организацией был проведен дополнительно расчёт, который, по ее мнению, позволяет надеяться на пропуск больших половодий, а также катастрофического половодья при более низких уровнях ВБ, позволяющих создать благоприятные условия для НДС плотины Саяно-Шушенской ГЭС. При этом утверждается, что в результате дополнительного расчета ФПУ стал равным отметке 540 м, т.е. соответствует бывшему уровню НПУ. Это неверный подход, поскольку расчётные схемы должны строиться на принципах получения запаса надёжности плотин при самых неблагоприятных сочетаниях нагрузок на сооружения с учетом их технических возможностей. В упомянутом дополнительном расчете такой тенденции не просматривается.

На графике (рис. 2.49) хорошо видно, что при пропуске половодья 0,01% обеспеченности при открытии всех водосбросов в щадящем для колодца режиме с подъемом затворов на 37% и с большей заблаговременностью их открытия, чем по проекту (табл.38), уровень верхнего бьефа превысит ФПУ – 544 м (кривая 2). Не превышение ФПУ возможно лишь при открытии водосбросов на 72%*) живого сечения и также с заблаговременностью большей, чем по проекту (кривая 1). Если же открытие водосбросов на 72% провести в проектные сроки при отм. УВБ – 523 м, то уровень верхнего бьефа тоже достигнет ФПУ – 544 м (кривая 3).

**) На стадии лабораторных исследований было установлено, что гидравлический режим водосброса при открытии его на 72% – неблагоприятный.*

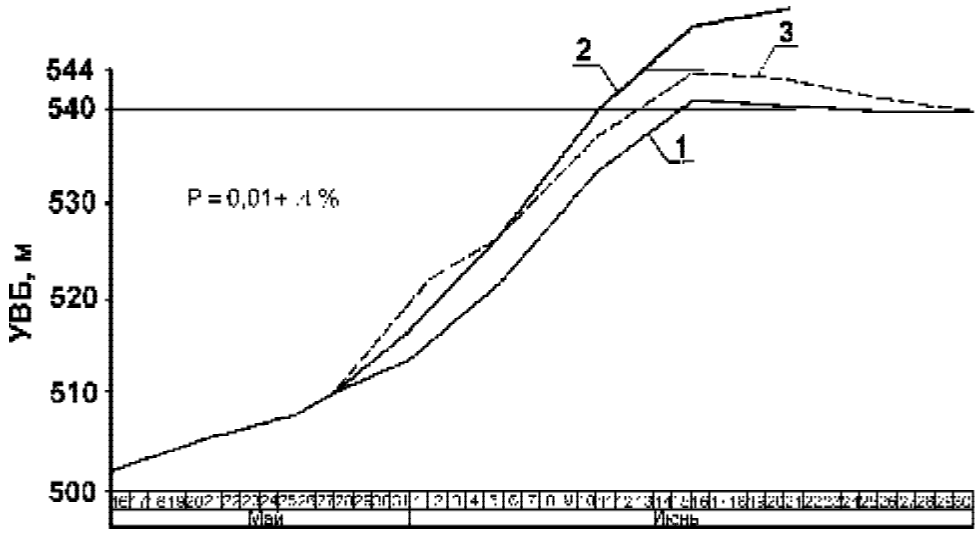


Рис. 2.49 График наполнения водохранилища Саяно-Шушенской ГЭС при пропуске половодья 0,01% обеспеченности

1 – открытие всех водосбросов на 72% живого сечения, начало открытия при УВБ – 510 м;
2 – открытие всех водосбросов на 37% живого сечения, начало открытия при УВБ – 510 м;
3 – открытие всех водосбросов на 72% живого сечения, начало открытия при УВБ – 523 м

Чтобы не превысить заданный (пониженный) ФПУ – 540 м, необходимо открывать заблаговременно все водосбросы с подъемом затворов на 100%. При прохождении больших половодий и паводков и при полном открытии водосбросов ремонт колодца будет неизбежен, что показано ниже. В реальной ситуации пропуска половодья обеспеченностью 0,01% создать одновременно благоприятные условия и для НДС плотины, и для водобойного колодца не удастся. Поэтому в тех обстоятельствах, которые сложились для Саяно-Шушенской плотины, необходимо разработать и реализовать проект дополнительного водосброса на расход 3000-4000 $м^3/с$, например, путем гашения энергии в водосбросе типа открытого быстротока. Такой водосброс может быть реально расположен на правом берегу.

Для пропуска половодья различной обеспеченности разработаны соответственно различные режимы открытий водосбросов и их сочетания. Хорошо известно и подтверждено исследованиями, что чем меньше удельные расходы, чем более рассредоточены работающие водосбросы, тем благоприятнее воздействия потока в водосбросном тракте. Наряду с этим проектными предположениями предписывалось производить пропуск половодий на Саяно-Шушенской ГЭС только путём полного открытия каждого водосброса с соответствующим их чередованием. С этим эксплуатационная организация не согласилась, однако проектировщики не приняли её предложение о необходимости регулирования водотока путём час-

тичного открытия водосбросов, что обеспечивало бы снижение негативных гидравлических воздействий в тракте. Не был принят во внимание и положительный опыт Красноярской ГЭС, где такое предложение было реализовано; проектная организация пренебрегла и тем, что в её распоряжении было 7-8 лет, достаточных для проведения гидравлических исследований и соответствующих конструкторских разработок по реализации такого режима. Не была принята в расчёт уникальность водобойного колодца, отсутствие практики гашения потока большой энергии в таких конструкциях.

С самого начала эксплуатации постоянных водосбросов они использовались с полным открытием отверстий. Лишь спустя некоторое время по результатам разрушения дна колодца проектная организация приняла решение о пропуске половодий и паводков с частичным открытием затворов. Инструкцией по эксплуатации водосбросных устройств Саяно-Шушенского гидроузла (№ 1047-10-119 т, 1989 г.) предписывалось:

2.2.1.12 (пункт инструкции)… вследствие подачи воздуха (в отрывную зону) с учетом прижима потока за счет центробежных сил к потолку водосброса вдоль дна безнапорного участка образуется слой водо-воздушной смеси с давлением близким к атмосферному, что и предопределяет наличие безнапорного режима, и допускает нормальную работу водосброса при частичных открытиях затвора. Расход воздуха доходит до 400 м³/с, скорость в аэрационных галереях 39 м/с.

Таблица к п. 4.1 инструкции

Суммарный расход через водосбросы, м³/с	Номера открытых затворов (38-48), процент их открытия (37%-72%-100%) и расход через каждый водосброс, м³/с										
	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48
4445	37% 335	37% 335	37% 335	72% 715	37% 335	37% 335	37% 335	37% 715	37% 335	37% 335	37% 335
5205	37% 335	72% 715	37% 335	72% 715	37% 335	72% 715	37% 335	72% 715	37% 335	72% 715	37% 335
5585	37% 335	72% 715	37% 335	72% 715	37% 335	72% 715	37% 335	72% 715	37% 335	72% 715	37% 335
6345	37% 335	72% 715	72% 715	72% 715	37% 335	72% 715	37% 335	72% 715	72% 715	72% 715	37% 335
7105	37% 335	72% 715	72% 715	72% 715	72% 715	72% 715	72% 715	72% 715	72% 715	72% 715	37% 335
7580	37% 335	72% 715	72% 715	72% 715	72% 715	100% 1190	72% 715	72% 715	72% 715	72% 715	37% 335
8530	37% 335	72% 715	100% 1190	72% 715	72% 715	100% 1190	72% 715	72% 715	100% 1190	72% 715	37% 335
9480	37% 335	72% 715	100% 1190	100% 1190	72% 715	100% 1190	72% 715	100% 1190	100% 1190	72% 715	37% 335

3.1.3 УМО-500 м и НПУ-540 м для основного расчетного случая пропуска половодья и УМО-500 м, ФПУ-544 м для поверочного расчетного случая.

3.2.6 Начало холостых сбросов:

– при работе ГЭС с установленной мощностью 6400 МВт и расходом $Q_{гэс}$ = 3400 м/с при уровне ВБ 535 м.

– при работе ГЭС 3950 МВт и $Q_{гэс}$ = 2100 м³/с при уровне ВБ 523 м.

Водосбросные отверстия открываются с указанных отметок 535 м и 523 м только при достижении их 15 июня и дальнейшем нарастании интенсивности подъема УВБ более 2 м в сутки.

4.1 Схема маневрирования затворами, определяющая порядок и степень открытия отверстий, дана на основании Рекомендаций ВНИИГа им. Веденеева по распределению сбросных расходов по фронту водосбросной плотины в зависимости от требуемого суммарного расхода (см. таблицу).

4.4 Таблица предусматривает постепенное наращивание сбросных расходов с последовательным поднятием затворов на двух симметричных отверстиях в соответствующих секциях на установленную высоту.

Таким образом, из приведенных проектных материалов видно, что ни факт разрушения дна колодца, ни данные лабораторных исследований гидродинамических явлений при частичном открытии затворов, ни напряженно-деформированное состояние системы "плотина – основание" своевременно во внимание приняты не были.

Схема сопряжения бьефов путём устройства водобойного колодца была выбрана как альтернатива варианту отброса струи от сооружения, при котором, как считала проектная организация, будет иметь место неблагоприятный гидравлический режим в нижнем бьефе, вследствие чего может образоваться большой ковш размыва в русле реки. Кроме того, вызвали опасение не только значительная величина ковша размыва, но большой объём и высота образующегося бара и возможный перенос продуктов размыва к отсасывающим трубам.

Вместе с тем, лабораторные исследования, проведённые для сопряжения бьефов с помощью водобойного колодца, показали, что на конструкцию колодца будут воздействовать значительные гидродинамические силы при максимальной мощности сбросного потока около 25 млн. кВт, являющейся беспрецедентной. Была выявлена зона существенного (до 0,35 МПа) повышения гидродинамического давления в начале колодца против работающих пролётов. Максимальные значения пульсации давления на дне достигали 0,10-0,12 МПа. Для сбросного расхода обеспеченностью менее 1% на гребне водобойной стенки образовывался вакуум до 0,03 МПа [67].

Исходя из этого, следовало ожидать, что получат развитие проектные предположения, направленные на уменьшение гидродинамических нагрузок, на поиск альтернативных или дополнительных водосбросных устройств. Однако проектная организация пошла по пути ужесточения требований к технологии укладки бетона, к закреплению дна колодца, к обработке поверхности плит водобоя. В таблице 32 и на рисунке 2.48 представлены зоны поверхности водобойного колодца и требования к их обработке [67].

Таблица 32. Требования к обработке поверхности бетона дна водобойного колодца

Вид дефекта	Зона I		Зона II		Зона III	
	Высота (глубина), мм	Уклон обработки	Высота (глубина), мм	Уклон обработки	Высота (глубина), мм	Уклон обработки
Выступ-уступ (стыки элементов опалубки, деформационные швы и т.п.)	2-5 5-10 >10	1:15 1:20 не допускается	2-5 5-15 >15	1:10 1:20 не допускается	3 3-15 >15	без сглаживания 15:5 не допускается
Одиночный выступ сглаженного очертания (наплывы бетона, каверны, камни)	Не допускается				3-15	1:5
Одиночные выступы резкого очертания (арматура, болты)	Не допускается				3	без сглаживания

Данные таблицы показывают, что эти требования выполнимы лишь в лабораторных условиях на небольшой площади. В условиях строительства крупных сооружений, каким является водобойный колодец Саяно-Шушенской ГЭС с размерами в плане – шириной от 130,7 до 112,6 м (трапецеидальная форма) и длиной по оси 144,8 м, подобные технологические правила неосуществимы в силу влияния масштабного эффекта. Производству работ по таким ТП должна была бы предшествовать разработка неких нетрадиционных способов строительства с созданием специальной крупногабаритной индустриальной строительной техники для укладки и обработки дна колодца, а также применение особых материалов, что в совокупности позволило бы исключить главный дефект – нарушение герметизации швов между плитами и стенами, а также создать идеальную поверхность дна. Однако для выполнения указанных требований не было разработано каких-либо технологий и проектов производства работ, соответствующих требованиям этих ТП. Отечественная технология и производство работ в гидростроении не были готовы к сооружению подобной конструкции. И это в расчёт принято не было. Более того,

проекты производства работ, разрабатываемые строительной организацией и согласовываемые проектной организацией, предусматривали работу строительной техники на уложенном бетоне дна колодца, в результате чего поверхность плит крепления подвергалась разрушению (рис. 2.50). Это было недопустимым противоречием в требованиях проектной организации.



Рис. 2.50 Вид автомобильного (1) и башенного (2) кранов, установленных на плитах водобойного колодца

Явно непродуманной была схема многолетнего пропуска строительных расходов через водобойный колодец, при которой совер-

шенно нормальным для строительного периода является случайное попадание в водобойный колодец обломочных материалов, крупных обрезков металлоконструкций и т.п. со строящейся и господствующей над колодцем плотины. В течение 11 лет он использовался для гашения энергии строительных расходов в условиях интенсивного строительства в непосредственной близости от колодца.

Дно водобойного колодца было закреплено уложенными на бетонную подготовку армированными плитами размерами в плане 15х12,5 м и толщиной 2,5 м. По всей площади каждой плиты были установлены анкеры с заделкой их в скальное основание для противодействия взвешивающему противодавлению, пьезометрическому давлению и осредненной по площади гидродинамической нагрузке от пульсации.

Для создания герметичности, препятствующей проникновению осреднённого пульсационного давления в подплитное пространство, в швах между плитами были установлены шпонки из нержавеющей стали с компенсаторами, а в примыканиях к ограждающим колодец конструкциям устанавливались в два ряда латунные шпонки.

Проектом не предусматривались специальные мероприятия для обеспечения сцепления плит дна колодца с бетонной подготовкой. Наоборот, на нескольких плитах в опытном порядке была применена промазка шва между подготовкой и плитой битумной мастикой с целью уменьшения трещинообразования. Такое решение не улучшило конструкцию, а, напротив, способствовало распространению гидродинамического давления в подплитном пространстве при нарушении герметичности межплитного шва со всеми отрицательными последствиями этого. Кроме того, образовалась конструкция в виде тонкой плиты (мембраны), не связанной со скальным основанием. Из механики известно, что мембрана разрушается от усталости при длительном воздействии знакопеременной нагрузки.

Расчёты показывают, что величина только лишь статического давления, которое может проникнуть под плиту под воздействием кинетической энергии потока, составляющая более 1,5 МПа, достаточна для полного разрушения крепления, т.е. выполненная конструкция дна колодца была обречена на разрушение.

В начале колодца для перехвата фильтрационного потока из-под плотины выполнена дренажная завеса из скважин, выходящих в расположенную под плитой галерею, имеющую по концам выходы в правобережной подпорной стенке и в раздельном устое.

Водобойная стенка высотой 19 м имеет массивный профиль с водосливом безвакуумного очертания. В стенке располагаются две галереи. Нижняя – используется для отвода воды при осушении колодца, которая сообщается с ним водоотводящими трубами. В

верхнюю галерею выведены вертикальные скважины дренажа основания стенки для снижения фильтрационного давления на её подошву при высоких уровнях, образующихся в колодце во время сброса воды. За стенкой дно закреплено, для этого выполнена рисберма длиной 60 м, заканчивающаяся зубом, заглублённым на 7 м.

В раздельном устое также выполнен дренаж с выводом скважин в его продольную галерею для снятия противодавления на его подошву при высоких уровнях воды в колодце во время его действия.

Водобойная стенка возводилась в течение нескольких лет зимой, когда транзитный расход Енисея пропускался через первые агрегаты ГЭС, при этом три года работала с сокращенным профилем:

1975 г. – высота водобойной стенки 7 м сокращенного профиля

1980 г. – высота водобойной стенки 13 м сокращенного профиля

1982 г. – высота водобойной стенки 16 м сокращенного профиля

1988 г. – высота водобойной стенки 19 м полного профиля

Работа колодца с недостроенной по высоте и профилю водобойной стенкой являлась проектным решением. При такой работе, во-первых, в колодце создались исключительно неблагоприятные гидравлические условия незатопленного прыжка, а во-вторых, произошло разрушение двух секций стенки при пропуске половодья (рис. 2.51). Кроме того, восстановление водобойной стенки потребовало отсыпки перемычки и устройства автодороги для заезда в

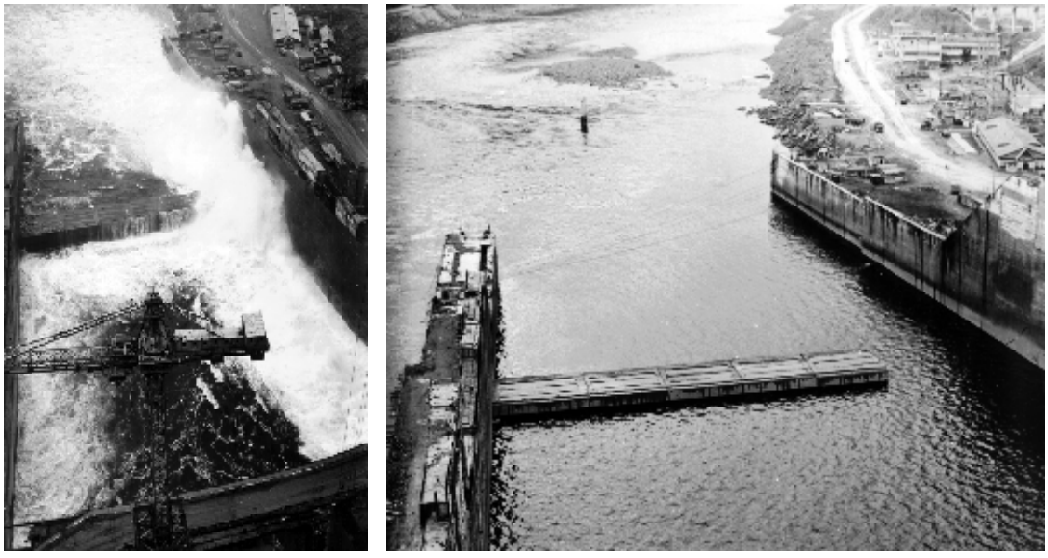


Рис. 2.51 Слева – сосредоточенный сброс воды через водобойный колодец; справа – разрушенная секция водобойной стенки водобойного колодца

Таблица 33. Продолжительность работы (час.) временных водосбросов II яруса плотины Саяно-Шушенской ГЭС по пропуску строительных расходов и максимальный расход сброса

Годы	Номера секций, в которых располагались водосбросы II яруса							Максим. расход сброса, $м^3/с$	Отм. УВБ, м
	38	40	42	44	46	47	48		
1980	1423	1196	812	201	259	1738	1914	6500	430,0
1981	16,5	1111	-	1678	176	818	-	4000	430,0
1982	-	1140	995	-	997	-	-	4600	485,0
1983	790	381,6	342	-	30,2	-	1088	5400	467,5
1984	-	-	2527	-	809	-	221	4000	498,6
Общая продолжительность работы одного водосброса	2229,5	3828,6	4676	1879	2271,2	2556	3223		

Таблица 34. Продолжительность работы (час.) постоянных (эксплуатационных) водосбросов плотины Саяно-Шушенской ГЭС и максимальный расход сброса

Годы	Номер водосброса (секции плотины)						Макс. расход сброса, $м^3/с$	Отм. УВБ, м
	39	40	43	44	45	47		
1985	20	376	-	1447	1725	881	4500	517,13
1986	120	384	384	216	-	504	4880	520,75
1988	144	497	171	506	-	557	4400	532,0
в том числе с полным открытием	125	312	87	468		368		
1991	240	-	269	78	175	241	1000	540,2
1992	499	512	572	602	572	498	2075	540,0
1993	119	-	-	-	-	213	800	538,6
1994	-	-	938	-	-	-	600	539,6
1995	248	52	848	53	-	506	1600	539,9
1996	-	-	103	-	-	-	600	540,24
Общая продолжительность работы одного водосброса	1390	1769	3285	2902	2472	3400		

колодец через гребень стенки. Материал, из которого были выполнены перемычка и дорога, впоследствии из колодца убирался экскаваторами, бульдозерами и кранами. Эти механизмы перемещались по плитам дна водобоя, что приводило к разрушению поверхности плит. Все работы выполнялись по выданному проекту (см. выше требования проекта к обеспечению идеальной поверхности водобоя).

Пропуск строительных расходов с 1975 г. до 1979 г. производился через временные донные отверстия I яруса, в 1979 г. половодье пропускалось неорганизованно через недостроенные водосбросы плотины II яруса, что было одной из причин затопления здания ГЭС (о чём ниже) ; с 1980 г. до 1985 г. – строительные расходы пропускались через завершенные временные водосбросы II яруса (табл. 33), а с 1985 г. – через постоянные (эксплуатационные) водосбросы (табл. 34).

В течение первых же лет пропуска строительных расходов поверхность водосбросов II яруса подверглась настолько сильному кавитационному разрушению, что возникла опасность сквозного размыва ограждающих стенок и глубокого разрушения днища лотков (рис. 2.52). Из этого был извлечён очень важный урок, заключающийся в признании того, что аэраторы были запроектированы неудовлетворительно. Отрыв потока, набегающего на аэратор, был недостаточен, разрежение в пазе-аэраторе было очень мало, а каналы, предназначенные для подвода атмосферного воздуха, перекрывались потоком воды, поэтому не выполняли своей функции.



Рис. 2.52 Разрушение дна и стен водосбросов II яруса



а)



б)

Рис. 2.53 а) разрушение дна водобойного колодца;
б) вынос потоком плит крепления дна

Длина водосброса для постоянной эксплуатации на плотине Саяно-Шушенской ГЭС более 220 м. Учитывая это, а также опыт эксплуатации водосбросов II яруса, на постоянных водосбросах было выполнено по два аэратора – один на расстоянии 100 м от входа, второй на расстоянии 180 м. Лоток перед пазом-аэратором выполнен в виде трамплина, отклоняющего поток на 7^0 от образующей лотка. Эти решения позволили обеспечить надёжную аэрацию потока и исключить кавитационные разрушения поверхностей эксплуатационных водосбросов. Положительный результат подтверждается многолетними наблюдениями; после прохождения холостых сбросов поверхность лотков остаётся в хорошем состоянии. За 12-летний период через водосбросную плотину пропущено 32,6 $км^3$ воды, а водосбросы отработали от 1390 до 3400 часов.

При пропуске половодья 1985 года при напоре 193 м, когда суммарная мощность потока составила 8 млн. кВт (32% от максимального расчётного), а скорость потока достигла 50 м/с, произошло разрушение 80% площади дна водобойного колодца (рис. 2.53, 2.54). На рисунке 2.54а обозначены три характерных зоны разрушения. В зоне I были наибольшие повреждения с полным разрушением плит крепления, бетонной подготовки под ними и скалы ниже подошвы бетонной подготовки на глубину до 7 м. В зоне II были полностью разрушены плиты и частично бетонная подготовка. Анкера ∅ 50 мм в этой зоне были разорваны на 20 см выше устья скважин с характерной формой обрыва – с образованием шейки меньшего диаметра, – это означает, что наступил предел текучести металла. В зоне III поверхность плит на значительной площади была разрушена до арматурных сеток, часть плит в плане и по высоте были смещены, а некоторые были выброшены потоком (рис. 2.53б).

Такому, значительному по масштабам, разрушению колодца предшествовало частичное повреждение его дна, которое было обнаружено после пропуска половодья 1981 г. (контуром обозначено на рис. 2.54а). Глубина повреждений была от 0,6 до 2,5 м. Причиной этого была названа лишь кавитационная эрозия, которая безусловно имела место. Хорошо известно, что при скоростях воды 40 м/с и более бетон как материал, даже при очень высокой прочности и идеальной поверхности, противостоять потоку не может. Как видно из таблицы 33, строительные расходы были сравнительно невелики, расходы пропускались при напоре 100-170 м, и скорость воды в колодце не превышала 40 м/с. На самом деле имела место совокупность воздействий. Кавитационная эрозия в данном случае явилась следствием, которому предшествовали местные разрушения поверхности бетона перемещающимися по ней механизмами, а затем и обломочными материалами, попадавшими в колодец в течение 7 лет строительства (1975-81 гг.). Необходимо заметить, что глубина разрушений превышала глубину заложения межплитных шпонок, т.е.

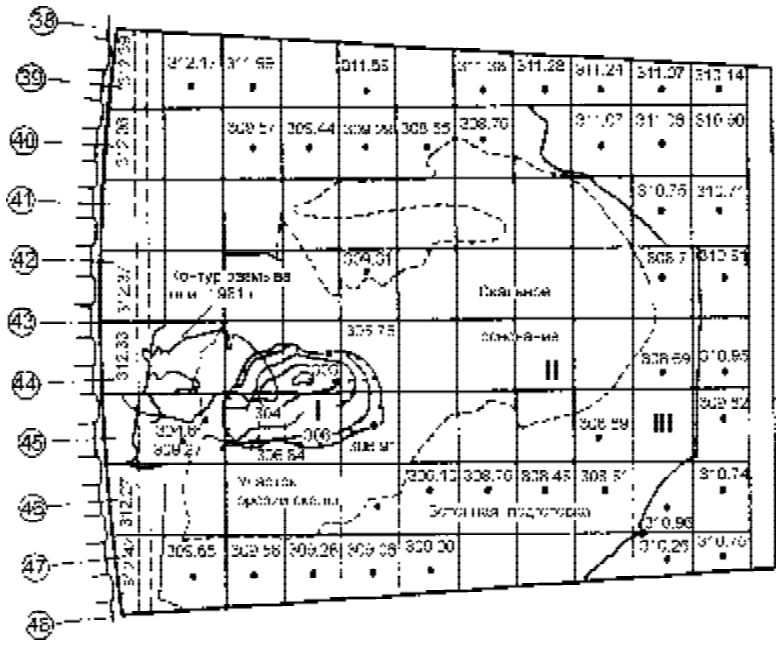


Рис. 2.54а Контуры разрушений водобойного колодца после половодья 1985 г.

I – зона наибольших разрушений с заглублениями в скалу; II – разрушены плиты и частично бетонная подготовка; III – плиты разрушены до арматурных сеток

произошла разгерметизация швов. Ремонт повреждённых участков был выполнен путём заделки их бетоном. При этом следует подчеркнуть, что проектной организацией никаких требований по герметизации швов между ремонтируемыми плитами сформулировано не было. Отремонтированные участки выдержали пропуск половодий и строительных расходов 1982, 1983 и 1984 гг. при напоре до 175 м без повреждений. Часть специалистов, в основном проектной и отраслевой научно-исследовательской организаций, утверждают, что причиной глобального разрушения водобойного колодца в 1985 году явились плохо отремонтированные в 1981 г. участки его дна. На самом же деле разрушение дна колодца является ярким свидетельством инженерных просчётов. До определённого уровня гидродинамических воздействий отремонтированные участки, не имея герметизации межплитных швов, работали достаточно устойчиво в течение трёх лет при напоре до 175 м, а потеря устойчивости крепления дна колодца наступила лишь при увеличении гидродинамических сил (напор достиг 193 м), превышающих технические возможности конструкции. Однако, идея недостаточного качества выполнения работ, объясняющая причину разрушения колодца, продолжает существовать. Как уже указывалось выше, идеальную

степень герметизации и отсутствие “шероховатости” поверхности крепления дна колодца при существующих технологиях бетонных работ и их механизации возможно было обеспечить лишь на уровне маломасштабных лабораторных работ.

Расчёты показали, что высокоскоростной поток, попадая под плиту (сцепление которой с бетонной подготовкой не предусматривалось, а следовательно, там образовался шов), оторвёт её при наличии перепада давления на плите около 0,2 МПа. Выше была приведена величина статической составляющей давления 1,5 МПа, а по лабораторным исследованиям гидродинамическая составляющая давления в начале колодца может достигать 0,35 МПа.

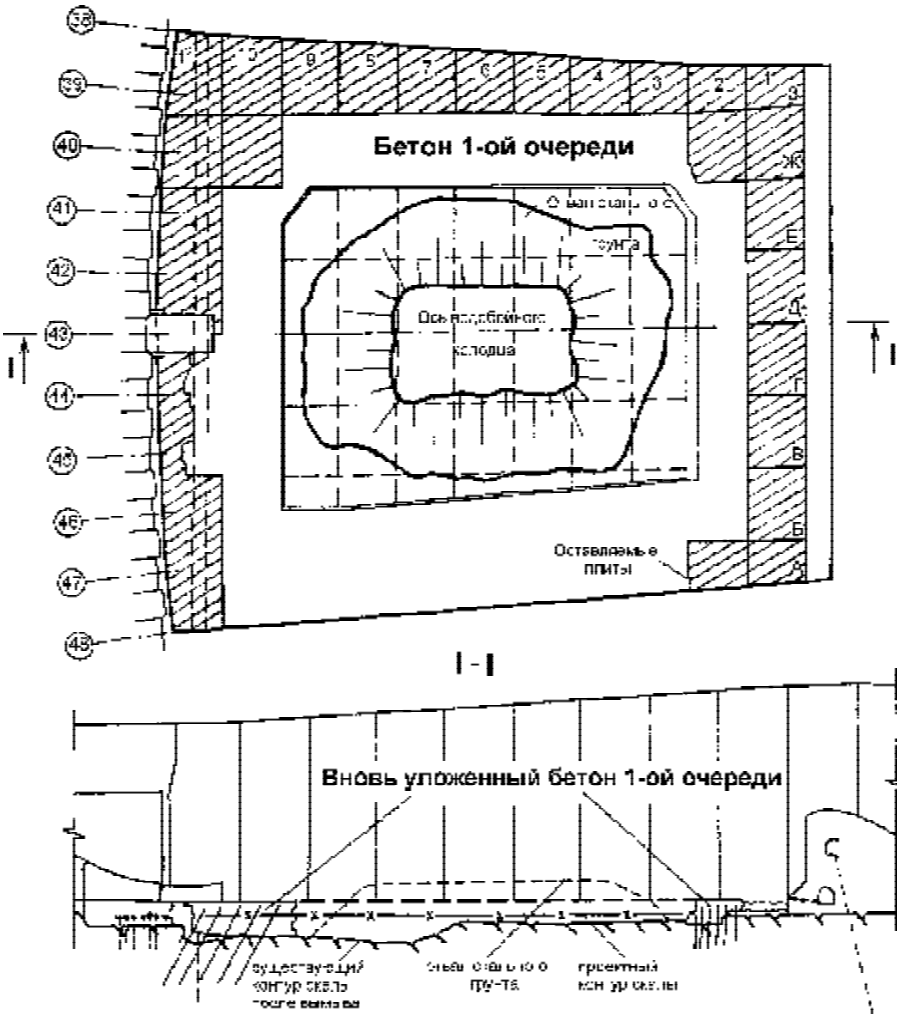


Рис. 2.54б Зоны реконструкции водобойного колодца I очереди после разрушения в 1985 г.

Схемы пропуска строительных расходов, кроме как через водобойный колодец, не существовало. Поэтому ремонтные работы в колодце могли проводиться только в зимний сезон, когда сток реки мог быть пропущен через работающие гидроагрегаты. Зимнего сезона по технологическим причинам было недостаточно для выполнения большого объёма ремонтных работ. Наряду с этим, необходимо было разработать проект ремонтных работ, а для его составления недоставало ещё и знания процессов, происходящих в колодце. Необходимость получения дополнительной информации потребовала проведения натурных исследований и визуальных наблюдений, на все это нужно было достаточно много времени. Работы по ремонту колодца проводились в три очереди, которые, по указанным выше причинам, не в полной мере укладывались в намечаемые к половодью сроки. Поэтому половодья 1986-1988 гг. пропускались через недостроенный колодец. Перед пропуском весенне-летне-осенних строительных расходов были выполнены работы I очереди по креплению дна водобойного колодца, которые сводились к тому, что были уложены блоки (столбы) лишь по периметру колодца с укрепительной цементацией под ними и установкой анкеров для связи блоков с основанием ∅ 50 мм с шагом 2 м. Вся центральная часть колодца представляла собой скальный массив с местными углублениями (рис. 2.54б).

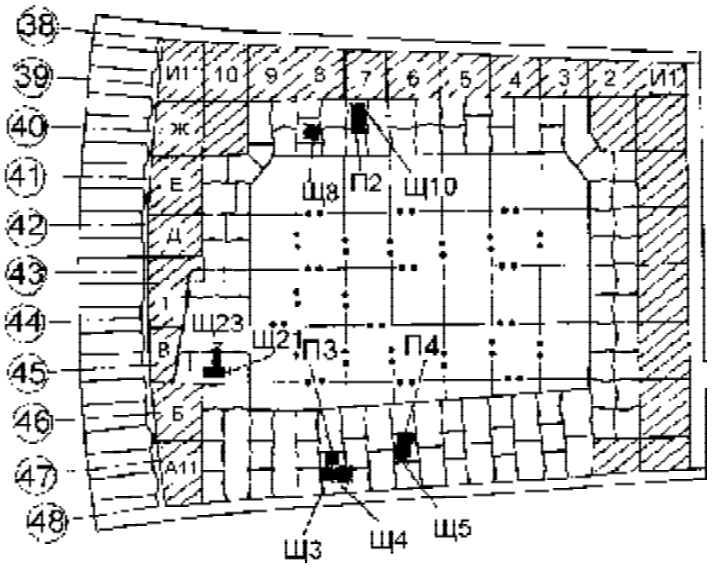


Рис. 2.55а План водобойного колодца с установкой приборов при испытаниях водобойного колодца в 1986 г.

– плиты сохранившиеся; – плиты восстановленной части крепления; – незакрепленная часть колодца (со скальным отвалом)

Исследования 1986 г. имели принципиальное значение для обоснования конструкции крепления в виде столбов с существенно меньшим размером в плане 7,5х6,25 м и открытыми (неуплотненными) межстолбчатыми швами. Предполагалось, что при небольших плановых размерах блоков будет обеспечено сцепление бетона блоков со скальным основанием по всей площади блока, а наличие открытых проницаемых швов будет способствовать локализации каких-либо местных повреждений крепления [70].

В таблице 35 показаны режимы сброса воды через водобойный колодец при испытаниях 1986 г. при УВБ 520,1-520,75, с попуском через ГЭС 1700-1860 $м^3/с$; высота водобойной стенки была ниже проектной на 3 м.

Таблица 35. Основные гидравлические режимы испытаний водобойного колодца Саяно-Шушенской ГЭС

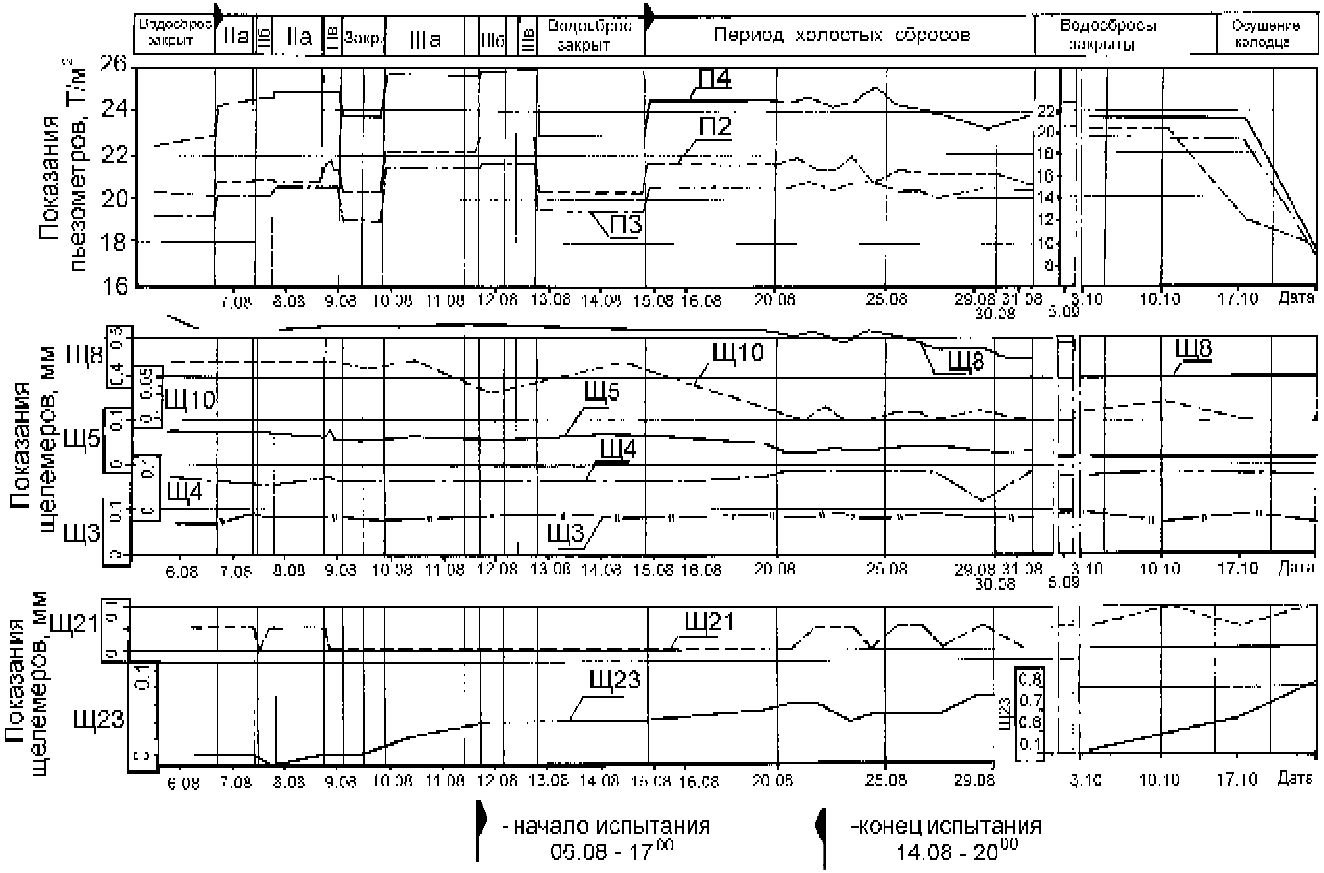
№ водосбросов и их сочетание	Открытие водосбросов, %	Общий расход водосбросов, $м^3/с$	Продолжительность работы водосбросов, час.	Обозначение режима
39+44+47	35	830	41	IIа
39+44+47	72	1770	8	IIб
39+44+47	100	2880	7	IIв
39+40+43+44+47	35	1400	49	IIIа
39+40+43+44+47	72	2900	10	IIIб
39+40+43+44+47	100	4880	8	IIIв

При испытаниях водобойного колодца в 1986 г. производились измерения осредненного пьезометрического давления в основании под плитами и раскрытия межстолбчатых швов и швов “скала – бетон” по приборам, показанным на рисунке 2.55а (результаты испытаний представлены на рисунке 2.55б); пульсации давления (стандарты*)) на поверхности столбов и в межстолбчатых швах, вибрации столбов и скального основания, напряжений на контакте (изображены на рисунке 2.56); также контролировалась эрозия на поверхности столбов.

Испытания с полным открытием водосбросов показали, что столбы-блоки, уложенные по проекту I очереди с открытыми швами, воспринимают значительные горизонтальные гидродинамические нагрузки, которые вызывают раскачку блоков и нарушают их контакт со скалой.

---

*) ***Ряд специалистов ввели понятие стандартов колебаний, что представляет собой среднеквадратическое значение амплитуды нестационарных колебаний, характеризующее, в частности, интенсивность процесса колебаний на выбранном временном интервале.***



Рис

. 2.55

б
Изменение

давления

Максимальное раскрытие межстолбчатого шва от суммарного гидродинамического воздействия по одному из щелемеров составило 1100 мкм, вертикальные колебания столбов-блоков составляли 80-90 мкм (табл. 36).

Таблица 36. Показания щелемеров на контакте "скала – бетон" одного из блоков А-8 и пьезометра при испытаниях водобойного колодца в 1986 г. в различных гидравлических режимах

Режим и дата испытаний	Показание щелемера Щ-3, мкм	Показание щелемера Щ-4, мкм	Показание пьезометра П-3, т/м^2
Затопление колодца ступенями 5.08.86 г.	0,00	0,01	3,15
Режим IIб 7.08.86 г.	90,0	60,0	20,6
Режим IIв 8.08.86 г.	90,0	70,0	20,2
Режим IIIа 10.08.86 г.	80,0	70,0	21,32
Режим IIIа 11.08.86 г.	90,0	70,0	21,09

После потери сцепления блоков со скалой гарантировать, что анкерное крепление сохранится, было нельзя. При обрыве анкеров произойдет потеря устойчивости блока и полное его взвешивание.

Потеря сцепления блоков в некоторых случаях происходила ещё в период ремонтных работ до воздействия гидродинамической нагрузки в результате температурных деформаций.

Натурные наблюдения 1986 г. подтвердили, что конструкция крепления с открытыми межстолбчатыми швами ненадёжна. Использование в расчётах сцепления блоков со скалой также принять было нельзя. Одновременно с этим нельзя было не отметить факта, что при пропуске половодья 1986 г. новое крепление дна столбами, выполненное лишь частично по краям ямы размыва, устояло, хотя столбы были сцеплены между собой только штрабами. Это привело к выводу, что яма размыва обеспечивала гидродинамическую разгрузку возведенных столбов крепления, несмотря на мощное воздействие на них потока, поскольку столбы представляли собой большое гидравлическое сопротивление. Иначе говоря, если бы в данной конструкции дна колодца было возможно выполнить под ним дренаж для мгновенной разгрузки контакта "скала – бетон" от давления, то это было бы радикальным решением проблемы. Это можно было осуществить лишь в самом начале строительства колодца.

Проектные и научно-исследовательские организации, решая проблему ремонта колодца, продолжали поиск путей снижения гидродинамического воздействия потока на его дно (А. И. Ефименко).

Концепция повышения требований к монолитности межблочных швов, стремление к их идеальной герметизации – это вновь было выделено некоторыми специалистами как главный фактор в обеспечении надёжности колодца.

Вторая очередь ремонтных работ 1986-1988 гг. включала укладку бетона столбами в центральную часть колодца, а также слоя бетона по периферии высотой 1,5 м на старые плиты вдоль раздельного устоя и водобойной стенки (рис. 2.55в). Водобойная стенка была достроена до проектной высоты. Омоноличивание (герметизация) предусматривалась путём цементации межстолбчатых швов, которая к пропуску половодья была выполнена только частично.

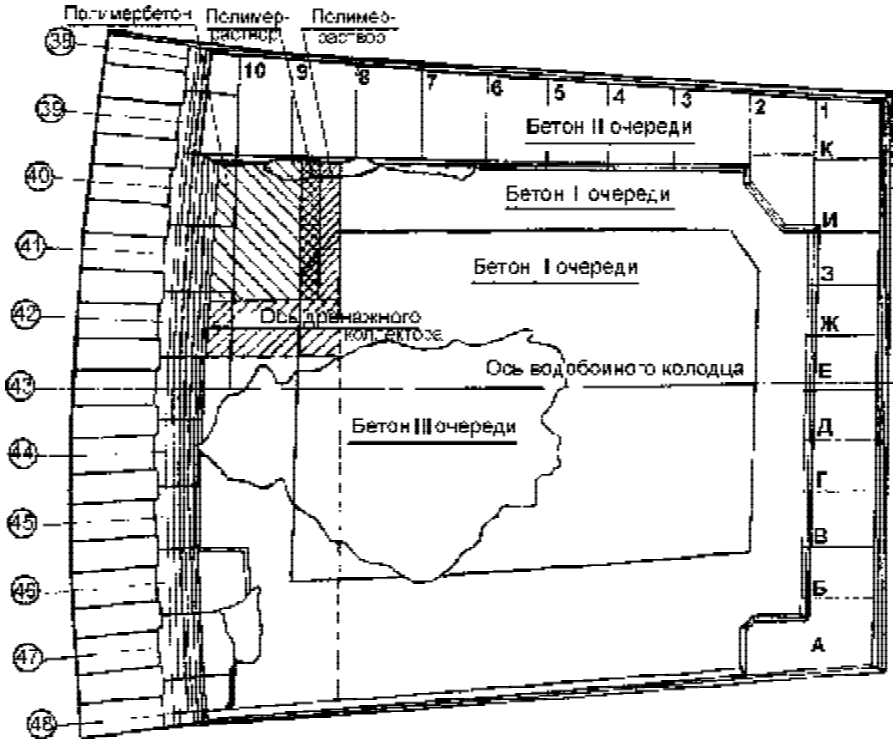


Рис. 2.55в План бетонных работ в водобойном колодце, выполненных в три очереди

В период пропуска половодья 1988 года были проведены натурные исследования водобойного колодца с целью получения данных для оценок вибрации блоков, вновь выполненного крепления дна II очереди, а также состояния контакта блоков со скальным основанием и друг с другом, с тем чтобы иметь возможность окончательно откорректировать проект реконструкции колодца, исходя из реальных условий.

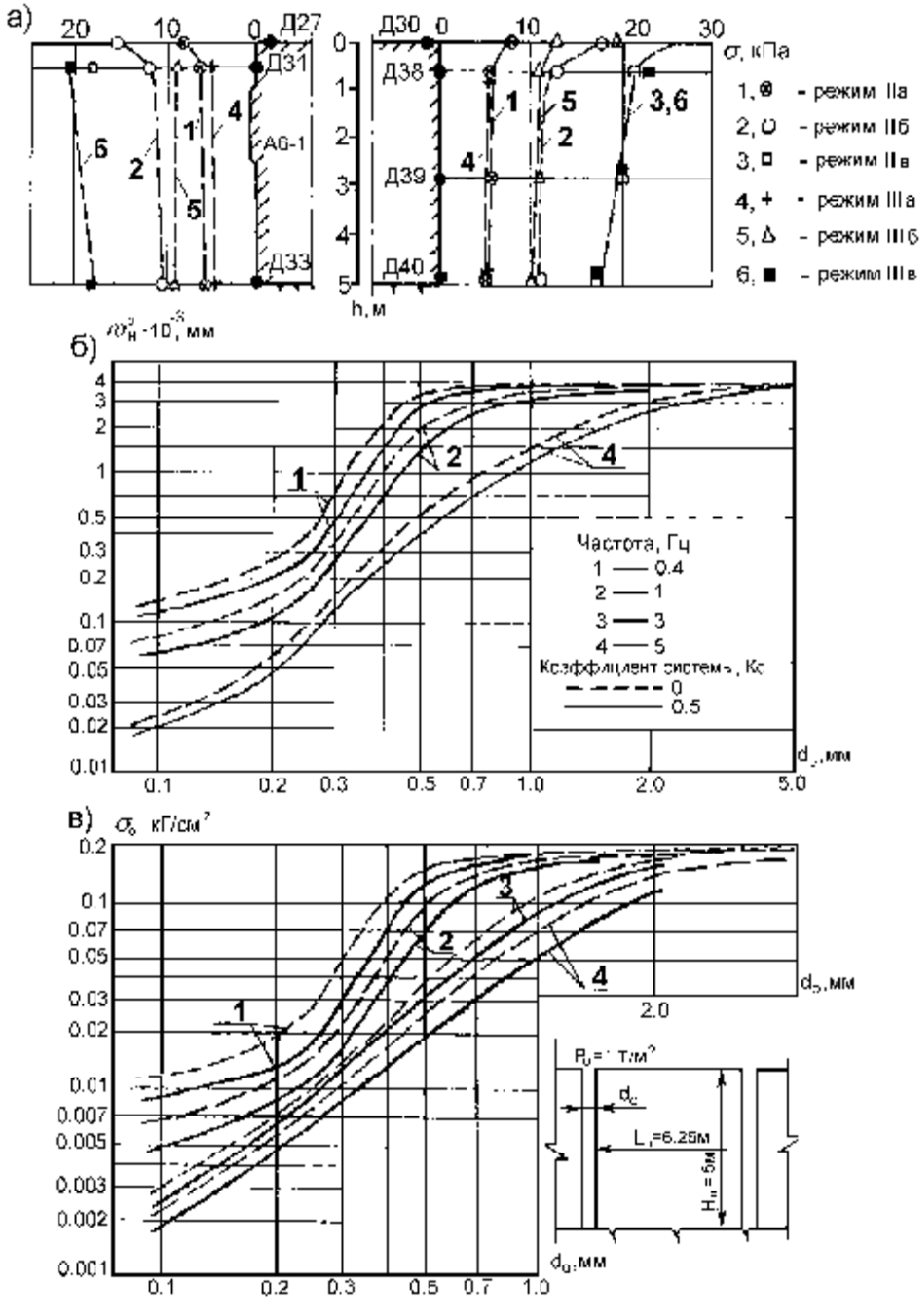


Рис. 2.56 Гидродинамическое воздействие на плиты и контакт плит с основанием при испытаниях водобойного колодца в 1986 г.:

а) изменение стандартов пульсации давления по глубине межплитных швов;
б) амплитуда горизонтальных виброперемещений верхней грани плиты при единичном пульсационном воздействии на входе в шов (P_o=1т/м^2), $H_п$=5 м;
в) амплитуда напряжений на контакте (σ_o) при единичном пульсационном воздействии на входе в шов (P_o=1т/м^2), $L_п$=6,25 м

Гидравлические режимы натурных испытаний практически совпадали с теми, что использовались в 1986 году.

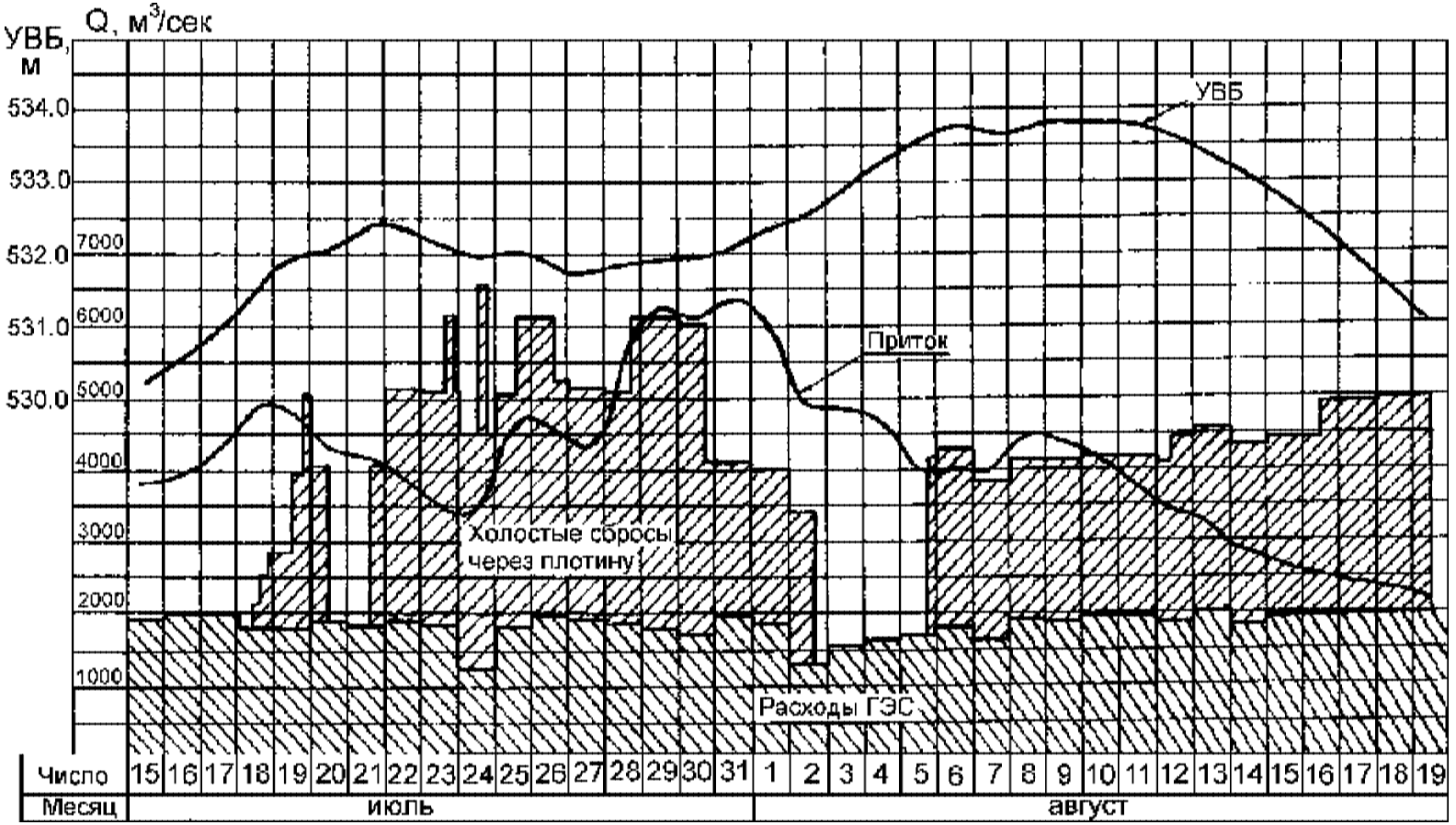
Продолжительность сбросов не ограничивалась только программой натурных испытаний, она диктовалась условиями пропуска строительных расходов (рис. 2.57).

Приборы регистрировали постепенное увеличение вибрации блоков Г-9-4 до 150 мкм, Г-6-4 до 200 мкм. Максимальный сбросной расход достиг 4400 м^3/с, и открытие водосбросов доводилось до 100%. В результате интенсивно нарастала вибрация горизонтального направления в блоках Г-9-4 и Г-8-4, где размах (не стандарт) виброперемещений достиг соответственно 2600 и 550 мкм, а в зоне воздействия от водосбросов № 43 и 44 в блоке Г-6-4 вибрация превысила 1000 мкм.

В результате была вновь разрушена часть восстановленной конструкции дна, площадь разрушений составляла 15% от общей площади дна колодца. Ширина зоны повреждения составляла 25-30 м, длина 60-65 м, глубина до 10 м. Объём вынесенного бетона составил около 10 тыс. м^3. Общий объём разрушенного, вынесенного потоком и вывезенного бетона при разборке плит крепления за весь период ремонтно-реконструктивных работ составил 53,2 тыс. м^3, или 12,3% из общего геометрического объёма водобойных устройств (431 тыс. м^3).

Данные показаний приборов полностью отразили натурное состояние поврежденного крепления дна водобойного колодца и позволили представить чёткую картину происходящего процесса разрушения.

На участке примыкания сбросного потока к поверхности дна колодца в межблочные швы проникают осредненная и пульсационая составляющие гидродинамического давления. Дальше на верховой грани блоков происходит отрыв потока, сопровождающийся понижением давления и возникновением вакуума на поверхности блоков. Под действием динамических нагрузок, обусловленных этими явлениями, резко возрастала интенсивность вибрации блоков, которая приводила к окончательному разрыву контактного шва “скала – бетон”, или горизонтального строительного шва, или к образованию горизонтальных трещин. В эти швы или трещины проникали гидродинамические силы, которые по вырывающему воздействию во много раз превышают вес блока в воде, т.е. и расчётные, и натурные исследования показали, что в принятой конструкции крепления дна колодца при воздействии больших энергий происходит его разгерметизация. Это приводит к разрушению, если сброс потока производится через полностью открытые водосбросы. Большой удельный расход оказался недопустимым для принятой конструкции. Случай разгерметизации дна колодца должен был бы стать



Рис

. 2.57

Режим

водохранилища

одним из главных расчётных случаев при выборе варианта водосбросного тракта, который неизбежно привёл бы к альтернативному решению, так как в период расчётного срока службы сооружений разгерметизация по тем или иным причинам неизбежна. Проект же исходил лишь из одного предположения – 100% герметизации дна колодца, которое хотелось получить в результате бескомпромиссно высоких требований к качеству работы и идеальных условий эксплуатации колодца.

Проект работ по реконструкции III очереди водобойного колодца отличался от проектов I и II очереди тем, что предполагалось получить наибольший эффект омоноличивания, благодаря закладке в межблочные швы специальной цемарматуры и использованию трубного охлаждения с целью цементации швов в наилучших температурных условиях. Кроме того, предполагалось участить шаг анкеров; для обеспечения совместной работы блоков – установить в швах опорные бетонные шпонки; в швах свежеукладываемых смежных блоков – установить металлические шпонки; на полосе 9-го и 10-го рядов – установить предварительно напряжённые анкера на глубину до 20 м; на этой же полосе было рекомендовано выполнить полимерное покрытие против секций 40-48 с целью защиты бетона от кавитации и гидродинамического воздействия.

В результате притока фильтрационных вод со стороны нижнего бьефа работы всех трёх очередей выполнялись в условиях достаточно сильного обводнения, что неблагоприятно сказывалось на качестве работ. Более того, рекомендации по полимерному покрытию по этой причине реализовать не удалось. Нельзя было быть уверенным и в обеспечении герметизации межблочных швов – во-первых, потому, что цементный камень и бетонные шпонки в швах должны иметь усадку, а во-вторых, в швах между свежеуложенными блоками и старыми, оставшимися от прежней конструкции плитами, невозможно было восстановить металлические шпонки.

Работы по реконструкции водобойного колодца были завершены в 1991 году.

Оценку эффективности мероприятий, реализованных при работах III очереди по реконструкции дна колодца, могли дать лишь натурные исследования, которые были выполнены в период дождевого паводка 1991 года при УВБ 540,25-540,10 м. Гидравлические режимы отличались от натурных испытаний 1986 и 1988 г. тем, что открытие каждого водосброса не превышало 25%, что снижало результативность исследований, но сопоставительная оценка с прежней была получена. Продолжительность работы водосбросов при УВБ 540,25-540,10 была достаточно представительной (табл. 37). При оценке принималось во внимание и то, что в период предыдущих натурных исследований в 1988 г. была установлена тенденция

увеличения вибрации блоков от продолжительности гидродинамического воздействия.

Таблица 37. Продолжительность работы водосбросов плотины Саяно-Шушенской ГЭС при испытании водобойного колодца в 1991 г. при расходе через ГЭС 1950-2100 м^3/с

№ водосбросов (секций)	39	43	44	45	47
Продолжительность работы, час.	240	269	78	175	241

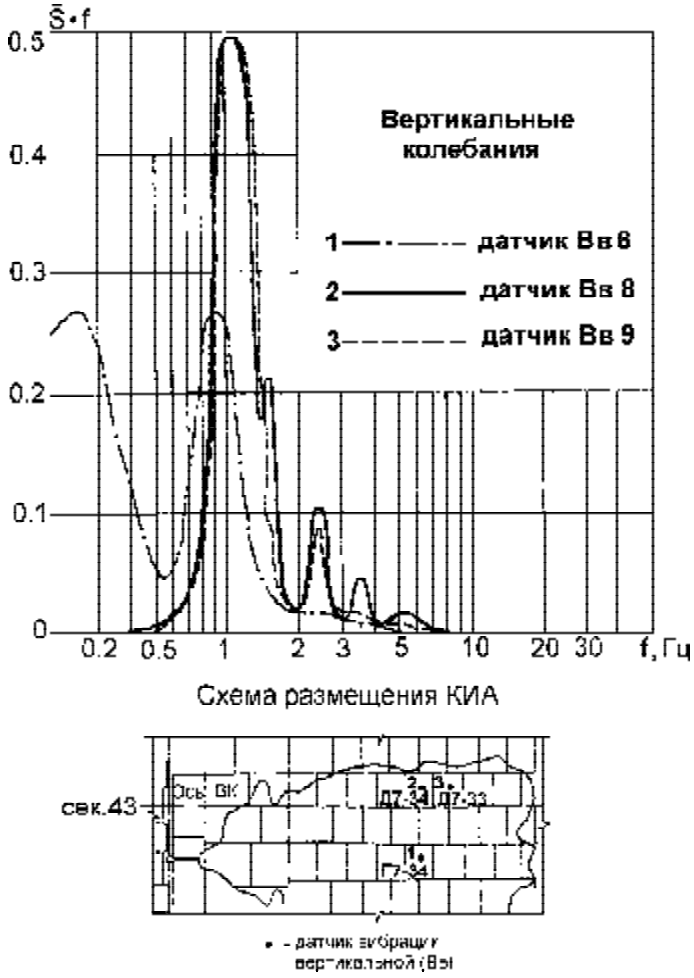


Рис. 2.58 Распределение энергии вертикальной вибрации блоков после завершения ремонта дна колодца

Основные выводы из этих натурных исследований сводились к тому, что виброперемещения блоков III очереди также носят нестационарный характер, и их величина в вертикальном направ-

лении достигает 18 мкм, в горизонтальном – поперек потока – 16 мкм и вдоль потока 18 мкм. До 80% и выше энергии вибрации сосредоточено, как и в предыдущих испытаниях, в полосе частот 0,7-2,0 Гц (рис. 2.58). Уровень вертикальной и горизонтальной вибрации блоков III очереди в 3-7 раз превышает уровень, характерный для блоков I и II очереди, что свидетельствует об отсутствии связанности их с основанием и соседними блоками. Горизонтальные вибрации, в особенности, характеризуют проникновение пульсационного потока в межблочные швы, и потому это является подтверждением ошибочности проектных предположений о герметизации швов благодаря их цементации. Из расчёта получено, что понижение температуры бетона от охлаждения его сбрасываемым потоком на 10^0С по сравнению с температурой омоноличивания швов приводит к их раскрытию на 45-50 мкм, достаточному для активного проникновения гидродинамического воздействия. Анализ результатов натурных исследований показывает, что при пропуске через водобойный колодец потока, образующегося при открытии каждого водосброса на 37% от полного, интенсивность его пульсационного воздействия возрастет в 3-5 раз с соответствующим ростом вибрации блоков крепления, но существенно меньшим, чем при открытии 72% и 100%. Поскольку исключить раскрытие межблочных швов и контакта “скала – бетон” не удалось, то сохранения целостности крепления, в результате осуществленного комплекса мер при работах III очереди, можно ожидать лишь при воздействии потока, если открытие водосбросов будет равно или менее 37%. Рассчитывать на целостность крепления при продолжительном пропуске потока с открытием водосбросов на 72% и 100% нельзя, поскольку главной задачи – обеспечения герметизации швов – в таких масштабах на практике решить невозможно, вопреки проектным предположениям.

В результате проектная организация вынуждена была принять предложение эксплуатационников о режиме пропуска половодий с частичным открытием отверстий водосбросов. Начиная с 1991 г. холостые сбросы производятся с частичным подъёмом затворов водосбросов, имеющих фиксированное положение ступеней 25%, 37%, 72% и 100%, соответствующих при НПУ расходам 200, 335, 715 и 1190 $м^3$/с через одно отверстие.

В таблице 38 представлены проектные расчётные случаи пропуска весенних половодий и дождевых паводков через Саяно-Шушенскую ГЭС.

Если сопоставить реальные условия с расчётными данными таблицы и ожидаемой надёжностью водобойного колодца, то можно увидеть, что для его существующей конструкции достаточно гарантированным можно считать только пропуск паводков и половодий повторяемостью менее чем раз в 100-200 лет или на границе такой обеспеченности притока – и только лишь с большой заблаговремен-

ностью открытия водосбросов, не превышая 37% открытия затворов. После пропуска половодий более редкой повторяемости неизбежны крупные ремонты дна колодца.

Таблица 38

Вероятность превышения притока (обеспеченность), %	Отметка предполо-водной сработки водохра-нилища, м	Приток, $м^3/с$	Максимальный сбрасываемый расход, $м^3/с$			Отметка макси-мального уровня ВБ при про-пуске по-ловодий, м
			через ГЭС	через водо-сбросы	суммар-ный	
ПРОПУСК ВЕСЕННИХ ПОЛОВОДИЙ (МАЙ-ИЮНЬ)						
0,01	500	24700	3400 *) / 2100	9900 / 11200	13300	544,5
0,1	500	18000	3400 / 2100	3600 / 4900	7000	540,0
1,0	500	13800	3400 / 2100	450 / 1750	3850	540,0
ПРОПУСК ДОЖДЕВЫХ ПАВОДКОВ (ИЮЛЬ-СЕНТЯБРЬ)						
0,01	540	17100	3400 / 2100	9900 / 11200	13300	543,3
0,1	540	11800	3400 / 2100	3600 / 4900	7000	542,4
1,0	540	8900	3400 / 2100	3600 / 4900	7000	540,6

*) В числителе – предполагаемый проектом расход при работе всех агрегатов ГЭС, в знаменателе – расход при работе 7 агрегатов, исходя из недостаточной пропускной способности электрической сети.

В результате поиска путей решения противоречивых задач – обеспечения надёжной и эффективной эксплуатации гидроэнергокомплекса при несопоставимой долговечности водобойного колодца по сравнению с другими элементами гидроузла была сформулирована иная концепция режима водохранилища – щадящая, отличающаяся от проектных предположений. Пропуск половодий обеспеченностью 1% и менее должен начинаться значительно раньше, чем по проектным предположениям, а пропуск дождевых паводков при УВБ ниже НПУ.

На рисунке 2.59 представлены гидрографы в годы экстремальной приточности в августе-сентябре, выбранные из всего ряда наблюдений, где достаточно четко прослеживается временная граница –10-15 сентября, до которой следует сохранять запас по уровню водохранилища. Этот подход чреват тем, что, как уже было показано, значительные погрешности долгосрочных гидрологических прог-

нозов и практическое отсутствие долгосрочных гидрометеопрогнозов создают опасность не заполнения водохранилища до НПУ.

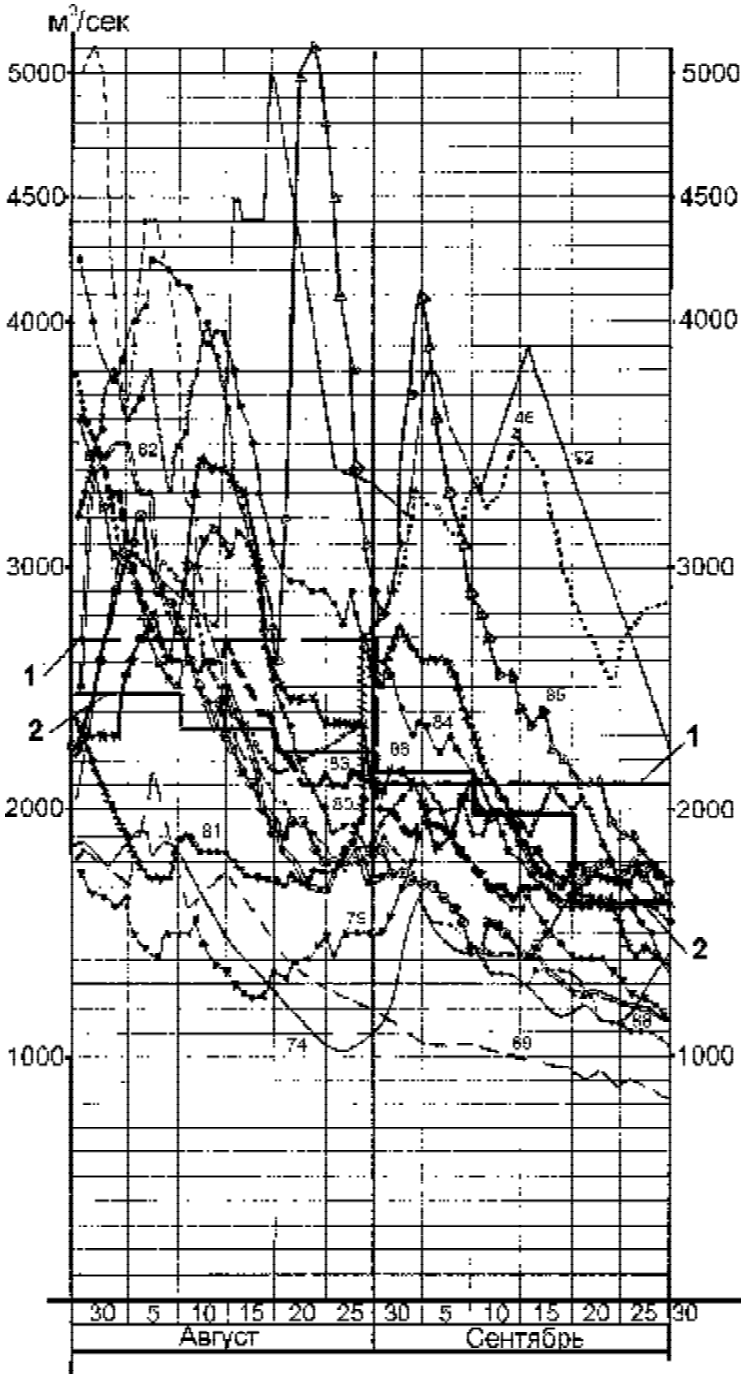


Рис. 2.59 Гидрографы маловодных и многоводных лет за наблюденный период в августе-сентябре в створе Саяно-Шушенской ГЭС

92 – *год наблюдения;* ***1*** *– среднемесячный расход притока;*
2 *– среднедекадный расход притока*

Из рисунка 2.60 видно, что если сдерживать наполнение водохранилища в период весенне-летнего половодья обеспеченностью 1% – кривая 1, для чего с большой заблаговременностью производить холостые сбросы (на графике период А), то в случае ошибки прогноза притока воды (его завышение) водохранилище окажется незаполненным и потери электроэнергии составят 4,6% от стоимости годовой её выработки. В этом случае водобойный колодец будет работать в щадящем режиме, что исключает вероятность его повреждения. Если же стремиться заполнить водохранилище – кривая 2, то при ошибке прогноза притока воды (его занижение) необходимо будет производить холостые сбросы при высоком уровне ВБ (на графике период В), т.е. с большим удельным расходом, что приведет к разрушению водобойного колодца. На ремонт колодца потребуется произвести затраты, составляющие 62,8% от стоимости годовой выработки электроэнергии (стоимость ремонта принята равной фактическим затратам на восстановление колодца в 1986-91 гг.). Из приведенных цифр очевидно, что щадящий режим, разработанный эксплуатационной организацией для работы водобойного колодца на основе совокупности опыта, расчётных и натурных исследований, позволил наиболее эффективно решать задачу использования водотока в сложившихся условиях.

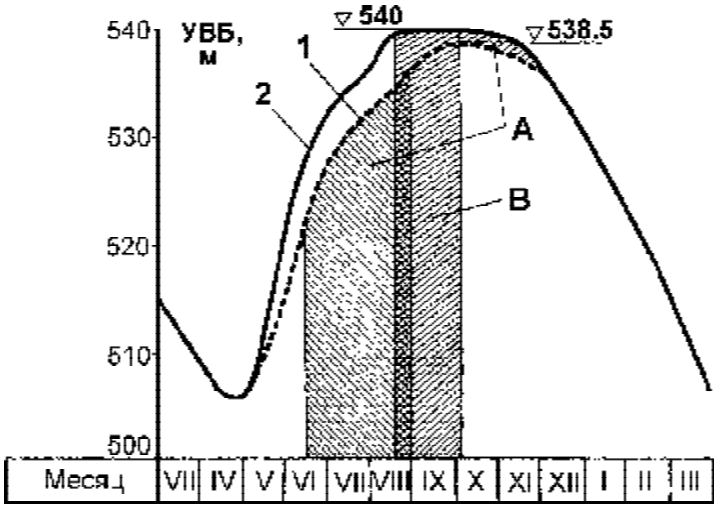


Рис. 2.60 А – период потерь электроэнергии в результате недостаточной достоверности прогноза и щадящего режима по интенсивности заполнения водохранилища; В – период интенсивных холостых сбросов с большими удельными расходами в водосбросном тракте

В последнее время появляются публикации, предлагающие иные схемы гашения энергии сбрасываемого потока через Саяно-Шушенскую плотину путём разделения его на несколько струй и их

столкновения, т.е. значительного гашения энергии потока до того, как он будет сброшен в русло. Как всякая идея, такая точка зрения имеет право на существование. Однако, на построенном сооружении коренная его перестройка невозможна. Подобные предложения могут возникнуть лишь у специалистов, плохо представляющих проблему реконструкции сооружений в условиях сложившегося НДС плотины, находящейся под нагрузкой. При этом намеренно игнорируется факт (либо отсутствует понимание) невозможности опорожнения водохранилища для реализации предложений по коренной реконструкции плотины.

Коренным решением проблемы является – в реальных условиях построенных плотины и водобойного колодца – сооружение дополнительного водосброса. Только это позволит не допустить превышения гидродинамического давления под днищем колодца, величина которого не представляет опасности при удельном расходе около 30 м^2/с.

Ещё до разрушения колодца на Саяно-Шушенской ГЭС стали известны случаи подобных аварий на плотинах Дворжак и Либби (США), Нетцауалкойотль (Мексика) и на некоторых других. Однако проектная организация не поставила перед собой задачу по поиску альтернативных решений, которые легко могли быть реализованы в период разворота строительно-монтажных работ, например, по устройству дополнительного водосброса поверхностного типа на правом берегу.

2.3 Организация натурных наблюдений и исследований

Развитие конструкций арочных плотин в мире происходило одновременно с совершенствованием методов их расчётов, основой которых были результаты натурных наблюдений НДС системы “плотина – основание”, зачастую не совпадавшие с проектными предположениями, а также аварии на ряде высоких плотин. Поэтому усиление натурных наблюдений за высокими плотинами стало одним из главных направлений, как в период строительства, так и при организации эксплуатации гидроузлов. Только комплексные натурные наблюдения позволяют дать оценку проектным предположениям и сформулировать поправки к принятым техническим и организационным решениям при строительстве и эксплуатации плотин, а также ввести ограничения, если начинают развиваться опасные процессы в системе “плотина – основание – вмещающая ГТС геологическая среда”.

Надзор за сооружениями важен в течение всей их жизни, а не только в отдельные моменты, например, в период постановки плотины под напор, которому часто отдаётся приоритет, хотя этот этап действительно является исключительно ответственным.

Существующая система контроля, надзора и натурных наблюдений в период строительства крупных гидротехнических сооружений, когда технический контроль за качеством осуществляет подрядчик, технический надзор ведёт заказчик, а натурные наблюдения – проектная и научно-исследовательская организации, имеет существенные недостатки. В ряде случаев имеет место параллелизм, отсутствует преемственность, а главное – эта система в своей основе не предполагает координации, т.е. она не имеет аналитического центра. Ни авторский надзор, ни проектный институт в целом нести такие функции не в состоянии. Примером остроты проблемы может служить прецедент остановки службой заказчика всех бетонных работ на плотине Красноярской ГЭС во избежание массового трещинообразования, когда начало снижаться качество ухода за свеженаложенным бетоном. Другой пример – гидрологические наблюдения проектной организации, обеспечивающие гидростанцию информацией в период строительства, с началом постоянной её эксплуатации прекращаются, а государственными гидрометеослужбами в необходимой мере не осуществляются. Или ещё пример: службы строительной организации, обеспечивающие контроль за термонапряженным состоянием бетонной кладки, но не имеющие цели адаптировать результаты своих наблюдений к будущему периоду эксплуатации гидротехнических сооружений.

Существующая система предусматривает деятельность службы эксплуатации по натурным наблюдениям только на завершающем этапе строительства, когда сооружения готовятся к сдаче приёмочной комиссии. А до этого существующими правилами предусмотрено обеспечивать эксплуатацию ГТС силами строительной организации.

Было бы целесообразным организовывать на стройке единый центр контроля и натурных наблюдений под руководством заказчика с самого начала строительства крупных гидротехнических сооружений, технические и правовые функции которого должны быть чётко прописаны в контракте между подрядчиком, заказчиком и проектной организацией.

На Красноярской ГЭС на ранней стадии строительства была организована инженерно-геодезическая группа Ленгидропроекта с целью накопления данных натурных наблюдений за деформациями гидротехнических сооружений, для уточнения существующих методов оценки деформационных свойств грунтов основания и для расчёта ГТС на устойчивость, а также для контроля геодезическими

методами за состоянием плотины в процессе её возведения и первых лет эксплуатации [86].

Сравнительно небольшие величины измеряемых параметров требовали обеспечения высокой точности геодезических измерений.

Наблюдениям за осадками плотины и территории предшествовало создание высотной опорной сети реперов.

Исходя из опыта строительства Братской ГЭС, где было выявлено влияние воронки оседания на территорию, прилегающую к нижнему бьефу на расстоянии около 1,8 км, на Красноярской ГЭС исходные реперы высотной основы были отнесены от створа на 2 км в сторону НБ и на 1,5 км в сторону ВБ. В высотную опорную сеть был включен ряд скальных и глубинных реперов, расположенных через 200-400 м по пути подхода от фундаментальных реперов к плотине по обоим берегам р.Енисей. Вблизи плотины были устроены рабочие реперы.

Результаты, подтверждающие точность нивелирования и устойчивость фундаментальных реперов, расположенных на разных берегах, на примере двух реперов приведены в табл. 39.

Таблица 39. Результаты нивелирования (связи) между репером куста левого берега № 515 и репером куста правого берега № 504

Характеристика точности	Период нивелирования			
	июнь 1963 г.	июнь 1964 г.	июнь 1965 г.	июнь 1967 г.
Отметка репера № 515, вычисленная от репера №504, м	172,8624	172,8621	172,8624	172,8625
Средняя квадратическая ошибка превышения на станции, мм	± 0,10	± 0,09	± 0,08	± 0,08
Средняя квадратическая ошибка превышения между реперами, мм	± 0,26	± 0,25	± 0,24	± 0,24

Наблюдения за осадками плотины и территории были начаты одновременно с укладкой бетона в тело плотины.

До начала наполнения водохранилища изменения отметок рабочих реперов не превышали 1,5 мм, с наполнением водохранилища до НПУ и завершением бетонной кладки плотины эти изменения возросли до 3-4 мм, что свидетельствует об образовании воронки оседания. Распространение её в сторону НБ доходит до 1 км от оси плотины, что соответствует проектным предположениям.

Наряду с высокоточным нивелированием I класса для контроля абсолютных вертикальных перемещений, на Красноярской ГЭС геодезическими методами с помощью системы измерительных устройств контролируются: относительные вертикальные смещения

с помощью гидронивелиров, расположенных в галереях плотины; горизонтальные смещения с помощью оптического визирного створа, расположенного на гребне плотины, и струнно-оптического створа в одной из продольных галерей. В нескольких контрольных секциях плотины для определения относительных горизонтальных перемещений в различных точках по высоте плотины расположены системы прямых и обратных отвесов. Для наблюдений за раскрытием температурных швов, а также за относительными смещениями смежных секций плотины в продольных галереях и на гребне имеются створы одноосных и пространственных щелемеров.

Значительную часть проектных решений по измерительным системам реализовать не удалось из-за не подтвердившихся предположений о необходимости их использования и недооценки условий, в которых системы должны были работать. Так, к осадочным маркам, располагавшимся на полу галерей и их боковых поверхностях, исключался доступ из-за непрерывного строительного производства, наличия на полу шлама и воды, а на боковых поверхностях – из-за прокладываемых технологических коммуникаций. По этой же причине не удалось на стене галереи установить и струнный створ. Не были проработаны вопросы передачи отметок с горизонта на горизонт. Из-за большой влажности в галереях в стойках коромысла обратных отвесов системы М. С. Муравьева накапливался конденсат, возникали протечки внутрь поплавка, что нарушало его баланс и приводило к наклону штока поплавка, по которому производился отсчёт показаний. В результате наклоны поплавков давали ошибки в наблюдениях, доходящие до 1,5 мм. Оказалась неудачной конструкция прямого отвеса, груз которого был опущен в шахту на 10 м ниже основания, а якорь закреплен на гребне плотины. Из-за конденсата, скапливающегося в шахте, и протечек в неё воды отвес надолго выходил из строя, а оператору в шахте для производства измерений не было необходимых условий для работы.

Не были смонтированы предусмотренные проектом гидростатические устройства М. С. Муравьева для наблюдения за наклонами контрольных секций плотины, которые представляют собой достаточно сложный многоэлементный комплекс, состоящий из трубок и отсчетных пробирок, встроенных в штрабы стен галерей, что в условиях непрерывного строительного производства нельзя было осуществить. Недостатки проектных трехосных щелемеров, устанавливаемых в полу и требующих постоянной очистки их от шлама, не позволили включить щелемеры в постоянную практику наблюдений.

В результате творческой работы инженерно-геодезической службы был внесен ряд существенных изменений в конструкции

измерительных систем, их расположение и в методики измерений. Наиболее важные предложения и разработки, а также их реализация были осуществлены инженерами Д. М. Кокотом и И. С. Рабцевичем.

Струнный створ был перенесен под сводчатый потолок галереи с устройством оригинальных фиксаторов для контроля струны. Было устроено всего 13 поплавковых опор вместо 110 шт. (длина створа составляет 825 м). Были разработаны специальные способы измерений с помощью оптической техники. Метод получил название струнно-оптического.

Настенные осадочные марки галереи были перенесены на другой уровень, выше расположения коммуникаций. На противоположной стене были устроены стационарные штативы-кронштейны для оптики, а для производства считывания показаний были изготовлены специальные подвесные рейки с инварной полоской.

Была разработана и специальная методика по передаче отметок с одного горизонта плотины на другой, благодаря изготовлению оригинальных устройств для фиксирования на стенной марке необходимого дециметрового штриха инварной ленты и её компарирования непосредственно в теле плотины.

Отсчет показаний по обратным отвесам производился не по штокам поплавков, а по их струне, что обеспечило необходимую надежность контроля, упростило конструкцию отвесов и позволило организовать измерения на нескольких горизонтах плотины. Для наблюдения за струной были разработаны и реализованы специальные координатомеры на базе контактного микрометра.

Прямой отвес, груз которого постоянно оказывался в обводненной шахте, был реконструирован в обратный отвес с поплавком на гребне и якорем в шахте. Опыт показал, что точность полученных результатов наблюдений в период работы конструкции в виде прямого отвеса одинакова с теми, которые были получены в последующем, когда конструкция была выполнена в виде обратного отвеса, а надёжность его неизмеримо возросла.

Переработана была и система гидронивелиров, которая стала проще и надёжнее. Она представляет собой горизонтальную трубу, закрепленную на стене галереи и заполненную до половины сечения водой, которая всегда занимает строго горизонтальную поверхность. От закрепленных на стенах марок опускается щуп с микрометрической головкой, включенный в электрическую цепь от батареи 60-70 В. Момент соприкосновения с водой фиксируется вспышкой неоновой лампочки. Точность отсчёта составляет 0,02 мм. Эта система, смонтированная на Красноярской ГЭС как временная, получила широкое распространение, в том числе на Саяно-Шушенской ГЭС, как для строительного, так и для эксплуатационного периода.

Были также разработаны новые трехосные щелемеры настенного типа, которые дают при измерении абсолютную величину деформации и не требуют вычислений. Точность их выше, чем у тех, что предполагались по проекту, и достигает 0,02-0,04 мм.

Эти примеры подтверждают тезис о том, что развитие плотиностроения происходило параллельно не только с усовершенствованием расчётных моделей плотин, но и с усовершенствованием средств и методов натурных наблюдений, хотя правильнее было бы рассчитывать на опережающее их развитие.

Контроль за температурой, деформациями, напряженным состоянием плотины Красноярской ГЭС производится с помощью системы дистанционных струнных и омических датчиков, заложенных при строительстве в бетонную кладку. Они использовались для контроля температурного режима укладываемого бетона, а также при последующей эксплуатации плотины (табл. 40).

Таблица 40. Количество установленных дистанционных приборов в теле плотины Красноярской ГЭС

Наименование приборов	до 1965 г.	1965 г.	1966 г.	1967 г.	1968 г.	Всего
Телетермометры	886	836	635	300	291	2948
Телетензометры	126	462	223	246	213	1270
Телещелемеры, динамометры и др.	53	63	10	28	254	408
ИТОГО:	1065	1361	868	574	758	4626

Фильтрационные расходы определяются путём измерения количества воды, изливающейся из дренажных систем плотины и основания. Локальная фильтрация замеряется объёмным способом, а суммарная с помощью треугольных водосливов в мерных створах.

Противодавление на подошву плотины контролируется с помощью створов пьезометрической сети.

Осуществляется контроль за химическим составом фильтрующейся воды с целью оценки суффозии гидрокарбонатов из основания и бетонной кладки.

В период строительства плотины до наполнения водохранилища проводилось 5-6 циклов геодезических наблюдений в год. В период интенсивного наполнения водохранилища были введены два дополнительных цикла. Чтобы провести один цикл наблюдений и его обработку, необходимо было иметь, как минимум, 15 квалифицированных инженеров, техников и рабочих. При этом только камеральная обработка в начале освоения плотины занимала 6 месяцев. Большие затраты труда были и по другим натурным наб-

людениям, достигающим 15 тыс.чел.час. в год. С появлением вычислительной техники эти затраты сократились, в особенности в последние годы в связи с распространением персональных ЭВМ.

Вместе с тем, при развитии АСУ ГЭС основное значение придавалось функциям, обеспечивающим оперативное управление технологическими процессами как с участием оператора, так и путём прямого цифрового управления быстропротекающими электрическими процессами. Считалось, что внедрение управляющих ЭВМ на ГЭС позволит обеспечить наряду с традиционными устройствами автоматики полную автоматизацию управления нормальными и большей частью аварийными и послеаварийными режимами ГЭС, связанными с выдачей мощности, т.е. это должно было стать конечной целью внедрения АСУ ТП ГЭС. [83]. Проектными организациями задача автоматизации наблюдений за гидротехническими сооружениями ГЭС не ставилась. К тому времени имел место небольшой опыт внедрения АСУ на Воткинской ГЭС для решения неширокого круга задач в области противоаварийной автоматики электрической части. С учётом этого опыта на Красноярской ГЭС по существу был впервые разработан проект широкого охвата задач по автоматизации технологических процессов, но опять-таки, не затрагивающий задачи натурных наблюдений за гидротехническими сооружениями. В дискуссии с эксплуатационниками на эту тему высказывалось лишь предположение о возможном развитии АСУ ТП ГЭС при формировании задач, связанных с хозяйственно-экономическим управлением ГЭС, где и предполагалось рассмотреть проблему автоматизации наблюдений за ГТС. Однако, эксплуатационная организация сформулировала требование по проектированию самостоятельной подсистемы (системы автоматизированного контроля гидротехнических сооружений) – САК ГТС в АСУ ТП ГЭС, как системы управления производством, не относящейся к разряду хозяйственно-экономических задач.

Без такого отношения переходить к строительству ещё более крупного и сложного сооружения, каким является плотина Саяно-Шушенской ГЭС, было нельзя. Но в такой постановке задача не была понята проектной организацией, на что повлияли достаточно благополучные результаты натурных наблюдений за плотиной Красноярской ГЭС, параметры которой, характеризующие её состояние, стабилизировались за сравнительно короткий срок.

На Саяно-Шушенской ГЭС обеспечение контроля за безопасностью плотины осуществляется посредством организации наблюдений по обширной системе контрольно-измерительной аппаратуры. При её создании во многом был учтен опыт строительства Красноярской ГЭС. Но некоторые устройства там не применялись.

Здесь следует отметить, что для контроля деформаций плотины арочного направления была специально запроектирована и реализована струнная система вытянутых треугольников (СВТ). Очевидно, что контроль арочных деформаций чрезвычайно важен. Он позволяет судить о неблагополучии в пятах арки или каких-то других негативных процессах, возникающих в таком сложном сооружении, как плотина Саяно-Шушенской ГЭС.

Основной задачей СВТ является определение абсолютных значений координат на длительном временном интервале. На других ГЭС подобные системы не применялись.

Различные методики уравнивания, с опиранием на конечные знаки, расположенные в забоях лево- и правобережных штолен, или на якоря обратных и прямых отвесов, не давали удовлетворительных результатов. Полученные по СВТ смещения существенно различались с показаниями другой независимой системы, состоящей из прямых и обратных отвесов, что не находило логического объяснения. Например, в период с 13.01.93 по 21.05.93 при сработке водохранилища и соответствующем общем наклоне плотины в верхний бьеф концевые точки штолен смещались в нижний бьеф. В забоях левобережных штолен на отметке 413 величина смещения составила 58 мм, а на отметке 467 м – 19 мм. В забоях правобережных штолен эти величины соответственно составили 45 и 32 мм [85]. Это приводило к неверным толкованиям при обсуждении степени надежности сооружения.

Проведенный службой эксплуатации эксперимент показал, что струна СВТ отклоняется под воздействием воздушных потоков, которых избежать невозможно, поскольку галереи плотины пересекаются смотровыми, лифтовыми и лестничными шахтами, а также имеют сообщения с дневной поверхностью. Вследствие разности температуры наружного воздуха и воздуха внутри галерей возникает перепад атмосферного давления, что приводит к образованию воздушных потоков. Поэтому от системы СВТ пришлось отказаться.

С целью определения устойчивости концевых точек штолен их положение определяется методом полигонометрии относительно внешней опорной сети. Смещения, полученные этим методом, не превосходят ошибок измерения и свидетельствуют об устойчивом состоянии пят арки плотины. Данные измерений представлены в таблице 40а.

Необходимо было обратить внимание и на низкую надёжность показаний измерительной системы по передаче отметок с помощью высотных элеваторов между горизонтами 344-542 м, связанную с тем, что эта система размещается в единых с прямыми отвесами шахтах. При монтажных, наладочных и профилактических работах на автоматических устройствах, контролирующих положение струны

отвесов, в очень ограниченном пространстве шахты неизбежны механические воздействия на струну элеватора. В результате этого показания передачи отметок были неустойчивы, носили случайный характер, отмечались резкие "скачки" по сравнению с предыдущими отсчётами. Устранение этих недостатков предполагается осуществить двумя путями. Один из них – перенос струн элеваторов в свои, специально пробуренные для этого шахты. Другой – использование высокоточной лазерной насадки Di 2002 светодальномера, для оптического луча которого достаточно пространства в существующих шахтах прямых отвесов. Некоторые разработки эксплуатационниками автоматических устройств представлены на рис. 2.60а (поз. б, в).

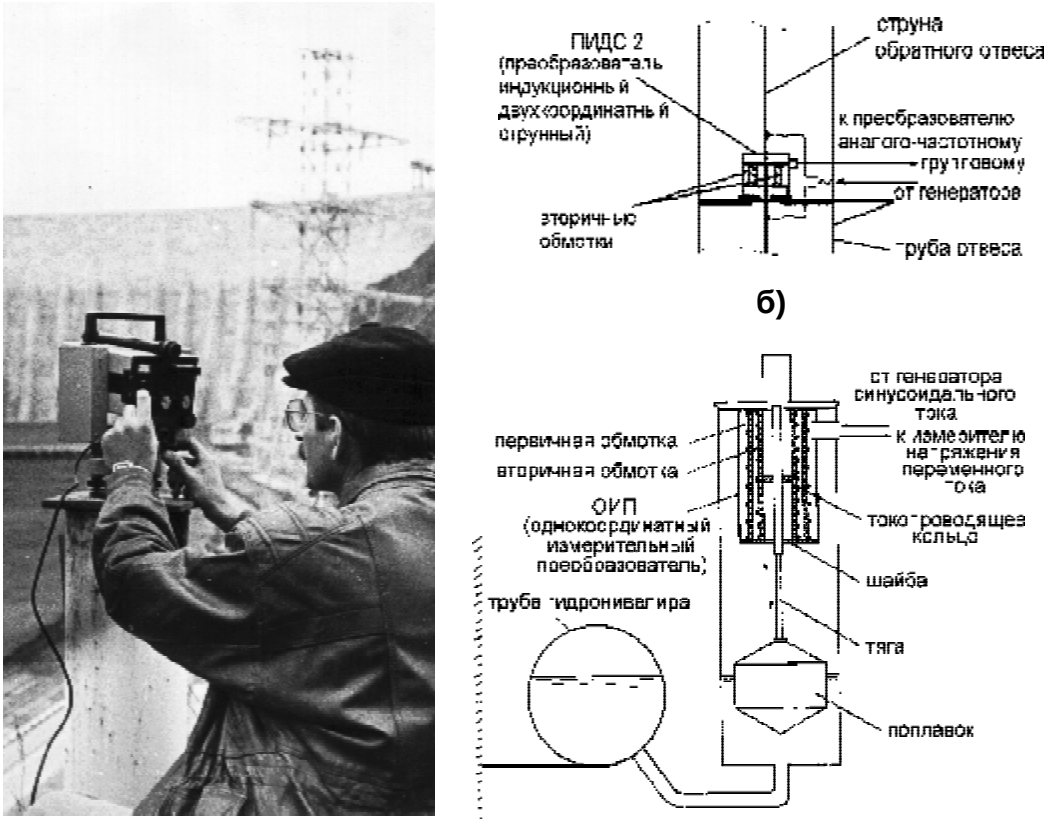


Рис. 2.60а: а) – измерение перемещения гребня с помощью светодальномера; б), в) – схемы автоматических устройств обратного отвеса и гидронивелира

Натурные наблюдения на Саяно-Шушенской ГЭС осуществлялись как с начала строительства, так обеспечиваются и в последующей эксплуатации. Недостаток на первоначальном этапе оставался тот же – разрозненность организаций, осуществлявших натурные наблюдения и анализ их результатов.

Таблица 40а. Смещения концов штолен по результатам линейно-угловых измерений

Дата измерений	Смещения, мм			
	отметка 467 м		отметка 413 м	
	X	У	X	У
23.05.94 г.	+2	0	-	-
13.09.94 г.	+7	+2	-	-
17.05.95 г.	0	0	0	0
22.06.95 г.	-1	+7	+1	+2
07.09.95 г.	+1	+2	-1	+2
17.12.97 г.	+2	0	-	-

Характерный пример следует привести из опыта натурных наблюдений, выполненных службой наблюдения и температурного регулирования стройки с целью разработки технологии по возведению высоких блоков бетонной кладки (рис. 2.61) плотины Саяно-Шушенской ГЭС. Проведенный опыт показал широкую возможность укладки бетона высокими блоками, при котором обеспечивалось нормальное их НДС.Опыт важный и безусловно необходимый, который, казалось бы, должен был упреждать разработку генеральной схемы укладки бетона и инициироваться проектной организацией. На самом деле, исследовательскую работу проводила строительная организация в период разворота работ.

На завершающей стадии нагружения плотины весь комплекс наблюдений и анализ был сосредоточен в единых руках эксплуатационной организации. Для этого была создана крупная лаборатория гидротехнических сооружений – ЛГТС.

В состав наблюдений эксплуатационного периода входят измерения плановых и высотных перемещений, взаимных перемещений столбов, деформаций в бетоне и скале, раскрытия швов, температуры бетона и скалы, пьезометрических уровней и фильтрационных расходов.

На высокой арочно-гравитационной плотине, где смотровые галереи имеют значительную протяженность от 0,5 км до 1,6 км, большая часть времени (до 50%) при производстве измерений расходуется на подходы к измерительным пунктам и переходы от одного пункта к другому.

Предложение эксплуатационников по созданию самостоятельной подсистемы автоматизированного контроля за гидротехническими сооружениями в системе АСУ ТП на Саяно-Шушенс-

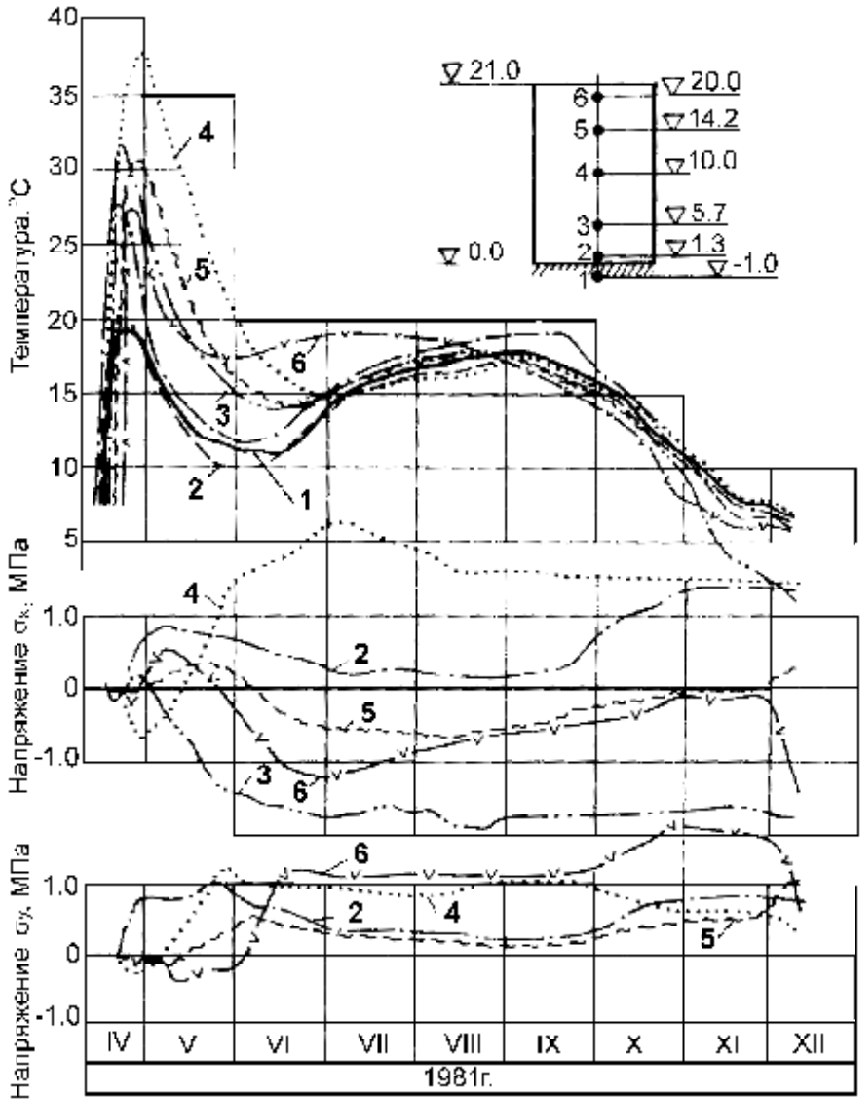


Рис. 2.61 Результаты натурных наблюдений при укладке бетона высокими блоками

1-6 – номера измерительных точек и кривые соответствующих измерений

кой ГЭС было использовано проектной организацией при развитии проекта АСУ ТП ГЭС, но, к сожалению, позже, чем требовалось. Эта система реализована, она по своему значению занимает исключительное место в системе АСУ ТП ГЭС. По этой причине она стала именоваться самостоятельной системой автоматизированного контроля гидротехнических сооружений (САК ГТС). Работы по автоматизации наблюдений и обработке их результатов ведутся с 1986 г. (первое нагружение плотины произошло в 1978 г.).

САК ГТС включает в себя четыре подсистемы:

- геодезического контроля (САК ГС);
- контроля напряженно-деформированного состояния (САК НДС);
- контроля фильтрационного состояния (САК ФС);
- контроля сейсмических событий (САК СС).

САК ГС предназначена для автоматизированного контроля плановых смещений контрольных точек плотины по прямым и обратным отвесам и вертикальных смещений контрольных точек с помощью щелемеров и гидростатических нивелиров. Эта подсистема включает в себя ещё несколько подсистем. В 1987 г. сдана в эксплуатацию первая очередь подсистемы автоматизированного контроля плановых смещений (САК ПС) "обратные отвесы". Ведутся работы по внедрению подсистемы "прямые отвесы" и по созданию подсистемы "высотных смещений" (САК ВС).

САК НДС предназначена для автоматизированного контроля температур, деформаций, напряжений, раскрытия швов, порового давления в теле плотины с помощью соответствующих преобразователей.

По состоянию на начало 1996 г. объём преобразователей, включенных в подсистему САК НДС, составляет около 50% от общего числа аппаратуры, подлежащей автоматизации. В режиме автоматизированного опроса работают преобразователи, выводы от которых расположены в галереях на отм. 521 м, 494 м, 467 м, 440 м. Закончены монтажные работы и ведётся наладка оборудования в галерее на отм. 413 м.

САК ФС предназначена для автоматизированного контроля пьезометрических уровней по преобразователям давления и расходов.

В подсистеме фильтрационного состояния завершены работы по оборудованию оголовков напорных пьезометров для установки первичных средств измерений.

САК СС предназначена для контроля сейсмособытий по акселерометрам и вибрографам.

Каждая система автономна в смысле технического и программного обеспечения.

По проекту в качестве головной машины предполагалось использовать СМ-1210. Распространение вычислительной техники нового поколения позволило модернизировать систему с переводом опроса на персональную вычислительную технику (IBM). Использование IBM позволит включить подсистемы в развитую сетевую структуру.

Первичная измерительная аппаратура САК НДС – это закладные струнные преобразователи ПЛДС, ПТС общим числом более 4000, выводы которых собраны в промежуточных пунктах сбора информации, расположенных в галереях плотины. Для возбуждения струнных преобразователей, приема их ответа и перевода аналогового сигнала в цифровой в САК НДС использован цифровой стационарный периодомер (ПЦС).

В САК НДС принята радиально-магистральная структура, при которой от управляющей вычислительной машины к промежуточным пунктам сбора информации отходят 6 магистралей. Технические средства стандартизированы. Как и в других подсистемах, опрос переведён на персональную вычислительную технику.

САК ФС должна строиться на тех же принципах и технических средствах, что и САК НДС, предполагается измерять давление в пьезометрах с помощью ПДС – стандартных струнных преобразователей давления. Пока не найден прибор для автоматизированного измерения малых расходов.

В САК СС используются двухкоординатные индукционные преобразователи линейных перемещений (ПЛПДИ), предназначенные для автоматизированного преобразования в частотно-модулированный сигнал линейных перемещений контрольных точек гидротехнических сооружений. В состав ПЛПДИ входят несколько преобразователей индукционных двухкоординатных струнных (ПИДС) и преобразователь аналого-частотный групповой (ПАЧГ). Сигналы от групповых аналого-частотных преобразователей подаются на общую шину, которая проходит по галереям плотины до аппаратного зала АСУ ТП ГЭС. Здесь информация поступает в вычислительную машину. Нестандартизированные технические средства ПЛПДИ разработаны научно-исследовательским институтом прикладной геодезии г. Новосибирска, ныне фирма “Сибгеоинформ”.

В САК СС входят сейсмоприёмники, установленные в сейсмопавильонах плотины, кабельные линии связи, телеметрическая аппаратура приёма-передачи сигналов (ТАППС), аппаратура селекции и накопления (АСН-5) и персональный компьютер. В систему также включены сейсмоприёмники, установленные на сейсмостанции локальной сети “Черемушки”, в 4 км от ГЭС для регистрации опорного сигнала. САК СС регистрирует сейсмические воздействия, превышающие установленные пороговые значения.

Каждая из подсистем имеет свою базу данных, где хранятся измерения по соответствующей подсистеме. Это базы данных первого уровня. В функции баз первого уровня входит:

– хранение замеров и характеристик первичных преобразователей;

– расчёт и передача в экспертную систему диагностически ценных параметров и их прогнозов;

– сервис ручного ввода и коррекции данных;

– отображение состояния базы.

Внутри каждой подсистемы решаются специфические задачи.

В САК ГС рассчитываются:

– плановые перемещения относительно якорей обратных отвесов;

– плановые перемещения относительно удаленных на 1,5 км от плотины опорных точек каркасной сети;

– углы поворота и изгибающие моменты по поперечным гидронивелирам;

– вертикальные (по системе продольных гидронивелиров) и арочные деформации путем определения положения концевых точек штолен в пятах арки методом полигонометрии относительно внешней опорной сети (проектная система вытянутых треугольников оказалась неработоспособной);

– пьезометрические уровни и напоры;

– градиенты фильтрационного потока;

– приращения параметров.

В САК СС решаются задачи расчёта амплитуды, скорости и ускорения, а также динамического напряжения в каждой контрольной точке плотины. Как уже было показано, службой эксплуатации с 1989 года организованы работы по уточнению сейсмичности района расположения Саяно-Шушенской ГЭС. Для этого, в частности, была привлечена Алтае-Саянская опытно-методическая сейсмологическая партия СО РАН. Благодаря созданной Саяно-Шушенской ГЭС локальной сети сейсмических станций в районе гидроузла, получена возможность оценивать регистрируемые события с более низкого энергетического класса. В течение 1990-1995 гг. был составлен каталог, включающий в себя 1754 сейсмических события. Анализ этих наблюдений не позволил в достаточной мере внести ясность в дискуссию о возможности научного прогноза землетрясений с помощью исследования реакции приборов комплекса КИА плотины Саяно-Шушенской ГЭС. Некоторые сейсмособытия, зарегистрированные локальной сетью сейсмостанций, с которыми связывалась реакция КИА – оказались взрывами. Другие (меньшее

число) события, на которые с упреждением отреагировала КИА, были землетрясениями.

Из 1754 сейсмических событий – 302 идентифицированы как землетрясения и 1452 как промышленные взрывы. Беглый взгляд на карту (рис. 2.62а, б) эпицентров землетрясений и взрывов показывает, что территориально они близки, однако распределение по времени суток значительное.

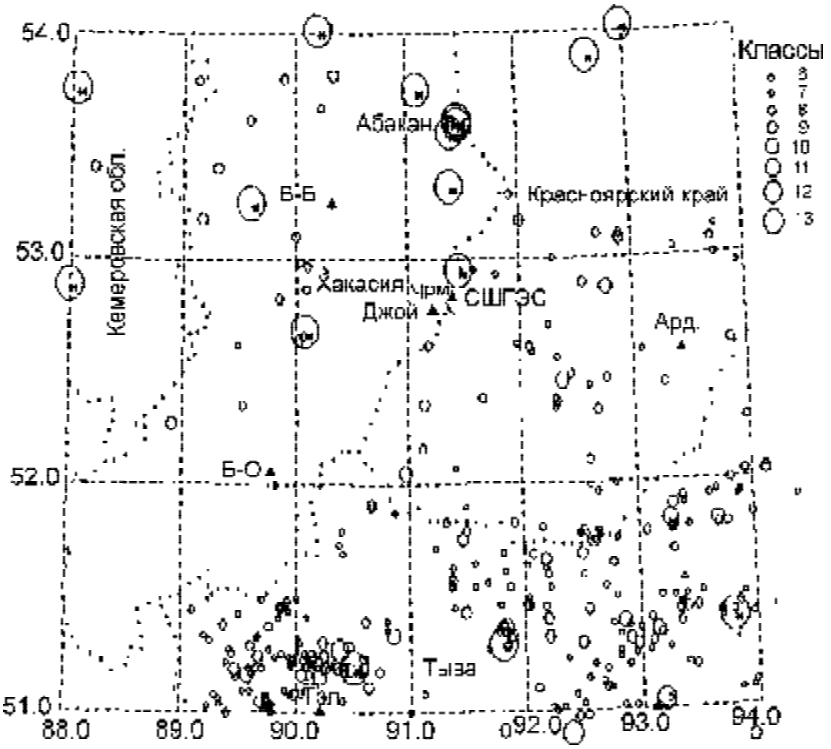


Рис. 2.62а Карта эпицентров землетрясений в районе гидроузла Саяно-Шушенской ГЭС за 1990-1995 гг.:

▲ – сейсмостанции: В-Б – Верх-База, Чрм – Черёмушки, Б-О – Большой Он, Ард – Арадан, Тэл – Тэли; СШГЭС – плотина Саяно-Шушенской ГЭС; (●) – места промышленных взрывов

Нет в каталоге и увязки с тем, что в основании произошло изменение его физико-механических свойств. Массив по сравнению с природными условиями стал иным. С момента образования водохранилища значительный объем горных пород стал насыщен водой. Этот фактор не мог не сказаться на расчетных сейсмоисследованиях, однако в упомянутой работе он не учитывался. Работы по "отсеиванию" землетрясений от взрывов и совершенствованию методики их распознавания должны продолжаться, поскольку некачественный учет исказит выводы о сейсмичности района, достоверное знание которой очень важно для эксплуатации гидроузла.

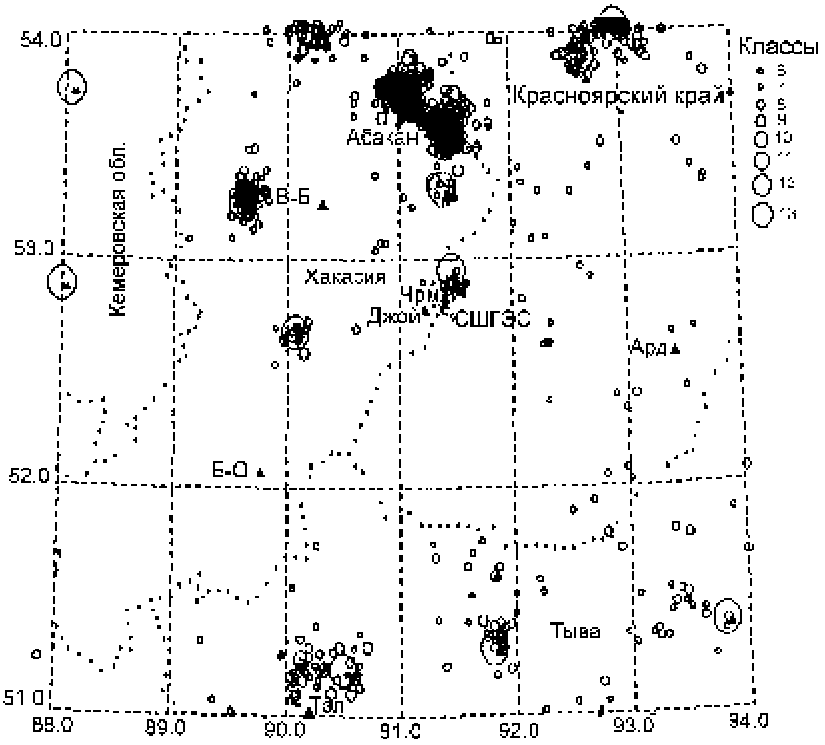


Рис. 2.62б Карта эпицентров промышленных взрывов в районе гидроузла Саяно-Шушенской ГЭС за 1990-1995 гг.

Условные обозначения см. на рис. 2.62а

Следующая ступень процесса анализа наблюдений сводится к тому, что параметры, признанные диагностически ценными, передаются на более высокий уровень – в экспертную систему, в которой осуществляется отображение информации в удобной для анализа форме: таблицы, эпюры, комплексные графики, циклограммы. Кроме того, на этом уровне решаются задачи контроля и диагностики.

В задачу контроля входит обнаружение параметра, не укладывающегося в прогнозируемый интервал, формирование признака дефектности параметров разной степени значимости, выдача предварительных сообщений и печать по требованию списка дефектных параметров.

В задачу диагностики входит определение степени серьёзности повреждения, выдача рекомендаций по ремонту сооружения и управляющих воздействий, влияющих на режимные параметры ГЭС (скорость наполнения УВБ, требование сработки водохранилища по условиям безопасности ГТС).

Повышение эффективности наблюдений с помощью системы автоматизированного контроля очевидно. Например, начальный

период наполнения водохранилища характеризуется значительными скоростями изменения УВБ – до 2 м/сутки. Продолжительность одного цикла измерений, осуществляемых ручным способом, составляет 2-3 дня, т.е. выполнение измерений традиционным способом исключает возможность оперативного получения и сравнения значений контрольных параметров по всей высоте плотины при одинаковом уровне ВБ. Различная продолжительность ручных циклов измерений по разным видам наблюдений затрудняет осуществление комплексного анализа состояния плотины на определенный УВБ. Внедрение системы автоматизированного контроля позволяет в значительной степени сократить время на производство измерений. Так, например, в подсистеме САК НДС продолжительность опроса 4500 преобразователей сокращается до 4-5 часов (вместо 2-3 дней при ручном способе).

Осуществление автоматизированного опроса систем контроля состояния плотины при землетрясении или других динамических воздействиях возможно только с помощью САК.

К неоспоримым преимуществам автоматизации измерений следует отнести и повышение точности измерений за счёт исключения ошибок наблюдателя.

Снижение трудоёмкости измерений, повышение их оперативности и качества, улучшение условий работы персонала и широкое применение средств вычислительной техники при обработке и анализе полученных данных обеспечивают качественно более высокий уровень эксплуатации ГТС по сравнению со сложившейся практикой.

До внедрения автоматизации задачи контроля за сооружениями гидроузла традиционно ограничивались узкими рамками измерений и передачей информации для дальнейшей обработки и анализа во ВНИИГ, который, согласно приказу Минэнерго СССР, определен головной организацией, отвечающей за обеспечение контроля за надежностью сооружений на основе натурных наблюдений. Как правило, в конце года по материалам наблюдений ВНИИГ выпускал технический отчёт по оценке состояния сооружений. Эта схема исключила возможность осуществления оперативного контроля за состоянием ГТС.

Получение оперативно и регулярно обширного материала наблюдений за ГТС на конкретную стадию заполнения водохранилища дискретно во всём диапазоне его режима, повседневное проведение глубокого комплексного анализа состояния уникальной плотины и выпуск технических отчётов непосредственно на ГЭС – всё это стало возможным благодаря автоматизации натурных наблюдений, а также высокому инженерному уровню состава ЛГТС и персонала, эксплуатирующего АСУ ТП ГЭС. Качество и глубина анализа ещё более повышается, поскольку ВНИИГ и Ленгидропроект выступают

уже и в роли внешних экспертных организаций по обсуждению выпущенных ЛГТС материалов. Творческие дискуссии среди этих заинтересованных организаций стали дополнительной формой анализа состояния ГТС.

Подобных автоматизированных систем контроля за гидротехническими сооружениями и лаборатории ГТС в стране пока нет. Организация контроля и автоматизированная система ГТС Саяно-Шушенской ГЭС могут быть рекомендованы для широкого распространения с целью диагностики сооружений, в особенности отечественных, уникальных высоких бетонных плотин, эксплуатирующихся уже десятки лет.

Проект САК ГТС должен разрабатываться одновременно и наравне с другими частями проекта гидроузлов. Можно предположить, что своевременное проектирование САК ГТС могло бы ускорить понимание процессов, происходящих в сооружении под нагрузкой, поскольку разработчики и программисты АСУ, как правило, при решении поставленной задачи стремятся получить максимально возможный объём информации от технологов (строителей, эксплуатационников), зачастую заставляя их взглянуть на проблему в ином непривычном ракурсе.

* * * * *

Гидротурбины 3

- ***Особенности работы гидротурбин в период освоения***
- ***Доводка гидротурбин***
- ***Испытания гидротурбин на повышенной мощности***

3.1 Особенности работы гидротурбин в период освоения

При возведении высоких плотин в стране сложилась поэтапная практика их освоения. Одним из главных этапов является период ввода в действие первого агрегата, с которого начинается отсчёт времени эксплуатации ГЭС. Как правило, пусковой напор является нерасчётным для гидротурбины, несмотря на то, что он определяется и задается проектом и чаще всего корректируется в процессе строительства по тем или иным причинам. В некоторых странах есть примеры другой практики, когда строительная готовность ГТС обеспечивает расчётный для турбин напор, а здание ГЭС практически закончено, и лишь после этого начинается монтаж агрегатов. Специалисты этой школы признают, что задержка отдачи капиталовложений здесь более продолжительная и отечественный опыт содержит в себе рациональную идею. Стало очевидным, что идею поэтапного освоения ГТС необходимо осуществлять, разрабатывая соответствующие проектные решения, при которых на плотине должно обеспечиваться нормальное НДС, а тип турбин (сменных) должен соответствовать заданному промежуточному напору. При этом обустройство оборудования (помещения, полнота технологических схем) должны обеспечить надёжную его работу и необходимый производственный комфорт для персонала. К сожалению, до такой степени разработки проекта не были доведены нигде. И эксплуатационная организация сталкивается с необходимостью обеспечивать надёжную работу ГЭС в неблагоприятных условиях. Технологический этап в эксплуатации ГЭС, начинающийся с частичных напоров, имеет иногда решающее влияние на качество работы гидроэлектростанции в последующем.

Гидротурбинное оборудование, рабочие колеса турбин (РК) в первую очередь, как правило, не проектируются на такие условия работы и поэтому не подвергаются всесторонней проверке на моделях. Некоторые режимы и не могли быть смоделированы, например, получение зависимости максимального открытия направляющего аппарата (НА) от превышения уровня воды в водохранилище над забральной балкой водоприемников гидротурбин, исходя из условий недопущения прорыва воздуха в турбинный водовод. Поэтому выявить негативные явления в подобной ситуации, возможность работы гидротурбин в таких условиях эксплуатации крайне необходимо. Это невольно становится одной из главных задач.

Сложность периода эксплуатации гидротурбин при нерасчётных напорах усугубляется иногда значительной его продолжительностью. Подъём уровня водохранилища может сдерживаться либо технологическими условиями (интенсивность возведения плотины не может быть выше технологических пределов), либо

водно-энергетическими условиями (водохранилище многолетнего регулирования).

Гидравлическая турбина Красноярской ГЭС радиально-осевого типа РО 115/697-ВМ-750 с рабочим колесом диаметром 7,5 м развивает номинальную мощность 508 тыс. кВт при расчётном напоре 93 м.

Создание гидротурбин столь большой единичной мощности в то время было уникальным шагом в мировом гидротурбостроении. Ни опыта создания, ни тем более эксплуатации таких агрегатов не было.

По одному из проектных вариантов пороги водоприёмников гидротурбин должны были быть устроены ниже на 14 м, чем у ныне действующих. Это позволяло снизить пусковой напор до 50 м вместо первоначально планируемого 70 м, который составлял 92% от минимального расчётного 76 м.

Особенность этого решения заключалась в том, что оно на пусковом этапе стимулировало возведение плотины лишь до отметки, несколько превышающей расположение водоприёмника гидротурбины, чтобы обеспечить первый её пуск. В такой схеме, как правило, создается дефицит уровня над забральной балкой водоприёмника, угрожающий прорывом воздуха в водовод турбины, что недопустимо из-за неустойчивого гидравлического режима, при котором возникает угроза разрушения турбины. Кроме того, на нерасчетных напорах возникают большие разрушения рабочих колес от кавитации. Если учесть, что отличием гидротурбин Красноярской ГЭС является более высокое (полное) использование материалов, из которых они изготовлены, то станет ясным, насколько предложение о снижении уровня заложения водоприемников было опасным.

В результате мотивированных возражений эксплуатационников, поддержанных заводом-изготовителем, проектное решение по устройству водоприёмников на промежуточных отметках реализовано не было. Правильность принятого решения была подтверждена положительными результатами работы гидротурбин сравнительно длительное время, хотя и не строго на расчётном напоре, но достаточно близком к нему – 85-90% от минимального расчётного (рис. 3.1). Вибрация узлов турбины, пульсация в проточной части, величина и интенсивность кавитационной эрозии не превышали допустимых пределов. За период эксплуатации ГЭС на нерасчётном напоре выработка электроэнергии составила 10,1 млрд. кВт•ч (годовая выработка Волжской ГЭС), стоимость которой равна 23,2% от общих затрат, отнесённых на энергетику при строительстве Красноярской ГЭС. Это свидетельство ранней энергетической отдачи возводимого гидроузла.

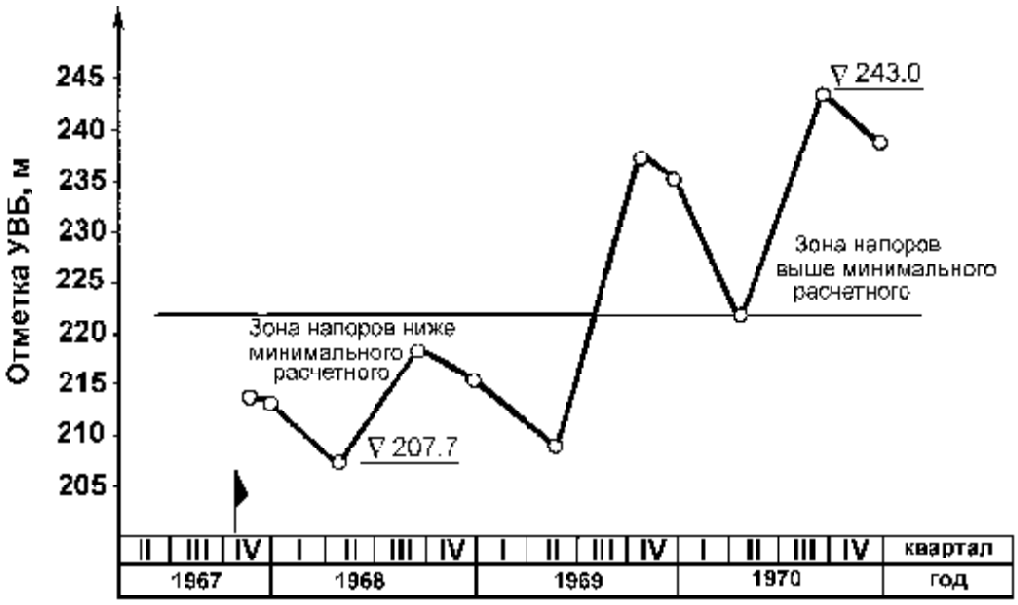


Рис. 3.1 График изменения уровня водохранилища по годам

- пуск 1-го гидроагрегата

Пуск в работу гидротурбин с нерасчётным напором обычно отличается неустойчивостью потока, что в основном вызывает повышенные вибрацию и механические усилия в элементах конструкции и увеличение кавитационной эрозии. Даже в расчётных режимах механические напряжения в отдельных узлах турбины, полученные при натурных испытаниях, иногда превышают ожидаемые, поэтому в нерасчётных режимах тем более нужна проверка прочностных, вибрационных, эрозионных, энергетических и других характеристик и свойств гидротурбин. Однако натурные испытания и исследования гидротурбин представляют собой целый комплекс организационных и технических мероприятий, включающих остановку агрегатов и осушение его проточной части; расстановку, наклейку и заделку датчиков для измерения механических напряжений, гидродинамического давления непосредственно на рабочем колесе и в проточной части; устройство измерительных постов и подводка к ним коммуникаций с передачей измерений с вращающихся частей агрегата и т.д. По этой причине с первых дней эксплуатации практически невозможно организовать такого рода всесторонние испытания. Кроме того, значительная продолжительность подготовки и проведения натурных испытаний, а затем обработка и анализ полученных данных не позволяют немедленно использовать результаты испытаний в практике эксплуатации турбин.

Поэтому в тех условиях единственно возможным решением стала организация экспресс-исследований, которые позволяли бы составлять оперативные указания по эксплуатации турбин, исходя из повседневных условий изменения действующего напора.

Из опыта эксплуатации гидротурбин известно, что диапазоны низких значений КПД, интенсивность кавитационной эрозии в проточной части рабочих колес, величина вибрации и пульсации давления, уровень кавитационного шума и другие параметры и признаки имеют между собою тесную связь и зависимость. Это было использовано эксплуатационниками Красноярской ГЭС, на основе чего были организованы и проведены простейшие натурные испытания с целью выявления возможностей работы гидротурбин в пусковой период на нерасчётных напорах и предотвращения опасных воздействий на проточную часть и на рабочие колеса.

Эти испытания носили систематический характер, проводились в широком диапазоне открытий направляющих аппаратов и повторялись через каждые 0,5 м изменения напора. При этом измерялись: биение вала агрегата; горизонтальная вибрация крестовины генератора; вертикальная вибрация крышки турбины; изменение давления в спиральной камере и отсасывающей трубе; открытие НА; мощность агрегата. Фиксировались в каждом режиме кавитационный шум турбины, наличие или отсутствие аэрации потока (аэрированность потока, выходящего из отсасывающей трубы, хорошо видна).

Характеру и интенсивности кавитационного шума турбины и его изменению, а также аэрации потока при испытаниях уделялось большое внимание. Вместе с тем необходимо отметить, что применявшаяся методика “измерения” уровня шума на слух не является достаточно строгой. В то же время погрешность измерения шума и субъективизм в оценке его изменения сводились к минимуму благодаря тому, что каждый наблюдатель постоянно находился в одной и той же точке шахты турбины в течение всего времени прохождения ступенями полного диапазона открытия-закрытия НА. В опыте участвовали 2-3 наблюдателя, результаты восприятия ими шума сравнивались между собой, и фиксировалась только совпадающая информация. Расхождения в информации были весьма редкие. Результаты некоторых испытаний приведены в табл. 41.

На рисунке 3.2 показан график обобщённой зависимости кавитационного шума гидротурбин от открытия НА при различных напорах. Из графика видно, что, по мере снижения напора от 68 м и ниже, зона спокойной работы турбины смещается влево в диапазон меньших открытий НА. Исследования показали, что в пределах почти полного открытия НА при напоре до 68 м, начиная от холостого хода, режим работы турбины спокойный, кавитационный шум и

Таблица 41. Результаты некоторых испытательных режимов при изменении напора на гидротурбине № 1 Красноярской ГЭС

Дата испытаний	Напор (брутто), м	Мощность, МВт	Открытие НА, мм	Биение вала, мм	Вертикальная вибрация крышки турбины, мм	Изменение кавитационного шума в шахте турбины
15.02.68 г.	68,01	120	338	0,7	0,14	Ровный, спокойный
		270	625	0,7	0,14	Усиление, но спокойный
		280	660	0,8	0,19	Сильный с ударами
23.02.68 г.	67,48	120	338	0,7	0,15	Ровный, спокойный
		210	495	0,7	0,15	Усиление, но умеренно спокойный.
		280	640	0,7	0,17	Очень возрос, частые удары
3.04.68 г.	65,0	55,6	255	0,6	0,13	Ровный, спокойный
		80,0	300	0,7	0,13	Спокойный
		134,4	400	0,7	0,14	Усиление, но ровный
		170,0	465	0,7	0,14	Сильный, срыв мощности при дальнейшем открытии НА
17.04.68 г.	64,04	42	250	0,6	0,10	Ровный, спокойный
		72	300	0,7	0,12	Усиление, ровный
		126	410	0,7	0,15	Сильный, срыв мощности при дальнейшем открытии НА
3.02.69 г.	70,03	50	220	0,6	0,15	Спокойный
		100	290	0,6	0,15	Спокойный
		130	340	0,6	0,17	Усиление, но ровный
		170	400	0,7	0,20	Сильный с редк. ударами
		210	460	0,6	0,20	Уменьшение, ровный
		240	500	0,7	0,18	Спокойный, умеренно
		260	540	0,7	0,20	Ещё спокойнее
		290	600	0,8	0,20	Усиление, но без ударов
		310	640	0,8	0,25	Сильный с ред. ударами
		320	680	0,8	0,30	Очень сильный с част. ударами

вибрация нарастают при приближении к полному открытию НА, что определяется прорывом воздуха в водовод.

Иной характер приобретает шум при напоре 69 м и более. На графике видно, что кривая шума для напора 70 м имеет два резких всплеска в диапазонах открытия НА 300-450 мм и 640-700 мм, где вертикальная вибрация крышки турбины достигает 200 и 300 мкм соответственно.

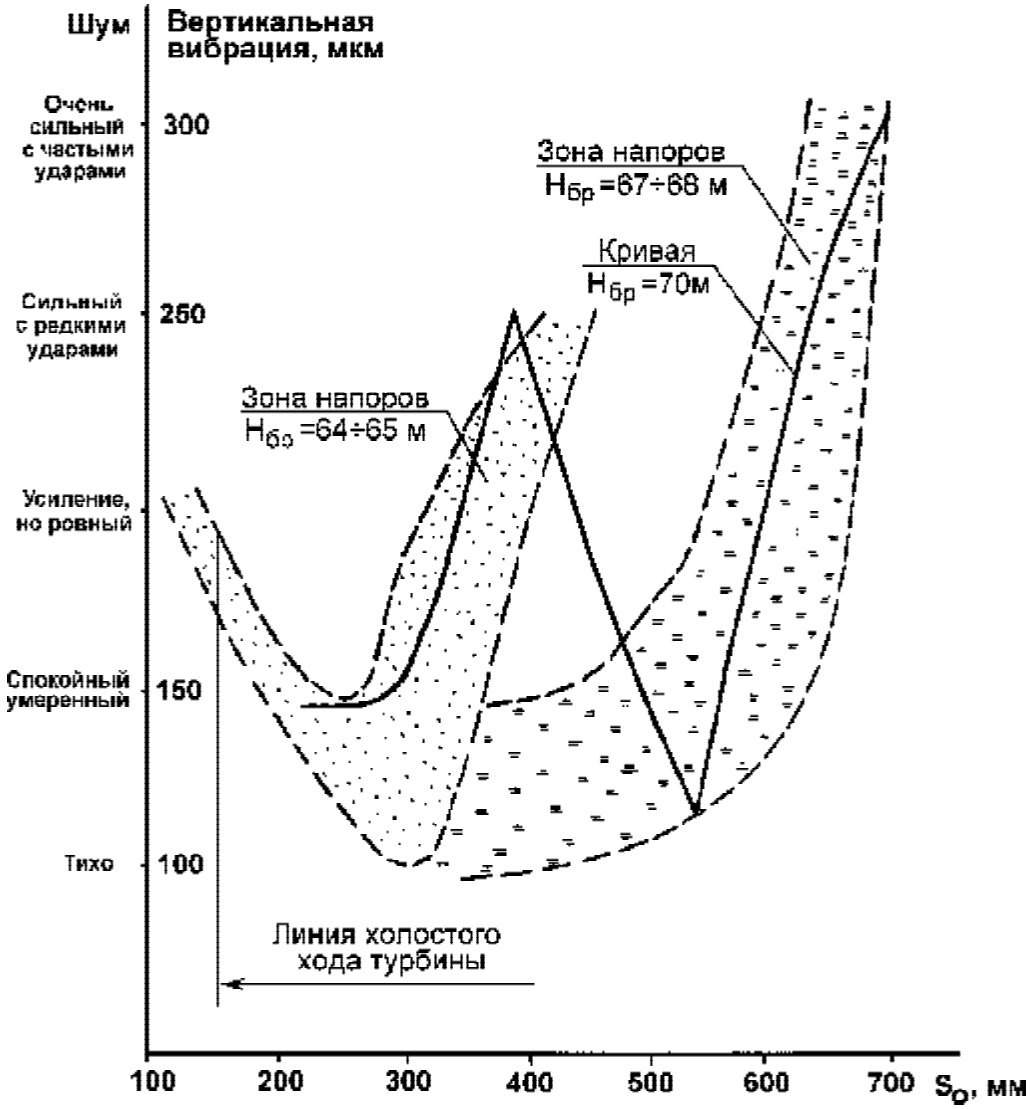


Рис. 3.2 Зависимость кавитационного шума от открытия НА турбины Красноярской ГЭС, работающей с нерасчетным напором

По этим признакам для напоров 69-73 м представилось возможным разделить весь диапазон открытия НА на четыре характерных зоны (рис. 3.3).

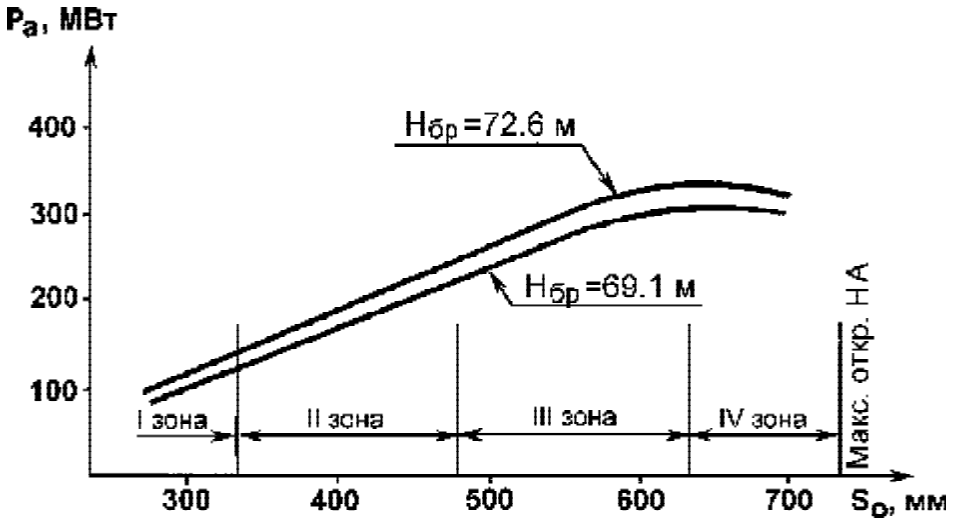


Рис. 3.3 График зависимости мощности турбины от открытия НА

I зона лежит в пределах малых открытий НА и невелика, здесь турбина работает спокойно. Эта зона практического интереса не представляла из-за небольшой мощности агрегата, ограниченных возможностей её регулирования и недостаточной энергетической эффективности, вследствие низкого КПД.

II зона характеризуется неспокойной работой агрегата, увеличением уровня вибрации и пульсации потока, усилением кавитационного шума. Эта зона не рекомендовалась для использования.

III зона имеет достаточный диапазон, отличается резким улучшением состояния агрегата, где почти исчезает кавитационный шум, сокращается величина вибрации и пульсации давления. В этой зоне достаточно высокие значения КПД.

IV зона характеризуется наибольшими значениями вибрации и пульсации давления. Здесь прослушиваются сильные удары кавитационного жгута. Работа турбины в этой зоне была запрещена.

В благоприятной зоне III мощность агрегата могла меняться в пределах 220-320 МВт, что в первоначальный период эксплуатации представляло большой практический интерес, как по величине мощности, так и по диапазону регулирования.

Последующие натурные испытания, выполненные заводом-изготовителем (ЛМЗ), с измерением статических и динамических

напряжений в металле лопастей и обода рабочего колеса, статора и спиральной камеры, с определением спектра частот пульсаций давления потока, с более точным измерением вибрации узлов турбины с помощью вибродатчиков, с определением оптимальных энергетических зон работы агрегата с помощью метода относительного КПД – показали, что результаты определения допустимых зон работы турбин на нерасчетных напорах, полученные эксплуатационниками Красноярской ГЭС, достаточно точно совпали с результатами натурных исследований завода. Например, были выявлены характерные пульсации, вызывающие наибольшие удары в проточной части рабочего колеса, это пульсации с частотой ~0,34 Гц и амплитудами 0,16 Н (Н – напор), которая является частотой вихревого жгута (вихревая частота). Такая пульсация давления проявлялась в диапазоне открытий НА ~300÷500 мм, т.е. практически в той зоне, которая была определена эксплуатационниками как неблагоприятная для работы гидротурбины на нерасчётных напорах.

При напорах более 68 м прекращался прорыв воздуха в водовод турбины. На основании натурных исследований совместно с заводом были получены зависимости предельной мощности агрегатов от открытия НА для разных напоров, при которых происходит прорыв воздуха в водовод турбины (рис. 3.4). Срыв мощности происходит в момент прорыва воздуха в водовод.

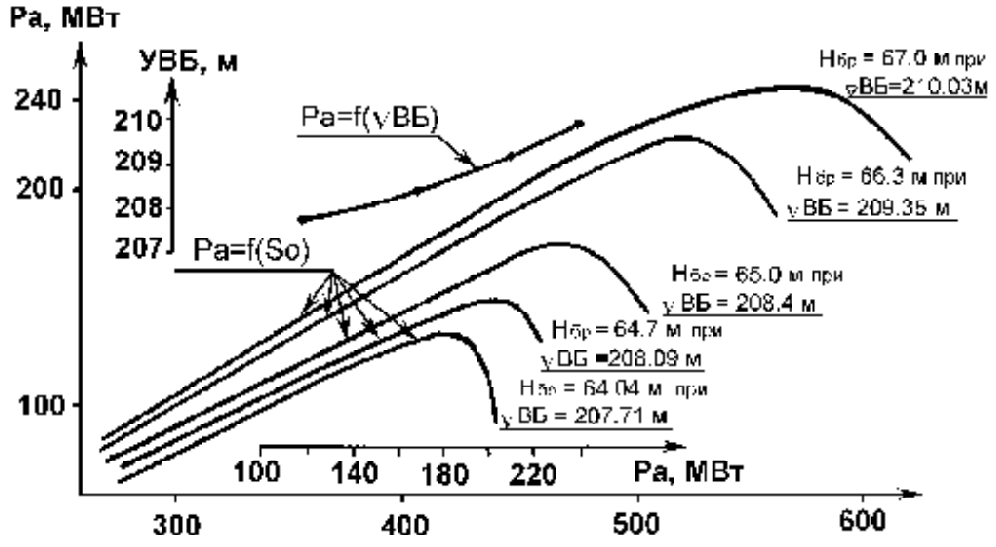


Рис. 3.4 Графики зависимости: мощности агрегата от открытия НА турбины на нерасчетных напорах и предельного уровня ВБ по условиям прорыва воздуха в турбинные водоводы

Было установлено, что при работе турбин на нерасчетных напорах эрозионные разрушения лопастей рабочих колес существенно меньше ожидаемых, а зоны их расположения и размер площади распространения резко отличаются от расчетных и полученных на моделях. Это способствовало увеличению долговечности красноярских гидротурбин.

В процессе освоения были проведены также и комплексные натурные испытания гидротурбин при расчётных напорах, включающие: получение мощностных характеристик с определением КПД относительным методом; исследования распределения и величины давлений и пульсаций в проточном тракте турбины, включая РК; определение влияния на работу агрегата впуска атмосферного воздуха в зону рабочего колеса; исследование работы агрегата в переходных режимах – пуск, остановка, сброс нагрузки; определение величины напряжений в основных узлах турбины и вибрационных характеристик; исследование работы системы регулирования; определение осевого усилия агрегата и перестановочных усилий сервомоторов направляющего аппарата; проверка работы агрегата в режиме синхронного компенсатора, а также с подачей воды через один турбинный водовод (второй водовод перекрывался затвором). Большое участие в испытаниях от эксплуатации принимали Ю. Н. Жданов, Г. А. Злобин, К. К. Горчаков.

Мощностные испытания агрегатов показали, что полная мощность турбины 508 тыс. кВт обеспечивается при расчётном напоре и заданном открытии направляющего аппарата. Натурные мощностные характеристики соответствуют эксплуатационной заводской характеристике, построенной по модельным испытаниям. Форма кривой относительного КПД идентична форме кривой КПД модельной турбины, за исключением зоны малых открытий направляющего аппарата.

Проверка силовых характеристик направляющего аппарата показала, что при трогании его с места максимальный перепад давления при пересчёте на максимальный напор составляет от 3,2 до 3,6 МПа, для обеспечения запаса перестановочного усилия необходимо было заменить цилиндры сервомоторов диаметром 650 мм на другие – диаметром 750 мм. Гидравлический момент, действующий на лопатки НА, превышает величину трения при потере давления в маслонапорной установке и будет действовать на закрытие направляющего аппарата до величины около 26% от полного хода сервомотора (величина открытия НА для обеспечения холостого хода составляет 15-18% в зависимости от напора).

С увеличением напора величина пульсации давления в проточной части уменьшается, кроме зоны, лежащей за линией ограничения мощности. Впуск атмосферного воздуха оказывает влияние на

снижение пульсаций давления лишь в диапазоне напоров значительно меньше расчётного и при низком уровне нижнего бьефа. С увеличением напора существенного влияния впуска воздуха нет.

Пульсация осевой гидравлической силы с наибольшими размахами происходит с вихревой частотой 0,32-0,34 Гц, двойная амплитуда осевой пульсации при расчётном напоре составляет около 160 тн. При максимальных напоре и открытии НА, соответствующих номинальной мощности, суммарное осевое усилие составляет 1200 тн и отвечает проектным предположениям. Вертикальная вибрация агрегата существенно снижается при впуске воздуха только при частичных нагрузках и пониженных напорах.

Максимальные статические напряжения на рабочем колесе при напоре близком к расчётному 91,5 м и мощности близкой к номинальной 490 МВт составили 170 МПа. Пересчётом получено, что при мощности 508 тыс.кВт и напоре 100,5 м статические напряжения не превысят 173 МПа, что согласуется с проектными предположениями по результатам испытания модельного РК диаметром 1000 мм на Баксанской ГЭС. Величина динамических напряжений при работе агрегата до линии ограничения мощности и за пределами зоны, запрещенной для длительного несения нагрузки, не превосходит $\pm$ 10,0 МПа. Динамические напряжения имеют две характерных составляющих с частотой 1,2-1,8 Гц из-за воздействия вихря в потоке за РК, и 12-25 Гц от воздействия неравномерности потока при прохождении лопасти мимо лопаток НА и колонн статора.

При сбросе нагрузки 508 тыс. кВт (напор 97,6 м) давление во входном сечении спиральной камеры составило 120 м.в.ст; частота вращения ротора не превысила гарантированных заводом 155% от номинальной.

В целом натурные исследования гидротурбин Красноярской ГЭС в период освоения на нерасчётных и расчётных напорах показали их высокую надёжность. Из натурных испытаний следует, что проектным решениям пусковых схем, если они предполагают эксплуатацию гидротурбин на нерасчётных напорах, должны предшествовать специальные модельные исследования режимов турбин на нерасчётных напорах с целью определения жёстких граничных условий при разработке степени готовности конструктивных элементов сооружений гидроузла, входящих в пусковой комплекс. Кроме того, эксплуатационная организация на такой стадии проектирования ГЭС обязана участвовать в составлении пусковых комплексов и быть готовой впоследствии (с самого начала работы гидротурбин в нерасчётных режимах) провести натурные испытания для получения знаний, обеспечивающих надёжную работу турбин в специфических условиях. Это является одной из важных особенностей среди новых задач эксплуатации, возни-

кающих в связи с появлением сверхмощных ГЭС с уникальным оборудованием.

Гидротурбины Саяно-Шушенской ГЭС являются новым этапом в отечественном гидроэнергостроении. Тип турбины РО-230/833-В-677; по расчётам она способна развивать мощность 650 тыс. кВт при расчётном напоре 194 м, а при напоре 212 м и выше до 735 тыс. кВт; турбина имеет рабочее колесо диаметром 6,77 м, которое изготовлено из нержавеющей кавитационностойкой стали.

Учитывая, что схема пуска первого агрегата предусматривала существенно меньшую величину напора, начиная с 60 и до 140 м, было принято решение об установке двух турбин со сменными рабочими колёсами. Конструкцией предусматривалась замена только колес и сопрягающихся с ними деталей проточной части, а не самой турбины (рис. 3.5).

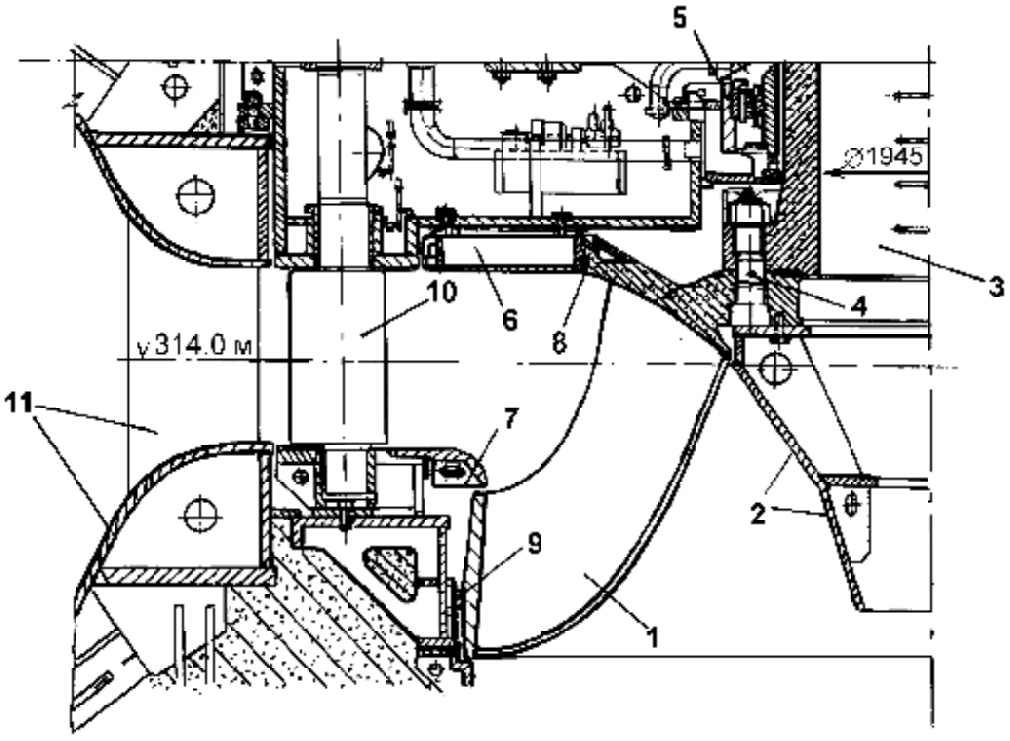


Рис. 3.5 Сменное рабочее колесо Саяно-Шушенской ГЭС

1 - рабочее колесо; 2 - корпус обтекателя; 3 - вал агрегата; 4 - болт крепления вала с РК; 5 - направляющий подшипник турбины; 6 - кольцевая вставка для сопряжения временного рабочего колеса с проточной частью; 7 - обтекатель нижнего кольца НА для сопряжения временного РК с проточной частью; 8 - верхнее лабиринтное уплотнение РК; 9 - нижнее лабиринтное уплотнение РК; 10 - лопатка направляющего аппарата; 11 - статор

Опыт освоения турбин Красноярской ГЭС с организацией их натурных исследований на самой начальной стадии эксплуатации был полностью использован на Саяно-Шушенской ГЭС и развит в том, что завод-изготовитель также включился в исследование сразу же после пуска первого агрегата. В таблице 42 отображены периоды исследований.

Таблица 42. Период натурных исследований турбин №№ 1, 2 со сменными рабочими колесами и №№ 3, 4, 7, 8 со штатными

Дата пуска агрегата	Станционный № испытуемой турбины	Период натурных испытаний	Напор брутто в период испытаний, м	Наличие крестовины под рабочим колесом
18.12.78 г. (первый пуск)	1	декабрь 1979 г.	99,5	нет
В период затопления котлована май-декабрь 1979 г. выполнялся ремонт агрегата 19.12.78 г. (вторичный пуск)		апрель 1980 г. ноябрь 1980 г.	62,7 118,0	нет нет
5.11.79 г.	2	декабрь 1979 г. апрель 1980 г. ноябрь 1980 г. август 1982 г.	98,5 63,7 118,1 141,6	есть есть есть есть
21.12.79 г.	3	декабрь 1979 г. июнь 1980 г. ноябрь 1980 г. январь 1982 г. ноябрь 1983 г. октябрь-ноябрь 1985 г. январь 1986 г.	100,0 98,0 119,8 140,0 150,9 193,7 174,2	нет есть есть есть нет нет нет
29.10.80 г.	4	ноябрь 1980 г. ноябрь 1983 г. январь 1986 г.	117,5 150,9 175,8	нет нет нет
5.09.84 г.	7	октябрь-ноябрь 1985 г. январь 1986 г.	192,3 177,0	нет нет
11.10.84 г.	8	октябрь-ноябрь 1985 г. январь 1986 г.	190,3 177,7	нет нет

Поскольку первые два агрегата были смонтированы с временными рабочими колесами, важно было выявить не столько их энергетические свойства (уровень КПД), сколько проверить мощностные и расходные характеристики, вибрационные свойства и допустимые диапазоны их работы, учитывая, что пусковой напор составлял около 60 м, или 53% от номинального расчётного для временного РК и 31% для постоянного.

Наряду с этим, в силу субъективных причин, первый пуск гидротурбины со штатным (постоянным) рабочим колесом происходил при напоре около 100 м, вместо предполагавшегося 120 м, или 68% от минимального расчётного. Это ещё более обострило необходимость в натурной проверке допустимости работы также и первой штатной турбины в заданных условиях.

Энергетические, гидродинамические и вибрационные натурные исследования турбин проводились в несколько этапов по мере роста напора.

Энергетические испытания первых двух турбин со сменными рабочими колесами при расчётных для них напорах показали, что КПД оказался меньше ожидаемого на 1,5%.

По данным измерений пульсации давления в проточной части, вибрации опорных частей, биения вала и пульсации мощности во всем нагрузочном диапазоне выявились три характерных зоны (рис. 3.6).

В зоне 1 уровень пульсаций давления в проточной части не превышал 0,1 МПа, вибрационное состояние допустимое. В этой зоне, как правило, гидроагрегат не работал из-за небольшой мощности и низкого КПД.

В зоне 2 уровень пульсации давления в проточной части высокий со жгутовой частотой 0,4-1,2 Гц. Размах пульсаций при напоре 62 м достигал в отсасывающей трубе 0,22 МПа, в спиральной камере – 0,17 МПа, под крышкой турбины – 0,11 МПа. Гидравлический режим отличался сильными ударами, пульсация мощности достигала 30 МВт, вибрация опорных частей была выше допустимой. Было рекомендовано достаточно быстро проходить этот режим при наборе нагрузки, длительная работа агрегата в этом диапазоне запрещалась.

В зоне 3 наблюдался достаточно благоприятный уровень гидродинамических воздействий. Размах пульсаций давления в проточной части не превышал 0,08 МПа, уровень вертикальных вибраций опорных частей у турбинного подшипника составлял 50-140 мкм, КПД в этой зоне имел наивысшее значение. Она была рекомендована для длительной работы агрегата.

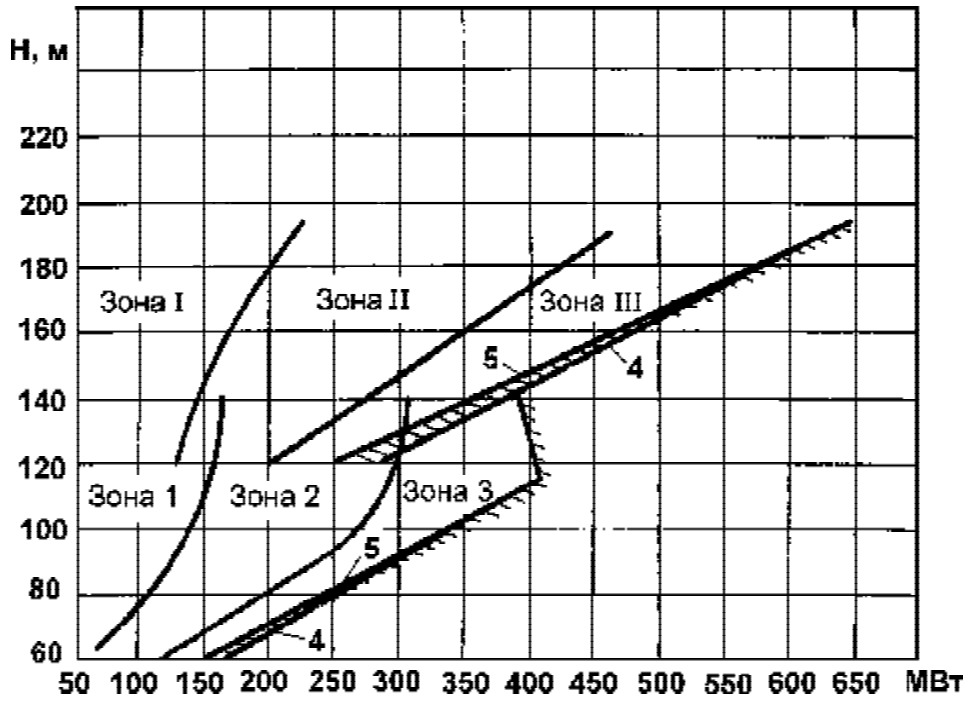
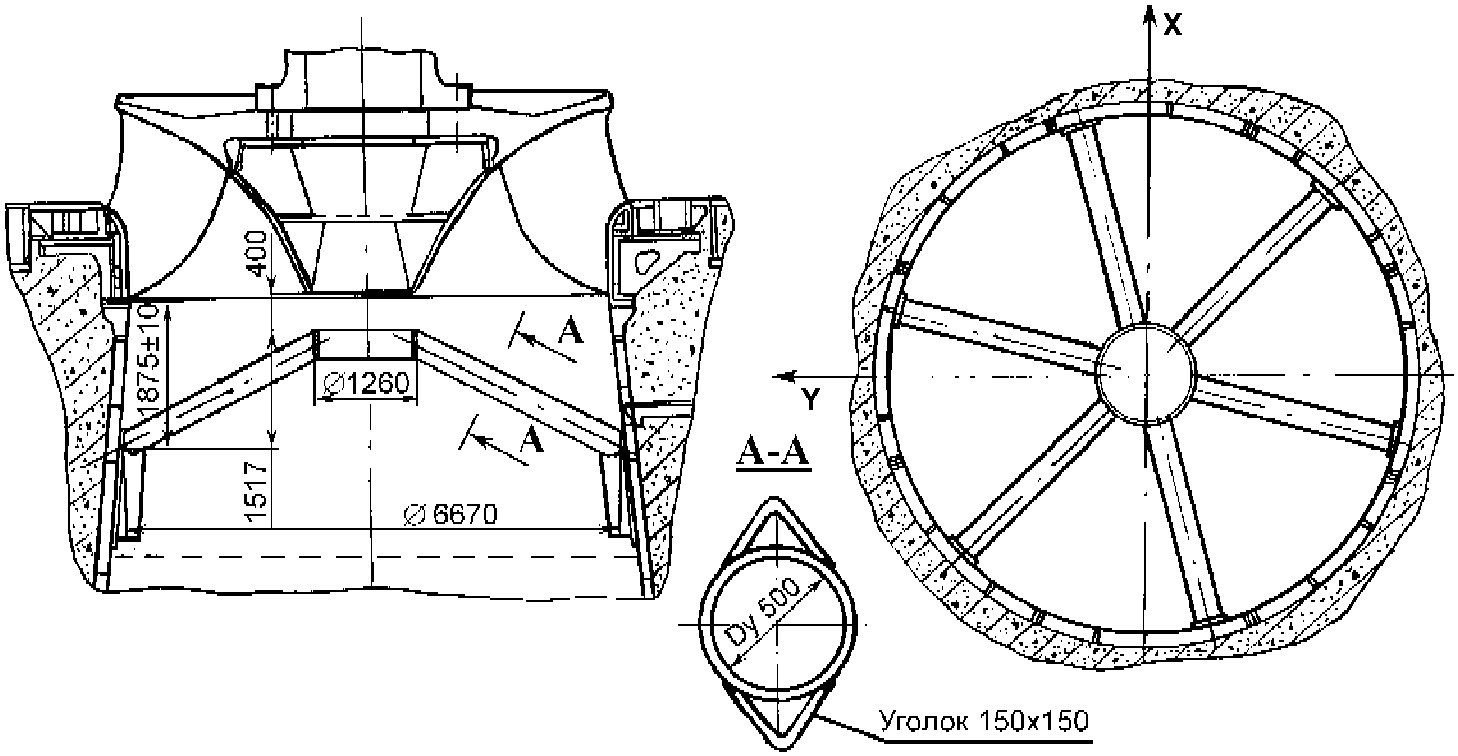


Рис. 3.6 Характерные зоны работы турбин со сменными и штатными рабочими колесами

\\\\\\ - линия ограничения. Зоны для сменных РК: 1 - разрешенная; 2 - запрещенная; 3 - рекомендована для длительной работы. Зоны для штатных РК: I - разрешенная; II - запрещенная; III - рекомендована для длительной работы. 4 - линия ограничения, полученная по модельным исследованиям; 5 - линия ограничения, полученная по натурным испытаниям

Атмосферный воздух засасывался под рабочее колесо в небольших количествах и не оказывал заметного влияния на изменение энергетических и гидродинамических характеристик гидроагрегатов.

Как сказано было выше, готовящаяся пусковая схема для ввода первого гидроагрегата со штатным рабочим колесом (станционный № 3) претерпела существенное изменение и поставила эксплуатационную организацию перед необходимостью поиска путей подавления неблагоприятного гидродинамического воздействия на агрегат в условиях работы с напором брутто 100 м (51,5% от расчётного). Были организованы модельные исследования, соответствующие натурным условиям работы штатного гидроагрегата с напорами 95-140 м. В частности, возникло предложение проверить и на модели, и в натуре эффективность установки под рабочим колесом специальной крестовины для дробления мощного парогазового вихря и таким путём снизить величину пульсаций давления в проточной части.



Рис

. 3.7

Крестовина

установленная

Первые исследования в натуре с трехлучевой крестовиной при напоре 90 м были проведены на турбине № 2, имеющей сменное рабочее колесо. Результаты испытаний при одинаковом напоре одинаковых турбин № 1 без крестовины и № 2 с крестовиной показали, что в нерабочих зонах у турбины № 2 пульсации давления под рабочим колесом снизились в 1,5 раза и соответственно уменьшилась вибрация опорных частей, т.е. влияние крестовины было очевидным в зоне неустойчивого потока. Наряду с этим, в эксплуатационной зоне 3 наличие крестовины приводило к некоторому увеличению пульсаций под рабочим колесом и соответствующему росту вибраций агрегата, т.е. для турбин со сменными рабочими колесами, работающими при расчётном для них напоре, крестовина в разрешенном диапазоне использования турбин эффекта не принесла, поэтому в дальнейшем крестовина на турбине № 2 была демонтирована.

Модельные исследования, соответствующие ожидаемым условиям первого этапа эксплуатации гидротурбины со штатным рабочим колесом (станц. № 3), показали, во-первых, что наилучшей по эффективности является шестилучевая крестовина (рис. 3.7) с ребрами на облицовке конуса отсасывающей трубы, во-вторых, что при наличии такой крестовины во всем диапазоне напоров 100-140 м следовало ожидать снижения пульсаций давления, и в-третьих, что по мере увеличения напора влияние крестовины снизится. Так, при напоре 100 м пульсации давления снизились в 2-2,5 раза, а при напоре 140 м в 1,5 раза.

В реальных условиях к пуску агрегата № 3 со штатным рабочим колесом крестовина не была смонтирована. Натурные испытания турбины сразу же после пуска при напоре 100 м показали, что пульсация давления значительна во всем диапазоне открытия НА и достигает в области максимальной мощности в отсасывающей трубе 0,37 МПа, в спиральной камере 0,2 МПа; радиальная вибрация корпуса турбинного подшипника достигала при ударах 2000 мкм, биение вала – 0,9 мм (рис. 3.8). Основная частота пульсации в отсасывающей трубе определялась кавитационным жгутом и составляла 0,5-0,75 Гц. Кроме того, там возникали мощные удары, связанные с отрывом потока в области рабочего колеса. На основании результатов натурных испытаний работа агрегата была запрещена во всём диапазоне открытий НА до проверки возможности его эксплуатации при установленной крестовине за рабочим колесом.

Натурные испытания этой турбины с шестилучевой крестовиной при напоре 98,5 м показали, что пульсация давления в отсасывающей трубе и спиральной камере в разрешенном для длительной работы диапазоне снизились в 1,5-2 раза и составили

0,12-0,14 МПа; максимальная вертикальная вибрация опорных частей у турбинного подшипника составляла 200-270 мкм, радиальная его вибрация – 110 мкм, биение вала – 0,7 мм. Крестовина

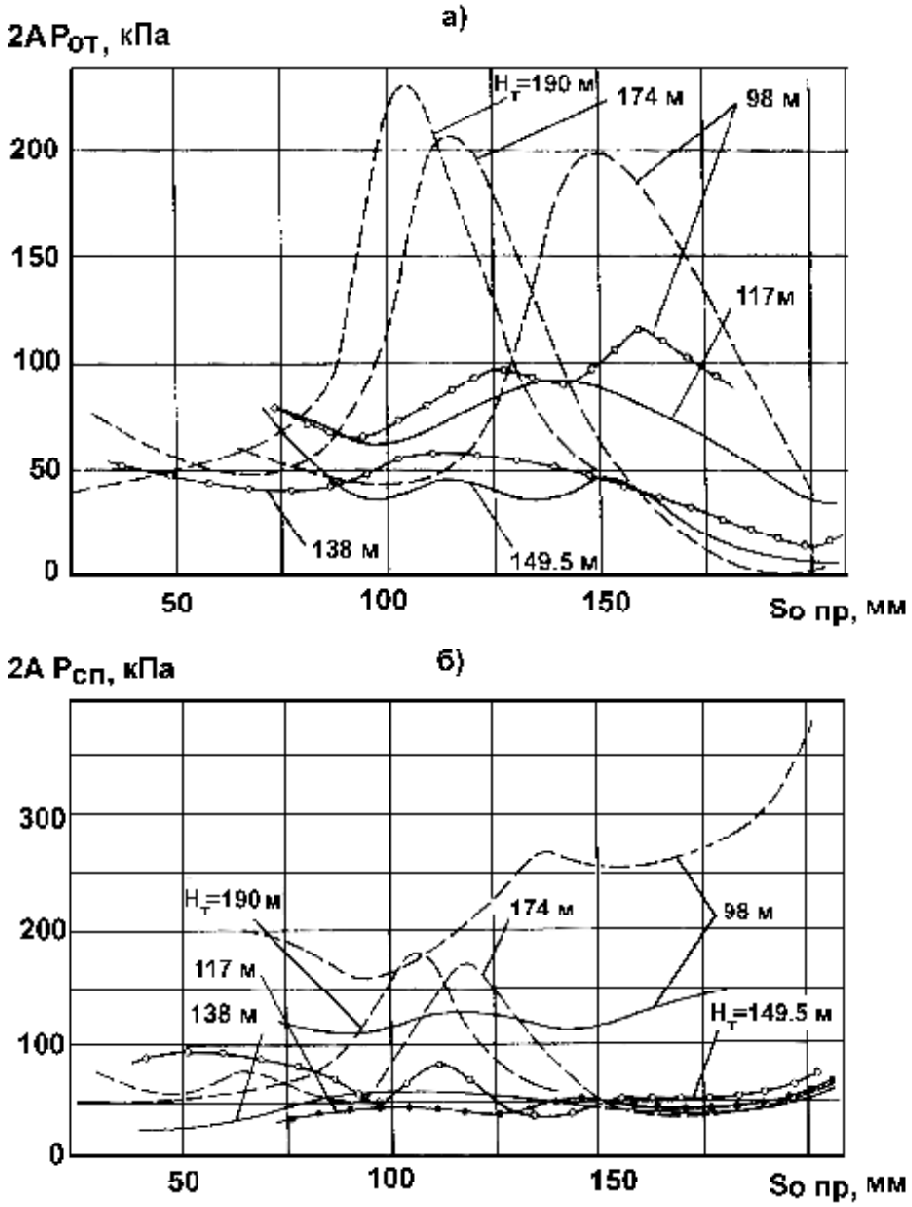


Рис. 3.8 Зависимость размаха пульсаций давления от хода промежуточного сервомотора: а) в отсасывающей трубе; б) в спиральной камере турбины №3

—— - с крестовиной под рабочим колесом; — — — - без крестовины под ним

предотвратила образование центрального жгута под рабочим колесом, поэтому исчезли пульсации давления с вихревой частотой 0,5-0,75 Гц, а определяющей стала пульсация с частотой 12-15 Гц, кратной числу лучей крестовины. На рисунке 3.8 видна существенная разница измеренных величин пульсаций и вибраций на турбине, работавшей без крестовины и с крестовиной.

При увеличении напора величина пульсации давления снизилась, причем в значительной мере в спиральной камере. С дальнейшим ростом напора динамические характеристики турбины продолжали улучшаться. При достижении напора до 150 м использование крестовин стало нецелесообразным, поскольку существенного влияния их на улучшение гидравлического режима в проточной части уже не было, а длительную механическую устойчивость крепления крестовин при воздействии на них сильной вибрации от мощного турбулентного потока обеспечить было нельзя. Так, на агрегатах №№ 3-6, где были установлены крестовины, их разрушение произошло приблизительно через 2,5÷22 тыс. часов работы агрегатов (табл. 43).

Таблица 43. Продолжительность работы агрегатов с крестовинами, установленными под рабочим колесом турбины

№ агрегатов, с установленными крестовинами	Месяц, год установки крестовин	Среднегодовой напор в начале периода работы агрегата с крестовиной, м	Месяц, год разрушения крестовин	Среднегодовой напор в конце срока службы крестовины, м	Продолжительность работы агрегата с крестовиной, час
3	июнь 1980 г.	111,5	апрель 1985 г	149,4	21469
4	октябрь 1980 г.	119,1	май 1982 г.	134,1	2437
5	декабрь 1980 г.	116,1	ноябрь 1981 г.	120,8	2069
6	октябрь 1981 г.	117,3	апрель 1985 г.	149,4	20081

С приближением напора к минимальному расчётному для турбин со штатным РК натурные исследования позволили также выделить три характерных режима их эксплуатации (рис. 3.6). Зона I также не рекомендовалась для использования из-за низкого значения КПД; зона II была запрещена для длительной работы, её также рекомендовалось проходить при изменении нагрузки на агрегате достаточно быстро; в зоне III разрешалась работа без каких-либо

ограничений, поскольку в этом диапазоне нагрузки был наиболее благоприятный гидравлический и вибрационный режим.

Особенностью явилось то, что при напорах от 120 до 170 м было введено большее ограничение максимальной мощности, чем по заводским предположениям. Появление новой линии ограничения мощности было вызвано необходимостью отстройки от резко возраставшего кавитационного шума в проточной части турбины. При напоре 175 м и выше, близком к минимальному расчётному, линия ограничения мощности по признаку кавитационного шума совпала с заводской. Здесь, так же как и на Красноярской ГЭС, для определения порога щадящего режима работы агрегатов – кавитационный шум был принят как оценочный показатель при натурных исследованиях турбин.

На основе натурных исследований было установлено, что в диапазоне работы турбин при расчётных напорах мощность их на линии ограничения выше, чем по заводским предположениям (табл. 44).

Таблица 44. Мощностные характеристики гидротурбин станц. №№ 3, 4, 7, 8 со штатными рабочими колесами

Номер турбины	Напор (нетто) приведенный, м	Мощность турбины по натурным испытаниям на линии ограничения, МВт	Мощность турбины на линии ограничения по заводской характеристике, МВт	Превышение мощности, %
3	174 190	579,1 660,0	544 650	6,4 1,0
4	174	550,5	544	1,1
7	174 190	581,1 660,9	544 630	6,8 4,9
8	174 190	575,2 656,0	544 630	5,7 4,1

Испытания показали, что оптимум натурной эксплуатационной характеристики смещён в сторону большей мощности, нежели на заводской, построенной на основе модельных исследований (рис. 3.9), т.е. у линии ограничения турбины работают с величиной КПД выше, чем предполагалось. Максимальное его значение, полученное на основе натурных испытаний, составляет 95,8%, что соответствует заводским предположениям.

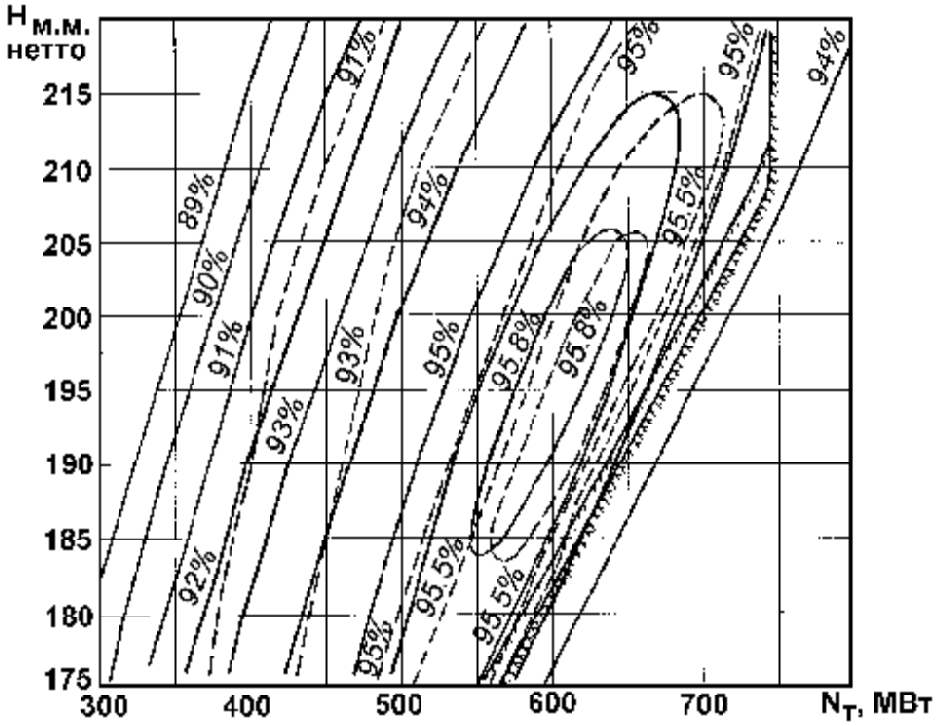


Рис. 3.9 Эксплуатационная характеристика

—— – эксплуатационная характеристика, построенная на основе модельных испытаний;

—-- – эксплуатационная характеристика, построенная на основе натурных испытаний;

– линия ограничения, полученная при натурных испытаниях агрегатов №№ 4, 7, 8;

– линия ограничения по модельным испытаниям

3.2 Доводка гидротурбин

На Красноярской ГЭС в период освоения не было повреждений гидротурбин, способных вызвать их непредвиденную аварийную остановку.

Доводка турбин сводилась к модернизации их отдельных узлов. Эти работы укладывались по срокам в календарные графики профилактических работ и не вызывали простоев агрегатов.

К числу наиболее существенных мероприятий следует отнести постепенную замену на двух гидротурбинах противоэрозионного защитного слоя на лопастях рабочих колёс, выполненного на заводе путём приварки листовых полос из нержавеющей стали. Эта конструкция под воздействием пульсаций давления из-за неплотного

прилегания полос к телу лопасти работает в режиме мембраны, в результате чего возникают усталостные трещины и происходит обрыв полос. Ремонт повреждённых мест листовым материалом по опыту других ГЭС показал, что вновь прикреплённые листы также отрываются. Когда дефектный участок заплавляется электросваркой, то на стыке с уцелевшей частью облицовки под воздействием пульсирующего потока возникают трещины и облицовка также отрывается. Поэтому постепенно по мере отрыва облицовки место её расположения заменялось наплавкой нержавеющими электродами сплошного слоя металла, с последующей шлифовкой его поверхности.

За многие годы последующей эксплуатации в местах наибольшего воздействия кавитации на тыльной стороне лопастей произведена наплавка.

Завод, по мере изготовления рабочих колес, совершенствовал технологию их изготовления, и, в частности, был найден надёжный способ противокавитационного покрытия лопастей методом прикрепления облицовки с помощью импульса высоких энергий (метод взрыва). Таким способом были облицованы лопасти РК на трех турбинах полностью и по одной лопасти ещё на других трех турбинах. Опыт последующей эксплуатации подтвердил, что этот метод хорошо зарекомендовал себя.

Другим важным мероприятием была замена одного из сдвоенных цилиндров сервомоторов направляющих аппаратов. Были установлены цилиндры с увеличенным диаметром 750 вместо 650 мм. Это позволило обеспечить необходимый запас перестановочного усилия сервомоторов при максимальном напоре и любой величине открытия направляющего аппарата, чего нельзя было гарантировать прежде.

Заслуживает внимания модернизация клапанов впуска воздуха в область рабочего колеса турбины. Это является также примером творческой деятельности эксплуатационной организации в повышении эффективности использования гидроагрегатов в энергосистеме.

При работе агрегата в режиме синхронного компенсатора (СК) с отжатием воды из зоны рабочего колеса конец полого вала, через который поступает воздух в область рабочего колеса, должен быть закрыт, а в генераторном режиме из-за необходимости снижения пульсаций давления в проточной части турбины клапан должен быть открыт. Это требование вынуждает проектировать специальный привод для обеспечения открытия-закрытия клапана, устраивать сигнализацию, контролирующую его положение, блокировать перемещение клапана в зависимости от режима (СК или генераторный), разрабатывать автоматику дистанционного управления клапаном. Такими устройствами были оснащены клапаны впуска

воздуха на турбинах Красноярской ГЭС. Они имели достаточно сложный пневмомеханический привод, который был оснащен подшипниковыми и стопорными устройствами с блокировкой, так как клапан, закрывая отверстие вала, в режиме СК должен вращаться с ним и одновременно удерживаться в закрытом состоянии. Надёжность клапанов была низкой, настройка сложной, возникали постоянные сбои при переводе генератора в режим СК. Клапаны неплотно прилегали к торцу вала из-за перекосов, не хватало усилия для надёжного примыкания клапана к валу. Часто клапаны в генераторном режиме самопроизвольно закрывались, срываясь со стопорного устройства из-за интенсивного засасывания воздуха в область рабочего колеса. Открыть клапан в таком режиме из-за присоса его, как правило, не удавалось, поэтому приходилось менять нагрузку турбины, переходя в другой диапазон её работы. На одном из агрегатов, работающем в режиме СК с отжатой водой из камеры рабочего колеса, стопорное устройство клапана отказало, он открылся – и огромная масса воды обрушилась через открытый вал на работающий генератор, в результате чего он был аварийно отключен от сети. По этой причине перевод в режим СК был запрещён.

Эксплуатационниками совместно с заводом была разработана новая конструкция клапана, основанная на известном принципе действия обратного клапана, не имеющая никаких приводных устройств. Новый клапан представляет собой конструкцию, жестко закрепленную на торце вала с многослойными резиновыми дисками, способными впускать или отсекать воздух в зависимости от условий в области рабочего колеса (вакуум, давление, рис. 3.10). При всасывании воздуха возникает недопустимо сильный звук (свист), поэтому для его гашения в цилиндрическую часть воздуховода клапана засыпана металлическая стружка. Многолетняя эксплуатация показала, что клапан надёжен и прост в обслуживании. Ни одного нарушения при работе агрегата в режиме СК, переводе из одного режима в другой, а также в генераторном режиме за всё время эксплуатации не было; надёжность ГЭС в энергосистеме существенно возросла.

Опыт освоения гидротурбин Красноярской ГЭС не был в полной мере использован при создании Саяно-Шушенской ГЭС.

Не было принято во внимание при разработке пусковых схем, что создание проточной части Саяно-Шушенской гидротурбины было одной из самых сложных задач, учитывая, что диапазон напоров 170-220 м для крупных турбин был практически ещё не освоен ни в отечественном, ни в мировом гидротурбостроении [75].

Гидротурбины Саяно-Шушенской ГЭС, со штатными РК, не имея себе равных в мировом гидротурбостроении по сочетанию напора и единичной мощности, в период освоения испытывали (первые

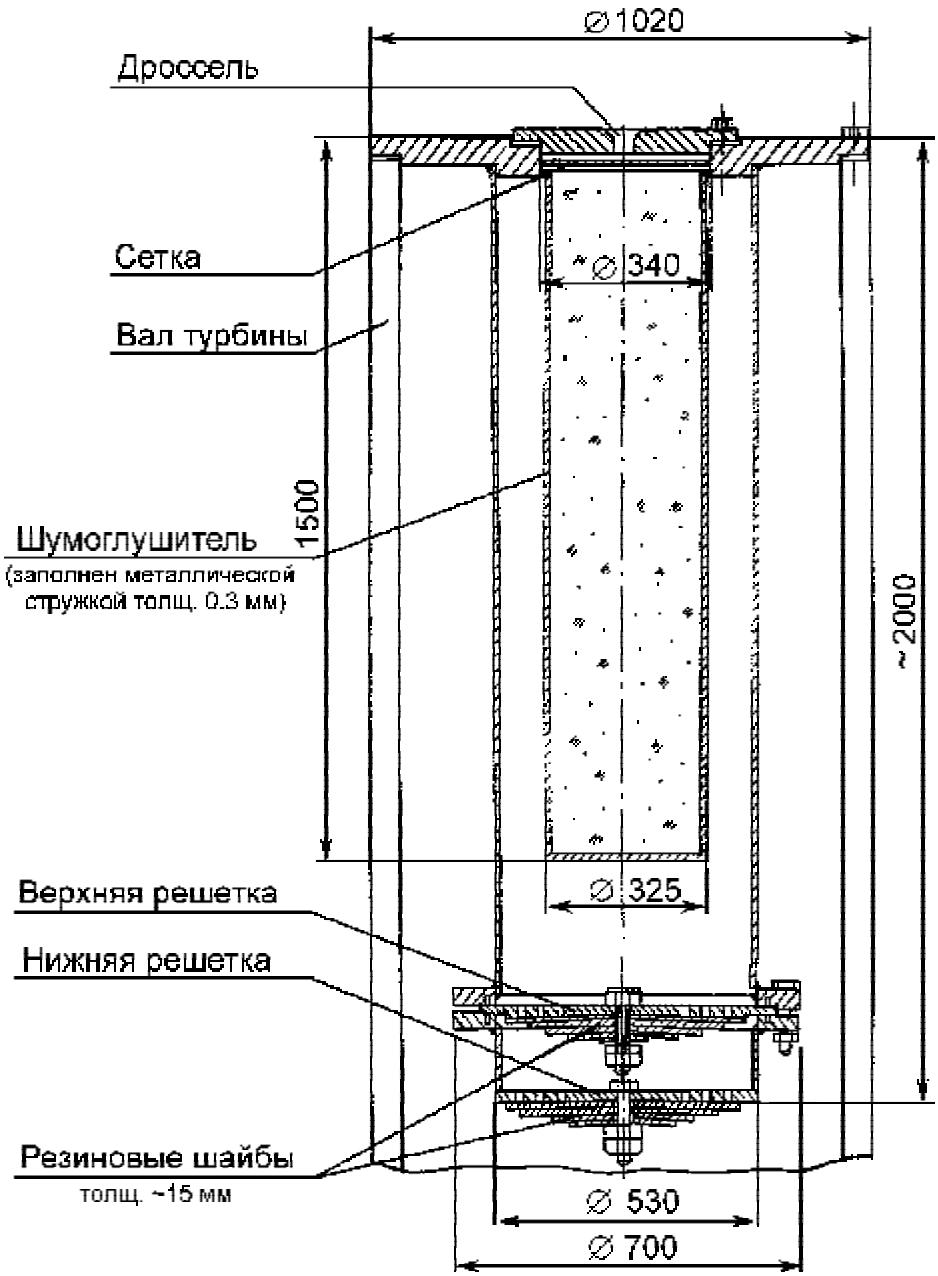


Рис. 3.10 Схема клапана впуска воздуха под рабочее колесо турбины

четыре агрегата) достаточно сильное вибрационное воздействие из-за работы с нерасчетными напорами. В результате на ряде узлов усталостная прочность оказалась недостаточной. Вместе с тем, выявились дефекты, связанные с недостаточной предварительной натурной изученностью отдельных явлений и новых конструктор-

ских разработок. В некоторых случаях сказалось бескомпромиссное стремление в то время к снижению затрат металла на один киловатт установленной мощности. [2].

В период освоения Саяно-Шушенской ГЭС произошло 64 нарушения работы гидротурбин и повреждения их узлов, в результате которых простой агрегатов составил 17614 час., недовыработка электроэнергии составила 6120 млн. кВт•ч. В подтверждение недостаточной изученности и продуманности конструкторских решений следует отметить, что непредвиденные остановки турбин происходили и тогда, когда они работали только на расчётных напорах.

По истечении 20 лет эксплуатации можно с уверенностью сказать, что большей части отказов гидротурбин можно было бы избежать, если бы предыдущему опыту освоения Красноярской ГЭС было специально уделено внимание. Подтверждением этого является пример учёта опыта освоения гидрогенераторов, который был в полной мере использован при проектировании гидрогенераторов Саяно-Шушенской ГЭС. К проектированию этих гидрогенераторов были привлечены эксплуатационники Красноярской ГЭС. Такая практика создания крупных агрегатов полностью оправдалась.

В то же время опыт эксплуатационников Красноярской ГЭС, направленный на своевременную и ускоренную доводку введенного в действие оборудования, был широко использован на Саяно-Шушенской ГЭС. В результате совместной творческой работы специалистов эксплуатации и завода был достаточно быстро проведён ряд крупных мероприятий по обеспечению работоспособности гидротурбинного оборудования.

Одной из важных разработок была реконструкция системы управления индивидуальными сервомоторами привода лопаток направляющего аппарата.

Направляющий аппарат с индивидуальным гидроприводом на каждую лопатку в отечественной практике был создан впервые (рис. 3.11, 3.12). Сервомоторы имеют гидромеханическую систему управления. Применение индивидуального гидропривода создает условия более плотного закрытия НА, не требует устройства срезных предохранительных элементов. Кроме того, индивидуальный привод обеспечивает значительно больший ход сервомотора, чем требуется для штатной турбины (310 мм). Это позволило без существенного переустройства применить его как единый и для турбин, оснащённых сменными рабочими колёсами, где был необходим увеличенный ход сервомотора до 470 мм. Переустройство привода НА при переводе турбин с временных РК на постоянные сводилось лишь к изменению угла между осью лопатки и осью рычага с 36^0 на $20^030'$ путём перештифтовки рычага с лопаткой.

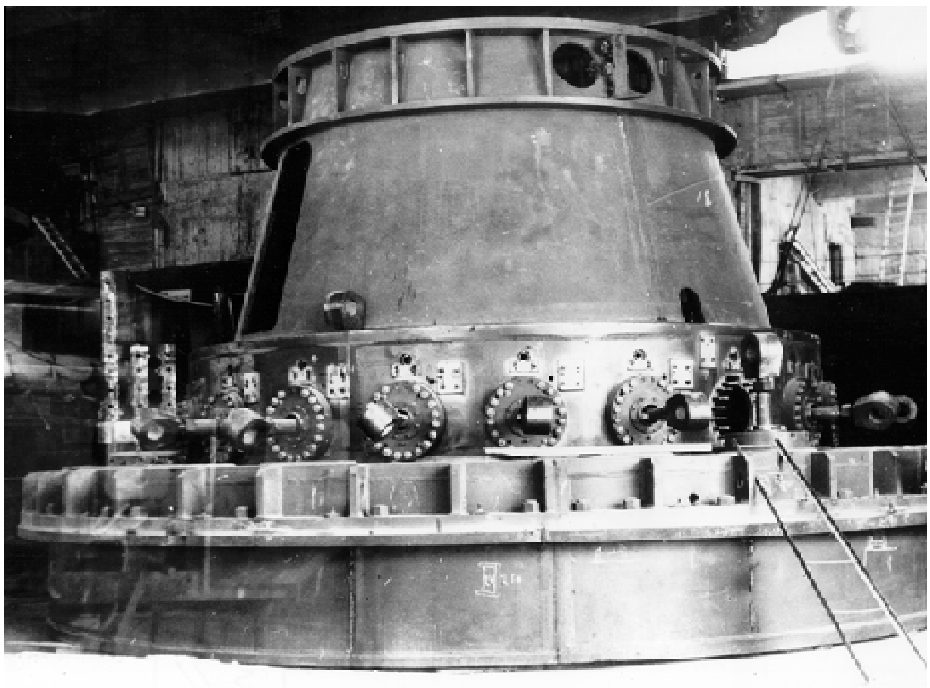


Рис. 3.11 Крышка турбины в сборе с опорой подпятника и индивидуальными сервомоторами привода лопаток направляющего аппарата Саяно-Шушенской ГЭС

В случае небольшого (до 10% от полного хода) выхода из синхронизма какой-либо лопатки НА можно путём воздействия на индивидуальный сервомотор привести её положение в соответствие с другими.

Значительное рассогласование положения лопатки создает на ней и на соседней лопатке большое гидравлическое усилие и момент, поэтому было введено ограничение на рассогласование, соответствующее 60% от полного хода лопатки. При движении НА на открытие, при рассогласовании положения лопатки более 10%, введено автоматическое ограничение открытия НА, равное 50% от полного. При движении НА на закрытие в диапазоне 50-100%, при рассогласовании положения лопатки более 10%, будет действовать защита на остановку агрегата со сбросом быстропадающих затворов. При открытиях НА более 50% в стационарном режиме нагрузки, и при рассогласовании лопатки более 10%, автоматически блокируется движение НА.

Хорошо была решена проблема разгонки лопаток НА с помощью специальных талрепов. Применение индивидуальных сервомоторов существенно улучшило возможности компоновочных решений узлов турбины. Главное преимущество такого привода –

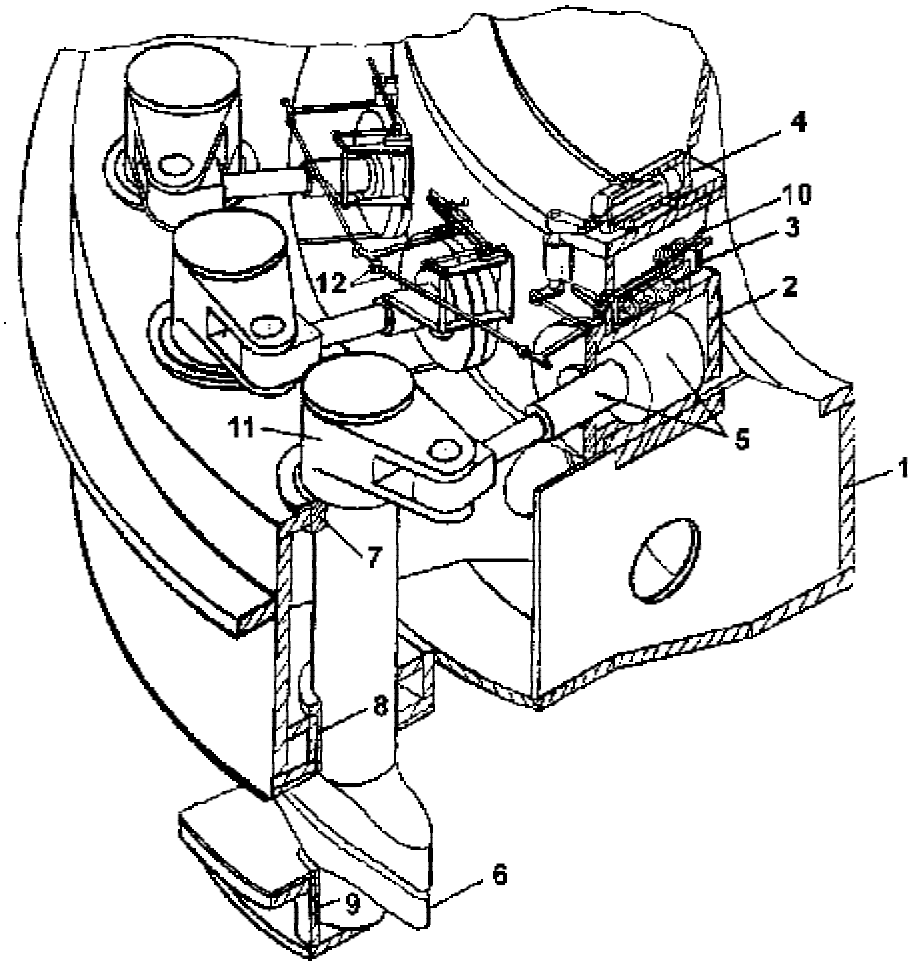


Рис. 3.12 Фрагмент крышки турбины с индивидуальными сервомоторами привода лопаток направляющего аппарата

1 – крышка турбины; 2 – корпус индивидуального сервомотора; 3 – золотник индивидуального сервомотора; 4 – промежуточный сервомотор; 5 – поршень со штоком индивидуального сервомотора; 6 – лопатка направляющего аппарата; 7 – верхний подшипник лопатки; 8 – средний подшипник; 9 – нижний подшипник; 10 – побудительный золотник; 11 – рычаг; 12 – тяга

большие возможности в создании перестановочных усилий лопаток НА, что по сравнению с системой группового привода лопаток (рис. 3.13) дает большое преимущество. Опыт эксплуатации группового привода лопаток НА красноярских гидротурбин показал, что сервомоторы не развивали необходимых перестановочных усилий, поэтому пришлось увеличить их диаметр. Это в свою очередь выявило, что габаритные показатели сервомоторов группового привода лопаток НА Красноярской ГЭС находятся на пределе.

Система управления индивидуальными сервомоторами состоит из гидравлических, электрических и механических узлов, связанных

между собой прямыми и обратными связями. Эта система является частью общей системы регулирования, в которую входит электрогидравлический регулятор частоты вращения, состоящий из механической колонки и электрической панели.

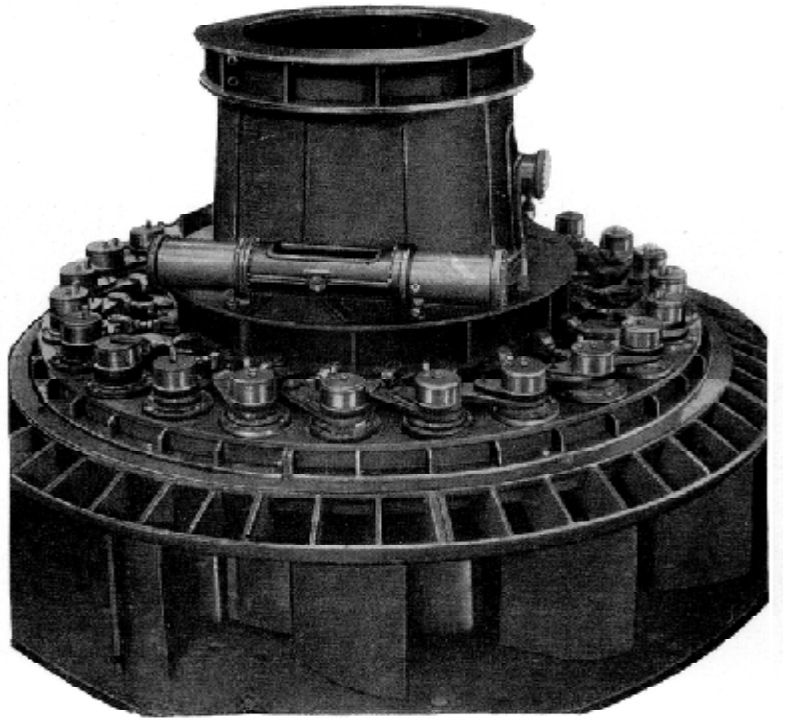


Рис. 3.13 Крышка турбины в сборе с опорой подпятника и групповым приводом лопаток направляющего аппарата Красноярской ГЭС

С самого начала эксплуатации гидроагрегата № 1, который работал при расчётном для него напоре, благодаря сменному рабочему колесу, в системе управления индивидуальными сервомоторами возникли гидравлические удары большой силы, что не позволило практически продолжать эксплуатацию агрегата при номинальном давлении в маслонапорной установке (МНУ). Натурные испытания системы выявили ошибки в расчётах по определению её гидравлических характеристик, что привело к занижению живого сечения трубопроводов. Их вибрация начиналась иногда уже при давлении в МНУ 3,6 МПа (номинальное 6,3 МПа). До разработки новой конструкции гидравлической системы и кинематической передачи было снижено давление в МНУ до 4,5 МПа и введено было запрещение на регулирование мощности, кроме крайних случаев пуска и остановки агрегата. В реконструированной системе, кроме изменения

диаметра трубопроводов, управляющих индивидуальными сервомоторами, был смонтирован дополнительный напорный коллектор для питания побудительных золотников и гидрозамыкающих толкателей главных золотников; была ужесточена кинематическая синхронизирующая передача к главным золотникам индивидуальных сервомоторов, а также выполнена новая конструкция золотников, букс и других элементов управления гидравлической системы. Только после этого МНУ была поставлена под номинальное давление, и управление гидротурбиной стало гарантированным.

Другая важная разработка была связана с разрушением нижнего неподвижного лабиринтного уплотнения, из-за чего аварийно был остановлен ряд агрегатов, хотя и работавших при расчётном напоре в оптимальной зоне эксплуатационной характеристики (рис. 3.14). Конструкция данного лабиринтного уплотнения, в отличие от гидротурбин Братской и Красноярской ГЭС, была выпол-



Рис. 3.14 Разрушение неподвижного лабиринтного уплотнения турбины

нена в виде достаточно тонкого кольца из нержавеющей стали 08Х13 толщиной 27,5 мм, высотой 400 мм, закреплённого электрозаклепками в средней части и кольцевыми швами к опорным фундаментным кольцам. Известно, что под воздействием пульсации потока тонкая диафрагменная конструкция (мембрана) из-за вибрации подвержена усталостному разрушению. Исходя из этого, была разработана новая конструкция нижнего лабиринта. Она состоит из двух, разрезанных по высоте частей (поясов) из нержавеющей стали 08Х18 Н10Т, увеличенной толщины (35 мм), имеющих в середине самостоятельные кольцевые опоры, что значительно увеличило жесткость конструкции. Пояса приварены усиленными кольцевыми швами (с их наклепом) к опорам и фундаментным

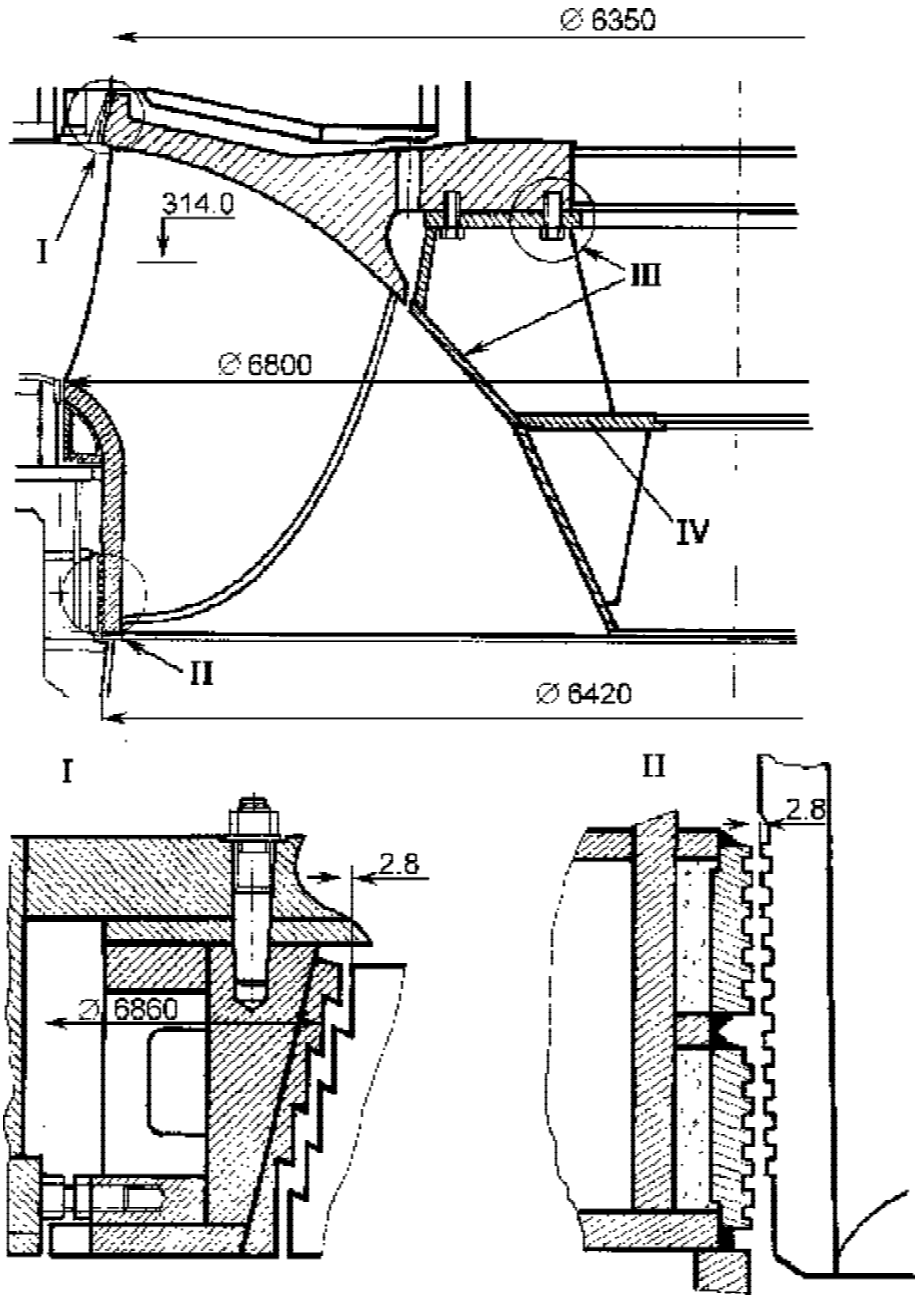


Рис. 3.15 Постоянное рабочее колесо турбины Саяно-Шушенской ГЭС

I – верхнее лабиринтное уплотнение; II – нижнее лабиринтное уплотнение;
III – обтекатель и узел его крепления, который показан на рис. 3.22;
IV – промежуточный фланец

кольцам. Полость между кольцом лабиринта и фундаментом заполнена цементным раствором путем инъекции, что обеспечило монолитность лабиринта с фундаментом (рис. 3.15, узел II). В

порядке опыта на одном агрегате (№ 5) был установлен нижний лабиринт из углеродистой стали такой же конструкции, но толщиной 41,5 мм.

В процессе эксплуатации на одном агрегате (№ 5) было обнаружено повреждение верхнего неподвижного лабиринта из-за отслоения нержавеющей облицовки. Этот дефект вызвал необходимость заменить на всех агрегатах "слоеную" конструкцию на цельную толстостенную из нержавеющей стали 06Х12 Н3Д (рис. 3.15, узел I).

Проведенная реконструкция лабиринтов обеспечила надежную их работу в течение многих лет.

Разрушение неподвижного лабиринта вызвало увеличение биения вала, что приводило к соприкосновению разрушенных частей, выступавших в зазор, с рабочим колесом. Это привело к истиранию и его лабиринта. Восстановление подвижного лабиринта в условиях электростанции до заводских размеров оказалось невыполнимым. Поэтому ряд агрегатов работает с увеличенным зазором в лабиринтном уплотнении (табл. 45).

Таблица 45. Осредненные зазоры по лабиринтам, измеренные после реконструкции неподвижных нижних лабиринтов

№ турбины	Зазоры в верхнем лабиринте	Зазоры в нижнем лабиринте
1	2,25-2,45	2,80-3,50
2	2,0-2,4	2,4-3,50
3	2,3-2,6	3,8-4,5
4	1,8-2,5	2,5-2,7
5	2,1-2,7	2,6-3,4
6	0,7-1,85	4,6-6,0
7	0,8-1,5	2,0-2,5
8	1,25-1,65	1,8-3,0
9	2,0-2,5	2,4-2,7
10	2,15-2,75	1,6-2,7

Наиболее трудоёмкой и продолжительной по времени была модернизация шейки вала турбинного подшипника. Повреждение (рис. 3.16) трущейся поверхности происходило на агрегатах, и не подвергавшихся негативному воздействию пусковых условий при их вводе в эксплуатацию, так как они начинали работать в расчётных

режимах. На шейке вала была закреплена тонкая нержавеющая облицовка способом электрозаклепок. Такая тонкая листовая конструкция, неплотно прилегающая к телу вала, при знакопеременной нагрузке неработоспособна. На Красноярской ГЭС, в отличие от Саяно-Шушенской ГЭС, была выполнена более дорогостоящая конструкция массивного нержавеющего цилиндра, закреплённого на шейке вала, которая обеспечила необходимую надёжность. Модернизация поверхности валов Саяно-Шушенской ГЭС путём наплавки нержавеющими электродами потребовала демонтажа агрегатов и отправки их валов на завод. Затраты оказались несопоставимо большими по сравнению со стоимостью изготовления массивной конструкции облицовки вала по типу красноярской турбины.



Рис. 3.16 Разрушение облицовки вала турбинного подшипника

Распространенным на Саяно-Шушенской ГЭС повреждением было разрушение некоторых узлов крепления сегментов турбинного подшипника, как на агрегатах, работавших в нерасчётных режимах, так и вводившихся и эксплуатирующихся при расчётных напорах. Наиболее часто повторяющимися были работы: по регулировке зазоров турбинного подшипника, по замене повреждённых болтов крепления опорных сухарей сегментов и шпилек регулировочных клиньев, а также по восстановлению крепления корпуса подшипника к крышке турбины (рис. 3.17, 3.18).

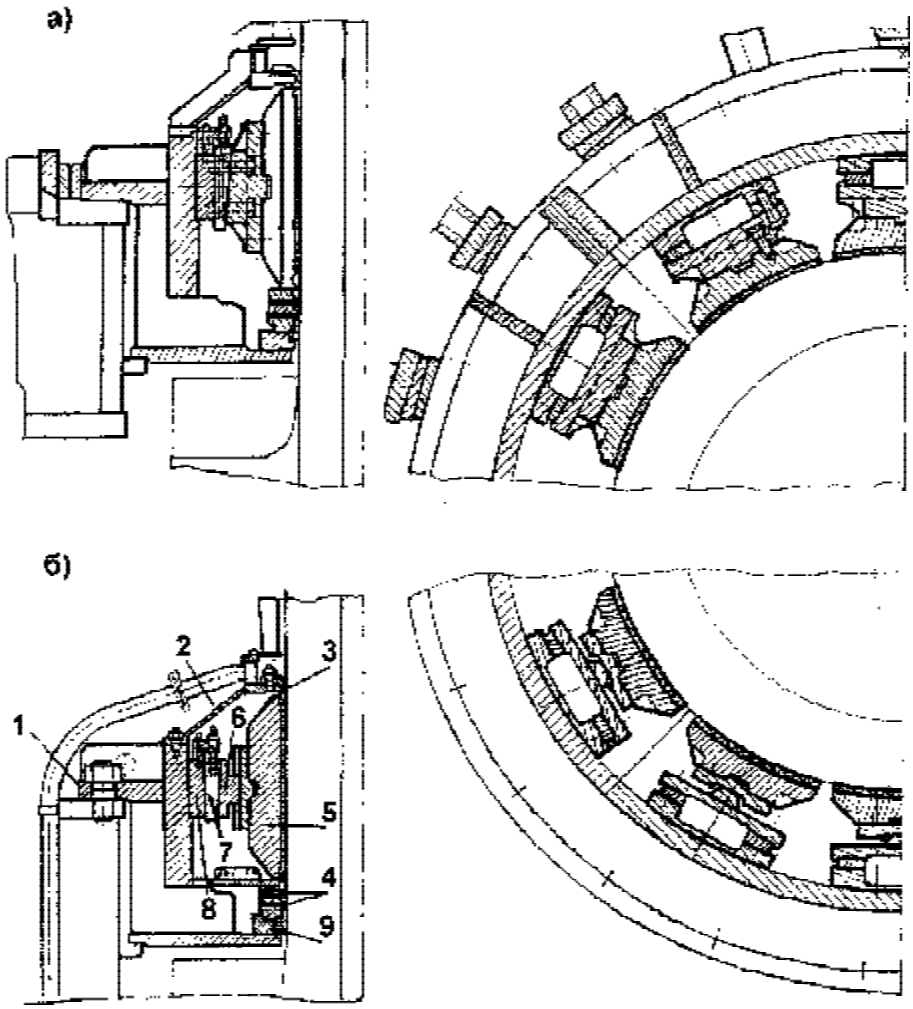


Рис. 3.17 Направляющий подшипник турбины:
а) до модернизации с жесткой фиксацией сегментов,
б) после модернизации с самоустанавливающимися сегментами

1 – корпус из 2-х частей; 2 – ванна из 4-х частей; 3 – верхнее воротниковое уплотнение; 4 – нижнее воротниковое уплотнение; 5 – сегменты; 6 – сухарь; 7 – клин; 8 – плита опорная; 9 – шланговое уплотнение

Исследование причин разрушений путём проведения натурных испытаний показало, что для радиально-осевых гидротурбин неточность геометрии при изготовлении рабочих колес приводит к большему гидравлическому дисбалансу. На основании опыта эксплуатации наиболее неблагополучного в этом отношении гидроагрегата № 2 со сменным рабочим колесом была признана возможность возникновения усилий на турбинный подшипник,

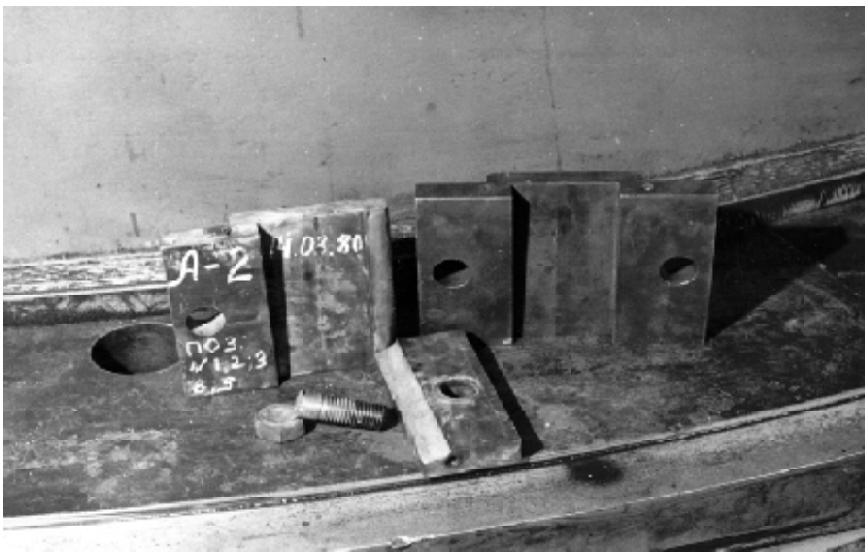


Рис. 3.18 Разрушение сухарей и крепежа турбинного подшипника

превышающих расчётное значение 60 т. Натурные испытания были проведены на нескольких гидроагрегатах. Результаты некоторых испытаний представлены в таблице 46 и на рисунках 3.19, 3.20.

Таблица 46. Результаты измерения двойной амплитуды (2А) вибраций корпуса турбинного и генераторного подшипников, а также опорных частей агрегата № 2 со сменным РК, работавшего с расчётным напором 140 м

Нагрузка агрегата	Радиальное направление турбинного подшипника		Радиальное направление крышки турбины		Радиальное направление генераторного подшипника		Вертикальное направление турбинного подшипника		Вертикальное направление крышки турбины	
МВт	2А, мкм	Доминир. частота, Гц	2А, мкм	Доминир. частота, Гц	2А, мкм	Доминир. частота, Гц	2А, мкм	Доминир. частота, Гц	2А, мкм	Доминир. частота, Гц
5	100	2,4	20	2,4	170	2,4	70	2,4	70	2,4
155	250	2,4	40	2,4	170	2,4	50	2,4	60	2,4
335	600	2,4	70	2,4	180	2,4	60	2,4	60	2,4
405	700	2,4	90	2,4	190	2,4	70	2,4	70	2,4

Из рисунка видно, что максимальные динамические усилия в радиальном направлении на турбинный подшипник в ряде случаев превосходят расчётную допускаемую величину. Одновременно с этим приходилось учитывать, что гидроэлектростанция ведёт регули-

рование мощности и частоты в энергосистеме, поэтому гидроагрегаты при пусках и остановках по несколько раз в сутки переходят через запрещенные зоны длительной работы, где испытывают наивысшие гидродинамические воздействия.

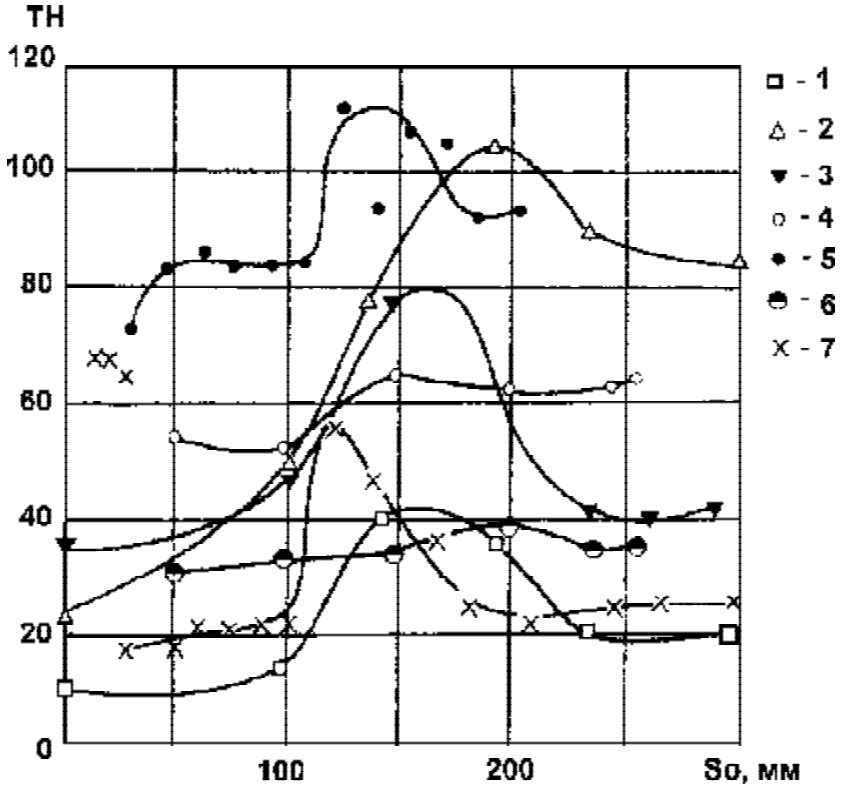


Рис. 3.19 Зависимости максимальных усилий, действующих на турбинные подшипники, от открытия направляющего аппарата на разных гидроагрегатах (ГА)

1 – ГА-1, $Н_{бр}$=136 м; 2 – ГА-2, $Н_{бр}$=140 м (до балансировки); 3 – ГА-2, $Н_{бр}$=136 м (после балансировки); 4 – ГА-3, $Н_{бр}$=138 м; 5 – ГА-3, $Н_{бр}$=194 м; 6 – ГА-5, $Н_{бр}$=138 м; 7 – ГА-8, $Н_{бр}$=192 м

При натурных исследованиях вариантов крепления сегментов подшипника использовались разного рода датчики и приспособления (рис. 3.21). В результате исследований было разработано решение по модернизации узлов крепления подшипника и его корпуса. В процессе разработки не все решения оказывались надёжными, например, натяжные элементы сегментов (рис. 3.21г) не выдержали испытаний. Также не зарекомендовала себя конструкция с жестким закреплением сегментов подшипника (рис. 3.17а), в отличие от самоустанавливающихся с приданным им эксцентриситетом 10 мм (рис. 3.17б).

Конструкция подшипника с самоустанавливающимися сегментами обеспечила увеличение прочности и плотности соединений крепежных его деталей. После проведенной модернизации не было случаев разрушений модернизированных узлов крепления турбинного подшипника. Эксплуатация его сводится лишь к тому, что один раз в 1,5-2 года производится регулировка зазоров.

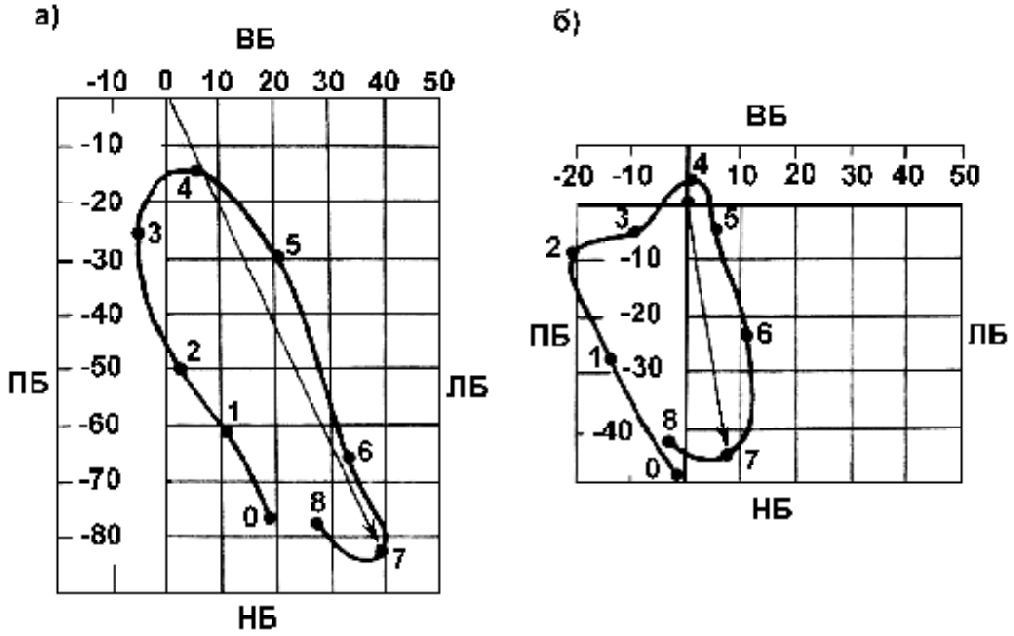


Рис. 3.20 Годографы усилий в тоннах, действующих на турбинный подшипник ГА-3:

а) режим P_a=490 МВт, $H_{бр}$=194 м; б) режим синхронного компенсатора

К особенности эксплуатации резиновых подшипников турбин Саяно-Шушенской ГЭС следует отнести принципиально иной подход по назначению нормированной величины зазоров, нежели предписывалось заводской инструкцией, по которой требовалось устанавливать зазор 0,15-0,18 мм. Учитывая, что радиальные нагрузки на сегменты значительны, это приводит вскоре после пуска агрегата к обмятию регулировочных прокладок и резьбовых соединений. Если установить зазор по инструкции, то он быстро увеличивается до 0,5-0,7 мм. Поэтому сегменты стали устанавливать с натягом (-) 0,01-0,02 мм. Такой метод сборки позволяет узлам подшипника достаточно длительно противостоять воздействию суммарных гидравлических и механических сил. В некоторых случаях не требуется регулировка зазоров в течение 3-4 лет. Длительная практика показала, что резиновые подшипники, с установленными после

ремонта зазорами внатяг, надёжно выдерживают многократные пуски и остановки агрегатов. Это ставит точку в многолетней дискуссии, по крайней мере для турбин Саяно-Шушенской ГЭС, о приемлемости такого метода. Опасения о возникновении в момент трогания агрегата полусухого трения резины с металлом и соответствующего разрушения её не подтвердились. Дело, по-видимому, здесь в реализованном принципе самоустанавливающихся сегментов и сравнительно большом ускорении вала при пуске.

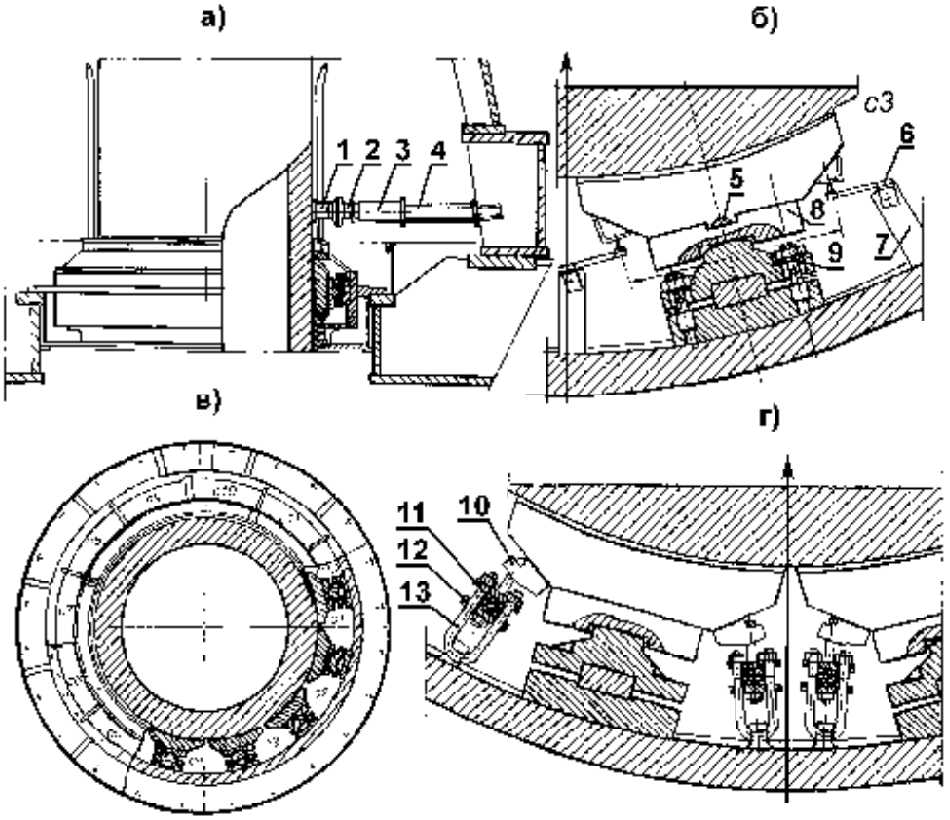


Рис. 3.21 Схема установки датчиков, приспособлений и вариантов узлов крепления сегментов на турбинном подшипнике (ТП):

а) схема установки приспособления для отжатия вала, б) схема установки датчиков в ТП, в) поперечный срез по сегментам ТП, г) схема установки натяжных элементов сегментов ТП

1 – упор; 2 – динамометр сжатия; 3 – домкрат; 4 – опора; 5 – тензорезистор с защитным покрытием; 6 – датчик перемещения сегмента (тензобалка); 7 – кронштейн; 8 – плита силоизмерительная; 9 – шпилька силоизмерительная; 10 – крюк; 11 – упругий элемент (прокладка резиновая); 12 – плита опорная; 13 – скоба; с1-с12 – номер сегмента

Что касается опасения за надёжность резинового подшипника, вызываемого большой линейной скоростью 14 м/с (на Красноярской

ГЭС – 11 м/с), то оно также не подтвердилось. Больше подтвердились известные исследования прежних лет, которые сводились к тому, что чем больше окружная скорость, тем выше несущая способность слоя водяной смазки.

Но главный вывод состоит в том, что для данной турбины гидродинамические воздействия, возникающие из-за автоколебаний потока в системе "водоприемник – водовод – проточная часть" демпфируются резиновым подшипником (из-за малоизученности этого явления расчётом определить величину воздействий автоколебаний и способ их подавления было невозможно). Использование способности к значительным деформациям резинового подшипника было единственно правильным в этих условиях решением. Деформации и демпфирующие свойства, равные тем, которые способен выдерживать резиновый подшипник, недопустимы для других материалов, используемых в подшипниках на масляной смазке.

Недостаточный опыт создания мощных гидротурбин на большие напоры проявился и в отказах, связанных с обрывом обтекателя рабочего колеса, который крепится к его верхнему ободу и предназначен для плавного изменения направления потока на выходе из РК и снижения пульсации давления. Обтекатель сварен из гнутых конических обечаек углеродистой стали, ужесточенных ребрами. К внутренней поверхности обтекателя приварен промежуточный фланец, являющийся опорой для ремонтного перекрытия под рабочим колесом (рис. 3.15, узел IV). Конструкция обтекателя для завода является традиционной, так же как и способ его крепления. Но неоднократный отрыв обтекателей на Саяно-Шушенской ГЭС является неслучайным и относится к категории отказов работы агрегата, которые было трудно предвидеть. Возмущающие силы, приводившие к обрыву приваренных головок болтов, не исследовались. Обрыв болтов был первопричиной в дальнейшей цепи разрушения крепления обтекателя. Действующие силы так и остались пока не изученными. Эксплуатационники решили проблему путём создания большой величины натяжения, контроля её и одинаковости затяжки крепёжных болтов (рис. 3.22, позиция 1). Установленный специальный стопор (2) исключил произвольное отворачивание болтов. Совокупность этих мер обеспечила повышение надёжности крепления, и отрыва обтекателей в последующей эксплуатации не происходило.

Не были готовы к созданию сверхмощной турбины и технологи-разработчики подшипников цапф лопаток направляющего аппарата (рис. 3.12). Втулки с антифрикционным стеклоэпоксидным слоем изготавливались методом нанесения антифрикционных полимерных материалов на цапфу-шаблон с очень большой долей ручных операций. После твердения эпоксидных материалов

втулки приклеивались к внутренней поверхности стальной обоймы, а цапфа-шаблон выпрессовывалась.

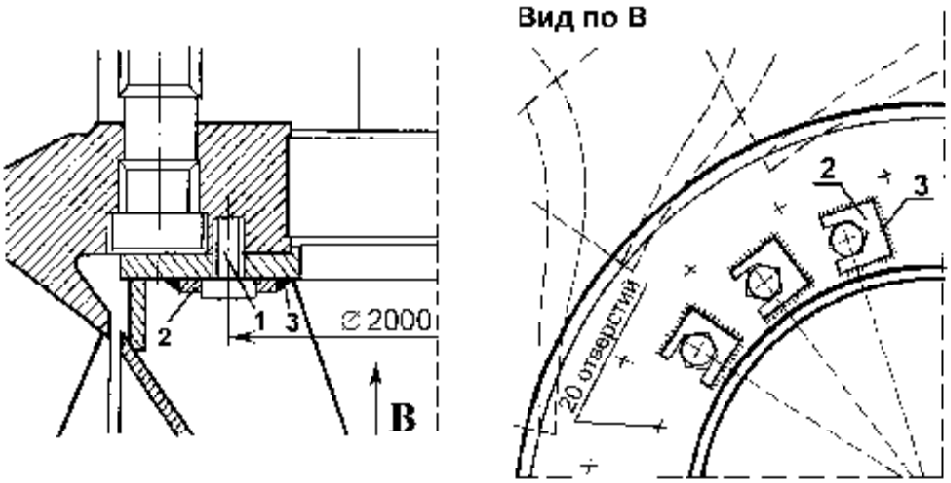


Рис. 3.22 Узел III крепления обтекателя рабочего колеса

1 – 20 болтов крепления ∅195 мм; 2 – стопор; 3 – сварочный шов

Для снижения коэффициента трения в первые два слоя материала, наносимого на шаблон, включалась антифрикционная добавка в виде крошки фторопласта с размером частиц 0,3-1,5 мм. Фторопласт распределялся по поверхности неравномерно, из-за чего не достигался необходимый коэффициент трения. Кроме того, при намотке стеклоткани, а также при вклейке втулки в стальную обойму трудно было исключить возникновение воздушных прослоек. Влияние этих дефектов на стойкость втулок усиливалось недооценкой условий хранения, отсутствием необходимой строгости в технической документации завода-поставщика. Так, в технических условиях на поставку турбин было акцентировано внимание на том, что "хранение крупногабаритных деталей с установленными в них элементами из стеклоэпоксидного антифрикционного материала допускается на открытом воздухе". (В Сибири зимняя расчетная температура для условий Саяно-Шушенской ГЭС составляет -37^{0}С). В то же время в инструкции на изготовление эпоксидных деталей предусматривается хранение их с температурой не ниже 0 +5^{0}С. Немаловажно при этом, что коэффициенты линейного расширения стали (обойма) и стеклоэпоксидного материала (втулка) имеют существенное различие. Все это в совокупности, в том числе и хрупкость эпоксидных материалов, как таковых, стало причиной разрушения втулок подшипников цапф лопаток НА (рис. 3.23).

В процессе работы агрегата практически не представляется возможным выявить повреждения втулок подшипников лопаток

НА, и они обнаруживаются лишь при выводе агрегата в ремонт или в резерв. При ремонте на разрушенном подшипнике люфт цапфы, проверяемый на "кач" (усилие прикладывается в верхней части цапфы перпендикулярно оси лопатки путем опробования каждой лопатки*) на открытие-закрытие с помощью индивидуального сервомотора), достигает иногда 5 мм. Проектный максимальный зазор между цапфой и втулкой составляет для верхнего подшипника 1 мм, для среднего и нижнего 0,15 мм.

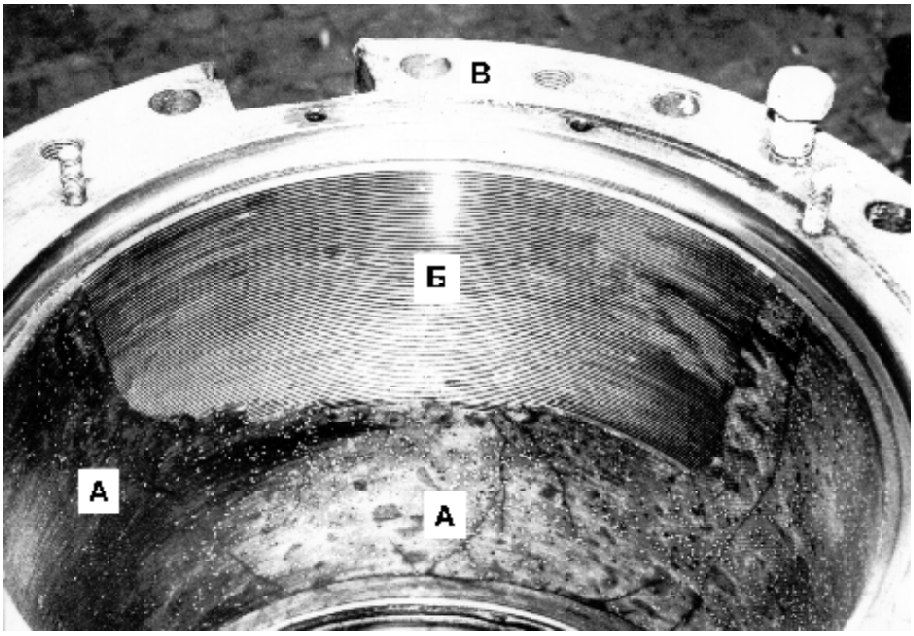


Рис. 3.23 Внешний вид разрушенной верхней втулки подшипника цапфы лопатки НА

А – стеклоэпоксидная втулка; Б – стальная обойма втулки; В – корпус подшипника

Повреждение подшипников приводит к существенному увеличению протечек через закрытый НА, когда агрегат находится в резерве, что увеличивает потери воды (электроэнергии). Более того, увеличение зазоров между лопатками НА лишает эксплуатацию возможности перевода генератора в режим синхронного компенсатора из-за существенного увеличения расхода воздуха на поддержание заданного уровня воды под рабочим колесом. Большой расход воздуха не компенсируется производительностью компрессоров-воздуходувок. В конечном счете может возникнуть ситуация, когда

**) Статистика выявленных на "кач" повреждений подшипников недостаточно полная, поскольку по ряду технических и организационных причин такую трудоёмкую операцию в полной мере осуществлять не представлялось возможным.*

невозможно будет остановить агрегат при выводе его в резерв, так как протечки воды через закрытый НА окажутся столь велики, что будет продолжаться холостой ход агрегата. Остановка его в этом случае возможна лишь после сброса затворов водоприемника турбины, что является уже крупной неисправностью агрегата.

В период профилактических работ, из-за увеличившихся зазоров в подшипниках лопаток, трудно осуществлять настройку направляющего аппарата, что приводит к неоправданным трудозатратам – удорожанию эксплуатационных расходов.

Степень стойкости втулок подшипников лопаток НА в зависимости от указанных выше условий, влияющих на ухудшение их качества – различная. Первые повреждения втулок появились после наработки агрегатами 23-25 тыс. часов (табл. 46а). На некоторых агрегатах разрушение втулок произошло спустя 90 тыс. часов. Повреждения произошли на большинстве агрегатов Саяно-Шушенской ГЭС.

Таблица 46а. Количество разрушений втулок подшипников лопаток НА Саяно-Шушенской ГЭС

№ агрегата	Наименование и количество замененных подшипников Н А	Число часов наработки агрегата в момент замены подшипников, час
1	средний 1 верхний 2 средний 2	37000 90000 90000
2	средний 1 верхний 3 средний 3	27205 59980 59980
3	средний 3 верхний 1 средний 6 верхний 2	31468 60793 83400 83400
4	средний 7 верхний 1 нижний 5 средний 2	35438 35438 35438 71467
5	средний 2	36808
6	средний 3	38983
7	средний 1 средний 2	46325 54015
10	верхний 2	23923

Повреждение подшипников с таким антифрикционным материалом произошло также на всех трех агрегатах Майнской ГЭС, где он применен в механизме

разворота лопастей рабочего колеса. Величина трения в этом механизме на поверхностях скольжения настолько возросла, что привела к поломке механизма. По этой причине все три турбины Майнской ГЭС были переведены в пропеллерный режим, для чего лопасти рабочих колес приварены к корпусу, а давление с сервомоторов РК снято. Встал вопрос о замене рабочих колес турбин этой ГЭС.

Только спустя много лет после изготовления первого агрегата Саяно-Шушенской ГЭС завод-поставщик турбин совместно с фирмой "ТОРДОН" разработал самосмазывающиеся подшипники, в которых применен антифрикционный материал Тордон SXL. Этот эластомерный полимер обладает низким коэффициентом при сухом трении. Материал имеет модуль упругости в несколько раз больший, чем у бронзы, но обладает достаточной жесткостью, благодаря чему способен гасить ударные нагрузки без остаточной деформации и разрушений.

На Саяно-Шушенской ГЭС этот материал был впервые использован в 1997 году на одном из агрегатов, где заменены пока только верхние и средние подшипники лопаток НА. Нижние подшипники будут заменяться лишь в период ремонта агрегатов с полным их демонтажем.

Производство работ по замене в условиях действующей гидростанции осуществлялось достаточно легко без каких-либо прессовочных приспособлений. Втулка из материала Тордон по наружному диаметру обрабатывалась на токарном станке до необходимого внутреннего размера металлической обоймы и помещалась в морозильную камеру с температурой -10^0С. В охлажденном состоянии втулка на специальном клее (также фирмы "ТОРДОН") легко вводилась в металлическую обойму. После естественного повышения температуры втулки до окружающей образуется натяг, обеспечивающий, кроме клеевого сцепления, дополнительное уплотнение втулки в обойме.

По данным фирмы, подшипники с антифрикционным материалом Тордон работают уже несколько лет в разного рода насосах, перекачивающих как воду, так и масло. Максимальная допустимая температура для трущейся поверхности $+60^0$С. По-видимому, это очень перспективный материал в подшипниках с небольшими линейными скоростями перемещения поверхности трения вала, как это имеет место в подшипниках лопаток НА. Однако собственного опыта продолжительности и устойчивости работы этого материала у Саяно-Шушенской ГЭС пока ещё нет.

Особую проблему в эксплуатации вызывает трещинообразование на лопастях рабочих колес. Этот процесс обратил на себя внимание, когда турбины начали работать на расчетных напорах. Из таблицы 46б видно, что трещинообразование на определенном отрезке времени носит лавинный характер.

Для наблюдения и контроля за появлением трещин и своевременной их заварки по технологии завода было выполнено 40 целевых

остановок агрегатов и выводов их в ремонт. Простой агрегатов для этих работ составил 4800 часов.

Таблица 46б. Образование трещин на лопастях РК турбин Саяно-Шушенской ГЭС по годам

№ агре-гата	Годы, наработка агрегатов нарастающим итогом (час), количество трещин (вх. кр. – входная кромка, вых. кр. – выходная кромка)											
	1982	1983	1987	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
1				13700 тр. нет			26328 4 вых. кр.		37312 9 вых. кр.	39715 5 вых. кр.		47554 1 вых. кр. 2 вх. кр.
2				12313 тр. нет		17804 4 вых. кр.	24843 1 вых. кр.		31323 3 вых. кр.	35313 3 вых. кр.	38721 3 вых. кр.	41359 1 вых. кр. 2 вх. кр.
3	3430 тр. нет	7961 3 вых. кр.					51648 3 вых. кр.	60793 1 вых. кр.		66663 1 вх. кр.	73862 3 вых. кр.	83753 тр. нет
4			35438 тр. нет				48559 8 вых. кр.	58067 8 вых. кр. 1 вх. кр.			71647 1 вых. кр.	76816 1 вых. кр.
5	6578 тр. нет	10394 1 вых. кр.						51484 4 вых. кр.	57839 4 вых. кр.	60979 3 вых. кр.	65273 4 вых. кр.	70649 2 вх. кр.
6							53228 тр. нет		64299 1 вых. кр.	70936 1 вых. кр.		78123 1 вых. кр.
7					22509 тр. нет			35331 1 вых. кр.	42823 1 вых. кр.	46325 1 вых. кр. 1 вх. кр.	51323 3 вых. кр. 2 вх.кр.	54015 1 вых. кр.
8							37070 тр. нет		45807 1 вых. кр.	54701 4 вых. кр.	55179 3 вых. кр.	64229 2 вх. кр.
9				19495 тр. нет				36399 1 вых. кр.	43204 2 вых. кр.		55400 2 вых. кр.	61358 1 вых. кр.
10			4728 тр. нет			24559 3 вых. кр. 1 вх. кр.		40910 3 вых. кр. 3 вх. кр.		45465 2 вых. кр. 1 вх. кр.		

С начала эксплуатации по 1997 год включительно зафиксировано появление трещин на всех рабочих колесах турбин, количество которых составило 127 штук, в том числе 109 штук на выходных кромках в месте примыкания лопасти к нижнему ободу и 18 шт. на входных кромках также в месте примыкания их к ободу*). Как правило, трещина распространяется вдоль примыкания. Длина трещин составляет 50-495 мм (рис. 3.24, 3.25). Наименьшее количество трещин за указанный период образовалось на агрегате № 6 (3 шт.), и наибольшее на агрегате № 1 (21 шт.). Наиболее крупные повреждения произошли на агрегате № 10 после наработки 40910 часов. Были зафиксированы две сквозные трещины на нижнем ободе длиной 1600 и 1700 мм, три трещины на входных кромках длиной до 300 мм, четыре трещины на выходных кромках, проникающие в обод. Для ликвидации повреждений пришлось демонтировать агрегат с выемом рабочего колеса. После этого ремонта агрегат проработал 4555 час. (или 45465 с начала эксплуатации) и при очередном осмотре РК была вновь обнаружена сквозная трещина на ободе длиной 540 мм, а также трещины на выходной и входной кромках лопастей.



Рис. 3.24 Трещина сквозная на входной кромке рабочего колеса турбины № 10 длиной 495 мм после наработки агрегата 24559 часов

****) Здесь не приводятся случаи образования трещин на входных кромках, вызванных технологией установки на лопастях разного рода "наделок" и трубопроводов для подачи воздуха в зону РК по рекомендации завода с целью снижения кавитационной эрозии. Трещинообразование на входных кромках по этой причине прекратилось после ликвидации упомянутых устройств.***

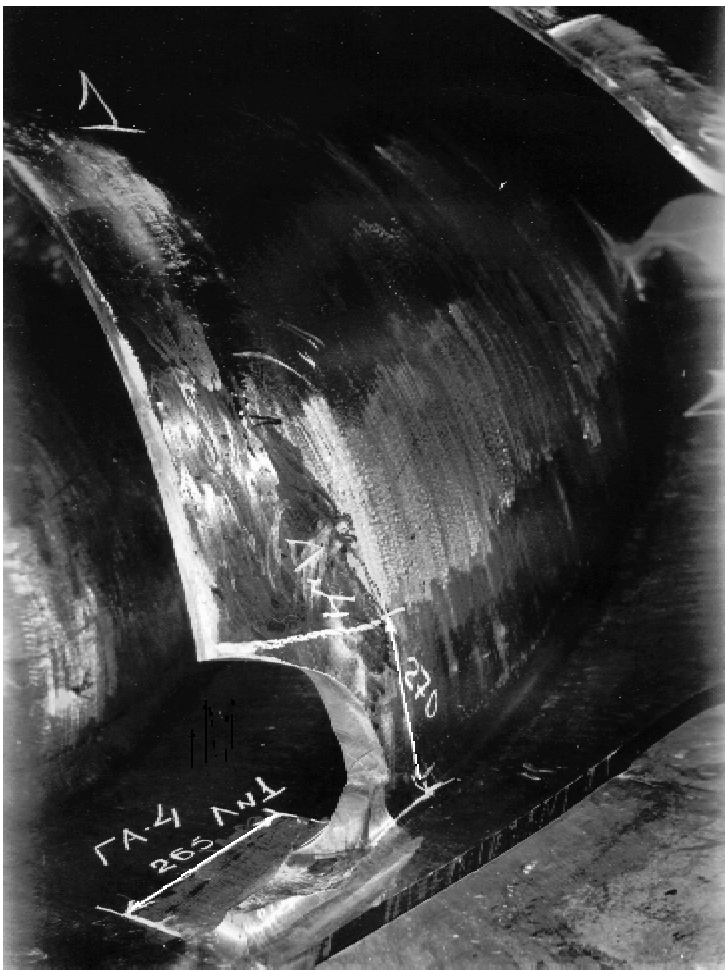


Рис. 3.25 Вылом части лопасти 265х270 мм на рабочем колесе агрегата № 4 после наработки 58067 часов

Ремонт места повреждения производится по технологии, разработанной заводом, путем разделки и заварки трещин никеле- и хромосодержащими электродами с последующим поверхностно-пластическим деформированием металла в околошовной зоне с помощью пневмомолотков (наклёп), т.е. устраняется не причина трещинообразования. Завод не высказал однозначной позиции о причинах явления.

На графике (рис. 3.26) представлена зависимость трещинообразования (нарастающим итогом) от числа часов наработки агрегатов. Совершенно очевидно, что интенсивное трещинообразование приходится на период работы агрегатов на расчетных напорах (см. также таблицу 46б). Кроме того, анализ показал, что в этот период агрегаты работали в оптимальной зоне эксплуатационной характеристики.

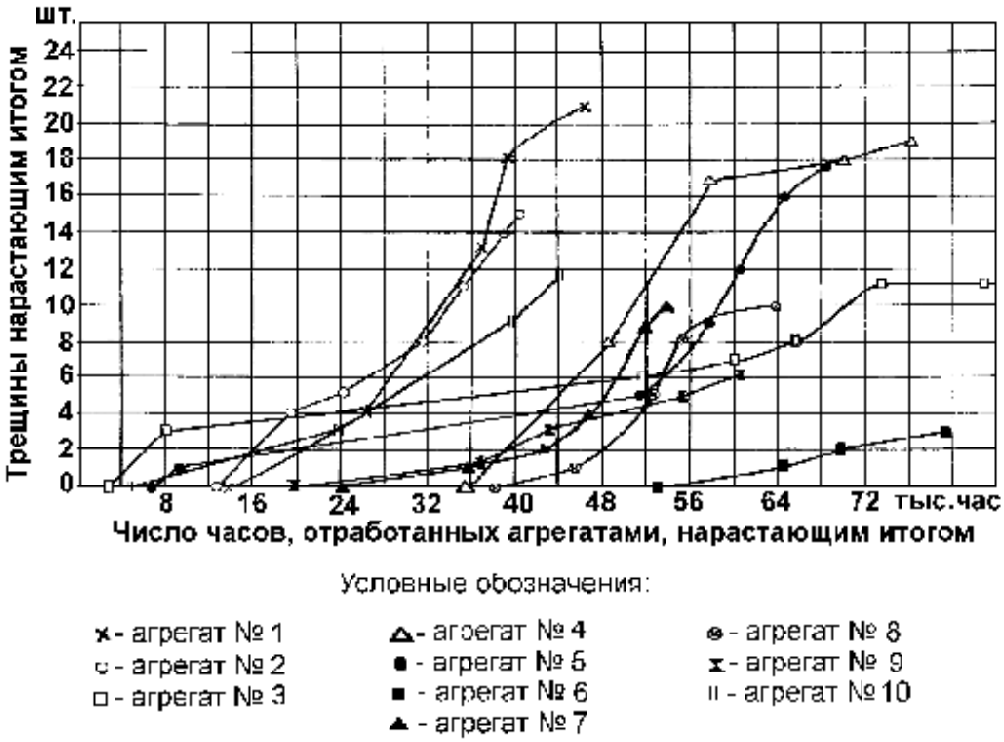


Рис. 3.26 График трещинообразования на лопастях турбин Саяно-Шушенской ГЭС в зависимости от числа часов работы

Из графика не явствует, что складывается какая-либо тенденция – к затуханию или к продолжению роста трещинообразования. На некоторых агрегатах как бы намечается снижение этого явления, а на других этого не заметно. Анализ показал, что появление трещин достаточно хаотично по отношению к номерам лопастей. На некоторых лопастях тем не менее возникновение трещин было неоднократным. Так, на агрегате № 1 на лопастях № 2, 3 трещины образовывались дважды, а на лопастях № 4, 7 три раза. На агрегате № 2 на лопастях № 15 и 16 трещины образовывались 4 раза. На агрегате № 7 на лопасти № 12 трещины образовывались 5 раз. На других агрегатах в подавляющем большинстве лопастей трещины образовывались однажды, а на многих лопастях не возникали вообще. На 160 лопастей всех 10 рабочих колес приходится 18 лопастей, на которых возникали трещины 2 и более раз, на 49 по одной трещине. Ни разу не возникали трещины на 93 лопастях. Такой разброс, скорее всего, указывает на недостатки в технологии изготовления рабочих колес и невысокую геометрическую точность изготовления лопастной системы.

Явление трещинообразования вступает в противоречие с существовавшей до сих пор точкой зрения о том, что в зоне максимального КПД создается наиболее благоприятный режим для тур-

бины. Последующие исследования [85] показали, что на рабочее колесо действуют высокочастотные динамические нагрузки, вызываемые срывом вихрей Кармана с выходных кромок лопастей. Кроме того, в местах стыка выходных кромок лопастей с нижним ободом имеются достаточно высокие уровни остаточных напряжений.

Были проведены натурные испытания на рабочем колесе № 6, имеющем наименьшее образование трещин, и на рабочем колесе № 10, которое из числа наиболее неблагоприятных по изучаемому явлению. Значительное участие в исследованиях принадлежит лаборатории технической диагностики Саяно-Шушенской ГЭС (А. А. Клюкач).

В спектре вибраций опорных узлов (по виброскорости) получены высокочастотные составляющие (230-330 Гц). Это свидетельствует, что рабочее колесо подвержено воздействию вихрей Кармана, образующихся на выходных кромках лопастей (по расчетным данным, действие вихрей Кармана на рабочее колесо на исследуемом напоре должно появляться в частотном диапазоне 210-330 Гц). Все прежние исследования завода ограничивались изучением гидродинамических воздействий в диапазонах частот: 2,4 Гц – оборотная, 4,8-12,0 Гц – определяемые формой зазора нижнего лабиринтного уплотнения, 38 Гц – лопаточная частота.

Уровень виброскоростей на агрегате № 10 в диапазоне частот 230-330 Гц выше, чем на агрегате № 6, где РК менее подвержено трещинообразованию.

По сравнению с данными, полученными при напоре 175 м, уровень высокочастотных колебаний для исследуемого напора 213 м оказался заметно выше. Это свидетельствует о росте динамических нагрузок с повышением напора, связанном с вихрями Кармана.

Были впервые обнаружены высокочастотные колебания 90-160 Гц, которые регистрируются на лопатках НА, что также, по-видимому, связано с отрывом вихрей Кармана с выходных кромок лопаток.

На лопастях рабочих колес, не имевших трещин, были измерены напряжения вблизи обода на рабочей поверхности лопастей. Разброс напряжений очень большой: от +220 МПа до -300 МПа. Это может свидетельствовать лишь о том, что в технологии изготовления РК не задавалось каких-либо критериев по величине остаточных напряжений, не говоря уже о контроле их. Остаточные напряжения в зоне сварных швов, безусловно, имеют значение в механизме образования трещин.

Таким образом, массовое трещинообразование на лопастях рабочих колес турбин Саяно-Шушенской ГЭС является следствием того, что на стадии предпроектной работы не были проведены в

необходимой мере расчетные и экспериментальные исследования, на основе которых должны были бы последовать соответствующие конструкторские разработки, направленные на подавление причин трещинообразования. И это несмотря на то, что в предпроектный период явление трещинообразования на рабочих колесах и у нас и за рубежом было уже достаточно известно. Давно и хорошо было известно и о работах Кармана.

Преодолевать проблему трещинообразования предстоит уже в период эксплуатации ГЭС, исходя из тех исследований, которые проведены в последнее время. Из них следует, что агрегаты отличаются друг от друга по действующим на них высокочастотным динамическим нагрузкам. Кроме того, эти нагрузки зависят от режима работы турбины. Это должно быть основой для конструкторских решений завода по подавлению опасных высокочастотных гидродинамических нагрузок на лопастную систему рабочих колес.

3.3 Испытания гидротурбины на повышенной мощности

Представляет большой интерес проведение эксперимента по определению запаса мощности в гидротурбинах Саяно-Шушенской ГЭС и возможность его использования в определённых случаях крайнего дефицита мощности в энергосистеме. В опытах производились измерения вибрации агрегата, а также всех параметров, характеризующих гидравлический режим турбины. Схемы расходомерного створа турбины для измерения энергетических характеристик и пульсаций давления, а также вибраций агрегата, представлены на рисунке 3.27.

При проведении испытаний колебания уровней ВБ и НБ не выходили за пределы $\pm$ 0,2 м. Коэффициент мощности генератора поддерживался близким к единице путём регулирования реактивной нагрузки. Энергетические и вибрационные характеристики, полученные при испытании агрегата № 10, приведены на рисунке 3.28 и в таблице 47.

Проведенными испытаниями были вновь подтверждены характерные зоны гидравлического режима в проточной части турбины – I, II, III (рис. 3.29).

Характер гидравлического режима в I, II, III зонах был тот же, что и при испытаниях работы турбин с расчетным номинальным напором. Наиболее спокойная работа турбины была в зоне III. Жгут под рабочим колесом исчезает, уровень вибраций снижается, минимальный уровень динамических процессов зафиксирован в зоне оптимального значения КПД и соответствует диапазону нагрузки

623-685 МВт. При данных испытаниях представляли интерес исследования IV зоны с целью определения допустимости работы турбины с повышенной нагрузкой.

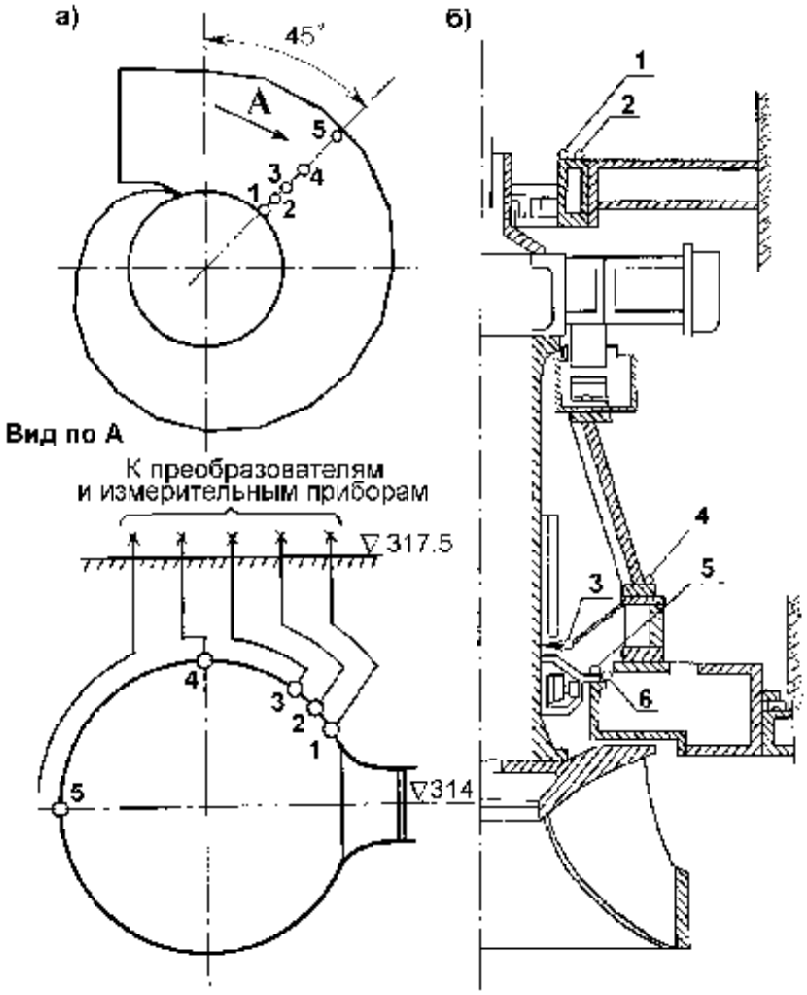


Рис. 3.27 а) Схема водомерного створа турбины

1, 2, 3, 4, 5 – пьезометры

б) Схема установки приборов для измерения вибрации агрегата и биения вала турбины

1 – датчик измерения вертикальной вибрации; 2 – датчики измерения радиальной и тангенциальной вибраций генераторного подшипника; 3 – тензобалочка на специальном кронштейне для измерения биений вала; 4 – датчик для измерения вертикальной вибрации опоры подпятника; 5 – датчик для измерения вертикальной вибрации турбинного подшипника; 6 – датчики для измерения радиальной и тангенциальной вибрации турбинного подшипника

При открытии направляющего аппарата 92% была получена мощность по генератору 741,5 МВт (752,4 МВт по турбине). Гаран-

тированная мощность по турбине на основании модельных исследований при этих напоре и открытии НА составляет 735 МВт, т.е. имеется запас ~ 17 МВт.

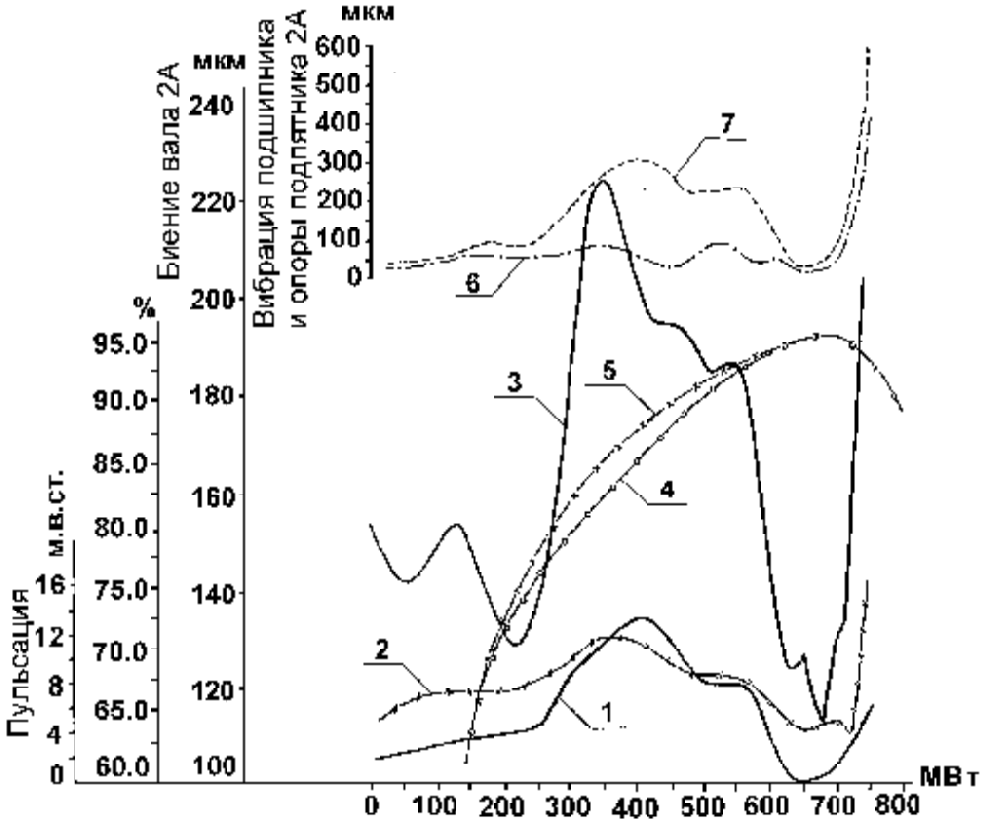


Рис. 3.28 Механические характеристики, полученные при испытаниях агрегата № 10, и зависимость условного коэффициента полезного действия турбины от мощности

1 – пульсация в отсасывающей трубе; 2 – пульсация в спиральной камере; 3 – биение вала; 4 – натурный КПД турбины; 5 – модельный КПД турбины; 6 – вертикальная вибрация подшипника; 7 – вертикальная вибрация опоры подпятника

Однако в зоне IV при увеличении нагрузки с открытием НА более 93% происходит резкое увеличение пульсаций давления в спиральной камере, двойная амплитуда их возрастает с 6 до 30 м.в.ст., а во входном сечении с 3,5 до 13 м.в.ст. Уровень пульсаций давления в отсасывающей трубе возрастает с 2 до 6 м.в.ст. Сильно возрастают вертикальные вибрации опорных частей. Вертикальная вибрация опоры подпятника увеличилась с 150 до 570 мкм, крышки турбины у направляющего подшипника со 100 до 1000 мкм, генераторного подшипника с 30 до 65 мкм (рис. 3.28). Колебания мощности на шинах генератора увеличились с 8 до 58 МВт (рис. 3.30).

Таблица 47. Энергетические характеристики, полученные при испытании агрегата N10 при $H_{бр}$ = 215,72 м и высоте отсасывания H_s = - 10,3 м

Открытие Н А		Мощность генератора,	Напор турбины (текущий),	Мощность турбины,	Суммарные потери в водоводе и на выходе из отсасыв. трубы,	Условный КПД турбины,	Условный расход,
мм	%	МВт	м	МВт	м	%	$м^3/с$
61	11	0	215,69	0	0,03	0	33,8
145	27	143,0	215,44	149	0,28	70,55	100,0
290	54	412,0	214,28	418,49	1,44	88,16	225,8
413	76	641,0	212,74	650,5	2,98	95,80	325,4
461	85	703,4	211,99	713,75	3,73	94,28	364,0
496	92	741,5	211,45	752,41	4,27	93,09	389,7

Основная частота пульсаций давления в проточной части составляла 1,39-1,45 Гц и сильно отличалась от других (лопастной, оборотной). Частота вращения кавитационного жгута за рабочим колесом составляла 0,4-0,6 Гц.

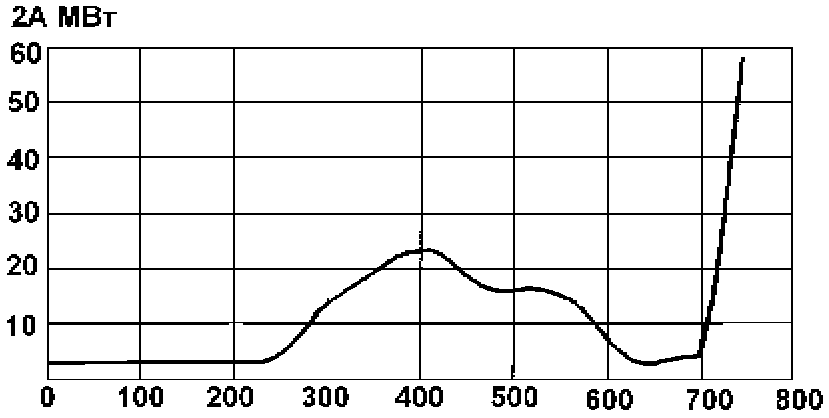


Рис. 3.30 Колебания мощности на шинах генератора при испытаниях турбины с повышенной мощностью при напоре брутто 215,7 м

Учитывая сильную нестационарность гидравлического режима в зоне IV, опыт в максимальном диапазоне нагрузок был произведен путём плавного и непрерывного изменения мощности агрегата в течение лишь 44 секунд, воздействием на открытие-закрытие направляющего аппарата, с постоянной записью на осциллографе вибраций и пульсаций давления. На рисунке 3.31 представлена

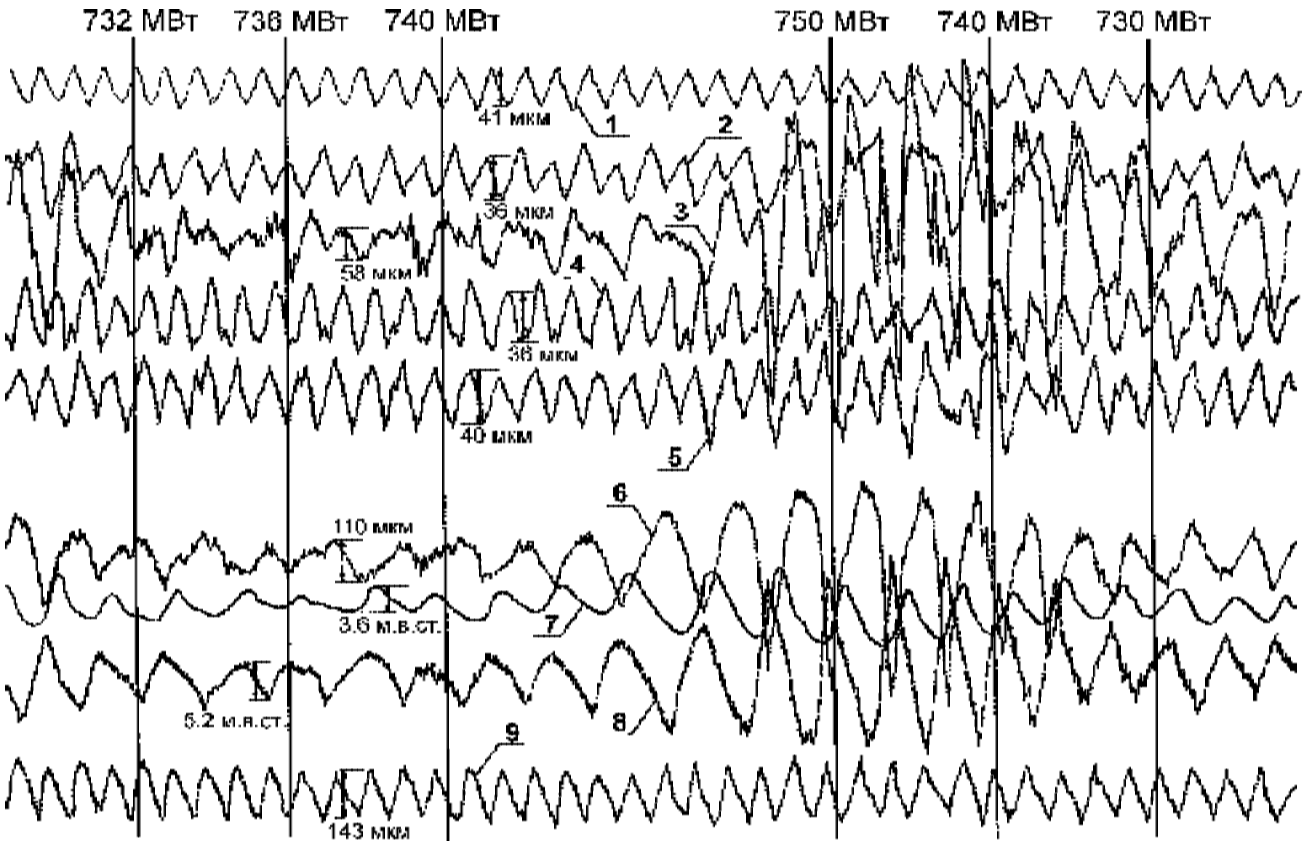


Рис. 3.31 *при* ***непрерывном*** ***выкопировка*** *камере* ***изменении*** ***осциллограммы*** *вала*

1 – турбинного тангенциальная 6 – вертикальная подшипника вибрация вибрация ; 4 – турбинного ; 9 – биение повышенной

выкопировка из осциллограммы, из которой видно очень резкое увеличение контролируемых параметров в диапазоне 740-750 МВт. Величина амплитуды колебательного процесса значительно превзошла ожидаемую. Предположений о таком явлении в период модельных исследований не возникало. Это ещё один пример недостаточной изученности факторов, которые возникают в связи с созданием сверхмощных гидротурбин на большие напоры. Предполагается, что причиной резкого возрастания нестационарных гидравлических процессов в проточной части турбин является гидроакустический резонанс, который возникает при совпадении частот колебаний оси кавитационного жгута с собственной частотой упругих колебаний воды в напорном водоводе. Впервые в 1993 г. опубликовано теоретическое описание этого явления в работе В. Л. Окулова, СО АН РАН, в частности, оно рассмотрено применительно ко всей напорно-проточной системе высоконапорного гидроэнергоблока.

Натурные испытания по выявлению запаса мощности гидротурбин Саяно-Шушенской ГЭС показали не только опасность попадания в разрушительный для турбины режим в зоне IV, если не выдерживать заданных ограничений, но и то, что произойдёт резкое увеличение кавитационной эрозии. Потери металла на одну турбину при этом могут превзойти 87 кг – величину, которая международной энергетической комиссией (МЭК) рекомендуется, как предельная. Наряду с этим, по расчётам, выполненным на основе эксперимента, и усталостные повреждения лопастей рабочих колёс возникнут раньше гарантированного 30-летнего срока их службы. Остальные детали гидротурбины, в том числе вал, фланцевые соединения, крышка, с точки зрения прочности могут служить достаточно надёжно и при повышенной мощности.

При сбросах повышенной нагрузки переходный процесс отличался от расчетного. На рисунке 3.32 представлены изменения частоты вращения агрегата, давления и пульсаций в отсасывающей трубе и спиральной камере при сбросе нагрузки 671 МВт и действующем напоре нетто 204,5 м.

На основании сравнения данных эксперимента и расчетных величин были получены поправочные коэффициенты, с помощью которых заводом был составлен расчет переходных процессов для прогнозируемого случая сброса максимально возможной нагрузки 755 МВт при напоре нетто 220 м с целью оценки выданных заказчику гарантий регулирования турбины. На рисунке 3.33 представлены результаты этого расчета.

На основе проведенных экспериментов по сбросу повышенной, по сравнению с номинальной, нагрузки получено, что в разрешенном диапазоне работы турбин в момент сброса нагрузки от влияния

гидравлического удара повышение давления в спиральной камере превышает расчетное на 15%. В спиральной камере и отсасывающей трубе имеет место пульсация давления. При сбросе максимально возможной нагрузки 755 МВт повышение давления в спиральной камере с учетом пульсационной составляющей достигнет 36,5 м, а максимальное значение давления в спиральной камере составит 267 м (допустимое 285 м). Максимальное повышение частоты вращения ротора составит 52% (60% по гарантиям), т.е. с точки зрения выданных гарантий регулирования эксплуатация турбин обеспечивается с максимально возможной нагрузкой 755 МВт при максимальном напоре с заданным законом закрытия НА в течение 19 с.

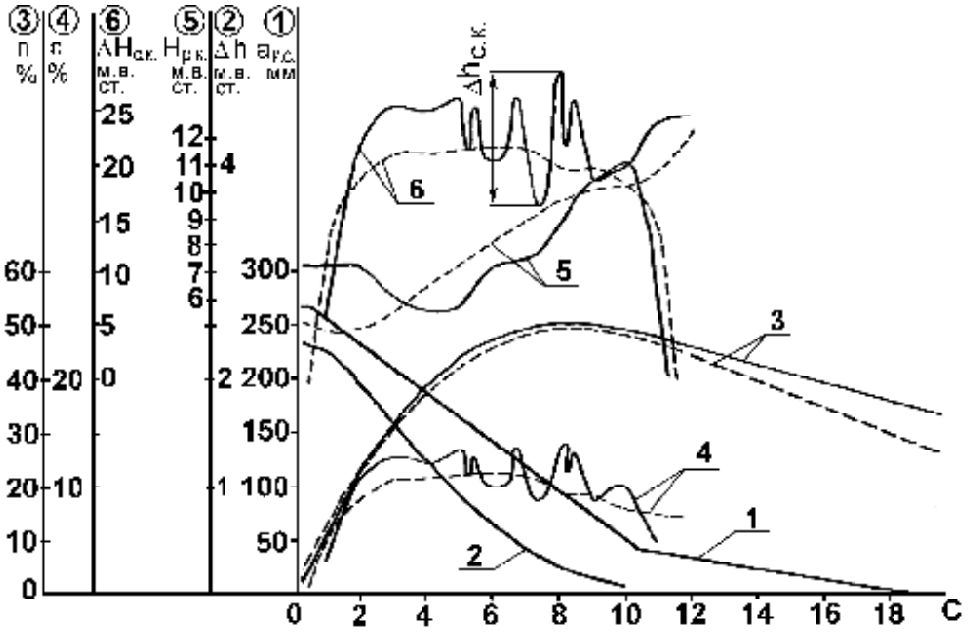


Рис. 3.32 Изменение параметров, характеризующих гарантии регулирования турбины и переходные процессы при сбросе нагрузки 671 МВт и напоре нетто 204,5 мм

——— – кривые, полученные в опыте сброса нагрузки;

– – – – – – расчетные кривые;

1 – ход сервомоторов на закрытие НА; 2 – потери напора в водоводе турбины; 3 – превышение частоты вращения над номинальной; 4 – относительное изменение давления в напорной части водовода; 5 – изменение давления под рабочим колесом; 6 – давление и его низкочастотная пульсация в спиральной камере

Всесторонний анализ комплекса натурных и расчетных исследований показал, что, несмотря на имеющийся запас мощности и обеспеченности гарантий регулирования при максимальной нагрузке, режим работы гидротурбин должен быть установлен только в пределах допустимых зон, которые были выявлены на основе модельных

исследований. Однако действительные границы зон были определены лишь на основе результатов натурных испытаний. Это позволило скорректировать режимы турбин и обеспечить достаточно устойчивую их работу в энергосистеме в течение многих лет эксплуатации.

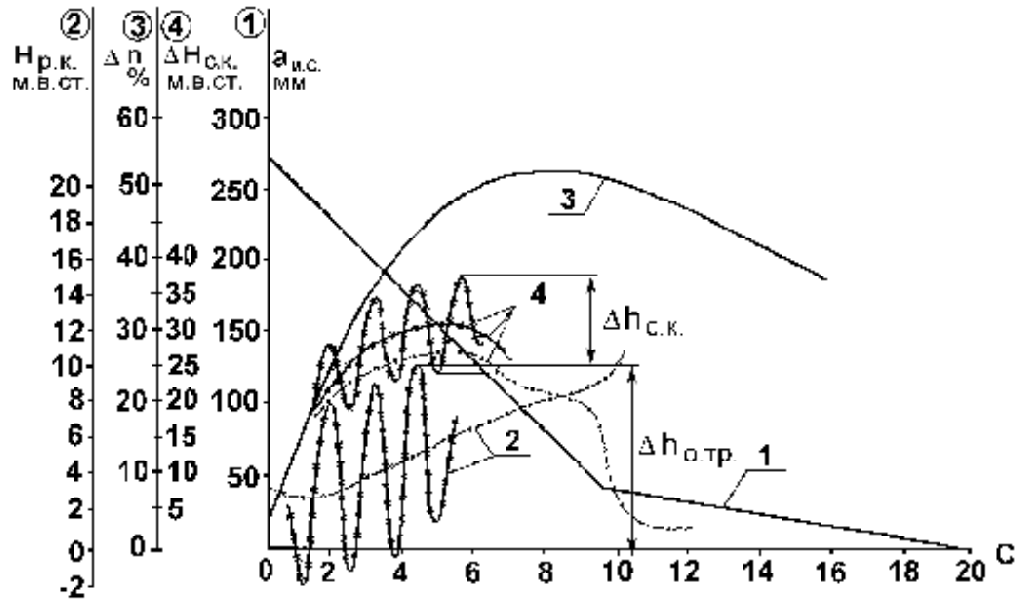


Рис. 3.33 Расчетные параметры переходных процессов в турбине при сбросе максимальной нагрузки и максимальном напоре

– расчетные кривые;

– расчетные кривые, полученные на основе натурных данных;

1 – ход сервомоторов на закрытие НА; 2 – изменение давления под РК; 3 – превышение частоты вращения над номинальной; 4 – давление и его пульсация в спиральной камере

Таким образом, при проектировании крупных гидротурбин на большие напоры, предусматривающем наполнение водохранилища после пуска первого агрегата в течение нескольких лет, необходимы специальные и тщательные проектно-конструкторские проработки по эксплуатации оборудования в первоначальный период с целью исключения риска его преждевременного износа или повреждения в нерасчетных, с точки зрения постоянной эксплуатации, режимах. Необходимы модельные исследования гидротурбин для нерасчетных режимов первоначального периода эксплуатации, что значительно облегчит становление будущей эксплуатации. Проектированию должно предшествовать тщательное обобщение предыдущего опыта эксплуатации крупных турбин, на которых следует проводить нетрадиционные натурные исследования с целью изучения негативных явлений, способных снизить надежность вновь создаваемых турбин.

Например, исследование причин трещинообразования на лопастях рабочих колес или изучение гидроакустического резонанса в водоподводящем тракте от верхнего до нижнего бьефа.

При конструировании крупных гидроагрегатов следует отказаться, как от единственно правильного взгляда, от предельного уменьшения материала на 1 кВт мощности, идущего на изготовление агрегата.

Необходимо больше использовать конструкторские решения, хорошо зарекомендовавшие себя по степени надежности в предыдущей многолетней практике эксплуатации.

В самом начале освоения агрегатов силами эксплуатации должны быть организованы простейшие испытания гидротурбин с использованием штатных приборов контроля, что позволит на ранней стадии эксплуатации определить эффективные и безопасные условия работы гидроагрегатов на частичных напорах, чтобы получить значительную энергоотдачу от строящегося гидроузла.

* * * * *

Гидрогенераторы 4

- ***Особенности крупных гидрогенераторов с непосредственным водяным охлаждением обмотки статора и форсированным воздушным охлаждением обмотки ротора***

- ***Нетрадиционные методы эксплуатационного контроля и правила технического обслуживания***

  – Водно-химический режим системы охлаждения обмотки статора
  – Вибрационный контроль обмотки статора
  – Тепловой контроль обмотки статора
  – Контроль проходимости водяного тракта обмотки статора
  – Контроль герметичности водяного тракта обмотки статора
  – Предотвращение отпотевания и загрязнения гидрогенераторов. Чистка изоляции обмотки статора

- ***Доводка гидрогенераторов***

  – Разработка и внедрение бесстыкового сердечника статора
  – Обмотка статора
  – Вентиляция гидрогенератора
  – Регулирование температуры обмотки статора
  – Межполюсные соединения обмотки возбуждения

- ***Некоторые специальные исследования гидрогенераторов***

  – Восстановление работоспособности гидрогенератора после затопления его водой
  – Внезапные короткие замыкания на шинах гидрогенератора и асинхронный режим
  – Неполнофазные режимы
  – Испытания в режимах повышенной активной нагрузки

4.1 Особенности крупных гидрогенераторов с непосредственным водяным охлаждением обмотки статора и форсированным воздушным охлаждением обмотки ротора

На момент создания отечественных сверхмощных гидрогенераторов они значительно превосходили по мощности, вращающему моменту, диаметру ротора, уровню электромагнитных нагрузок и использованию свойств активных материалов все гидрогенераторы, изготовленные к тому времени в мировой практике (рис. 4.1).

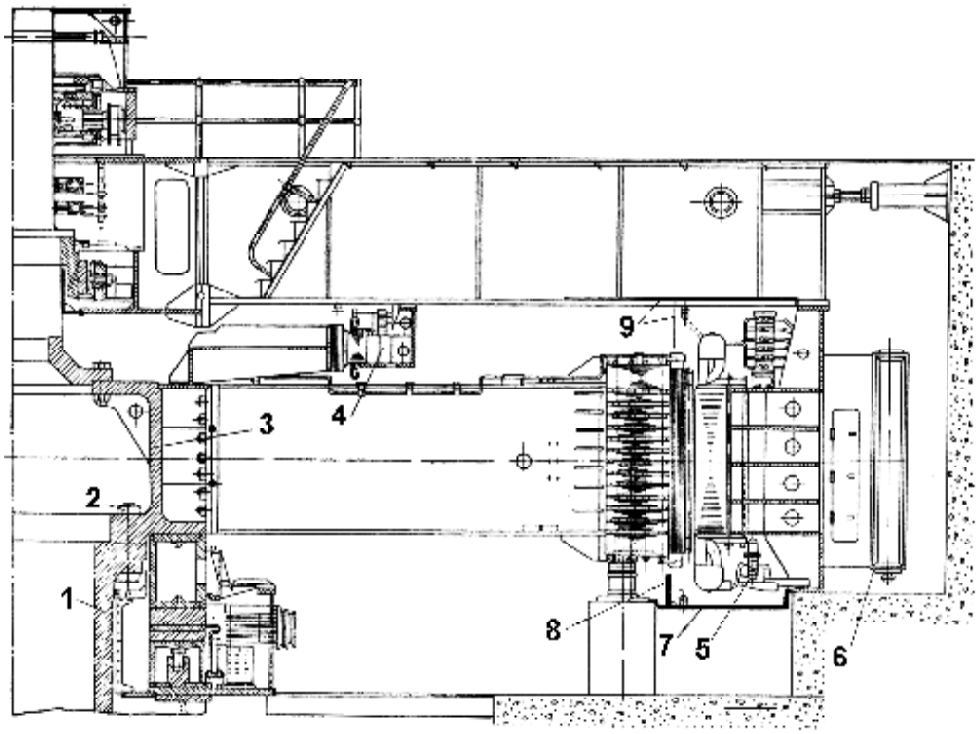


Рис. 4.1 Разрез по гидрогенератору Красноярской ГЭС

1 – вал ∅ 2,5 м сварной; 2 – припасованные болты; 3 – ступица ротора; 4 – вспомогательная синхронная машина для питания возбудителя; 5 – водяное охлаждение обмотки статора; 6 – воздухоохладители; 7 – нижний горизонтальный воздухоразделяющий щит; 8 – нижний вертикальный воздухоразделяющий щит; 9 – верхние – горизонтальный и вертикальный воздухоразделяющие щиты

Тенденция повышения единичной мощности турбо- и гидроагрегатов имеет место и за рубежом [4]; термин – "высокоиспользованные гидрогенераторы" – стал распространенным. Непосредственное водяное внутрипроводниковое охлаждение обмотки статора гидрогенератора наделило электрическую обмотку гидравлическими свойствами, она стала представлять собой элемент системы охлаж-

дения гидрогенератора (рис. 4.2а). Для сверхмощных высокоиспользованных гидрогенераторов потребовалось интенсивное охлаждение не только обмотки статора, но и обмотки возбуждения. Для этого было разработано форсированное воздушное охлаждение катушек полюсов ротора, в которых воздух обдувает не только наружную поверхность обмотки, но подается между сердечником полюса и катушкой, а также продувается между витками (рис. 4.2б). Образование каналов между витками было достигнуто благодаря разработке способа специального проката медной шины периодического профиля (рис. 4.2в)

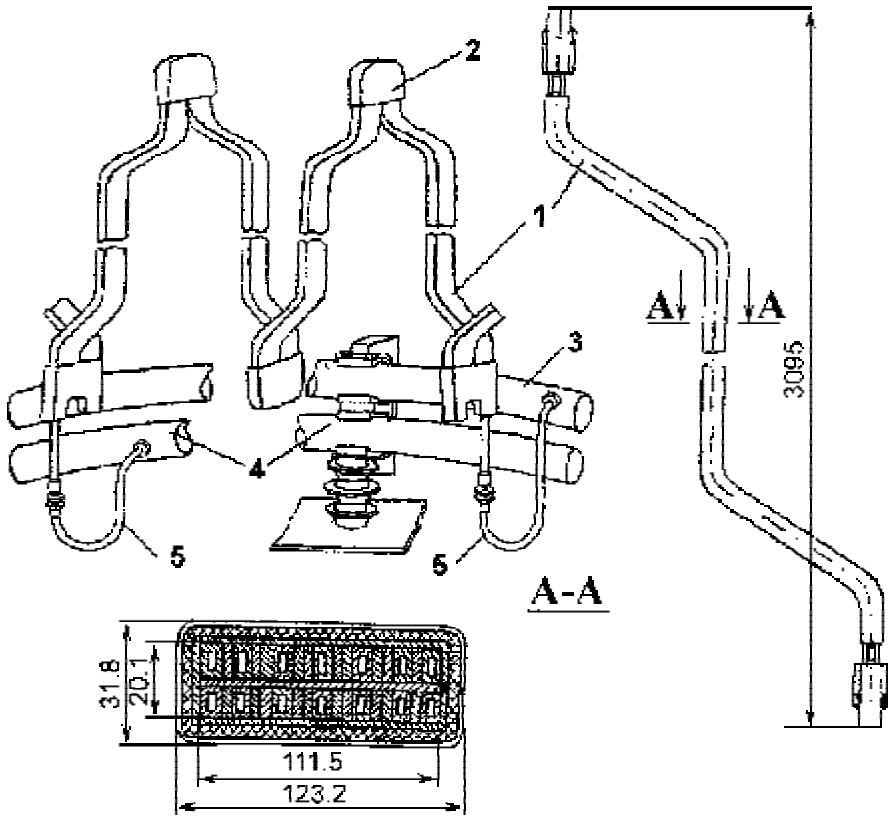


Рис. 4.2а Схема стержневой гидравлической ветви обмотки статора

1 – стержень обмотки; 2 – головка лобовых частей обмотки; 3 – напорный водяной коллектор; 4 – сливной водяной коллектор; 5 – водосоединительный шланг

В таблице 48 приведена плотность тока в обмотках некоторых обычных крупных гидрогенераторов того времени и – высокоиспользованных, установленных на Красноярской и Саяно-Шушенской ГЭС.

Увеличение единичной мощности агрегатов от 115 МВт на Волжских и 250 МВт на Братской до 500 МВт на Красноярской и

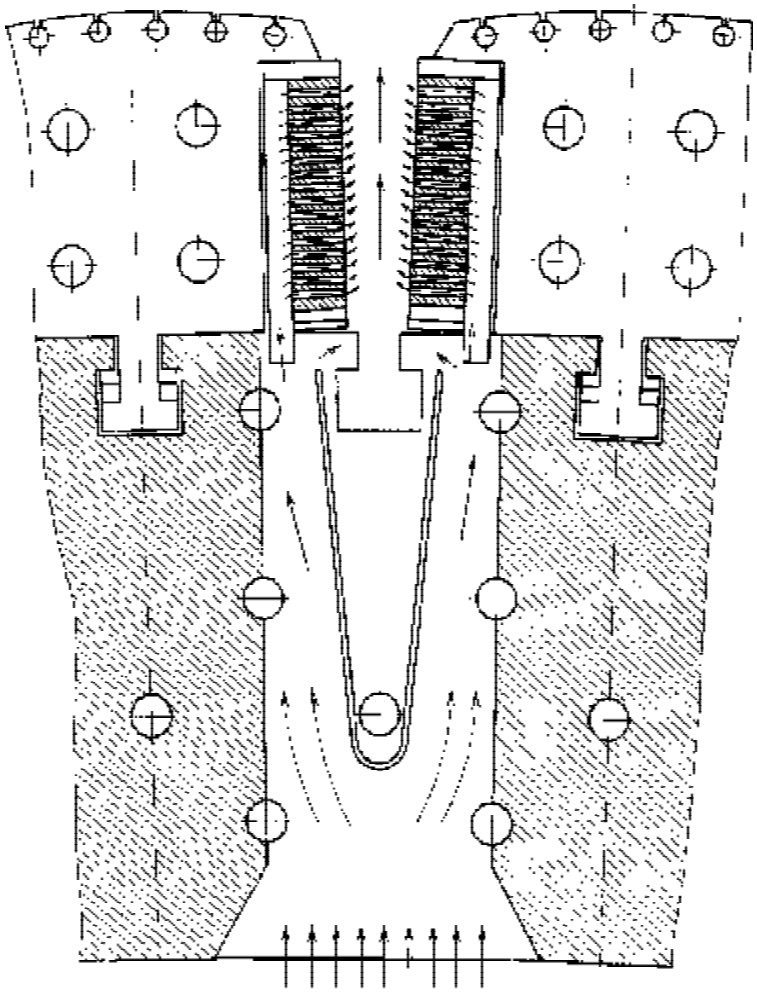


Рис. 4.2б Схема форсированного воздушного охлаждения обмотки ротора

640-720 МВт на Саяно-Шушенской ГЭС потребовало осуществления большого объёма научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ не только в период создания гидрогенераторов. Особенно необходимость в широких натурных исследованиях потребовалась в период освоения гидрогенераторов, учитывая специфику пусковых условий работы ГЭС и последующей эксплуатации в режиме глубокого регулирования мощности.

На Красноярской ГЭС в пусковой период произошёл массовый выход из строя гидрогенераторов (рис. 4.3) с большими повреждениями, вызванными междуфазными короткими замыканиями (КЗ) в лобовых частях (ЛЧ) обмоток статора, причины которых изложены ниже. Эти серьёзные аварии на первом этапе освоения привели к ограничению номинальной мощности гидрогенераторов, резкому

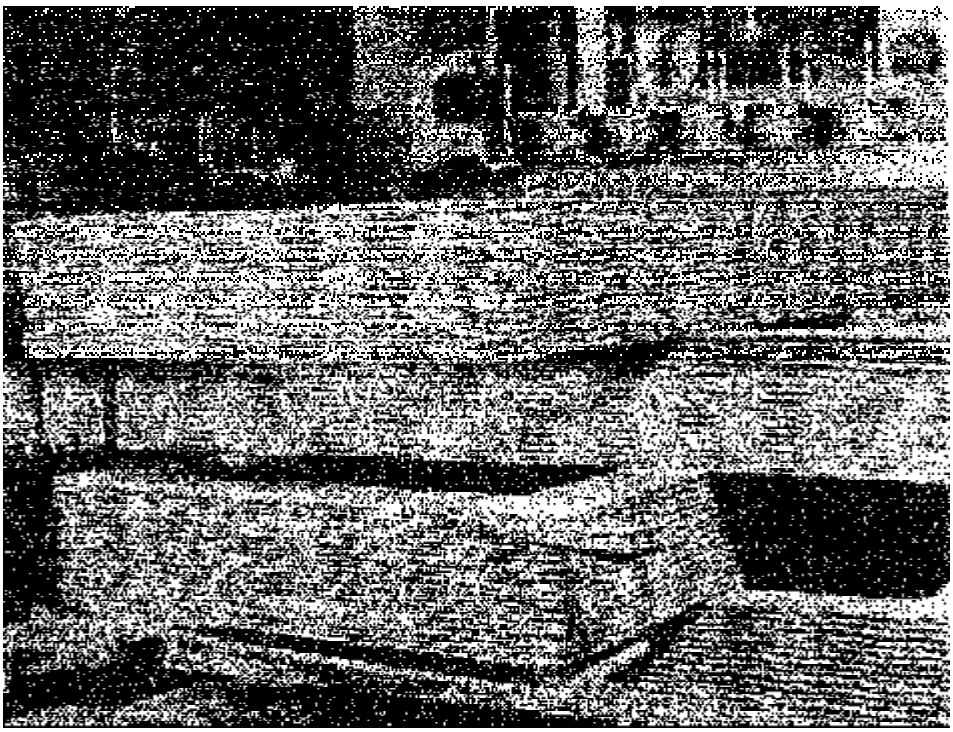


Рис. 4.2в Катушка полюса ротора с форсированным охлаждением

сокращению интенсивности её регулирования, т.е. к потере их мобильности в энергосистеме, увеличению числа профилактических остановок и к большим затратам при ликвидации последствий аварий.

Таблица 48. Плотность тока в обмотках высокоиспользованных и обычных генераторов

Место установки генератора	Номинальная мощность, МВт	Линейная токовая нагрузка, А/см	Плотность токов в обмотках, А/мм^2	
			статора	возбуждения
СаяноШушенскаяГЭС	640	1178	5,43	3,83
Красноярская ГЭС (генераторы с однослойной обмоткой статора)	500	1228	7,3	4,45
Братская ГЭС	250	708	2,51	2,25
Асуанская ГЭС	175	657	2,29	1,99
Волгоградская ГЭС	115	451	3,52	2,31
Воткинская ГЭС	100	553	3,19	2,43



Рис. 4.3 Разрушение нижних лобовых частей обмотки статора в результате междуфазного короткого замыкания

Возникшая крупная проблема поставила перед создателями красноярских гидрогенераторов и эксплуатационной организацией задачу по ускоренному развертыванию натурных испытаний и исследований, а также выполнению соответствующих инженерных разработок с целью обеспечения работоспособности этих машин.

С появлением сверхмощных турбо- и гидроагрегатов задача регулирования мощности в энергосистеме обострилась. Непредвиденное отключение от сети агрегатов большой единичной мощности достаточно оперативно можно компенсировать только вводом в работу гидроагрегатов также большой единичной мощности*), либо использовать вращающийся резерв таких гидроагрегатов, т.е. они должны были обладать возможностью быстро менять нагрузку в широких пределах. Однако, при проектировании Красноярской ГЭС с установкой на ней высокоиспользованных гидрогенераторов в технических условиях на их поставку никаких требований по регу-

---

**) Ввод мелких гидроагрегатов для компенсации аварийно возникшего большого дефицита мощности займет больше времени. В некоторых энергообъединениях нет достаточного резерва гидроэнергетической мощности. Поэтому оснащение энергообъединений крупными турбо- и гидроагрегатами должно происходить параллельно, либо регулирование нестационарных режимов должно проектироваться на иной основе. Это тема специальных исследований.*

лированию быстро протекающих тепловых процессов в обмотке статоров, в зависимости от изменения нагрузки генераторов, сформулировано не было, т.е. ни проектной организацией, ни заводом эти вопросы не рассматривались. При этом было известно, что в Сибирском энергообъединении строились тепловые электростанции с турбоагрегатами 500-800 МВт. Гидрогенераторы были изготовлены и смонтированы без каких-либо устройств, обеспечивающих тепловое регулирование обмоток статоров (кроме запорной арматуры в системах охлаждения).

Нестационарные режимы нагрузки на гидрогенераторе с непосредственным охлаждением сильно отражаются на характере протекания процесса теплообмена между охлаждающей обмотку водой и проводниками стержней обмотки, в которых происходит выделение тепла, соответствующее заданной нагрузке на гидрогенераторе (рис. 4.2а) (материалы по этим вопросам начали появляться в специальной литературе значительно позднее).

По-другому, по сравнению с гидрогенераторами, имеющими косвенное охлаждение обмотки статора, встал вопрос и об оценке теплового состояния обмотки статора с непосредственным охлаждением. При косвенном охлаждении достаточно было получить информацию о температуре “меди”, “железа”, горячего и холодного воздуха в сумме по 20-30 точкам, чтобы судить о тепловом состоянии гидрогенератора в целом. Достаточно было сравнить измеренные значения температуры по этим нескольким точкам с предельными, заданными заводом.

При непосредственном охлаждении генератора только о тепловом состоянии обмотки можно сделать заключение, измерив температуру более чем в сотне точек, поскольку обмотка разделена на множество гидравлических ветвей, и каждая охлаждается автономно. Вместе с тем, рекомендации завода остались прежними – сравнивать температуру каждой измеренной точки с допустимой. Специфика охлаждения учитывалась заводом лишь тем, что была задана допускаемая величина перепада температуры, как разность между измеренной максимальной и минимальной величиной. Этот критерий был недостаточно обоснован, так как не учитывал неодинаковость гидравлических характеристик участков обмотки. Из этого видно, что объём ручного контроля температуры и анализа теплового состояния генератора на два порядка превзошёл общепринятый контроль для генераторов с косвенным охлаждением. Выполнить такой объём контроля силами дежурного персонала ГЭС было невозможно, а ответственность контроля неизмеримо возрастала. Например, отказ термоконтроля хотя бы в одной точке вызывает нежелательность длительной эксплуатации генератора, поскольку в принципе в этой контролируемой ветви возможно прекращение циркуляции воды, а последствия этого – крупная

авария с генератором. Поэтому возникала необходимость дублирования или применения мажоритарной системы контроля, а это возможно, только создав автоматическую систему теплового контроля гидрогенератора.

При постановке задачи об автоматическом контроле теплового состояния обмотки генератора точки зрения специалистов разделились. Крайние из них сводились: одна – к полной автоматизации с почти непрерывным слежением за температурой в каждой точке с релейным действием на отключение генератора от сети, другая – к ручному быстродействующему информационному эпизодическому контролю по заданному графику с последующим сравнением полученных значений с допускаемыми. Эта дискуссия развернулась лишь после того, как гидрогенераторы были изготовлены и поставлены на Красноярскую ГЭС, и задачи по проектированию специальных автоматических устройств теплового контроля ещё не возникало. Во всех предлагаемых системах контроля не предполагалось учитывать различия в интенсивности охлаждения разных участков обмотки. А это немаловажный фактор в оценке ее теплового состояния.

Опубликованных работ, посвященных этим вопросам, не было, а те, что появлялись, в основном посвящались расчётам теплообмена в обмотках, но не вопросам его регулирования и контроля в эксплуатационных режимах гидрогенераторов, обеспечивающих покрытие пиков графика нагрузки в энергосистеме. Позднее, чем этот вопрос был проработан на Красноярской ГЭС, в [91] упоминается о целесообразности в зимнее время автоматически поддерживать на одинаковом с летним уровне температуру технической воды*) (но не дистиллированной, охлаждающей непосредственно медь обмотки).

У гидрогенераторов с непосредственным охлаждением присутствие воды в токоведущих частях создает потенциальную возможность к выходу её на поверхность, увлажнению изоляции, снижению срока её службы, что может привести к аварии с генератором. Кроме того, неудовлетворительный водно-химический режим системы охлаждения вызывает отложения в водонесущих проводниках, образуя их закупорки, что приводит к перегреву стержней и разрушению изоляции – и, как следствие, к аварии с генератором. Вибрация стержней обмотки приводит к усталостному разрушению элементарных проводников, в том числе и водонесущих, и в результате этого происходит насыщение изоляции водой со всеми вытекающими последствиями.

С вводом высокоиспользованных гидрогенераторов появились не только новые технологические приёмы их обслуживания, но и

---

*) *Техническая вода охлаждает в теплообменнике дистиллированную воду.*

ужесточились требования к эксплуатационному надзору. Например, при профилактических работах, связанных с массовой разборкой соединений водяного тракта системы охлаждения обмотки статора, во избежание опасности засорения тракта устанавливаются на каждом разъёме ремонтные заглушки (на гидрогенераторах их на порядок больше, чем на турбогенераторах). Однако такая заглушка (из сотен штук) может остаться в тракте при сборке "незамеченной". Такая "забывчивость" человека может дорого обойтись, поэтому возникла новая методика контроля монтажного процесса. Возник новый вид контроля – проверка проходимости водяного тракта.

Также новым и весьма ответственным технологическим приёмом, при эксплуатации сверхмощных гидрогенераторов, стала разработка и реализация оригинальной методики проверки герметичности водяного тракта.

Увеличение у высокоиспользованных гидрогенераторов электродинамических нагрузок на обмотку вызвало соответствующее проявление её вибрационных свойств. Следствием вибрации является лавинный процесс: разрушение изоляции, её увлажнение, электрический пробой, авария с генератором.

Непосредственное водяное охлаждение обмотки статора и форсированное воздушное охлаждение обмотки возбуждения приводят к снижению массы вращающихся частей гидрогенератора, создают условия для более высокой частоты вращения ротора при сбросах нагрузки, что в свою очередь влечёт за собой увеличение механических напряжений конструкционных материалов, в частности, в ободе ротора. Это также новое свойство высокоиспользованных гидрогенераторов.

Негативные проявления отличительных особенностей гидрогенераторов мощностью 500 МВт, с непосредственным охлаждением обмотки статора, стали причиной ряда крупных на них аварий.

Главными причинами выхода из строя гидрогенераторов были: недоработка конструкции обмотки статора, а также систем водоподготовки, некачественное изготовление и неудовлетворительная технология их производства, которые привели к протечкам охлаждающей воды в головках стержней, закупоркам водонесущих проводников, увлажнению, истиранию, загрязнению и повреждению изоляции обмотки статора, вследствие повышенной её вибрации [2].

В связи с этим в значительной мере по инициативе и при непосредственном участии эксплуатационников совместно с конструкторами и учёными заводов-изготовителей, научных и проектно-конструкторских организаций были проведены широкие натурные исследования и испытания гидрогенераторов и их отдельных узлов.

Анализ причин, основывающийся на натурных испытаниях и исследованиях, проведенных в этой связи, позволил найти, разработать и реализовать необходимые технические и организационные решения по модернизации, исключающие аварии, разработать и внедрить новые методы специального эксплуатационного контроля работы красноярских гидрогенераторов. Эти разработки позволили создать проект ещё более мощных гидрогенераторов 640-720 МВт для Саяно-Шушенской ГЭС (рис. 4.4).

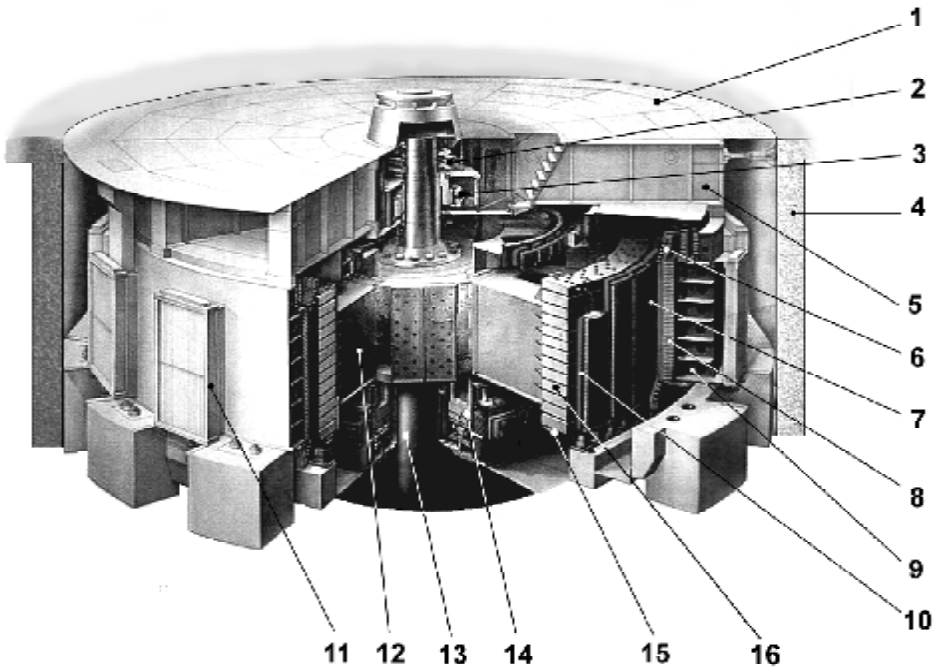


Рис. 4.4 Разрез по гидрогенератору Саяно-Шушенской ГЭС

1 – перекрытие генератора; 2 – контактные кольца; 3 – генераторный подшипник; 4 – железобетонная "бочка" генератора; 5 – крестовина генератора; 6 – лобовые части обмотки статора; 7 – полюс; 8 – сердечник статора; 9 – корпус статора; 10 – обмотка возбуждения; 11 – воздухоохладитель; 12 – спица ротора; 13 – вал; 14 – подпятник генератора; 15 – тормозное кольцо; 16 – обод

4.2 Нетрадиционные методы эксплуатационного контроля и правила технического обслуживания

4.2.1 Водно-химический режим системы охлаждения обмотки статора

На Красноярской ГЭС при проектировании гидрогенераторов возникали вопросы: на каком принципе должна быть построена

схема водоподготовки для системы непосредственного принудительного внутрипроводникового охлаждения токоведущих стержней обмотки статора (далее водяным охлаждением обмотки), каков должен быть состав устройств водоподготовки системы охлаждения, каковы должны быть параметры охлаждающей воды (дистиллята), характеризующие его качество, и ряд других. Эти вопросы возникали потому, что в литературе того времени не было публикаций, содержащих сведения нормативного или рекомендательного характера о построении схем водоподготовки или о требованиях, которым должно соответствовать качество воды для охлаждения электрических обмоток генераторов. На опытном гидроагрегате Волгоградской ГЭС была выполнена система водоподготовки на принципе простейшей одноступенчатой перегонки технической воды в дистилляторах. Принципиально такая схема водоподготовки была принята и для красноярских гидрогенераторов.

На гидроэлектростанциях было бы нецелесообразно строить сложный цех химической водоочистки (ХВО), аналогичный тепловым электростанциям (ТЭС) на большую производительность подготовки воды, определяемую потреблением котлоагрегатов. На ТЭС вопрос для целей охлаждения обмоток турбогенераторов решался автоматически – путём использования воды из цеха ХВО. Водопотребление турбогенераторов ТЭС на охлаждение обмоток составляет около 2% от общего объёма подготовки воды в ХВО. Каких-либо промышленных разработок по созданию серии мини-цехов ХВО в период конструирования гидрогенераторов Красноярской ГЭС не существовало, нет их и в настоящее время.

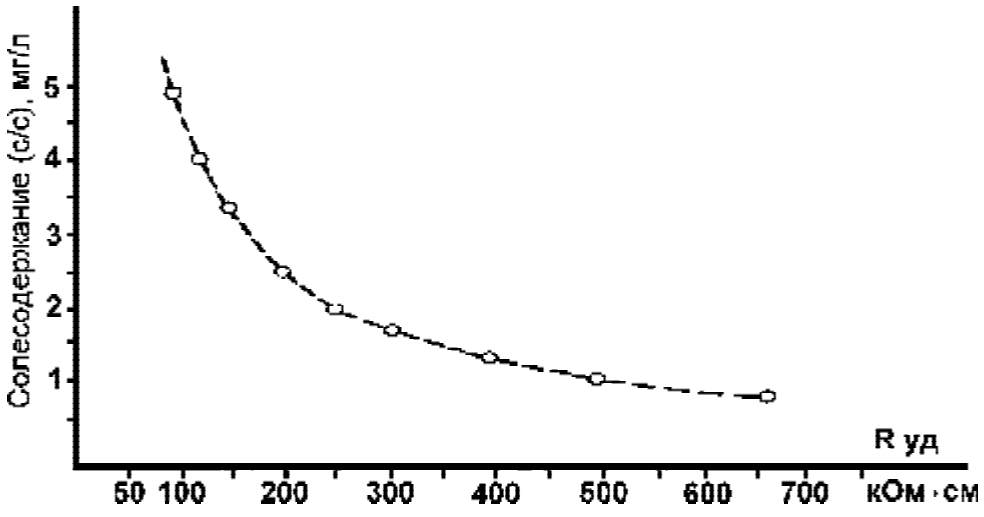


Рис. 4.5 Зависимость удельного сопротивления дистиллированной воды от солесодержания в ней

В период создания гидрогенераторов 500 МВт были заданы основные показатели допустимого качества дистиллята, которые сводились к тому, чтобы определять лишь солесодержание, обеспечивающее электрическую прочность не ниже 50 кОм·см (рис. 4.5) и отсутствие взвешенных механических примесей. С такими критериями и началась эксплуатация систем водоподготовки и охлаждения обмоток статоров гидрогенераторов Красноярской ГЭС.

Природная енисейская вода в створе ГЭС характеризуется нижеследующими показателями (табл. 49).

Таблица 49. Химический состав воды в р.Енисей

pH	7,5 - 7,8	$Cl_{(анионы)}$	0,4 - 1,1 мг/л
Жёсткость	1,3-1,2 мг.экв/л.	SO_4 - " -	3,1-12,0 мг/л
Щелочность	1,1-1,25 мг.экв/л.	$SiO_{3\,(катионы)}$	2,5-9,0 мг/л
$Ca^{+}_{(катионы)}$	1,2-0,7 мг.экв/л	Общее солесодержание	50,0-65,0 мг/л
Mg^{+} -"-	0,2-0,5 мг.экв/л	Окисляемость	2,2-2,96 мг/л O_2
Cu^{++} -"-	0,06-отс мг.экв/л	Сухой остаток	63,0-81,0 мг/л
Fe^{+++} -"-	0,01-0,19 мг.экв/л	Прокаленный остаток	34,0-71,0 мг/л
Al^{+++} -"-	0,01-отс мг.экв/л	Удельное сопротивление	8,46-10,1 кОм·см

При pH 7,5-7,8 соотношение форм угольной кислоты в воде при температуре +25^{0}С составляет CO_2+H_2CO_3 ≈ 20% и HCO_3 ≈ 80%, что свидетельствует о высокой ее способности воздействия на коррозионные процессы. После простейшей одноступенчатой перегонки дистиллят характеризовался показателями, представленными в таблице 50.

Таблица 50. Химсостав дистиллята в баке установки водоподготовки, полученного после одноступенчатой перегонки в эл.дистилляторах, по наблюдениям в течение одного года

Жёсткость, мг.экв/л	Щелочность, мг.экв/л	Углекислый газ CO_2, мг/л	Кислород O_2, мг/л	Медь Cu, мг/л	Железо Fe, мг/л	Хлориды, мг/л
0,008	от отсутств. до 0,115	10,84	6,0-9,0	0,056	0,041	1,23

В первые дни эксплуатации по разным причинам из обмоток возникали протечки дистиллята, сопровождавшиеся образованием в местах протечек налета зелёного цвета, свидетельствующего о протекании коррозионного процесса в системах охлаждения. Проблемы коррозии в электрических обмотках, охлаждаемых водой, в более поздний период появились и в зарубежной литературе [84]. Процесс

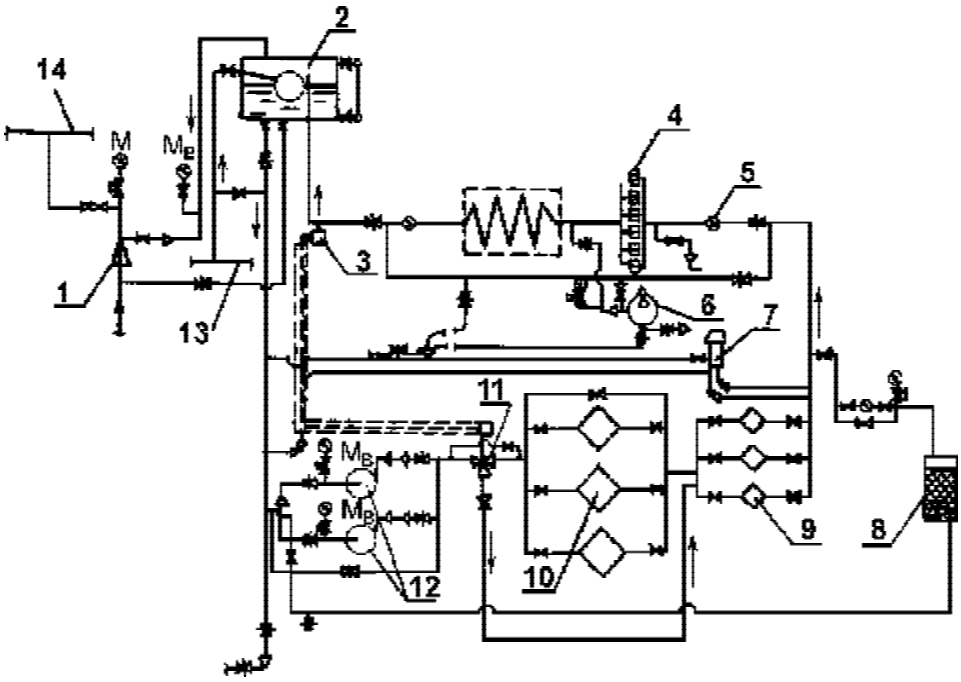


Рис. 4.6 Принципиальная схема непосредственного охлаждения обмотки статора гидрогенератора

1 – эжектор водоструйный; 2 – бак водяной; 3 – датчик температуры регулятора; 4 – фильтр магнитный; 5 – шайба измерительная; 6 – насос вакуумный; 7 – датчик солемера; 8 – ионно-обменный фильтр; 9 – фильтр механической очистки воды; 10 – теплообменник; 11 – регулятор температуры; 12 – насосы; 13 – магистраль дистиллированной воды от установки водоподготовки; 14 – магистраль технического водоснабжения; М – манометр; $М_в$ – мановакуумметр

коррозии сопровождался снижением удельного электрического сопротивления дистиллята. Для предотвращения этого в системе охлаждения гидрогенераторов (рис. 4.6) были встроены ионно-обменные фильтры (ИОФ). Внедрение фильтров позволило периодически, достаточно часто, включая ИОФ, снижать солесодержание в дистилляте и поддерживать его на новом уровне, заданном заводом, соответствующем удельному сопротивлению 100-200 кОм·см. Однако этими мероприятиями процесс коррозии прекратить было нельзя, поскольку в дистилляте содержание агрессивных газов O_2 и CO_2 было высоким, т.е. проектная система водоподготовки с простейшей одноступенчатой перегонкой воды в электродистилляторах не могла обеспечить необходимое качество приготовляемого дистиллята. В результате, в периоды непредвиденных и плановых ремонтов агрегатов, систематически выявлялись стержни обмотки с полностью закупоренным или значительно суженным сечением каналов индивидуальных проводников. Совместные исследования специалистов эксплуатации, завода и энергосистемы показали, что при действии механизма образования дистиллята (при одноступенчатой перегонке

воды) слабые соли угольной кислоты легко разлагаются по реакции [11]:

$$HCO^-_3 \rightarrow CO_2\uparrow + OH^-$$

с выделением свободной углекислоты, что приводит к увеличению в дистилляте содержания CO_2 по сравнению с исходной водой. При этом содержание O_2 в дистилляте определяется его температурой и растворимостью при атмосферном давлении; CO_2 и O_2 являются основными коррозийными агентами.

Кислород, попадая в тракт охлаждения обмотки, взаимодействует с медью полых проводников, в результате чего образуется закись меди Cu_2O в виде пленки, равномерно покрывающей поверхность канала охлаждаемого проводника. Cu_2O вступает в реакцию с CO_2, имеющимся в дистилляте, и процесс вновь интенсифицируется, т.е. принципиально таким образом происходит процесс вымывания меди из обмотки.

Характерный химический состав дистиллята, циркулирующего в обмотках первых двух гидрогенераторов в первоначальный период эксплуатации, представлен в таблице 51.

Таблица 51. Химический состав дистиллята гидрогенераторов № 1, 2 Красноярской ГЭС в первоначальный период их эксплуатации

Дата отбора проб	Жёсткость, мг.экв/л	Щелочность, мг.экв/л	CO_2, мг/л	Cu, мг/л	Fe, мг/л	Удельное сопротивление Rуд, кОм·см
19.01.68 г.	0,020	0,172	8,36	2,4	0,007	57
26.01.68 г.	0,037	0,191	7,04	2,0	0,007	52
8.08.68 г.	0,039	0,112	3,52	1,8	0,050	58
15.12.69 г.	0,033	0,130	7,48	1,12	0,030	95
Среднее значение	0,032	0,151	6,60	1,83	0,024	65,5

Многие специалисты опасность процессов видели в вымывании меди. Однако расчётное определение количества вымываемой меди показывает, что не здесь лежит острота проблемы. В самом деле, внутренняя поверхность полых проводников обмотки одного гидрогенератора 500 МВт составляет ~ $4,5\cdot10^6$ $см^2$. Среднее содержание меди в дистилляте составляет 1,8 мг/л.

Включение ионно-обменного фильтра производилось 1 раз в 8-12 дней, оно снижало содержание меди до 0,2 мг/л, т.е. в среднем за 10 дней вымыв меди составлял 1,6 мг/л. В системе охлаждения обмотки одного генератора циркулирует $10\cdot10^3$ л дистиллята. Утечки из системы охлаждения составляют 0,12 л/мин, или 173 л/сутки. Потери меди с утечками составляют $1,8\cdot10^{-3}$ 173 ≈ 0,3 г/сутки.

Вымыв меди в сутки из одного литра за счёт отбора её ионно-обменными фильтрами составляет 1,6:10=0,16 мг/л/сутки; на один генератор приходится $0,16 \cdot 10^{-3} \cdot 10 \cdot 10^{3} \approx 1,6$ г/сутки. Суммарные потери составят 0,3+1,6=1,9 г/сутки; или 1,9·365=0,694 кг/год.

За нормативный срок службы гидрогенератора (20-30 лет) потери меди составят 0,694·(20-30) ≈ 13.9-20,8 кг. А чтобы толщина стенки полых проводников уменьшилась лишь на 0,1 мм, необходимо потерять массу, составляющую $4,5 \cdot 10^{6}$ см^2·0,01 см· 8,9 г/см^3 = 400 кг, т.е. вымыв меди не приведёт к сколь-нибудь существенному уменьшению толщины стенки полых токоведущих проводников.

Опасность присутствия в дистилляте CO_2 и O_2 заключается в ином.

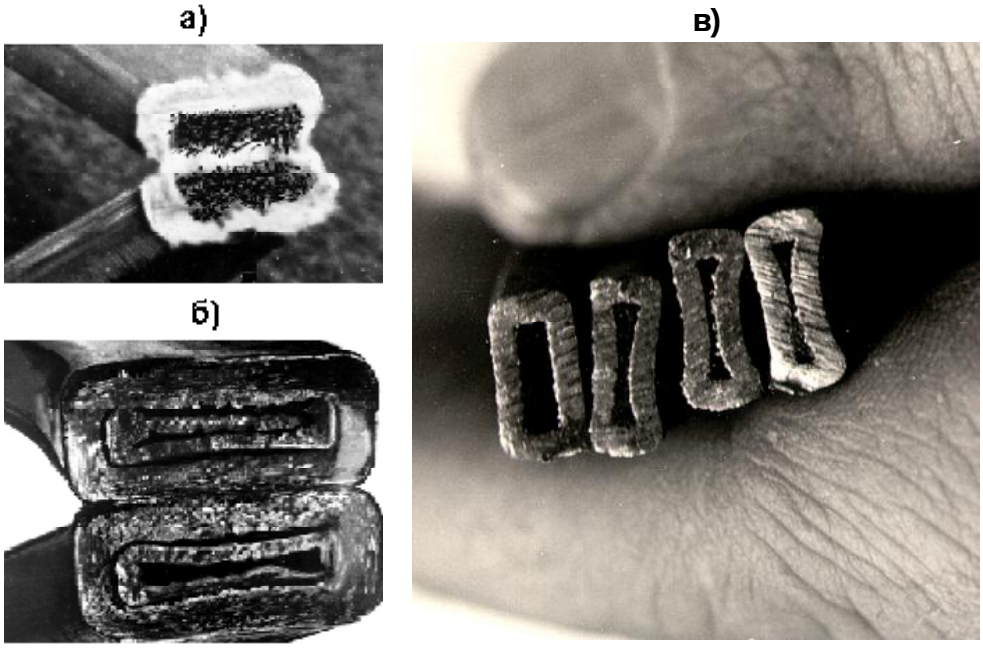


Рис. 4.7: а) – полная закупорка живого сечения полого проводника стержня обмотки статора (в разрезе); б) – частичная закупорка живого сечения полого проводника стержня обмотки статора (в разрезе); в) – разрез индивидуальных полых проводников стержня обмотки статора, живое сечение сплющено при изготовлении

Под действием углекислоты, растворенной в дистилляте, образуется основной карбонат меди $(CuOH)_2CO_3$, который является нестойким к нагреванию соединением. В гидрогенераторе при его рабочих температурах меди обмотки это соединение разлагается по реакции:

$$(CuOH)_2CO_3 \rightarrow 2CuO + H_2O + CO_2\uparrow,$$

образующийся при этом оксид меди CuO способен откладываться на внутренних стенках водяного тракта вплоть до закупорки полых проводников стержней, что и является главной опасностью коррозионного процесса в охлаждаемой электрической обмотке статора (рис. 4.7а,б). Этому способствовало в определенной мере несовершенство технологии проката медных проводников, которые в ряде случаев имели сплющенное сечение (рис. 4.7в).

Вывод о влиянии сравнительно невысокой температуры на ускорение коррозионных процессов согласуется с более поздними публикациями о результатах лабораторных исследований. Например, в [84] показано, что наиболее интенсивно процесс коррозии для меди и серебряного припоя протекает при температуре 38-64^0 С и с дальнейшим повышением её уменьшается.

Эта зависимость является очень важной, поскольку рабочая температура обмотки у гидрогенераторов 500 МВт Красноярской ГЭС при максимальной нагрузке, например, в гидравлической ветви, состоящей из шести последовательно соединенных стержней, составляла в среднем 40^{0}С – на первом входном и около 85^{0}С на последнем выходном стержне, т.е. на протяжении всей гидравлической ветви температурное состояние благоприятствует коррозионным процессам.

На одном из гидрогенераторов Красноярской ГЭС, проработавшем 9300 час. в период неудовлетворительного водно-химического режима (табл. 51), были обнаружены 100% закупорки живого сечения отдельных полых токоведущих (одновременно водонесущих) проводников (рис. 4.7а); химический состав и количественное соотношение материала закупорок были следующими:

Потери при прокаливании, %	Двуокись кремния, %	Окислы железа, %	Окислы меди, %
11,20	2,24	2,20	84,36

В этой связи проблема подавления агрессивных газов, CO_2 и O_2, стала исключительно острой.

В практике регулирования водно-химического режима на ТЭС и в тепловых сетях удаление агрессивных газов из подпиточной воды осуществляется путём термической деаэрации, химической дегазации и декарбонизации. Для удаления свободной углекислоты из обрабатываемой воды наиболее простым и эффективным способом является декарбонизация, основанная на принципе десорбции в условиях противотока воды и атмосферного воздуха. Однако разработок устройств для небольших расходов воды в практике

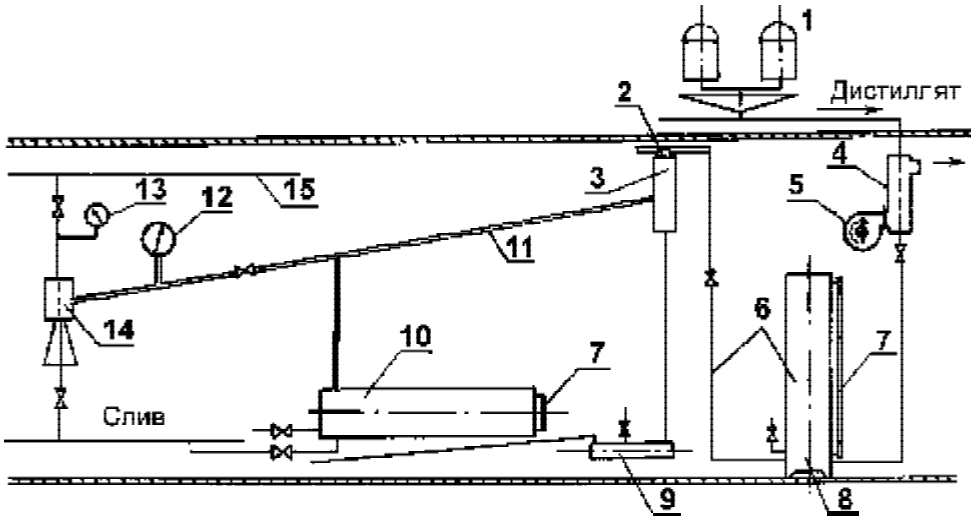
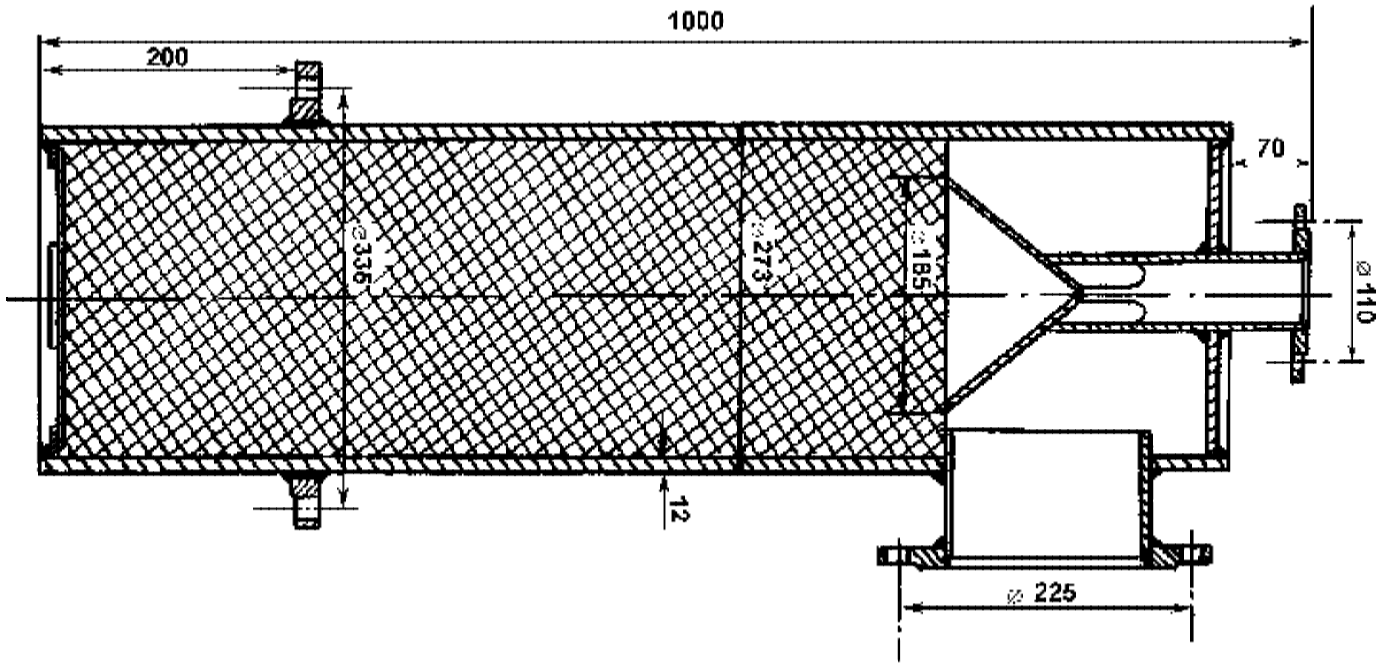


Рис. 4.8 Схема установки водоподготовки на принципе термовакуумной обработки дистиллированной воды

1 – электродистиллятор ЭД-2М3; 2 – форсунки; 3 – дегазатор с фарфоровыми кольцами "Рашига"; 4 – декарбонизатор; 5 – вентилятор; 6 – магистраль и емкость декарбонизированного дистиллята; 7 – водомерное стекло; 8 – бак промежуточный; 9 – отбор проб; 10 – бак для хранения дегазированного дистиллята; 11 – магистраль с вакуумом 0,98 · 10^{-1} МПа; 12 – мановакуумметр; 13 – манометр; 14 – эжектор; 15 – магистраль технической воды с давлением 0,63 МПа

водоподготовки не существовало. Поэтому эксплуатационниками были выполнены расчёты, изготовление и внедрение специальной системы термовакуумной дегазации на базе декарбонизации и вакуумирования дистиллята (рис. 4.8). Большой вклад в эту работу внес К. К. Горчаков. Установка водоподготовки состоит из основных элементов: декарбонизатора (рис. 4.9), дегазатора (рис. 4.10), бака промежуточного, бака хранения дегазированного дистиллята, эжектора, насосов и соединяющих их трубопроводов. Вода из электродистилляторов поступает через декарбонизатор в промежуточный бак, который выполняет функции уравнительного резервуара и гидрозатвора. При наличии вакуума в системе вода под действием атмосферного давления поступает в дегазатор и стекает в бак хранения, объём которого находится под одинаковым с дегазатором вакуумом. Бак хранения дегазированного дистиллята подсоединен к сливной магистрали, на которой установлены насосы для подачи воды непосредственно в системы охлаждения обмоток гидрогенераторов. Во избежание срыва вакуума в системе водоподготовки, насосы установлены более чем на 10 м ниже уровня расположения самой установки водоподготовки. Герметичность системы достаточно высокая, проверка на натекание показала, что за 1 час 20 мин. вакуум снижается с -0,095 МПа до -0,87 МПа.



Рис

.4.9

Декарбонизатор

Техническая характеристика

Аппарат предназначен для удаления свободной углекислоты из дистиллированной воды	
Полезный объем, м³	0,35
Пропускная способность, м³/час	2
Концентрация десорбции, мг/м³	
Площадь насадки, м²	0,7
Высота разработанного	

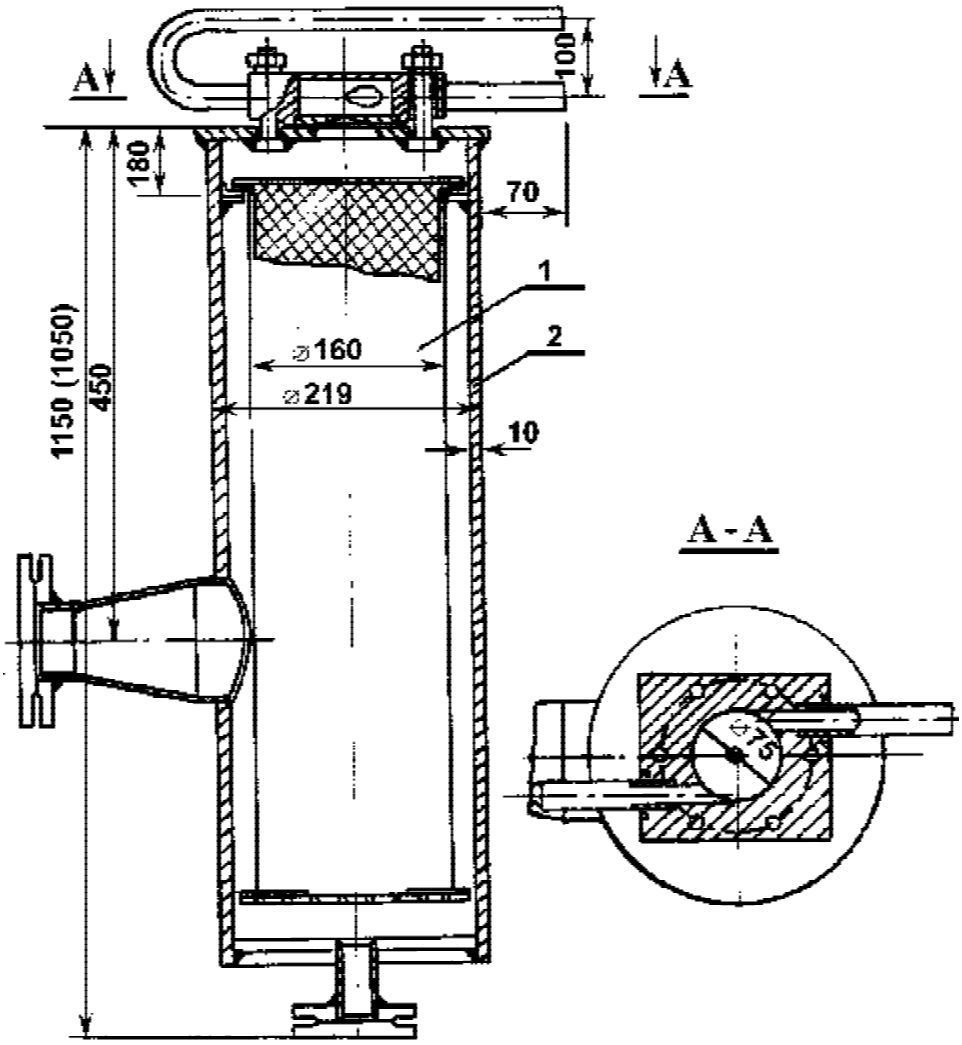


Рис. 4.10 Дегазатор вакуумный

1 – насадка из колец "Рашига"; 2 – корпус

Техническая характеристика разработанного дегазатора: Аппарат предназначен для удаления свободного кислорода и частично углекислоты, под действием вакуума, из дистиллированной воды, поступающей в аппарат после декарбонизатора. Полный объем аппарата 0,3 м^3; полезный объем 0,01 м^3; высота насадки из колец "Рашига" 0,62 м; концентрация свободной углекислоты на выходе из аппарата 0,9 мг/л; концентрация свободного кислорода на выходе из аппарата 0,3 мг/л.

Система водоподготовки была испытана в цикличном режиме порционной обработки дистиллята, всего было проведено 79 опытов, результаты некоторых циклов представлены в таблице 52.

Таблица 52. Результаты испытаний опытной системы термовакуумной дегазации дистиллята, разработанной Красноярской ГЭС

№ опыта (цикла)	Вакуум МПа	Качество дистиллята						Удельное сопротивление	
		перед дегазацией			после дегазации				
		CO_2, мг/л	O_2, мг/л	pH	CO_2, мг/л	O_2, мг/л	pH	перед дегазацией, кОм·см	после дегазации кОм·см
10	0,97	1,50	4,00	6,2	0,44	0,33	6,50	-	-
12	0,97	2,10	4,00	-	0,79	0,32	6,50	-	-
18	0,97	2,20	3,70	6,35	1,27	0,26	6,65	-	-
30	0,97	1,32	4,80	6,35	0,88	0,49	6,80	365	570
31	0,97	1,32	4,80	6,55	0,55	0,39	6,80	480	735
33	0,96	1.20	4,75	-	0,70	0,20	6,95	485	795
35	0,96	1,21	4,70	-	0,68	0,75	6,50	675	920
39	0,96	1,45	4,70	6,60	0,68	0,47	6,65	270	255
44	0,96	1,65	6,24	6,85	0,90	0,36	6,90	268	230

Опытная система водоподготовки была доработана с улучшением её компоновки с целью достижения наибольшей эффективности дегазаторов. Кроме того, были применены вакуумная запорная арматура и трубопроводы из нержавеющей стали. Увеличение объёма баков улучшило вентиляцию их парового объёма над уровнем воды. Промышленная мини-система водоподготовки позволила получить качество дистиллята ещё более высокое, химический состав и количественные соотношения его приводятся в таблице 53.

Таблица 53. Химсостав дистиллята в промышленной мини-установке водоподготовки Красноярской ГЭС, поступающего в системы охлаждения обмоток генераторов

Жёсткость, мг.экв/л	Щелочность, мг.экв/л	CO_2, мг/л	Cu, мг/л	Fe, мг/л	pH	O_2, мг/л
0,02	0,04	0,41	отсутст.	от 0,04 до отсут.	7,1	0,33

Сравнение содержания агрессивных газов в дистилляте до разработки специальной термовакуумной его обработки, приведённого в таблице 50, показывает, что произошло снижение CO_2 в 26 раз, O_2 – в 18-27 раз.

Однако эту работу нельзя было считать завершенной, поскольку важно было убедиться, что химсостав дистиллята, поступающего

в систему непосредственного охлаждения обмотки, существенно не изменится. Наряду с тщательным химическим контролем приготовления дистиллированной воды, был организован жёсткий контроль за водно-химическим режимом в системе охлаждения обмоток статоров. В таблице 54 представлены результаты наблюдений в период освоения по некоторым гидрогенераторам Красноярской ГЭС.

Таблица 54. Средние значения показателей работы гидрогенераторов и водно-химического режима в системах охлаждения их обмоток статоров за несколько лет после внедрения усовершенствованной установки водоподготовки Красноярской ГЭС

Номер гидро-генератора	CO_2, мг/л	Cu, мг/л	pH	O_2, мг/л	Мощность гидро-генератора, МВт	Удельное сопротив-ление дис-тиллирован-ной воды, кОм·см
2	0,44	0,100	7,25	3,52	420	320
3	0,88	0,070	6,75	2,72	430	400
4	1,10	0,140	6,85	2,72	400	300
7	0,66	0,090	6,95	4,40	390	400
8	0,66	0,160	6,80	3,60	460	400

Чтобы оценить влияние подготовленной с достаточно хорошими показателями по газосодержанию воды на качество водно-химического режима непосредственно в системе охлаждения обмоток, ограничиться лишь контролем химсостава воды в системе было нельзя. Механизм отложений окислов даже при малом содержании агрессивных газов продолжал действовать. Для количественной оценки процесса отложений необходимо было при ремонтах извлекать стержни из обмотки и "препарировать" их, накапливая статистику. Экспресс-методов таких исследований, неразрушающими способами, не существует. При каждом ремонте агрегата было принято за правило разбирать обмотку и извлекать стержни, вызывающие предположение о закупорках в них полых проводников. Это определение "подозреваемых" стержней осуществлялось по специально разработанному методу, о котором будет сказано ниже. Однако межремонтный цикл сравнительно большой, и накопление статистики о закупорках проводников было достаточно медленным. Поэтому параллельно с этим было проведено ещё и сопоставление качества водно-химического режима в системах охлаждения красноярских гидрогенераторов 500 МВт с турбогенератором 500 МВт Назаровской ГРЭС, который многие специалисты представляли как эталонный, поскольку там в цехе ХВО

после глубокого обессоливания приготовлялась "идеальная" вода по сравнению с приготовляемой на разработанной Красноярской ГЭС установке (табл. 55). Большинство специалистов, работающих в области проблем подавления коррозии в трубах котлоагрегатов, брались решать проблему подавления коррозии и в водяном тракте электрической обмотки, охлаждаемой непосредственно водой. Предполагалось, что применение и на ГЭС систем водоподготовки, подобно созданным для котлоагрегатов крупных ТЭС, где одним из главных показателей является глубокое обессоливание воды, решит проблему.

Таблица 55. Усредненные показатели водно-химического режима систем охлаждения обмоток гидрогенераторов 500 МВт Красноярской ГЭС и турбогенератора 500 МВт Назаровской ГРЭС

Показатели	Единица измерения	Красноярская ГЭС	Назаровская ГРЭС
pH		6,94	6,37
CO_2	мг/л	0,88	0,86
O_2	мг/л	3,40	4,26
Солесодержание	мг/л	1,25	0,47
Удельное сопротивление	кОм·см	370	1000

Из сопоставления данных видно, что характеристика водно-химического режима охлаждения обмоток гидрогенераторов Красноярской ГЭС по газосодержанию была не хуже, чем на турбогенераторе Назаровской ГРЭС. В то же время солесодержание в дистилляте было в 2,7 раза хуже, а удельное сопротивление почти в 3 раза ниже. Однако стремление к глубокому обессоливанию воды для целей охлаждения обмоток специалистами Красноярской ГЭС не признавалось необходимым, поскольку предполагалось, что это приводит к ускорению коррозионных процессов. Такие же соображения позже стали появляться и в зарубежных литературных источниках. Удельное сопротивление на уровне 100 кОм·см обеспечивает необходимую электрическую прочность, и многолетняя последующая практика это подтвердила. Что же касается сравнения цеха ХВО на ТЭС и несложной малозатратной мини-установки водоподготовки Красноярской ГЭС, созданной на основе принципа термо-вакуумной дегазации дистиллята, с предварительной его декарбонизацией, то здесь, при одинаковой их эффективности, установка ГЭС несопоставимо проще и по экологическим условиям целесообразнее.

Результаты вскрытия полых проводников стержней после наработки гидрогенераторами около 40 тыс. часов в условиях охлаждения их дистиллятом, приготовленным на усовершенствованной

общестанционной установке водоподготовки, и систематического включения ИОФ в непосредственной системе охлаждения генератора, показали, что новые закупорки не образуются, а на внутренней поверхности каналов проводников имеется налёт отложений, толщина которых не превышает сотых долей миллиметра.

Натурные испытания и исследования эксплуатационников позволили предложить норму показателей водно-химического режима для гидрогенераторов 500 МВт Красноярской ГЭС и рекомендовать их для распространения. Нормы были включены в эксплуатационную документацию Красноярской ГЭС (табл. 56).

Таблица 56. Нормы параметров водно-химического режима систем охлаждения генераторов Красноярской ГЭС

Жёсткость, мг.экв/л	Cu, мг/л	Fe, мг/л	CO_2, мг/л	O_2, мг/л	pH	Rуд., кОм·см
0,015	0,15	0,05	0,88	2,5	7,0	300-800

Эти нормы действовали на Красноярской ГЭС до 1981 г. Впоследствии в системах непосредственного охлаждения обмоток этой ГЭС был введён водно-химический режим на основе аммиачно-гидразинного способа его регулирования, поэтому нормы были там уточнены.

На Саяно-Шушенской ГЭС была принята схема водоподготовки для гидрогенераторов с учетом результатов успешной эксплуатации красноярских гидрогенераторов на завершающей стадии их освоения (до внедрения аммиачно-гидразинного способа). Специалисты, переносившие опыт на Саяно-Шушенскую гидроэлектростанцию, не согласились с предлагаемым методом аммиачно-гидразинного регулирования водно-химического режима в системах охлаждения обмоток, из-за сложности метода и, в определенной мере, небезопасности его для персонала и оборудования.

Наряду с этим, в литературе появились расчётные данные, показавшие, что при указанных в таблице 56 параметрах водно-химического режима скорости коррозии в системах охлаждения обмоток статора ещё достаточно высокие 0,002÷0,05 г/(м^2·ч). Это подтверждалось необходимостью достаточно часто включать ИОФ. Поскольку соотношение площади внутренней поверхности медных проводников к объёмам циркулирующей в них воды значительно, то насыщение её ионами меди происходит достаточно быстро. Кроме того, необходимо было выяснить количественные зависимости скорости коррозии от температурного режима, кислотности дистиллята, содержания ионов меди и кислорода. Поэтому исследования,

направленные на улучшение качества дистиллированной воды в системах охлаждения на Саяно-Шушенской ГЭС, были продолжены.

В связи с этим стали исследоваться, разрабатываться и внедряться системы, обеспечивающие водно-химический режим на различных принципах.

Например, предложения о регулярных очистках внутренней поверхности водяного тракта с помощью химических растворов не получили распространения из-за разъедания мест пайки соединений стержней с наконечниками, а также из-за сложности и опасности работы с химическими веществами при промывке.

Предлагался также химический способ, аналогичный применяемому при обработке воды для котлоагрегатов с помощью ионитовых фильтров смешанного типа, с дополнением схемы аммиачными фильтрами и с систематическим вводом в систему агентов, например, гидразина и аммиака. Этот способ достаточно сложный, так как требует наличия на ГЭС реагентного хозяйства, частой манипуляции ионитными фильтрами, особого контроля при вводе реагента, во избежание его передозировки – иначе это приведёт к аварийному снижению диэлектрической прочности дистиллята. Кроме того, было признано, что качество обслуживания таких систем во многом зависит от профессионального отбора специалистов с обязательным учётом их психофизиологических характеристик, поскольку при данном способе человек становится неотъемлемым звеном трудоёмкой системы управления водно-химическим режимом, а санитарно-гигиенические условия труда при этом способе оставляют желать лучшего.

На Саяно-Шушенской ГЭС была высказана идея, заключающаяся в том, чтобы не стремиться к созданию сложных систем для получения особо высокой очистки воды и тракта, для чего необходимо осуществлять сложные и высокоответственные химические операции, а с помощью нетоксичных химических веществ (комплексообразователей), загружаемых в объёмы тракта обмотки по определённому графику, и соответствующей дозировки их достигать такого равновесного состояния водно-химической среды, которая бы обеспечивала, с одной стороны, резкое замедление коррозийных процессов и не способствовала отложениям в тракте, а с другой – не влияла на уменьшение удельного сопротивления воды ниже предельно допустимого.

Решение такой задачи было осуществлено совместно Ленинградским политехническим институтом (А. М. Сухотин), ЛПЭО “Электросила”, химслужбой и турбинным цехом Саяно-Шушенской ГЭС.

На основании термодинамически рассчитанных кривых (рис. 4.11) растворимости CuO и опытных данных для определения

влияния химического состава водяного раствора на образование медно-окисных отложений (рис. 4.12) на поверхностях теплообмена было установлено, что для предотвращения образования отложений необходимо снизить концентрацию Cu^{2+} в охлаждающей воде при pH 7 и температуре 100^0C до значений $63,5\ 10^{-9}$ г/л.

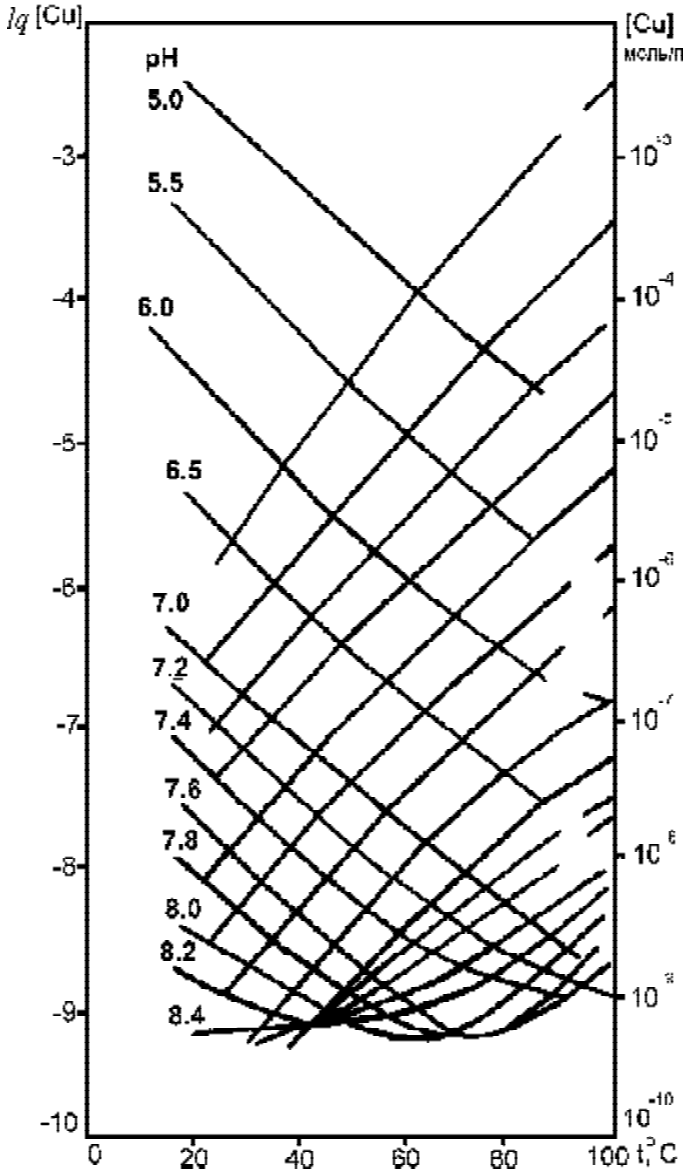


Рис. 4.11 Зависимость растворимости CuO от pH воды и температуры

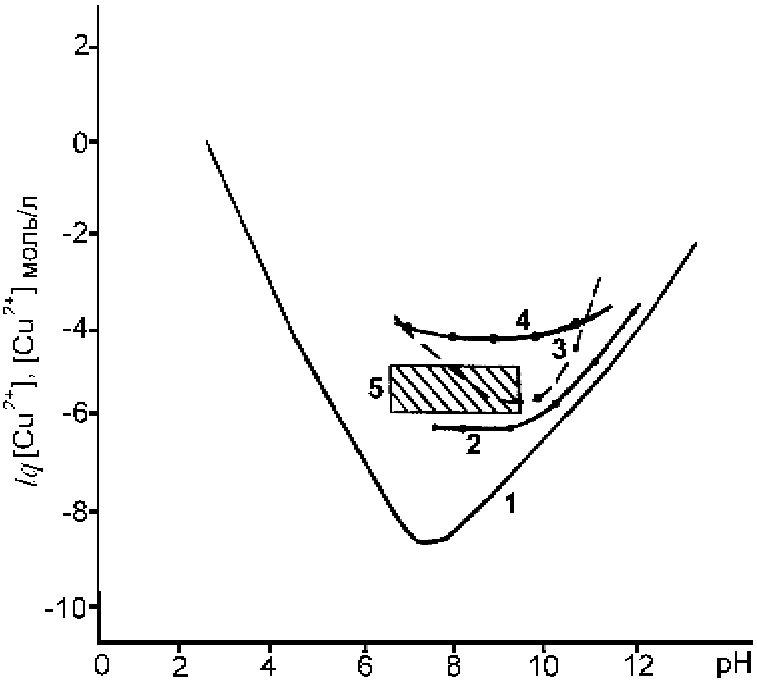


Рис. 4.12 Критические концентрации осадкообразования CuO

1 – растворимость CuO в воде при 100^0 С; 2 – экспериментально определенные критические концентрации осадкообразования; 3 – растворы МЭА; 4 – растворы МЭА+ БТА+ФАД; 5 – реально наблюдаемые концентрации Cu^{2+} в системах охлаждения обмоток статора

Характер температурной зависимости растворимости имеет большое практическое значение для дальнейших решений, поскольку ею, как уже было отмечено выше, определяется зона преимущественного образования отложений. В кислых и близких к нейтральным растворах такой опасной зоной является горячая часть тракта, в особенности лобовых частей стержней обмотки, что и показала практика эксплуатации гидрогенераторов.

Решением поставленной задачи стало связывание ионов меди в растворе в прочные комплексные соединения. Концентрация свободных, не связанных ионов Cu^{2+} была снижена на несколько порядков, а растворимость CuO в воде, содержащей комплексообразователь, во столько же раз увеличена. При этом комплексообразователи должны были обеспечивать и необходимый ингибиторный эффект.

В результате лабораторных исследований был разработан комплексный ингибитор коррозии и отложений (ИКО-I), включающий моноэтаноламин (МЭА), бензотриазол (БТА) и формальдегид (ФАД).

В процессе натурных исследований в системе охлаждения обмоток проводился контроль скорости коррозии меди (как одного из важнейших показателей процесса коррозии), удельного сопротивления дистиллята, его химического состава и содержания O_2, CO_2 и pH.

Установившиеся значения параметров водно-химического режима, после ввода ИКО-I, достигались через 1-12 месяцев. Этот разброс определялся индивидуальными свойствами гидрогенераторов по "загрязнённости" их водяных трактов.

Среднее значение скорости коррозии с ИКО-I по 9 гидрогенераторам установилось 0,000057 г/(м^2·ч). Максимальное значение составляло 0,000085, минимальное 0,000019 г/(м^2·ч). Скорость коррозии определялась специально разработанными и размещёнными в водяном тракте систем охлаждения резистометрическими датчиками, чувствительный элемент которых представлял собой слой меди, нанесённый на ситалловую пластину.

На Саяно-Шушенской ГЭС один агрегат (№1) для сравнения работал несколько лет без ИКО-I. В его системе охлаждения скорость коррозии составила 0,004÷0,006 г/(м^2·ч). По литературным данным, на гидрогенераторах других ГЭС, в аналогичных условиях в системах охлаждения, скорость коррозии составляет 0,002÷0,05 г/(м^2·ч).

Таблица 57. Результаты натурных исследований скорости отложения окислов в проводниках стержней обмотки статоров гидрогенераторов Саяно-Шушенской ГЭС, работавших без ввода ИКО и с вводом ИКО

Место образца, вырезанного из стержня для отбора отложений на химический анализ	Длина образца стержня, м	Количество отложений			Кол-во CuO на 1 м длины, мг/м	Общая толщина слоя медно-окисных отложений мкм
		Приведенное расчётом к Cu, мг	На 1 м длины стержня, мг/м	С поправкой на коррозию при отмывке, мг/м		
Г-1, работавший без ИКО-1						
Пазовая часть	0,48	395	823	778	972	12,66
Нижняя лобовая часть	0,46	218	474	429	536	6,98
Г-2, работавший с ИКО-1						
Нижняя лобовая часть	0,47	20	43	33	41	0,52
Пазовая часть	0,45	29	64	54	67	0,87
Верхняя лобовая часть	0,48	13	27	17	21	0,27
Г-5, работавший с ИКО-I и с ИКО-4 в сумме 12 лет						
Пазовая часть	0,61	37	62	42	77	0,8
	0,604	81	131	90	166	1,75
Нижняя лобовая часть	0,530	18	31	20	39	0,44
	0,510	16	31	17	38	0,4
Верхняя лобовая часть	0,534	9	18	10	22	0,24
	0,530	10	19	11	24	0,25

Для оценки скорости коррозии было проведено сравнительное исследование количества меднооксисных отложений внутри полых проводников обмотки двух гидрогенераторов, проработавших около 5 лет (№ 1 без ИКО-I; № 2 с ИКО-I) путём извлечения стержней, разрушения их, осмотра внутренней поверхности проводников и отбора с неё отложений на анализ, результаты которого показаны в таблице 57. В этой таблице помещены также результаты по гидрогенератору № 5, проработавшему 6 лет с ИКО-I и 6 лет с ИКО-4.

Из приведённых данных видно, что благодаря регулированию водно-химического режима в системах охлаждения обмоток генераторов с помощью ИКО-I и ИКО-4 скорость коррозии сократилась в 70÷100 раз, а медно-окисные отложения в каналах проводников стержней уменьшились в 13÷15 раз.

Регулирование водно-химического режима с помощью ИКО-I в течение 5 лет показало, что параметры устойчивы и составляют:

Cu^{2+} – 30-388 мкг/л; O_2 – 1-5 мг/л; CO_2 – 1,6-3,9 мг/л;

$R_{уд}$ – 150-300 кОм·см; pH – 7-7,8

Результаты работы были использованы при составлении эксплуатационного циркуляра "Об организации водно-химического режима систем охлаждения обмоток статора турбо- и гидрогенераторов" № Ц-10/85 (Э) от 28.05.85 г.

Наряду с тем, что внедрение защиты системы охлаждения от коррозии с применением ИКО-I было успешным, имели место и определённые трудности. Главная из них – в дозировке комплексообразователя МЭА, который вводился путём присадки на смолу ионно-обменного фильтра, и требовалась постоянная отмывка смолы от МЭА. Контролировать процесс отмывки трудно; чистая смола других ИОФ, включаемых для поддержания $R_{уд}$, вскоре "загрязнялась" МЭА; комплексообразователь из смолы плохо выходил в систему; механическая прочность смолы от воздействия МЭА снижалась; имели место другие малотехнологичные операции при раыботе с ИКО-I.

В этой связи продолжался поиск комплексообразователей, лишенных указанных недостатков, с простой технологией их использования. В результате поиско-исследовательских работ был найден комплекс из двух составляющих: БТА и оксид кадмия (ОКД), который получил название ИКО-4.

Регулирование параметров водно-химического режима в системах охлаждения обмоток гидрогенераторов Саяно-Шушенской ГЭС с ИКО-4 выполняется в порядке опытно-промышленной эксплуатации уже более 8 лет. За первые 4 года скорость коррозии составила

$11,9 \cdot 10^{-5}$ г/(м^2·ч). В последующий период она снизилась до $1 \cdot 10^{-6}$ г/(м^2·ч). (Выше приведен тот же показатель с ИКО-I $5,7 \cdot 10^{-5}$ г/(м^2·ч).

Среднее содержание других показателей составляет:

Cu^{2+} – 0-50 мкг/л; O_2 – 1700-2500 мкг/л; CO_2 – 1200-10500 мкг/л; $R_{уд}$ – 100-250 кОм·см; pH – 6-7,3.

Опыт эксплуатации за указанный период показал, что загрузка реагентов в системы происходит редко, технология их ввода исключительно простая и не требует высокого уровня специализации операторов. Так, БТА вводится 1-2 раза в год, а ввода ОКД, загруженного 8 лет назад, ещё не требуется из-за очень небольшой его растворимости. В этой связи, содержание Cd^{2+} в охлаждающей воде не превышает ПДК 10 мкг/л, измерение его производилось точными полярографическим и атомно-адсорбционным методами.

Согласно циркуляру № 10/85 (Э), заводом-изготовителем были приняты предложенные авторским коллективом Саяно-Шушенской ГЭС нормы качества охлаждающей воды для систем охлаждения гидрогенераторов на основе ИКО: pH при Т $+25^0$С 6-8,5; O_2 не более 2500 мкг/л; Cu^{2+} не более 100 мкг/л; $R_{уд}$ не менее 75 кОм·см; при Т $+25^0$С.

Результаты проведенных исследований позволяют сделать очень важные выводы:

– при конструировании крупных гидрогенераторов с водяным охлаждением обмоток необходимо специально проектировать схемы водоподготовки, не стремясь к глубокому обессоливанию воды в отличие от требований по её подготовке для котлоагрегатов тепловых электростанций. Это, на примере создания системы охлаждения гидрогенераторов Саяно-Шушенской ГЭС, обеспечивает необходимую надёжность схемы, простоту её обслуживания, и не требует больших затрат на изготовление и эксплуатацию системы;

– надёжность состояния водно-химической среды в системах охлаждения обмоток, исключающая отложения и закупорку полых токоведущих проводников, обеспечивается за счёт снижения скорости коррозии путём связывания ионов меди в комплексные стойкие химические соединения. В этом химическом процессе на поверхности меди в каналах проводников образуется тонкая и прочная плёнка окислов, которая препятствует взаимодействию коррозионных агентов O_2 и CO_2 с медью, поэтому не следует нормировать их содержание в охлаждаемой воде. Нормировать при ингибиторном способе регулирования водно-химического режима необходимо лишь скорость коррозии меди, pH и удельное сопротивление воды;

– на Саяно-Шушенской ГЭС впервые в системах охлаждения обмоток статоров гидрогенераторов, на основе ИКО, обеспечено надёжное управление водно-химическим режимом, а также разработаны нормы этого режима. Метод регулирования необходимо рекомендовать для распространения.

4.2.2 Вибрационный контроль обмотки статора

Одной из главных причин, которая способствует нарушениям в водяном тракте обмотки статора, является вибрация обмотки, в особенности лобовых частей (рис. 4.13; 4.14). Воздействие вибрации опасно ещё и тем, что при значительных (больше определённой величины*) перемещениях стержней обмотки в пазовой и лобовой частях происходит механическое истирание изоляции о стенки паза, дистанционные распорки и о другие элементы раскрепления обмотки. Такое воздействие само по себе может резко снизить электрическую прочность изоляции, поскольку истирание её может быть значительным, а в сочетании с увлажнением процесс разрушения изоляции до электрического пробоя развивается очень быстро.

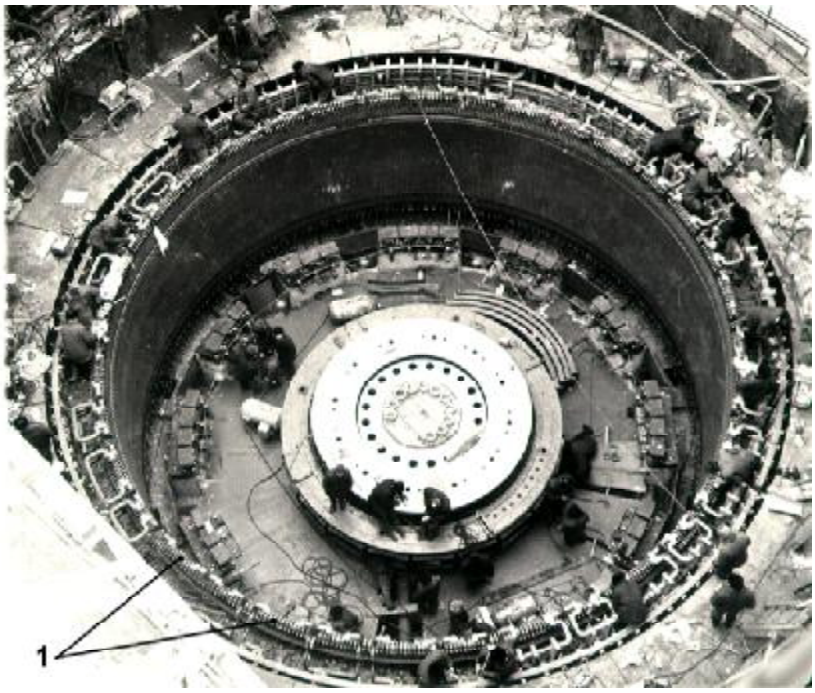


Рис. 4.13 Внешний вид гидрогенератора Саяно-Шушенской ГЭС со смонтированной обмоткой статора

1 – лобовые части обмотки

**) В начале исследований предельная величина вибрации была неизвестна.*

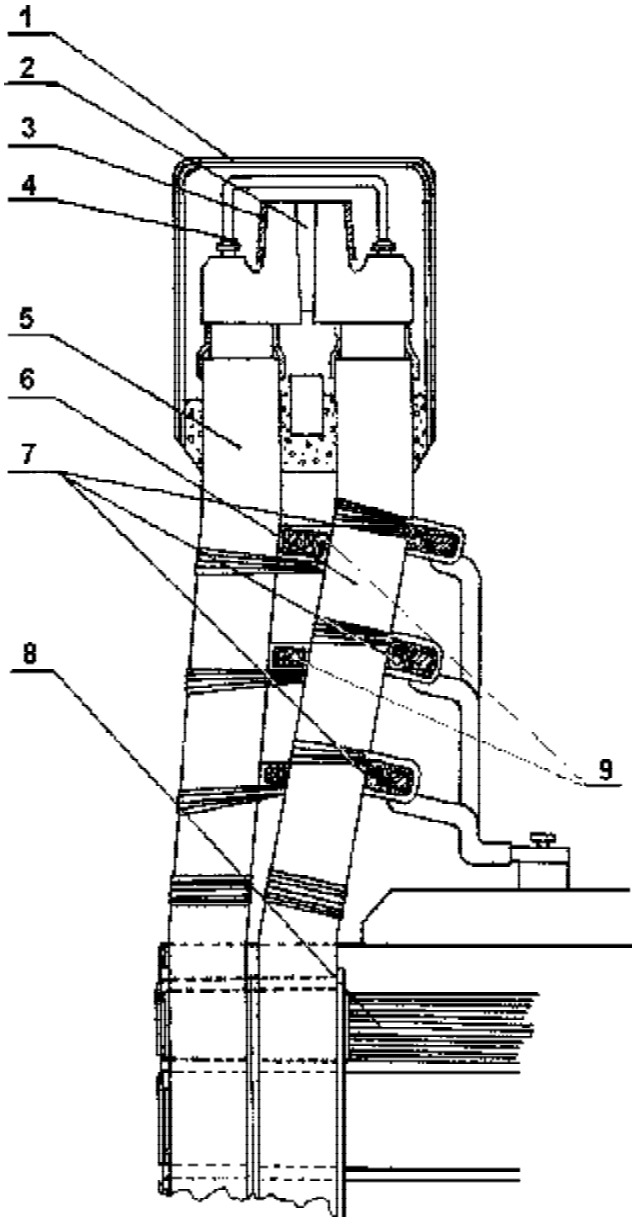


Рис. 4.14 Крепление верхних лобовых частей обмотки статора гидрогенератора Саяно-Шушенской ГЭС

1 – изолирующая коробочка головки обмотки; 2 – медный клин; 3 – соединительный хомут; 4 – водосоединительная трубка; 5 – верхний стержень обмотки статора; 6 – нижний стержень обмотки статора; 7 – бандажные кольца статора; 8 – активное железо статора; 9 – распорки

В конечном счете, при прочих равных условиях, механический износ изоляции и нарушение герметичности водяного тракта обмотки зависят от величины перемещений элементов обмотки, которые

являются следствием ослабления креплений (например, бандажной вязки). Эти элементы, в свою очередь, теряют свои первоначальные свойства и размеры от вибрационного воздействия, которое тем больше, чем выше электродинамические силы и больше продолжительность их воздействия. Следовательно, контроль вибрации обмотки статора важно и необходимо осуществлять регулярно, а не только в случае возникновения дефектов от воздействия вибрации, когда может быть уже поздно заниматься исследованием вибрационного состояния обмотки.



а) **б)**

Рис. 4.15 Повреждение изоляции обмотки генератора Красноярской ГЭС

а – истирание изоляции об элементы крепления;
б – смятие изоляции об элементы крепления

В пусковой период освоения гидрогенераторов Красноярской ГЭС не существовало нормативных документов о вибрационном контроле обмотки статора. Более того, в дискуссии со специалистами завода и научно-исследовательских учреждений об организации вибрационного контроля первых, вводимых в эксплуатацию гидрогенераторов, учеными ставилась задача вибрационного контроля только сердечника статора. Эксплуатационники с этим не согласились. Решение о комплексных натурных вибрационных испытаниях гидрогенераторов были приняты под влиянием аргументов о выявленных истираниях изоляции и элементов крепления обмотки по признаку появления порошка в местах их соприкосновения (рис. 4.15).

Позднее в 1970 г. появилась рекомендация (но не норма) проводить специальные испытания гидрогенераторов при возникновении дефектов на обмотке и ориентироваться на величину

перемещений ЛЧ 100 мкм. Такие специальные испытания способно провести научно-исследовательское учреждение, но не эксплуатационная организация в силу ограниченной численности персонала и специфики его работы, отсутствия необходимой оснащенности и специальной подготовки, т.е. в период освоения гидрогенераторов Красноярской ГЭС документов, регламентирующих эксплуатационный вибрационный контроль, не было.

Всесторонние вибрационные испытания, в особенности головных гидрогенераторов, безусловно должны иметь и научно-исследовательскую направленность, так как это необходимо для развития генераторостроения. Проектирование новых, ещё более совершенных гидроагрегатов может успешно осуществляться лишь на базе полученных результатов исследований агрегатов-предшественников. Поэтому работа по изучению вибрационных характеристик должна была разделиться на два направления: первое – разносторонние исследования, второе – поиск предельно унифицированных и минимизированных эксплуатационных испытаний и методов контроля.

Эксплуатационные вибрационные испытания должны были быть значительно меньше по объёму, чем исследовательские. Методики такого контроля не существовало. Она была создана в процессе контроля вибрации обмоток статоров, осуществлявшегося эксплуатационниками совместно с ВНИИЭ.

В период освоения в структуре Красноярской ГЭС для целей эксплуатационного контроля была создана лаборатория технической диагностики (ЛТД). Она, в частности, выполняет измерения вибрации обмоток и сердечников статоров гидрогенераторов, обрабатывает полученные материалы, анализирует результаты натурных испытаний и выдаёт рекомендации по предотвращению возникновения дефектов.

Анализ вибрационного состояния гидрогенераторов производился во взаимосвязи с результатами визуального обследования состояния конструктивных и активных частей генераторов (лобовых частей и бандажных креплений, корпуса статора, сердечника, стыковых узлов и т.д.), а также с параметрами, оценивающими и характеризующими тепловое состояние, герметичность и проходимость водяного тракта, влажность изоляции, токовую нагрузку, и другими. Учитывались все факторы, от которых может зависеть изменение вибрационного состояния гидрогенератора – внезапные КЗ во внешней сети, сбросы нагрузки, несимметричные режимы и другие воздействия.

По данным измерений величины вибраций ЛЧ обмоток статоров имеет значительный разброс, как между гидрогенераторами, так и между собой в пределах одной обмотки. Вибрация верхних ЛЧ на красноярских гидрогенераторах примерно вдвое меньше вибрации

нижних ЛЧ, поскольку они длиннее. По этой причине для эксплуатационного контроля вибрация измерялась только на нижних ЛЧ. Это отвечает условию минимизации такого контроля. Измерение вибрации верхних ЛЧ обязательно производилось лишь при обнаружении внешних признаков ухудшения крепления обмоток, а именно: ослабления бандажей, наличия порошка от истирания изоляции и деталей крепления обмотки, видимых смещений стержней и элементов, с ними связанных, и др.

Таблица 58. Результаты измерений вибрации ЛЧ генераторов Красноярской ГЭС после усовершенствования их креплений

№ гидрогенератора	Месяц и год измерений	X – тангенц. средняя, мкм	Y – радиальн. средняя, мкм	Во сколько раз превышает X >Y	X – тангенц. максим., мкм	Y – радиальн.м максим, мкм	Во сколько раз превышает X >Y
1	10.74 г.	31,0	16,5	1,88	73,0	65,0	1,13
	08.75 г.	37,0	16,3	2,27	100,0	68,0	1,47
	10.75 г.	13,0	-	-	40,0	-	-
2	04.73 г.	46,0	60,0	0,77	118,0	-	-
	04.74 г.	25,4	13,5	1,92	64,0	28,0	2,67
	04.75 г.	22,6	11,5	1,97	39,0	20,0	1,95
3	10.74 г.	12,1	10,4	1,17	32,0	19,0	1,69
	01.76 г.	15,0	9,0	1,67	40,0	25,0	1,60
	03.76 г.	20,0	11,0	1,82	46,0	19,0	2,42
4	03.73 г.	27,0	20,0	1,35	-	-	-
	02.76 г.	24,5	11,4	2,15	65,0	49,0	1,33
5	04.75 г.	12,0	13,0	0,93	24,0	24,0	0,0
6	10.75 г.	7,2	6,7	1,08	31,0	26,0	1,2
7	03.74 г.	34,0	27,0	1,26	-	-	-
	12.74 г.	12,0	9,0	1,34	23,0	20,0	1,15
8	02.75 г.	12,7	5,8	2,2	39,0	12,0	3,25
9	02.75 г.	15,2	9,5	1,6	33,0	24,0	1,38
10	10.73 г.	46,0	32,0	1,44	65,0	55,0	1,18
	04.75 г.	49,4	34,8	1,42	70,0	51,0	1,37
	02.76 г.	30,0	12,0	2,5	80,0	45,0	1,78

Измерялась двойная амплитуда вибрации (мкм) с частотой 100 Гц в режиме установившегося 3-х фазного КЗ при токе статора 21,6 кА.

Результаты натурных измерений вибрации ЛЧ на 10 гидрогенераторах, выполненных в течение нескольких лет, представлены в таблице 58. Эти гидрогенераторы имеют однослойную обмотку.



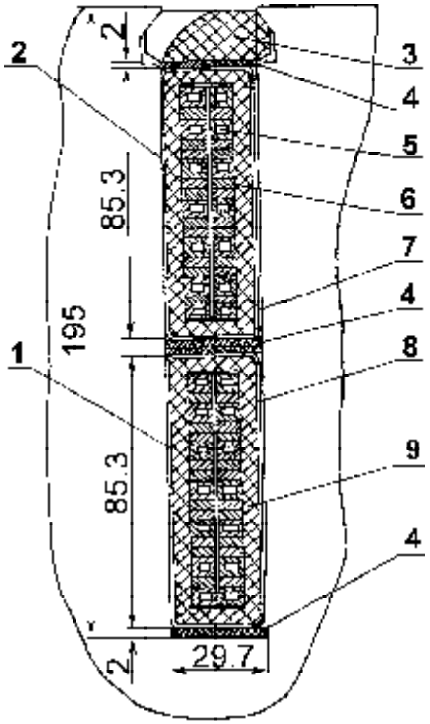


Рис. 4.16 *Статор гидрогенератора*

а – *укладка стержня двухслойной обмотки*; *б* – *стержни сплошной основная изоляция*: *1* – *элементарный нижнего ряда*; *2* – *6* –

Гидрогенераторы № 11, 12 выполнены позже с двухслойной обмоткой, являясь прообразом гидрогенераторов Саяно-Шушенской ГЭС (рис. 4.16).

Представленные результаты натурных измерений вибрации показывают, что её уровень определяется, как правило, величиной тангенциального направления – Х. Это объясняется как небольшой жесткостью стержня в направлении, перпендикулярном к широкой его стороне, так и особенностями типа крепления ЛЧ, примененного на гидрогенераторах Красноярской ГЭС, имеющих однослойную обмотку (рис. 4.17). Ослабление этого крепления проявляется значительным увеличением вибрации в направлении Х. Однако, вибрация в радиальном направлении Y также имеет значение, поскольку изменение её величины свидетельствует о степени жёсткости крепления стержней к бандажным кольцам. Например, имел место один случай на гидрогенераторе № 2 после 14000 часов работы (примерно через 4 года эксплуатации), когда уровень вибрации в направлении Y был выше, чем в направлении Х. Это ярко проявлялось до усовершенствования креплений ЛЧ (таблица 59).

Таблица 59. Результаты измерений вибрации обмотки статора гидрогенератора № 4 (до усовершенствования крепления ЛЧ)

Дата испытаний	Ток статора	Температура меди максимальная – минимальная	Величина вибрации, № стержня, № головки ЛЧ, направление вибрации (X,Y)						
			№ 442 стержень на выходе из паза	№ 442 головка ЛЧ		№ 446 стержень на выходе из паза		№ 446 головка ЛЧ	
	кА	**^{0}C**	**Y**	**Y**	**X**	**Y**	**X**	**Y**	**X**
25.07.70	22,0	-	82	85	19	120	54	62	36
26.07.70	21.8	-	79	98	18	108	62	70	52
26.07.70	21.3	75-80	76	85	16	107	54	70	34
26.07.70	22.0	72-74	87	108	22	117	57	75	45
27.07.70	21.0	50-65	86	100	22	120	68	58	33
27.07.70	21.5	74-80	80	83	19	131	56	53	18
28.07.70	21.0	68-73	63	133	43	87	85	62	18
28.07.70	23,8	74-82	90	110	30	147	70	64	20
30.07.70	25.9	-	130	140	35	190	94	83	34
30.07.70	25.0	-	122	135	36	170	87	80	33
30.07.70	21.6	-	96	130	35	134	70	66	33

Измерялась двойная амплитуда вибрации (мкм) с частотой 100 Гц в режиме установившегося 3-х фазного КЗ.

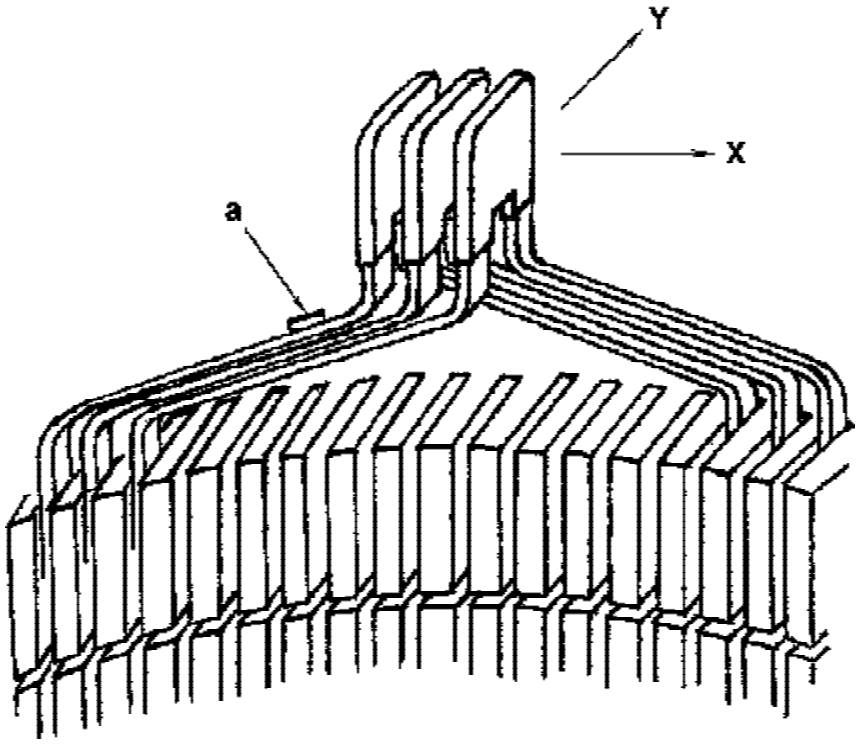


Рис. 4.17 Принципиальная схема верхних лобовых частей однослойной обмотки

а – место установки датчиков вибрации; X – тангенциальное направление измеряемой вибрации; Y – радиальное направление измеряемой вибрации

Для оперативной эксплуатационной оценки вибрационного состояния обмотки гидрогенератора после усовершенствования её крепления было принято решение производить измерения в направлении X. Вместе с тем, измерения в направлении Y необходимо было проводить раз в 5-7 лет для более углублённого анализа и поиска корреляционных связей величин вибрации в направлениях X и Y, либо при получении неблагополучных результатов измерения в направлении X, либо при появлении каких-либо признаков значительного ослабления крепления обмотки. Такой дифференцированный подход помог сократить трудоёмкость измерений при оценке вибрационного состояния обмотки в эксплуатационных условиях без ущерба для их качества.

Результаты натурных исследований показали сильную зависимость вибрации стержней обмотки на выходе из паза и эвольвенты ЛЧ от состояния жесткости бандажной вязки и плотности стержней в пазу. При недостаточном уплотнении стержня в пазу, даже при хорошем бандажном креплении, вибрация стержня на выходе из паза будет высокой. При улучшении уплотнения стержня

в пазу, при одинаковой степени крепления ЛЧ к бандажным кольцам происходит резкое уменьшение величины вибрации стержня и на выходе из паза, и на головке. Опыт показал, что уплотнение стержней снижает вибрацию на головках с величины около 250 мкм в среднем до ~50 мкм (рис. 4.18).

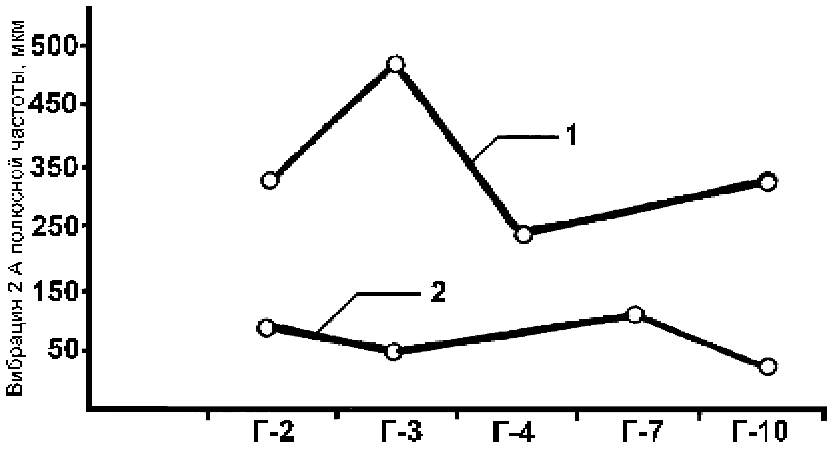


Рис. 4.18 Уровень вибрации лобовых частей в зависимости от качества их закрепления и уплотнения стержней обмотки в пазу при нагрузке 500 МВт на генераторах Красноярской ГЭС

1 – до усовершенствования креплений ЛЧ; 2 – после усовершенствования креплений ЛЧ; Г-2 – номер генератора

На работающем в сети генераторе или на холостом ходу с возбуждением с определенными мерами предосторожности возможно снимать показания датчиков, установленных лишь на ограниченном числе стержней обмотки (3-5 шт.), имеющих нулевой электрический потенциал. В режиме короткого замыкания этого ограничения нет.

Поэтому на основе натурных измерений вибрации лобовых частей обмоток статоров необходимо было установить зависимость между уровнем вибрации ЛЧ в режиме установившегося 3-х фазного КЗ и уровнем при номинальной нагрузке гидрогенератора. Такая достаточно стабильная зависимость была установлена совместными исследованиями ВНИИЭ и специалистами Красноярской ГЭС. Вибрация при номинальной нагрузке находится в пределах 1,25-1,35 от величины вибрации, полученной в режиме 3-х фазного, установившегося КЗ при номинальном токе 21,6 кА и нормальном тепловом состоянии обмотки железа статора (в опыте 3-х фазного КЗ не учитываются инерционные силы, передаваемые сердечником лобовым частям обмотки, поэтому полученная зависимость должна использоваться при вибрациях сердечника, не выходящих за пределы норм).

Специалистами эксплуатации был предложен метод основного эксплуатационного виброконтроля обмотки статора с охватом измеряемых ЛЧ на 20-30 стержнях в режиме 3-х фазного, установившегося КЗ. Этот метод вошёл в нормативную эксплуатационную документацию ГЭС и продолжает использоваться. Его применение подтвердило надёжность и достаточность получаемых данных, чтобы достоверно судить о вибрационном состоянии обмоток статоров гидрогенераторов. Впоследствии специалисты ЛТД, используя возможности современной вычислительной техники, в частности, ПЭВМ, внесли ряд улучшений в практику применения метода.

Разработав метод эксплуатационного контроля вибрации обмотки статора, необходимо было иметь критерии её величины, которых не было к моменту ввода в действие гидрогенераторов 500 МВт, была лишь рекомендация величины вибрации для проводимых специальных испытаний. Не было эксплуатационного контроля, не было и норм.

Позже, в 1970 г., "Временной научно-технической комиссией по изучению опыта эксплуатации и разработки дополнительных мероприятий по повышению надёжности гидрогенераторов Красноярской ГЭС" были рекомендованы нормы для них на вибрацию элементов обмотки статора, которые приводятся в таблице 60.

Таблица 60. Временные нормы на вибрацию элементов обмотки статоров красноярских гидрогенераторов

Оценка	Вибрация элементов ЛЧ обмотки статора, мкм	
	Выход из паза	Головка ЛЧ
Отлично	до 10-15	до 20-30
Хорошо	16-30	31-60
Удовлетворительно	31-40	61-90
Неудовлетворительно	41-50	91-110
Недопустимо	> 50	> 110

В связи с этим необходимо было получить не только конкретные цифры предельной величины вибрации, но и, прежде всего, какие именно величины нормируются: средние или максимальные, фактически измеренные или расчётные и т.п. В эту работу активно включились специалисты Красноярской ГЭС, в частности, в исследованиях вибрационного состояния гидрогенераторов значительная роль принадлежит А. Е. Соколову.

Опыт показал, что возникший в результате высокой вибрации, например, "механический" дефект изоляции, даже если он возник лишь на одном стержне, практически всегда является причиной повреждения обмотки, если своевременно не принять мер по устранению этого дефекта, поскольку в конечном счёте разрушение приводит к стадии теплового или электрического пробоя изоляции. Максимальная вибрация обмотки a_m и должна поэтому нормироваться. Под максимальной вибрацией обмотки понимается верхняя граница, которую не превышает вибрация ни одного стержня обмотки. Очевидно, что вибрация (в том числе и максимальная) будет различной в зависимости от того, в каком именно месте производятся измерения. Следовательно, и нормы должны были назначаться с учётом этого обстоятельства, что и сделано было во временных нормах, где отдельно оцениваются вибрации головок ЛЧ и стержня на выходе из паза.

Обмотка статора современного крупного гидрогенератора имеет большое количество стержней, и практически (по крайней мере, в настоящее время) нет возможности обеспечить измерение вибраций не только на всех стержнях, но даже на их бóльшей части. Обычно количество обследуемых стержней составляет не более нескольких процентов от их общего числа, вследствие чего исключается возможность непосредственными измерениями находить стержни обмотки с наиболее высокой вибрацией и сравнением величины этой вибрации с нормами – оценивать вибрационное состояние обмотки в целом. Поэтому возникла задача определять максимальную вибрацию обмотки по результатам измерения её на сравнительно небольшом количестве стержней расчётным путём, чтобы эту расчётную величину сравнивать с нормами. Эта задача была решена с помощью методов теории вероятностей и математической статистики. Очевидно, что при таком подходе величина максимальной вибрации обмотки может быть определена только с какой-то доверительной вероятностью, которую в подобных случаях принимают достаточно высокой, равной 0,95.

Необходимость обеспечения достаточной выборки (не менее 20-30 стержней) из 500-1000 штук при статистическом подходе к оценке вибрационного состояния обмоток создает определенные трудности для осуществления периодического эксплуатационного контроля вибраций на каждом из назначенных стержней в разных его местах, в частности, из-за технической сложности установки вибродатчиков на выходе из паза. Практически приемлемой оказалась установка вибродатчиков только на ЛЧ: на головке или вблизи неё. Это место установки стало традиционным.

Выборка стержней, на которых измеряется вибрация, для своей представительности должна быть случайной, поэтому вибродатчики

устанавливались на произвольных стержнях, в том числе и на тех, которые имеют высокий электрический потенциал под нагрузкой или в режиме холостого хода с возбуждением. Для целей эксплуатационного контроля, учитывая его частую повторяемость, требуется, при небольшой трудоёмкости подготовки рабочего места измерений, максимальная их безопасность, вследствие чего производить измерения вибрации было целесообразно только в режиме установившегося 3-х фазного КЗ генератора. Для исследовательских испытаний, которые редко повторяются, позволительна и трудоёмкая подготовка мест по установке датчиков на стержнях, в частности, на выходе их из паза, где из-за полупроводящего покрытия на изоляции – нулевые потенциалы. Ранее было уже показано, что, в основном, вибрация обмотки определяется током статора. Причем очевидно, что наиболее эффективными будут измерения при номинальном токе. Режим трехфазного короткого замыкания легко в точности воспроизводится, чего нельзя сказать о нагрузочных режимах, когда генератор включён в электрическую сеть. Поскольку контрольным режимом для оценки вибрационного состояния обмоток статоров гидрогенераторов на Красноярской ГЭС был принят режим установившегося 3-х фазного КЗ с номинальным током, то и нормировать было предложено вибрацию, измеренную в этом режиме. Наряду с этим, в связи с развитием измерительной техники вопрос о сокращении затрат по измерению вибрации обмотки и получении данных о её величине в рабочих нагрузочных режимах гидрогенераторов требует дальнейшего исследования.

В методике, разработанной специалистами Красноярской ГЭС, использованы проведённые ВНИИЭ исследования, в которых показана возможность применения закона нормального распределения случайных величин для вибраций элементов обмотки.

Методика определения максимальной расчётной вибрации обмотки a^{ℓ}_{m} кратко сводится к следующему. По результатам измерения вибрации на n лобовых частях обмотки вычисляется средняя вибрация a и среднеквадратическое отклонение S_n, по которым, предполагая закон распределения вибраций между ЛЧ нормальным, с помощью таблиц функции распределения последнего, находится вибрация, которую с заданной вероятностью не превышает вибрация отдельной произвольной взятой ЛЧ обмотки. Но нас интересовала величина вибрации, которую не превышает вибрация обмотки в целом. Связывая её с вибрацией отдельной ЛЧ, рассматривались два случайных события. Первое (элементарное) событие, имеющее вероятность P, заключается в том, что величина вибрации одной произвольно взятой ЛЧ не превосходит $a^{\ell}_{m.}$ Второе (сложное) событие в том, что величину a^{ℓ}_{m} не превышают вибрации на всех вместе взятых ЛЧ обмотки, пусть его вероятность равна P_0. Второе событие является совмещением N первых событий (N –

полное количество ЛЧ всей обмотки), причем, эти элементарные события можно считать независимыми (в действительности между ними некоторая связь есть, но она слабая, так как влияние вибрации каждой ЛЧ сказывается только на нескольких соседних ЛЧ, подавляющее же число ЛЧ обмотки не испытывают от этой ЛЧ никакого воздействия). Тогда по правилу умножения независимых событий имеем: $P_0 = P^N$.

Таким образом, максимальная вибрация обмотки доверительной вероятности P_0 равна максимальной вибрации отдельной произвольно взятой ЛЧ доверительной вероятности P, определяемой из представленной выше формулы. Сказанное справедливо для однородной обмотки, имеющей одинаковые ЛЧ. Для других гидрогенераторов (не красноярских), у которых, например, вибрация ЛЧ существенно зависит от её положения в электрической схеме обмотки, все ЛЧ следует разбить на группы, одинаковые с этой точки зрения, и изложенное применять по отдельности к каждой такой группе. Максимальная же вибрация обмотки будет равна наибольшей из максимальных вибраций этих выделенных групп.

При обработке результатов измерений необходимо было учитывать, что в объём исследованной выборки могут попасть нехарактерные ЛЧ (у которых вибрация превышает расчётную $a_m^{\text{¢}}$), являющиеся исключением для обмотки данного генератора (кроме того, при измерении могут быть грубые ошибки – промахи), они исключались из рассмотрения при анализе вибрационного состояния обмотки в целом, но их наличие имелось в виду.

Расчётные исследования, выполненные эксплуатационным персоналом, позволили создать методику, обеспечивающую проведение надёжного анализа вибрационного состояния обмотки гидрогенераторов своими силами, без привлечения научно-исследовательских организаций. Особенность разработанной и реализованной методики ещё и в том, что задача по определению надёжности обмотки решается для всех, а не для отдельных её ЛЧ.

Приведённая методика имеет недостаток, заключающийся в том, что приходится оперировать высокими значениями вероятности, при которых вызывает сомнение достаточность точности совпадения нормального закона распределения случайных величин с реальным. Тем не менее, применение такой методики на Красноярской ГЭС в течение более чем 20 лет показало её приемлемость, поскольку получаемые уровни максимальной расчётной вибрации $a_m^{\text{¢}}$ в подавляющем большинстве случаев выше, чем измеренные максимальные вибрации, за очень редким исключением. Кроме того, уровень расчётной величины не намного превосходит уровень измеренной вибрации, причём разница уменьшается с увеличением выборки (рис. 4.19).

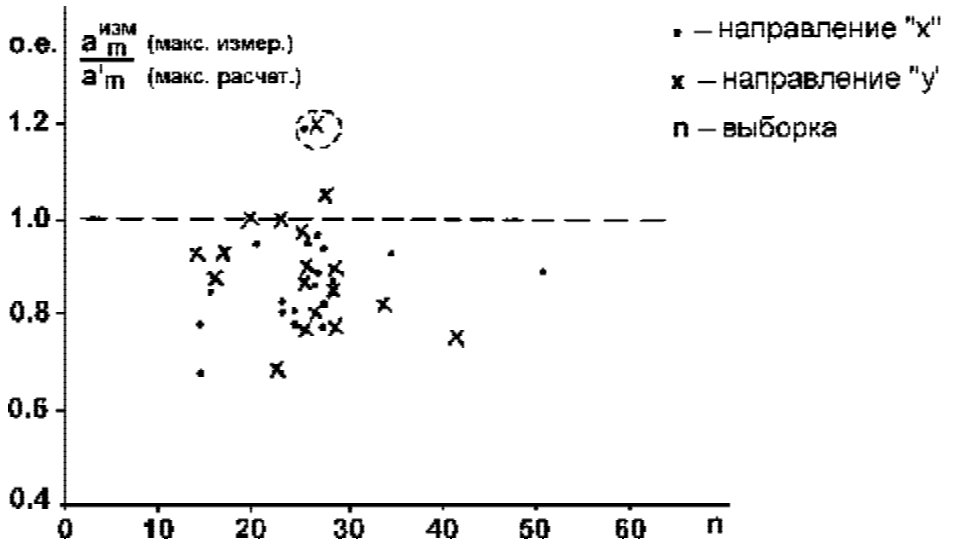


Рис. 4.19 Соотношение максимальных измеренных величин вибрации с максимальной расчетной

Примером анализа по изложенной методике может служить конкретный случай измерения вибрации на гидрогенераторе № 1 Красноярской ГЭС в октябре 1974 г. В таблице 61 представлена измеренная вибрация на выборке из 27 лобовых частей.

Таблица 61. Измеренная вибрация нижних ЛЧ гидрогенератора № 1 Красноярской ГЭС в режиме установившегося 3-х фазного КЗ при номинальном токе статора

№ п/п	№ ЛЧ	Вибрация, мкм	№ п/п	№ ЛЧ	Вибрация, мкм	№ п/п	№ ЛЧ	Вибрация, мкм
1	318	20,0	10	354	36,0	19	396	12,5
2	322	15,0	11	358	65,0	20	398	18,5
3	330	13,5	12	360	5,0	21	400	18,0
4	338	4,0	13	364	15,5	22	402	42,0
5	340	18,0	14	370	13,5	23	406	13,0
6	344	10,0	15	376	18,0	24	408	11,0
7	346	7,5	16	386	17,5	25	414	15,5
8	348	4,0	17	392	9,0	26	416	8,0
9	352	15,5	18	394	13,0	27	418	4,0

В результате расчёта по всем измеренным значениям вибрации получили: $\bar{a} = 16,5$ мкм, $S_n = 13,2$ мкм. Обмотка этого генератора имеет 288 ЛЧ (имеются в виду только нижние или только

верхние ЛЧ), т.е. $N = 288$. Задаваясь $P_0 = 95$, получим $P = 0{,}9997$, откуда $a_m^{\text{¢}} = a + e \cdot S_n = 16{,}5 + 3{,}45 \cdot 13{,}2 = 62{,}04$ мкм, где $e = 3{,}45$, найден по таблицам функции нормального распределения для $P = 0{,}9997$.

Из таблицы 61 видно, что величина вибрации лобовой части N 358 выделяется из всех значений, она даже больше $a_m^{\text{¢}}$, т.е. эта ЛЧ является исключением.

Такое выявление отдельных ЛЧ с вибрацией, превышающей $a_m^{\text{¢}}$, является недостатком разработанной и применяемой методики. Но многолетняя практика показала, что это явление было очень редким, и теоретически оно имеет вероятность менее 5%. Главное, что этот недостаток невозможно устранить, не охватив измерениями всю обмотку, что практически для регулярного эксплуатационного виброконтроля сделать нельзя. Но зато расчётная величина $a_m^{\text{¢}}$ является характеристикой именно обмотки в целом, что оказалось приемлемым для практической цели – эксплуатационного вибрационного контроля обмотки.

Недостаточно было бы характеризовать состояние обмотки и лишь средней величиной вибрации, что подтвердилось практикой эксплуатации. Так, на гидрогенераторах № 2 и 10 были получены почти одинаковые значения средней вибрации 46 мкм и 49 мкм соответственно, в то время как максимальная расчётная составила 132 мкм и 85 мкм соответственно. Им соответствовали и измеренные максимальные значения 118 мкм и 70 мкм. Осмотр этих двух гидрогенераторов подтвердил, что состояние крепления лобовых частей у агрегата № 2 намного хуже, чем у № 10.

Оценка вибрационного состояния обмотки по максимальной расчётной вибрации учитывает и среднюю вибрацию, и рассеяние значений вибрации между лобовыми частями, поэтому из однопараметрических оценок для условий эксплуатации она является, по-видимому, до сих пор наилучшей.

Возвращаясь к примеру гидрогенератора № 2, необходимо акцентировать внимание на том, что на преобладающей части ЛЧ было ослабление бандажных вязок, следы натиров на изоляции, что потенциально подготавливало аварийную ситуацию. С другой стороны, поскольку аварии всё-таки не было, а гидрогенератор с такой достаточно высокой вибрацией обмотки проработал больше года, не было оснований принимать норму для оценки “недопустимо” ниже, чем полученная для данного гидрогенератора максимальная расчётная вибрация 132 мкм (округленно 130 мкм), т.е. она является границей, выше которой вибрацию всей обмотки можно было принять соответствующей оценке “недопустимо”.

В таблице 62 приведены максимальные расчётные вибрации для пяти гидрогенераторов, где была выполнена высококачественная

бандажная вязка из лавсана, самоутягивающегося после пропитки материала. Длительное наблюдение за этими обмотками показало отличное их состояние. На основании полученных результатов наблюдений была принята оценка для уровня максимальной расчётной вибрации ≤ 50 мкм – "отлично".

Таблица 62. Расчётная величина максимальной вибрации обмоток гидрогенераторов №№ 2, 3, 5, 7, 8 Красноярской ГЭС после реконструкции крепления ЛЧ их обмоток (цифры округлены до кратных пяти)

№ гидрогенератора	Расчётная максимальная вибрация $a¢_m$, (мкм)	
	Тангенциальн. направл. **X**	Радиальн. направл. **Y**
2	50	25
3	40	25
5	30	30
7	30	25
8	40	30

Таблица 63. Параметры работы гидрогенераторов Красноярской ГЭС и максимальная расчётная вибрация ЛЧ их обмотки (цифры округлены до кратных пяти) до коренной реконструкции

Месяц и год измерений	№ гидро-генератора	Число часов работы с нагрузкой 450-500 МВт·час.	Полное число часов работы, час.	Макс. расч. вибр. $a¢_m$		Вид работ по реконструкции до натурных исследований
				X, мкм	**Y**, мкм	
02.75 г.	9	2370	16000	50	25	Произведена частичная замена бандажной вязки
03.73 г.	4	4100	13900	60	55	То же
04.75 г.	10	5400	17260	85	55	То же
10.74 г.	1	5600	18300	90	50	То же
04.74 г.	7	2100	9300	90	75	Бандажная вязка осталась прежней
04.73 г.	2	3100	13500	130	180	То же

В таблице 63 представлены максимальные расчётные вибрации для тех гидрогенераторов, где ещё не производилась реконструкция крепления ЛЧ, либо она проводилась лишь частично и применялся не лавсан, а льно-пеньковый шнур. Кроме того, здесь объём новой вязки составлял 15-30% от общего. Данные этой таб-

лицы расположены в порядке увеличения интенсивности использования генераторов, где было произведено частичное усиление крепления обмотки, т.е. по нарастающей продолжительности их работы с максимальными нагрузками, когда обмотка испытывает наибольшие электродинамические воздействия. Число часов работы гидрогенераторов отсчитывалось от года, в котором был достигнут номинальный напор на турбину. В таблице 63 показана и степень осуществленной реконструкции крепления ЛЧ обмотки. Группируя гидрогенераторы, данные о которых представлены в этой таблице, по признакам интенсивности их использования, по качеству крепления ЛЧ, и сравнивая состояние обмоток с полученным расчетным путем уровнем их вибрации, можно получить промежуточные оценки вибрационного состояния обмоток – "хорошо", "удовлетворительно", "неудовлетворительно".

На основании анализа, проведенного на протяжении ряда лет по результатам измерений, проявляющихся дефектов, визуального систематического осмотра состояния крепления ЛЧ, специалистами Красноярской ГЭС были предложены нормы на вибрацию обмотки в целом для гидрогенераторов этой ГЭС (таблица 64).

Таблица 64. Нормы максимальной расчётной вибрации для обмоток статоров (в целом), разработанные для гидрогенераторов Красноярской ГЭС

Вибрация, мкм	Оценка
50≤	отлично
51-80	хорошо
81-110	удовлетворительно
111-130	неудовлетворительно
> 130	недопустимо

Действительно, используя эти нормы и рассматривая данные таблицы 63, видно, что оценки вибрационного состояния обмоток получаются достаточно естественными.

Вибрационное состояние генератора № 9, который использовался с небольшой интенсивностью и на котором в то же время проведена частичная замена бандажной вязки, как и у генераторов с вязкой, замененной на лавсановую, оценивается как отличное.

У генератора № 4, на котором также частично менялась вязка, но который более интенсивно использовался, состояние оценивается как хорошее.

У генераторов № 1 и № 10, на которых бандажная вязка реконструировалась частично, но они вдобавок и интенсивнее ис-

пользовались, и у генератора № 7, который использовался со сравнительно малой интенсивностью, а бандажная вязка ещё не реконструировалась, вибрационное состояние обмотки оценивается как удовлетворительное.

И, наконец, вибрационное состояние обмотки статора генератора № 2, который наиболее интенсивно использовался по сравнению с другими генераторами и на нём не было еще реконструкции бандажной вязки, – оценивается как недопустимое.

На современном этапе на красноярских гидрогенераторах № 1-10 уровень вибрации однослойных обмоток после реконструкции их крепления в пазах и лобовых частях остался характерным для этой конструкции и по-прежнему оценивается по разработанным нормам.

Тот же метод виброконтроля и нормы вибрации применяются и на гидрогенераторах № 11-12 с двухслойной обмоткой статоров. После ввода их в действие и по прошествии более 30 лет эксплуатации уровень вибрации обмоток остался на уровне 50 мкм.

На Саяно-Шушенской ГЭС уровень вибрации обмоток статоров гидрогенераторов также соответствует интервалу оценок “хорошо” и “отлично”.

Таким образом, создание мощных высокоиспользованных гидрогенераторов потребовало разработки новых видов эксплуатационного контроля, в частности, вибрации обмотки статоров, а также разработки методов этого контроля и норм на вибрацию обмотки.

На Красноярской ГЭС указанный метод контроля в режиме установившегося 3-х фазного КЗ, методика оценки вибрации обмоток и нормы её, разработанные в период освоения, вошли в нормативную эксплуатационую документацию и много лет продолжают успешно использоваться. Они совершенствуются на базе тех возможностей, которые появились с применением нового поколения вычислительной техники, позволившей специалистам ЛТД отстроиться от ряда упрощений и допущений, которые были в прошлом, и повысить точность анализа состояния обмотки.

Указанные разработки были рекомендованы для внедрения и при эксплуатации гидрогенераторов Саяно-Шушенской ГЭС, что и было реализовано.

4.2.3 Тепловой контроль обмотки статора

Гидроагрегаты Красноярской ГЭС используются в энергосистеме как с постоянной мощностью, так и в режиме глубокого и интен-

сивного регулирования её вплоть до мгновенных сбросов нагрузки при отключении генераторов от сети при действии релейной защиты или противоаварийной автоматики.

Нестационарные режимы нагрузки на гидрогенераторе сильно отражаются на характере протекания процесса теплообмена между охлаждающей обмотку статора водой и внутренней поверхностью полых токоведущих проводников, в которых происходит выделение тепла, соответствующее заданной нагрузке.

Для решения актуальной задачи регулирования теплового состояния обмотки на Красноярской ГЭС эксплуатационниками исследовались переходные процессы теплообмена в системе её охлаждения в целом (рис. 4.20), в отличие от известных работ в этой области, в которых процесс охлаждения анализируется изолированно – только в канале или трубке с целью определения превышения температуры проводника над температурой воды на входе в проводник.

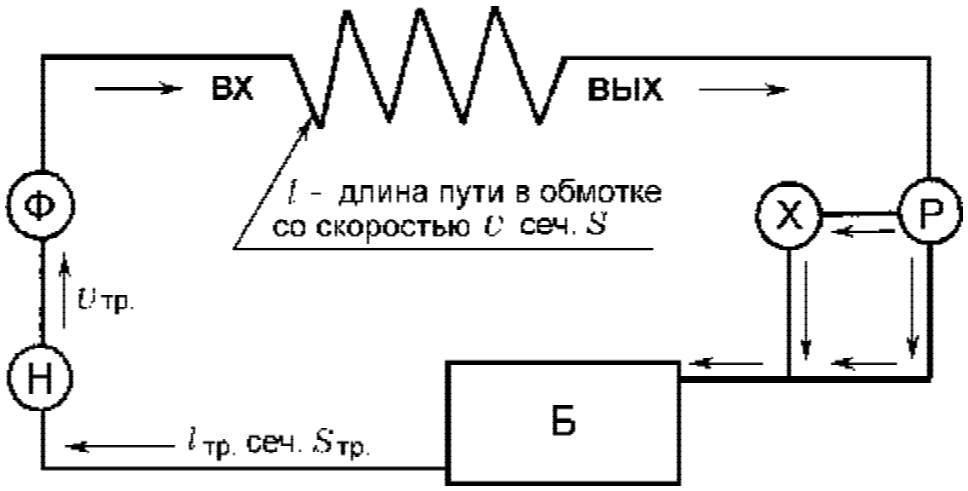


Рис. 4.20 Принципиальная схема непосредственного охлаждения обмотки статора генератора

Н – насосы; Ф – фильтры: механические, ионно-обменные, магнитные;
Х – охладитель-теплообменник; Р – регулятор температуры; Б – бак расширительный

Аналитическое решение поставленной задачи выполнено в [44] при определённых допущениях и некоторой идеализации реального процесса охлаждения обмотки. Было принято, что имеет место совершенный тепловой контакт охлаждающей воды со стенками канала, энергия тепловыделения в обмотке полностью отбирается в охладителе, пренебрегалась теплопередача воздуху в других элементах; процесс представлен циклическим, при котором температура на выходе из обмотки $t^{вых}$ изменится сразу после приращения тепловых потерь Δq в обмотке в момент времени $t = 0$, а на входе $t^{вх}$ изменится,

когда вышедшая из обмотки вода достигнет входа в неё по истечении времени в тракте $t_{т.р.}$. Для n-го цикла получено выражение:

$$t_{o}^{вых} = t_{o}^{вых} + \frac{\Delta q}{q_{o}} \left(t_{o}^{вых} - t_{т.в.}\right) \left| 1 - \left(\frac{t_{o}^{вх} - t_{т.в.}}{t_{o}^{вых} - t_{т.в.}} \right)^{n} \right|$$

в установившемся режиме при $n \to \infty$

$$t_{o}^{вых} = t_{o}^{вых} \quad \frac{\Delta q}{q_{o}} \left(t_{o}^{вых} - t_{т.в.}\right),$$

где $t_{O}^{вх}$, $t_{O}^{вых}$, q_{o}– предшествующие изменению нагрузки генератора, соответственно температура (на входе, выходе) и тепловая энергия, выделяющаяся в обмотке в секунду;

$t_{т.в.}$– температура технической воды охладителя (теплообменника).

Скорость протекания рассматриваемого теплового процесса была оценена и с помощью классически определяемой постоянной времени T, для которой выведена формула:

$$T = \frac{t_{o}^{вых} - t_{т.в.}}{t_{o}^{вых} - t_{o}^{вх}} \cdot \tau_{н.}$$

где $t_{н.}$ – время нагревания воды в обмотке Красноярских гидрогенераторов около 100 с.

На Красноярской ГЭС в системе охлаждения гидрогенераторов при установившемся режиме в среднем температура воды составляет соответственно: $t_{O}^{вх} = 25\ ^{o}C$; $t_{O}^{вых} = 50\ ^{o}C$; $t_{т.в.} = 10\ ^{o}C$, тогда $T = 1{,}6t_{н.}$, т.е. постоянная времени для них менее 3 минут. Следовательно, процесс отслеживания теплового состояния обмотки и реагирования на его изменение должен быть очень быстрым, что обеспечить вручную невозможно.

Проведенные расчётные исследования переходного процесса выполнены с отмеченными выше допущениями. Например, в реальных условиях наличие бака Б в схеме (рис. 4.20), как интегрирующего элемента, будет сглаживать ступенчатый характер переходного процесса (обусловленный цикличностью), т.е. $t_{т.р.}$ будет больше на величину $\frac{W}{S_{т.р.} \cdot V_{т.р.}}$,

где W– объём воды в баке, $S_{т.р.}$, $V_{т.р.}$ – сечение и скорость воды в трубопроводе.

Выполненная экспериментальная проверка переходного процесса теплообмена в целом в системе охлаждения гидрогенератора показала хорошее совпадение расчётных данных с эксперимен-

тальными (рис. 4.21). Из рисунка видно, что расчётная и экспериментальная кривые близки по характеру, но реальный процесс запаздывает по времени по сравнению с расчётом. Это объясняется тем, что штатные термоприборы, с помощью которых измерялась температура, имеют значительную инерционность, что привело к запаздыванию показаний по сравнению с реальным процессом. Учитывая это, можно было сделать вывод, что расчётная кривая достаточно точно описывает реальный процесс. Исследования стали основой для разработки практических мероприятий по обеспечению теплового контроля обмоток статоров.

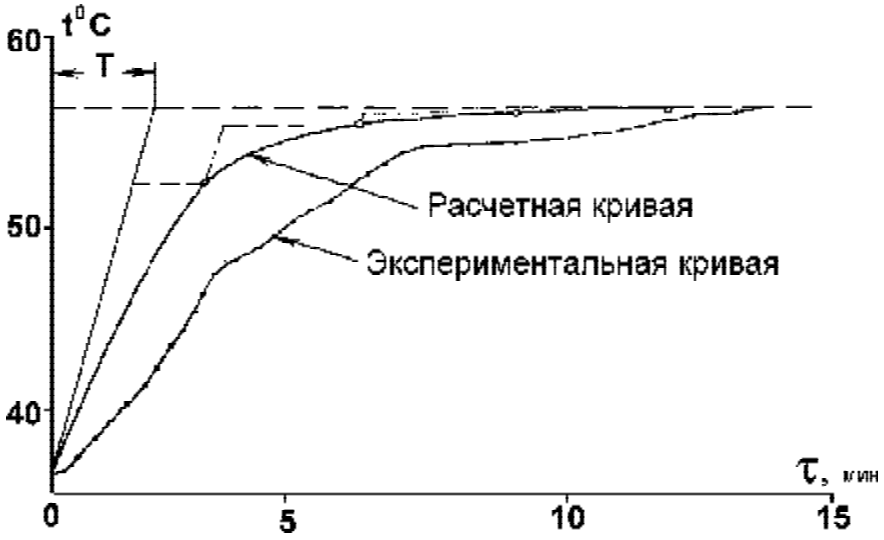


Рис. 4.21 Изменение температуры дистиллята на выходе из обмотки статора при скачкообразном увеличении тока статора с 15,3 кА до 21,6 кА

Потеря проходимости полых проводников стержней обмотки приводит к местным их перегревам, разрушению межвитковой изоляции и нарушению монолитности стержня. Это, в свою очередь, способствует увеличению вибрации проводников и ещё большему истиранию изоляции (рис. 4.22), приводит к разрушению самих проводников, проникновению воды в изоляцию, т.е. лавинный процесс приводит к аварии генератора.

Опыт показал, что в большинстве случаев выявление повышения нагрева стержня с помощью штатного термоконтроля в какой-то гидравлической ветви, при прочих равных предшествующих условиях, сопровождается выявлением сокращения живого сечения водяных проводников стержня.

На гидрогенераторе № 10 Красноярской ГЭС был проведен специальный эксперимент по последовательной закупорке одного, двух и трёх проводников в режиме 3-х фазного, установившегося КЗ.

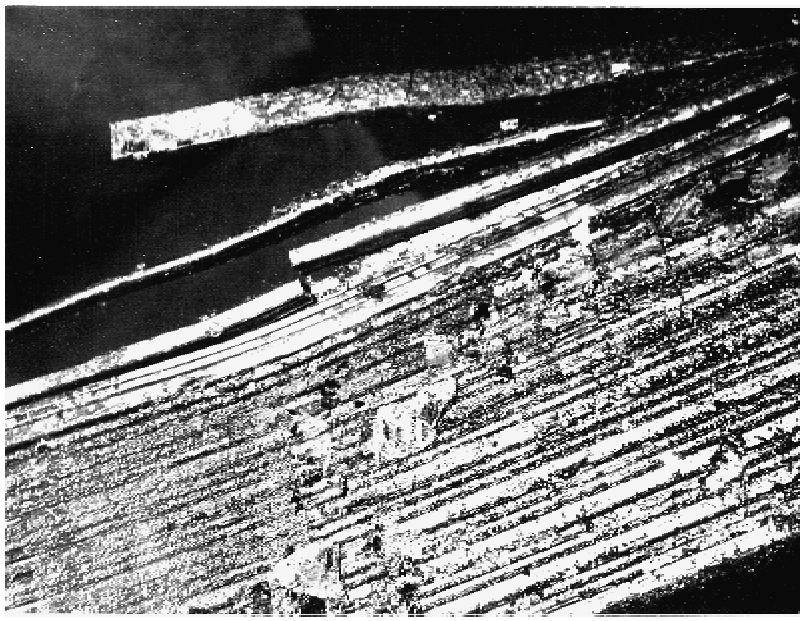


Рис. 4.22 Видны разрывы индивидуальных проводников стержня и местами отсутствие между ними витковой изоляции

На лобовой части испытуемого стержня была нанесена термоиндикаторная краска, реагирующая на температуру 120^0С, а непосредственно на медь стержня установлены термопары. При последовательной закупорке одного и двух проводников на изменение температуры отреагировали термопары, на суммарную закупорку 3-х проводников отреагировал штатный датчик термоконтроля, показавший прирост температуры на 5^0С. Это свидетельствует как о повышенной роли и ответственности термоконтроля обмотки, так и об инерционности штатных устройств.

Анализ теплового состояния на практике оказался достаточно сложным. Температура меди измеряется в каждой гидравлической ветви на последнем стержне; количество точек измерения значительное (дальше данные о температуре приводятся по штатному термоконтролю). Так, на гидрогенераторах с однослойной обмоткой 156 точек теплоконтроля, а с двухслойной – 336. При таком количестве непросто отличить отклонение температуры вследствие естественного случайного разброса показаний, вызванного, например, ухудшением теплоотвода или теплопроводности контакта датчика с поверхностью стержня. Тем не менее, обмотка была разделена при анализе на группы, адекватные схеме гидравлических соединений (табл. 65).

Таблица 65. Распределение стержней по группам в однослойной и двухслойной обмотках генераторов Красноярской ГЭС

	Для однослойной обмотки	Для двухслойной обмотки
I группа	2 стержня в ветви, 6 параллельных ветвей	2 стержня в ветви, 48 параллельных ветвей
II группа	1 стержень в ветви, 48 параллельных ветвей	4 стержня в ветви, 252 параллельных ветви
III группа	4 стержня в ветви, 138 параллельных ветвей	2 стержня и одна шина в ветви, 1 стержень и одна шина в ветви, таких ветвей - 36

Осложняющим анализ обстоятельством было и то, что разнотипные группы сильно отличаются по количеству входящих в них гидравлических ветвей, а следовательно, и по количеству точек измерения. Поэтому естественный случайный разброс будет при прочих равных условиях больше в той группе, где бóльшее число точек измерения. Вследствие случайного разброса, температура произвольной гидравлической ветви из любой группы может быть больше или меньше таковой из любой другой группы. Вместе с тем, средние значения температуры по группам имеют постоянное соотношение: всегда средняя температура I-й группы меньше, чем во II-й, и во II-й меньше, чем в III-й. На основании этого была построена гистограмма (рис. 4.23), на которой представлена типичная картина для красноярских гидрогенераторов при разных нагрузках.

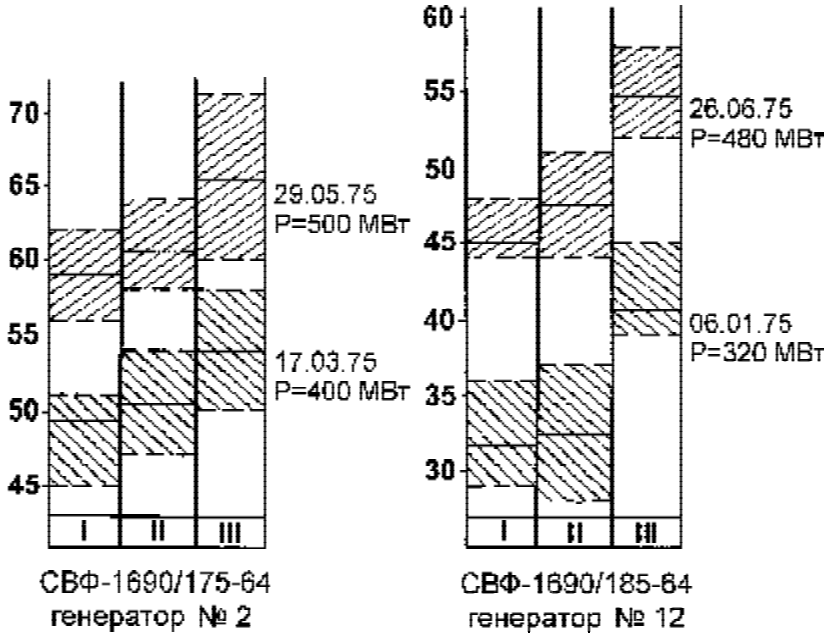


Рис. 4.23 Распределение температур по группам стержней

— – средняя температура; – – – – максимальная и минимальная температура

Из гистограммы хорошо видно, что гидравлические свойства системы охлаждения имеют существенное влияние на распределение температуры , поэтому заданная заводом допускаемая температура 75^{0}С не может быть принята как единый критерий для всей обмотки. Например, для группы III гидрогенератора с однослойной обмоткой температура 68^{0}С является нормальной и не вызовет особого внимания к состоянию генератора. Такая же температура в I и II группах этого генератора была бы недопустимой с точки зрения назревания дефекта. Для этих групп температура даже 63-65^{0}С, далеко не достигшая предела 75^{0}С, заданного заводом, свидетельствовала бы о неблагополучии с генератором, например, о снижении интенсивности охлаждения ветви (при условии правдивых показаний термоконтроля), т.е. потребовалось бы немедленное вмешательство по срочному анализу теплового состояния обмотки или даже вывод генератора из работы.

Отмеченные особенности и сложности анализа были учтены специалистами эксплуатации, и была выполнена статистическая обработка и обобщение данных теплоконтроля по всем точкам. Результатом этих исследований были установленные и обоснованные допускаемые величины отклонений показаний отдельных точек от средних по группе для различных групп теплоконтроля обмоток. Эти величины для одинаковых исходных параметров системы охлаждения составляют:

	однослойная обмотка	**двухслойная обмотка**
I группа	4^{0}С	5^{0}С
II группа	5^{0}С	6^{0}С
III группа	7^{0}С	6^{0}С

Приведенные значения были определены для номинального нагрузочного режима гидрогенераторов, при этом величина разброса (дисперсии) показаний принималась равной средней, найденной по результатам статистической обработки данных эксплуатационного контроля. Однако было бы более строго – назначать допустимые отклонения показаний отдельных точек в долях от выборочного стандарта (среднеквадратического отклонения). Но это связано было в период освоения с недоступностью выхода на редкие по тому времени вычислительные центры. По истечении ряда лет с широким внедрением ПЭВМ ЛТД Красноярской ГЭС решает задачи технической диагностики значительно оперативнее, точнее и надёжнее.

Дифференцированный подход в оценке теплового состояния обмоток генераторов позволил назначить лишь несколько уставок срабатывания в появившихся к концу освоения устройствах автоматического контроля (10-15 шт. вместо прежних сотен), т.е. не по количеству измеряемых точек, а по характерным разукрупненным

группам, в отличие от ПТЭ, где требуется вводить уставку на 3-4^{0}С выше установившейся температуры в каждой контролируемой точке. Индивидуальный контроль в каждой точке на Красноярской ГЭС осуществляется по особому графику и обязательно после каждой профилактики системы охлаждения, связанной с разборкой элементов водяного тракта. Анализ теплового состояния обмоток статоров осуществляется комплексно с другими видами контроля и, в частности, с учётом данных водно-химического контроля.

Таким образом, гидрогенераторы с непосредственным водяным охлаждением обмоток статора потребовали изменения подхода к оценке их теплового состояния, разработки и реализации нового метода его контроля, что впервые успешно было внедрено на Красноярской ГЭС и вошло в ремонтно-эксплуатационную документацию.

Этот опыт был перенесен на эксплуатацию гидрогенераторов Саяно-Шушенской ГЭС.

4.2.4 Контроль проходимости водяного тракта обмотки статора

Опыт показал, что контроль за состоянием гидравлических элементов системы охлаждения обмоток статора, в том числе за стержнями, за изменением их гидравлических и тепловых характеристик должен осуществляться как после первого монтажа, так и при дальнейших плановых или непредвиденных ремонтных работах. Кроме того, такой контроль должен проводиться и оперативно – между плановыми профилактическими работами в течение всего периода эксплуатации гидрогенератора. Первый вид контроля носит характер испытаний; второй – является системой наблюдений и анализом их результатов.

Достоверное свидетельство о проходимости, т.е. об изменении первоначального гидравлического сопротивления ветви, достаточно легко получить с помощью измерения расхода воды через неё при одинаковых условиях с предыдущим измерением. Уменьшение расхода укажет на неблагополучие в тракте ветви. Дальнейший анализ с помощью метода теплового контроля также укажет на необходимость проверки гидравлической проходимости проводников. “Подозрительный” стержень должен быть извлечен и “препарирован”. Разработка такого нового правила технического обслуживания гидрогенератора возникла на основе опыта эксплуатации гидрогенераторов Красноярской ГЭС в период их освоения, в течение которого специалистами эксплуатации были проведены обширные натурные исследования этого вопроса.

В таблице 66 помещены результаты натурных исследований гидравлической проходимости на одном из гидрогенераторов,

проработавшем 9300 часов, где охлаждающая обмотку вода была с высоким содержанием CO_2 и O_2. Опыт проводился в режиме установившегося 3-х фазного КЗ при номинальном токе статора.

Таблица 66. Результаты исследования гидравлической проходимости стержней обмотки статора генератора № 10 Красноярской ГЭС

№ стержня по порядку расположения в 4-х стержневой гидрав. ветви				Расход воды через ветвь, л/мин.			Превышение температуры меди стержня над холод. водой, ^{0}C			№ извлеченного препарированного стержня; К-во закупорок	
1-й	2-й	3-й	4-й	После первого монтажа	В период исследований	Изменение расхода	После первого монтажа	В период исследований	Изменение температуры	№ стержня	Кол-во закупоренных проводников
211	204	193	186	18,7	18,25	-0,45	14	23	+9	186	один
222	214	203	196	17,9	17,95	+0,05	15	24	+9	196	три
293	286	275	268	20,0	19,60	-0,4	20	23	+3	268	один
91	84	73	66	18,7	17,70	-1,0	20	25	+5	6684	два нет
64	71	82	89	17,6	16,90	-0,7	18	21	+3	89	один
139	132	121	114	20,0	19,60	-0,4	18	21	+3	114	два
146	153	164	172	-	18,60	-	18	21	+3	172	два
115	108	97	90	18,7	18,50	-0,2	18	21	+3	90	один
88	95	106	113	17,6	18,40	+0,8	19	20	+1	88	нет
111	104	93	86	-	-	-	19	21	+2	86	один
221	229	240	247	-	-	-	19	21	+2	247	два
-	-	-	210	-	-	-	19	20	+1	210	четыре частично
-	-	-	124	-	-	-	19	25	+6	124	два полн. четыре частично
-	-	-	330	-	-	-	19	23	+4	330	один
-	-	-	302	-	-	-	18	20	+2	302	два
-	-	-	522	-	-	-	20	21	+1	522	один
-	-	-	282	-	-	-	19	23	+4	282	один
-	-	-	364	-	-	-	18	22	+4	364	один

Измерение расхода воды через каждую ветвь проводилось при одинаковом давлении, а превышение температуры в установившемся режиме 3-х фазного КЗ при номинальном токе статора сравнивалось с данными, полученными после первого монтажа.

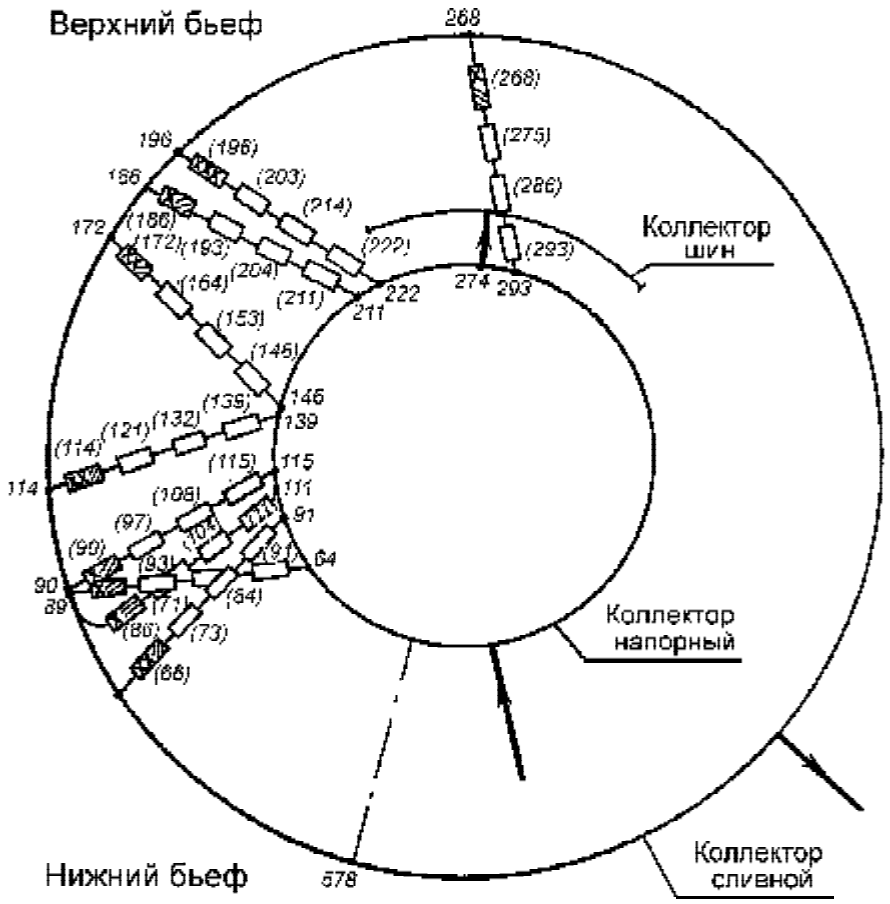


Рис. 4.24 Схема расположения ветвей, имеющих стержни с закупоренными проводниками, относительно подводящего и отводящего коллекторов гидрогенератора

x – *соответствует одному закупоренному проводнику; (73) – номер стержня по пазу*

Из анализа приведенных данных видно, что совпадение обоих показателей – увеличение температуры стержней и сокращение расхода воды в них – свидетельствует о полной или частичной закупорке проводников. Лишь в одном опыте, на стержне № 88, имеет место рассогласование между изменением температуры и расходом через ветвь, где измерено его увеличение. Однако в данном случае главным является показатель – увеличение расхода через ветвь, что согласуется с отсутствием закупорки. Увеличение температуры здесь следует отнести к естественному разбросу, описанному выше. Во всех остальных опытах в стержнях, расположенных последними в гидравлической ветви, подверженных наибольшему нагреву, имеются закупорки проводников (рис. 4.24). Из анализа также следует, что в первых стержнях, где наиболее благоприятный температурный режим, закупорок нет, например, в извлеченных и “препарированных”

стержнях № 84 (2-я ветвь) и 88 (1-я ветвь). В последующей практике ремонтно-профилактических работ было введено правило: в тех случаях, когда из-за разного рода дефектов необходимо было менять стержни обмотки, отбракованные стержни подвергались “препарированию”. Накопленный опыт исследования стержней (в том числе, и для оценки состояния изоляции), извлеченных из многих гидрогенераторов, подтвердил закономерность возникновения закупорок в последних стержнях и отсутствие закупорок в первых стержнях гидравлических ветвей. Эта закономерность продолжалась до того периода, пока не был разработан водно-химический режим, отвечающий необходимой надёжности.

Во время ввода агрегатов в эксплуатацию после монтажа, и в дальнейшем, после капитального ремонта, имели место 4 случая ошибочно оставленных монтажных заглушек в гидравлических ветвях обмотки, в результате чего в первые минуты подъёма тока статора в режиме 3-х фазного КЗ отмечалось резкое повышение температуры в таких ветвях по отношению к соседним, имеющим хорошую проводимость тракта. Поэтому режим 3-х фазного КЗ с плавным подъёмом тока статора ступенями до установившегося номинального значения был принят и как метод для контроля гидравлической проходимости водяного тракта обмотки статора. Этот режим используется и при виброконтроле обмотки. Универсальность метода, его простота, несложность подготовительных работ и безопасность режима для исполнителей сделали его (пока нет других) единственно приемлемым в условиях эксплуатации.

Расчёт эффекта, выполненный по методике [60], показал, что ущерб от потери воды работающей турбины вхолостую в режиме 3-х фазного КЗ генератора будет в 15,4 раза меньше, чем полученный эффект в результате сокращения аварийности, связанной с возникновением разрушений обмотки из-за вибрации и потери проходимости её гидравлического тракта. Это свидетельство эффективности появившегося нового правила технического обслуживания при эксплуатации гидрогенераторов Красноярской ГЭС.

Изложенный метод контроля полностью освоен и на гидрогенераторах Саяно-Шушенской ГЭС, он вошёл в ремонтно-эксплуатационную документацию гидростанции.

4.2.5 Контроль герметичности водяного тракта обмотки статора

В период монтажа гидрогенераторов учитывалась ответственность гидравлической системы обмотки статора. Поэтому она подвергалась гидравлическому опробованию с целью проверки её герметичности. На первых пусковых агрегатах это производилось

путём создания в системе избыточного давления 1,3 МПа в течение двух часов, а для последующих агрегатов в течение 24 часов. По нормам завода обмотка считалась выдержавшей испытания, если в течение этого времени в системе не произойдет снижения давления. На практике в течение первых двух-трёх часов снижения давления, как правило, не было, но к концу срока испытаний снижение давления наблюдалось до 0,05 МПа. Из-за отсутствия опыта испытатели склонны были это относить на счёт изменения температуры и **микро**протечек через арматуру или иные элементы системы, не относящиеся к узлам, по которым оценивалась плотность обмотки. В дальнейшем опыт показал, что применяемый метод проверки системы на герметичность не обеспечивает длительную работу водяного тракта без протечек, поэтому аварии продолжались. В частности, в течение первых двух лет эксплуатации имели место 45 случаев протечек воды из обмотки через тело наконечников стержней в местах водосоединительных паек и собственно через тело. Это объясняется тем, что в процессе работы гидрогенератора водяной тракт обмотки испытывает разрушающее воздействие вибрации и температуры. Поэтому скрытые и явные **микро**дефекты металла не выявлялись указанным выше методом монтажного контроля. Необходимо было подвергнуть элементы и металл системы такому воздействию, которое бы способствовало проявлению дефектов, в том числе и скрытых. Наилучшим условием при испытаниях было бы воссоздание воздействий, реально возникающих в гидрогенераторе, однако создать, например, вибрационный режим обмотки в период монтажа практически невозможно.

Реально возможными факторами в период монтажа могли быть лишь температура, время и гидравлическое давление, а также турбулентность потока в тракте, за счёт которой происходит активный процесс вымывания частиц шлака и других продуктов, образующихся при пайке элементов и производстве меди, что открывает наличие пор и трещин. С испытательной целью можно было допустить предельную величину температуры обмотки значительно выше, чем рабочее значение. Вместе с тем, подъём температуры не должен был осуществляться “толчком” во избежание повреждений узлов гидрогенератора, за счёт большой разницы коэффициентов линейного расширения их узлов (сердечник статора, изоляция и элементы крепления обмотки и др.). Кроме того, необходимо было найти индикаторы, свидетельствующие о местах протечек тракта. Опыт показал, что **макро**течи легко выявляются в течение одного-двух часов при испытательном давлении вдвое-втрое выше рабочего, но **микро**дефекты можно выявить, только длительно подвергая систему испытанию. В то же время, длительно держать систему под большим давлением нецелесообразно во избежание продолжительного воздействия больших механических напряжений в узлах

системы. Испытательные воздействия достигают цели, если им многократно подвергают систему, тогда можно рассчитывать на получение достоверных результатов.

Проведенные исследования этого вопроса позволили специалистам завода, монтажной и эксплуатационной организациям разработать новый метод проверки водяного тракта обмотки статора на герметичность. На первом этапе система ставится на 2 часа под давление 1,0 МПа при температуре воздуха, которая в данный момент монтажа сложилась в машзале, обычно около 15-17^{0}С. Вода перед этим подкрашивалась красителем ярко-красного цвета – родомином С из расчёта 3 г на 1000 л воды. Все наиболее ответственные элементы (тело наконечников, места пайки, штуцеры и др.) обмазывались перед испытаниями меловым раствором из расчёта 30-50 г мела на 100 г воды.

На втором этапе давление воды на входе в обмотку устанавливалось 0,35 МПа и температура воды поднималась до 60-80^{0}С. Подъём температуры производился плавно в течение 10 часов, после чего она плавно снижалась до 25-30^{0}С. Такие циклы производились дважды.

После испытаний горячей водой, на третьем этапе производились вновь испытания тракта обмотки, но уже холодной водой при давлении 0,7 МПа также в течение 10 часов. Микротечи, которые в обычных условиях трудно заметить невооруженным глазом, на меловой обмазке проявляются в виде ярко-красных пятен.

При исследованиях сравнивалось количество протечек на сопоставимых по конструкции обмотках. Были взяты данные, полученные при испытаниях первоначальных обмоток (I вариант). В период освоения они были демонтированы и заменены обмотками с другим типом крепления ЛЧ и иным уплотнением в пазовой части (II вариант), здесь же на ЛЧ были применены надёжные кованые наконечники стержней.

В таблице 67 представлена эффективность разработанного и реализованного монтажно-эксплуатационного контроля герметичности водяного тракта. Метод контроля герметичности был внесен в ремонтно-эксплуатационную документацию в качестве обязательного при ремонтах обмотки с заменой стержней. В I варианте контроля водяной тракт обмотки испытывался по старому методу; во II варианте – по новому.

Из таблицы видно, что в период монтажа, где старый и I этап нового метода совпадают (и по воздействию, и по продолжительности), испытаниями выявлено соответственно 182 и 32 течи. Это свидетельствует о том, что качество элементов водяного тракта у модернизированной обмотки существенно выше. Наряду с этим, видно,

что в течение испытаний по новому методу на II этапе с горячей опрессовкой течей возникло в три раза больше, чем на I этапе, что свидетельствует о высокой чувствительности нового метода. Одновременно видно и то, что в последующей эксплуатации, несмотря на бóльшую наработку гидрогенераторов (на порядок), количество протечек в 2,6 раза меньше, что подтверждает высокое качество нового метода контроля герметичности водяного тракта.

Таблица 67. Результаты исследования эффективности методов контроля герметичности водяного тракта обмотки статоров Красноярской ГЭС

№ гидрогенератора	Контроль по варианту I			Контроль по варианту II				
				Кол-во протечек при монтаже			Кол-во течей в экспл., шт.	Число часов работы генераторов, тыс.час.
	Кол-во течей при монтаже, шт.	Кол-во течей при эксплуатации, шт.	Число часов работы генераторов, тыс.час.	I этап холод. опресс., шт.	II этап гор. опресс., шт.	III этап холод. опресс., шт.		
1	5	8	12,0	нет	16	нет	нет	28,7
2	4	8	10,4	18	34	нет	11	25,8
3	10	18	9,4	3	20	нет	3	37,6
4	2	5	8,2	5	22	5	1	38,3
5	3	2	4,5	11	8	нет	нет	22,2
6	52	1	5,2	нет	8	нет	нет	22,3
7	23	нет	2,6	нет	3	нет	1	26,4
8	60	2	1,9	нет	10	нет	1	23,3
9	23	1	0,2	нет	7	нет	нет	24,3
Итого:	182	45	54,4	32	106	5	17	248,9

Этот опыт в полной мере был использован на монтаже и эксплуатации гидрогенераторов Саяно-Шушенской ГЭС.

4.2.6 Предотвращение отпотевания и загрязнения гидрогенераторов. Чистка изоляции обмотки статора.

В глубоких водохранилищах, расположенных в районах со сравнительно невысокой среднегодовой температурой, даже и в летнее время в средних и глубинных слоях сохраняется довольно низкая температура воды. Водозаборы на нужды технического водоснабжения (ТВС), как правило, располагаются на уровне среднего слоя водохранилища. В результате поступления холодной воды в систему ТВС на её элементах в теплых помещениях здания ГЭС – на

трубопроводах, фильтрах, арматуре, воздухо-(ВО) и масло-охладителях (МО) и других происходит непрерывное выпадение росы (образование конденсата). Это явление снижало надёжность агрегатов, так как часть элементов ТВС расположена внутри объёма гидрогенераторов, в непосредственной близости от их обмоток статора и ротора, на которые влага переносилась с вентилирующим воздухом, поэтому диэлектрическая прочность изоляции обмоток снижалась. В таблице 68 представлено сопоставление сопротивления изоляции, приведенное к температуре +20^{0}С, обмоток статоров и коэффициента абсорбции гидрогенераторов Красноярской ГЭС до разработки мероприятий по предотвращению отпотевания системы ТВС и после. Измерение выполнено в сопоставимый период наибольшего влагосодержания в атмосферном воздухе. Сопротивление измерялось в течение 60с (R60) и 15с (R15), коэффициент абсорбции – частное от деления этих величин.

Таблица 68. Результаты исследований состояния сопротивления изоляции обмоток статоров генераторов Красноярской ГЭС

№ генератора	До разработки мероприятий		После разработки и внедрения мероприятий			
	1970 г.		1972 г.		1975 г.	
	R60/R15, МОм	Коэфф. абсорб.	R60/R15, МОм	Коэфф. абсорб.	R60/R15, МОм	Коэфф. абсорб.
1	$\frac{30}{18}$	1,67	$\frac{170}{70}$	2,43	$\frac{190}{35}$	5,43
2	$\frac{23}{11}$	2,09	$\frac{120}{35}$	3,43	$\frac{120}{30}$	4,0
5	$\frac{90}{35}$	2,57	$\frac{100}{20}$	5,0	$\frac{140}{30}$	4,67
6	$\frac{153}{18}$	2,95	$\frac{150}{30}$	5,0	$\frac{120}{25}$	4,8
8	$\frac{25}{10}$	2,5	$\frac{150}{30}$	5,0	$\frac{100}{25}$	4,0

Из представленной таблицы видна существенная разница сопротивления компаундированной изоляции статоров, восприимчивой к влагосодержанию в воздухе, циркулирующем внутри генератора, по сравнению с последующим периодом, когда были реализованы мероприятия, резко сократившие влагосодержание.

Для изучения этого явления с целью разработки мер, предотвращающих отпотевание элементов ТВС во внутреннем объёме гидрогенераторов 500 МВт Красноярской ГЭС, были выполнены специальные исследования с участием завода-изготовителя. Они проводились в разное время года при разной температуре воды в

водохранилище, измеряемой на уровне водозаборов: +2; +3,8; +6; +8^{0}С, а также при разных нагрузочных режимах гидрогенератора.

Для испытаний была разработана и смонтирована специальная установка рециркуляции (рис. 4.25), чтобы иметь возможность подмешивать теплую, прошедшую через ВО гидрогенератора, воду в напорный коллектор ТВС. Эта установка позволяла повысить температуру входящей воды до такой величины, при которой прекращалось образование конденсата на поверхности элементов ТВС.

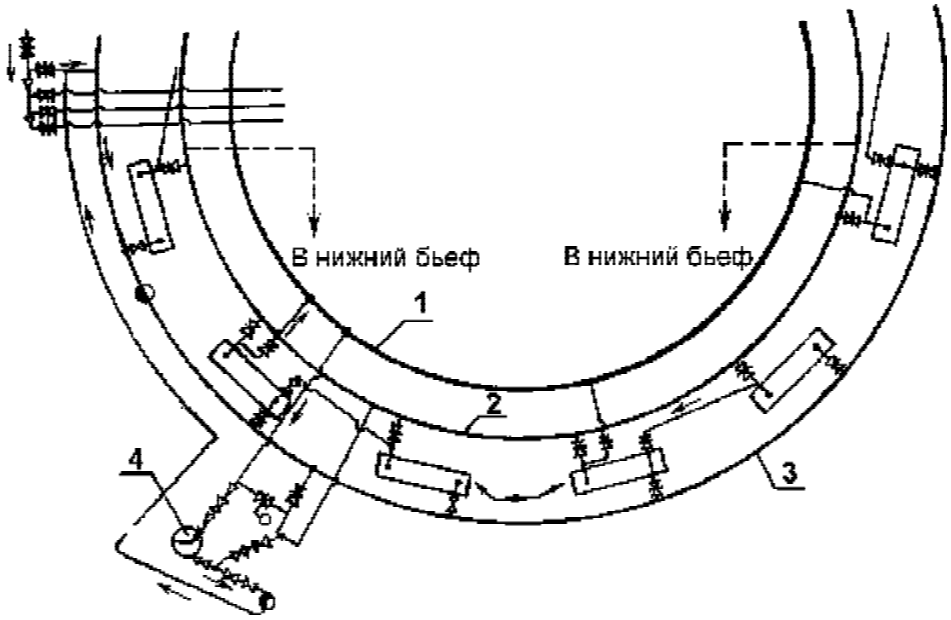


Рис. 4.25 Схема рециркуляции технической воды охлаждения воздуха генератора Красноярской ГЭС

1 – напорный коллектор для рециркуляции; 2 – сливной коллектор; 3 – напорный коллектор; 4 – насос "4к-8", Q=90 м^3/час, H=55 м в.ст.

Во время испытаний производились измерения температуры, давления, влажности и направления воздуха в разных точках как внутри, так и вне гидрогенератора, а также фиксировалось тепловое его состояние.

Влагосодержание воздуха рассчитывалось по известной формуле

$$d = 662 \frac{P_п}{P_б - P_п},$$

где d – влагосодержание г/кг сухого воздуха;

$P_п$ – парциальное давление водяных паров в камере холодного воздуха гидрогенератора и на входе в шахту турбины;

$P_б$ – барометрическое давление в камере холодного воздуха гидрогенератора и на входе в шахту турбины.

Исследования показали, что с наступлением теплого времени года при увеличении содержания влаги до 12-13 г в 1 кг сухого воздуха начинается образование конденсата на всех наружных поверхностях элементов схемы ТВС, которые изнутри "омывались" холодной водой 2-15^{0}С. За счёт этого при замкнутом цикле вентиляции гидрогенератора его воздухоохладители, конденсируя на своей поверхности водяной пар, снижали содержание влаги воздуха внутри машины. Но поскольку, из-за неплотностей, постоянно происходил подсос наружного влажного воздуха внутрь объёма гидрогенератора, процесс образования конденсата на ВО происходил непрерывно. Величина подсоса воздуха составляла ~ 4-10 тыс.м^3/час (0,7÷1,7% от общего вентиляционного расхода воздуха в гидрогенераторе). Кроме того, выпавший конденсат внутри гидрогенератора "омывался" потоком воздуха, и за счёт этого он вновь насыщался влагой.

С ростом влажности воздуха процесс выпадения конденсата происходил более интенсивно. Максимальная измеренная в опытах влажность воздуха составила 27 г/кг сухого воздуха, которая на ВО снижалась до 8-12 г/кг.

Начинается уменьшение интенсивности образования конденсата на элементах ТВС и, в частности, на ВО гидрогенератора при достижении температуры охлаждающей воды 22-23^{0}С и прекращается вовсе при температуре 28^{0}С, а не при температуре 12-14^{0}С, как это представлялось некоторым специалистам [63]. Граница образования конденсата зависит не только от величины температуры охлаждающей воды, а и от количества содержащейся влаги в воздухе.

Было проведено сравнение полученного результата с теоретическим расчётом, с использованием диаграммы Рамзина Л. К. – I_d, по которой при d=27 г/кг сухого воздуха была определена относительная влажность воздуха j = 0,2 при температуре горячего воздуха в гидрогенераторе равной 60^{0}С. По таблице [63] величина давления насыщенного пара составит $P_н$ = 0,1992 бар.

Поскольку $j = \frac{P_п}{P_н}$, то $P_п = 0,2 \cdot 0,1992 = 0,03982$ бар.

Зная $P_п$, по таблице определилась температура точки росы (ТР), равная $t_{т.р.}$ 29^{0}С, что является достаточно хорошим совпадением с полученным экспериментально значением этой величины.

В таблице 69 представлены результаты исследований влагообразования, проведенных в июле 1971 г. на гидрогенераторе № 4 Красноярской ГЭС, при активной нагрузке 485 МВт, реактивной 200 МВар, температуре забираемой из водохранилища воды +9,5^{0}С

и горячей воды, примешиваемой на установке рециркуляции, с температурой 25-32,5^{0}С.

Таблица 69. Результаты исследований влагообразования внутри генератора Красноярской ГЭС

Измеряемые параметры	Ед.изм.	Ступени опытов						
Температура смешанной воды на входе в ВО	^{0}С	14,0	16,0	16,7	18,0	19,0	19,5	22,0
Расход рециркулируемой воды	м^3/ч.	55	78	87	93	120	120	129
Температура воды на выходе из ВО	^{0}С	23,0	22,0	22,5	27,5	32,5	32,0	35,5
Температура холодного воздуха на выходе из ВО	^{0}С	26,1	26,5	27,0	30,3	36,0	36,6	38,4
Температура горячего воздуха	^{0}С	52,7	55,0	55,5	56,5	61,5	63,0	63,5
Влагосодержание между трубками ВО	г/кг	16,4	14,2	13,4	15,8	19,4	20,5	22,1
Влагосодержание горячего воздуха ($d_{г.в.}$)	г/кг	-	-	23,15	24,5	25,4	25,9	24,6
Влагосодержание воздуха на выходе из ВО ($d_{вых.}$ из ВО)	г/кг	13,56	12,95	13,05	14,7	18,0	18,4	20,2
Средняя температура железа сердечника статора генератора	^{0}С	59,7	61,5	62,2	64,5	67,2	68,3	70,8
Характер выпадения конденсата	-	Обильное выпадение конденсата	Обильное выпадение конденсата	Обильное выпадение конденсата	Обильное выпадение конденсата	Снижение выпадения конденсата, но ещё достаточно сильное	Так же как в предыдущем опыте	Резкое уменьшение выпадения конденсата
Ориентировочная оценка количества выпавшего конденсата как разность $\Delta d=d_{г.в.}- d_{вых.}$ из ВО	г/кг	-	-	10,1	9,8	7,4	7,5	4,4

Максимальное расчётное превышение температуры крайних пакетов железа сердечника статора над холодным воздухом составляет 102^{0}С. В вышеуказанных исследованиях температура холодного воздуха достигала 23^{0}С при температуре охлаждающей воды 9^{0}С, т.е. превышение составляет 14^{0}С. Если за счёт рециркуляции температуру охлаждающей воды поднять до 28^{0}С, при которой прекращается выпадение конденсата, то температура холодного воздуха достигнет 42^{0}С, а следовательно, температура

торцевой зоны сердечника станет 144^{0}С, что уже недопустимо. Натурные исследования показали неприемлемость способа рециркуляции охлаждающей воды с целью предотвращения отпотевания системы ТВС. Наряду с этим, полученное при исследованиях значение температуры в 28-29^{0}С, при которой прекращается выпадение конденсата, позволяет специалистам эксплуатации установить нижний предел температуры дистиллята, поступающего непосредственно в обмотку. Во избежание образования конденсата на её элементах этот предел был задан также не ниже 28-29^{0}С. Таким образом, была определена норма минимально допустимой температуры дистиллята на входе в обмотку, которая стала ещё одним критерием среди других новых критериев надёжности гидрогенераторов.

Результатом проведенных исследований явилось предложение по тепловой изоляции соприкасающихся с окружающим воздухом поверхностей элементов ТВС, что ранее не предусматривалось проектом.

Термическое сопротивление теплопроводности изоляции должно быть таким, чтобы температура её поверхности, соприкасающаяся с воздухом, была всегда равна или больше 28^{0}С.

С помощью известных выражений теплового потока теплопередачи q через однослойную стенку и теплового потока с теплопередачей от воздуха воде (или наоборот):

$$q = \frac{t_{г.в.} - t_{из.}}{\frac{1}{\alpha}} \quad \text{Вт/м}^2; \qquad q = \frac{t_{из} - t_{т.в.}}{\frac{1}{\alpha} + \frac{x}{\lambda} + \frac{1}{\alpha_1}} \quad \text{Вт/м}^2,$$

где $t_{г.в.}$ - температура (в нашем случае) горячего воздуха гидрогенератора 65^{0}С;

$t_{из.}$ – температура на поверхности теплоизоляции 28^{0}С;

a – коэффициент теплоотдачи для газов 8 Вт/(м^2·град);

a_1 – коэффициент теплоотдачи для воды при движении по трубам 500 Вт/(м^2·град);

$t_{т.в.}$ – минимальная температура охлаждающей технической воды из водохранилища 1^{0}С;

x – искомая величина тепловой изоляции;

l – коэффициент теплопроводности для технического войлока 0,046 Вт/(м·град) с допустимой температурой применения 130^{0}С.

Была определена расчётная толщина слоя теплоизоляции, равная 4,2 мм. На практике был применен технический войлок стандартной толщины 10 мм.

Задаваясь несколькими значениями температуры поверхности теплоизоляции, была получена её зависимость от температуры горячего воздуха (рис. 4.26), из которого видно, что в реальных режимах охлаждения гидрогенератора во всем диапазоне изменения температуры горячего воздуха (даже в режиме СК) температура на поверхности тепловой изоляции не ниже необходимой для предотвращения влагообразования.

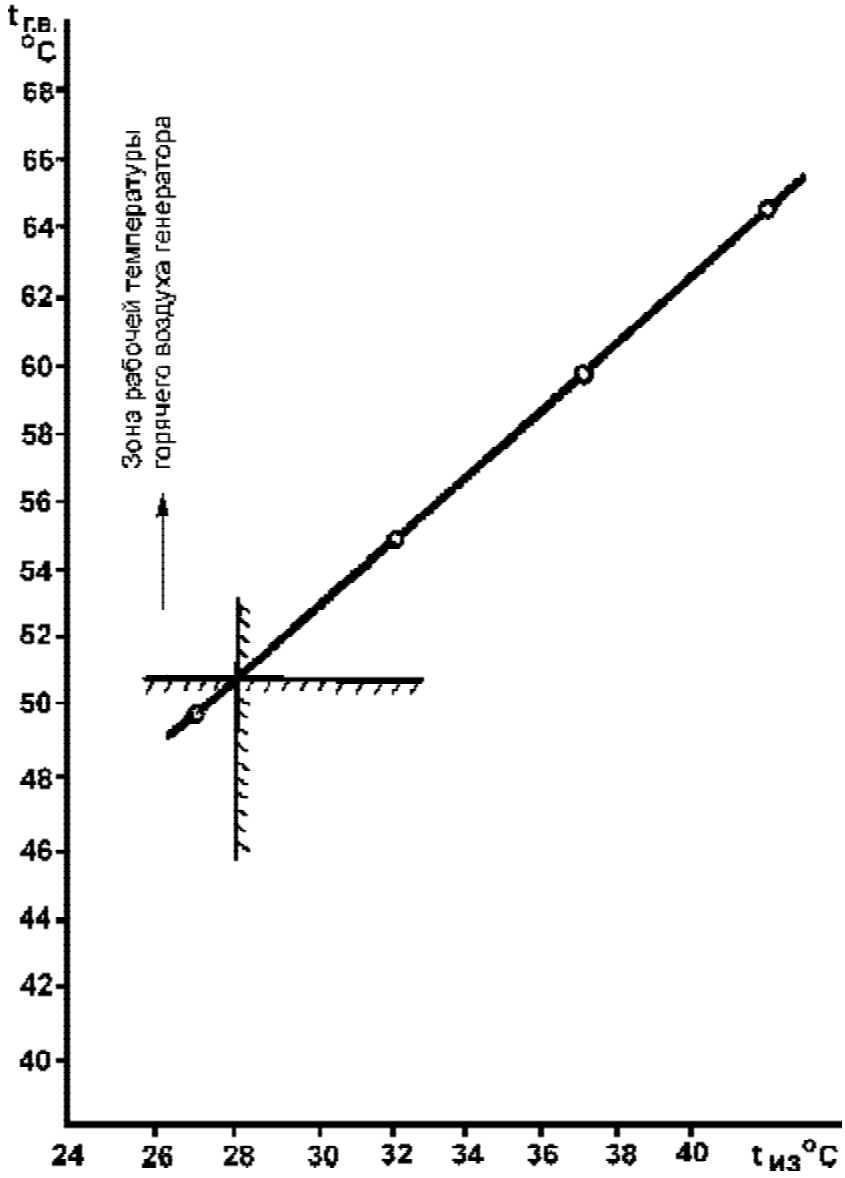


Рис. 4.26 Изменение температуры поверхности тепловой изоляции на трубопроводах холодной воды в зависимости от температуры горячего воздуха гидрогенератора

На красноярских гидрогенераторах была выполнена теплоизоляция поверхностей всех трубопроводов ТВС, в том числе системы дистиллированной воды, за исключением водосоединительных шлангов, которые соединяют заземлённые участки системы со стержнями обмотки, находящимися под электрическим потенциалом. Были разработаны и внедрены специальные поддоны – влагосборники под каждым ВО с отводом конденсата за пределы гидрогенераторов. Наблюдения за состоянием изоляции обмотки статоров гидрогенераторов в последующие годы после внедрения мероприятий показали, что сопротивление поддерживается на высоком уровне (табл. 68).

Содержание влаги в воздушной массе внутри гидрогенератора в принципе можно сократить ещё больше. Однако для этого необходимо обеспечить очень высокую степень герметизации внутреннего объёма гидрогенератора от внешней среды, что практически сделать достаточно трудно, учитывая большие габариты крупных агрегатов. Наряду с этим, барометрическое давление зависит от абсолютного содержания влаги и парциального давления. Несложный расчёт показывает, что за один цикл (оборот) воздуха в генераторе с сокращением влаги на ВО с 27 г/кг до 12 г/кг барометрическое давление внутри генератора упадет с 0,97 бар. до 0,74 бар. Это создаст перепад давления, который вызовет подсос воздуха, т.е. при идеальной герметизации возникнут дополнительные нагрузки на перекрытие гидрогенератора. Следует оговориться, что наибольший перепад давления возникнет в первоначальный момент, а в последующем он уменьшится, так как на практике создать идеальную герметизацию невозможно. Для ликвидации этого недостатка необходимо создавать некоторое избыточное давление внутри гидрогенератора с помощью поддува предварительно осушенным воздухом. Такой способ может представлять практический интерес для всех гидроэлектростанций, поскольку в нем заложена перспектива сохранения долговечности изоляции обмоток гидрогенераторов.

Вопросы герметизации внутреннего объёма гидрогенераторов и образования конденсата тесно связаны с другим важным делом эксплуатации – обеспечением чистоты внутренних частей агрегатов и, в первую очередь, его электрических обмоток.

По инициативе эксплуатационников в период сооружения Красноярской ГЭС был разработан ряд мер, значительно снижающих загрязнение активных частей гидрогенераторов: до начала монтажа гидрогенератора прекращались пылеобразующие работы в непосредственной близости, поверхности внутреннего объёма машины тщательно отделывались и окрашивались, а кроме того, цементные стяжки, подверженные воздействию вентиляционного потока горячего воздуха большого скоростного напора, специально армировались – всё это принесло существенный эффект.

Загрязнение гидрогенераторов происходит и по технологическим причинам: продуктами тормозных диска и колодок, выделяемыми при торможении; от огневых работ при профилактике и ремонте, когда применяется электросварка, пайка, резка; выделяющимися парами из маслованн подпятников и подшипников и т.п. Все эти воздействия ускоряют процесс старения изоляции обмоток и способны создать условия для возникновения дефектов и аварий на гидрогенераторах. Большая опасность возникает при попадании непосредственно на поверхность обмотки статора ферромагнитных частиц, которые, вращаясь в сильном электромагнитном поле, могут привести к "прободению" изоляции, так как механические усилия от полей значительны. На рис. 4.27 показано, как изменилась форма стального кольца под воздействием электромагнитного поля. Кольцо было по забывчивости оставлено при ремонте в лобовых частях гидрогенератора.



Рис. 4.27 Стальное кольцо, находившееся в обмотке статора, подвергшееся электромагнитным воздействиям

С целью уменьшения пылевыделения при торможении, когда из тормозного диска и колодок выделяются и ферромагнитные частицы, была исследована возможность сокращения величины начальной частоты вращения агрегата, при которой включается торможение. В результате исследований было установлено, что масляный клин на поверхности смазки баббитового подпятника

обладает ещё достаточной устойчивостью и при 15% частоты вращения, которая и была принята и внесена в нормативную документацию ГЭС, против ранее заданной заводом величины 30%. В современных условиях распространение металлопластов для поверхности трения сегментов подпятника дает основание к ещё большему снижению начальной частоты вращения агрегата при включении торможения.

Загрязнение гидрогенераторов носит кумулятивный характер и имеет место даже при благоприятных условиях эксплуатации. В первую очередь, требуют внимания обмотки ротора и статора, поэтому необходима периодическая очистка (промывка) изоляции обмотки.

Наиболее распространенным и эффективным считался способ промывки (протирки) обмоток с применением бензина, при котором, не разрушая покровные слои изоляции, достигалась достаточно хорошая очистка её поверхности от грязи. Однако этот способ представляет исключительно высокую взрыво- и пожароопасность.

Совместными исследованиями эксплуатации Красноярской ГЭС, завода "Электросила" и Киевского научно-исследовательского института гигиены труда и профзаболеваний был подобран негорючий и нетоксичный растворитель, не влияющий на покровную изоляцию обмотки и отлично очищающий её поверхность – метилхлороформ. Эта легко подвижная, прозрачная жидкость со слабым характерным запахом имеет температуру кипения $+74^0$С, замерзания -32^0С и удельную массу 1,33.

Метилхлороформ $C_2 H_3 Cl_3$ относится к классу алифатических соединений, является галоидным алкилом с трехзамещенной функцией.

Метилхлороформ обладает наркотическими свойствами. При вдыхании значительного количества паров наступает состояние головокружения, потеря координации движений, однако, после окончания действия метилхлороформа нормальная деятельность человека быстро восстанавливается. Действие жидкого метилхлороформа на кожу и глаза довольно слабое, но кожа сильно обезжиривается. Большая часть метилхлороформа, поступившая в организм, выделяется через легкие в неизменном виде, поэтому этот растворитель относится к моющим средствам сравнительно слабой токсичности. Однако, для исключения даже слабого воздействия при промывке, нужна интенсивная вентиляция объёма, где производится работа, а также защита человека комбинезоном из прорезиненной ткани, перчатками из маслостойкой резины и противогазом с принудительной вентиляцией.

Учитывая, что пары метилхлороформа имеют массу больше, чем воздух, на Красноярской ГЭС была сконструирована и изготовлена специальная переносная вентиляционная система для отсоса

паров из наинизших точек внутреннего объёма гидрогенератора, где происходит промывка (рис. 4.28). Установка включается в работу в период промывки и отключается лишь спустя некоторое время после неё. В этой установке используется высоконапорный шахтный вентилятор большой производительности – типа "Проходка" (145-255 м³/мин.; 240-500 кгс/м²).

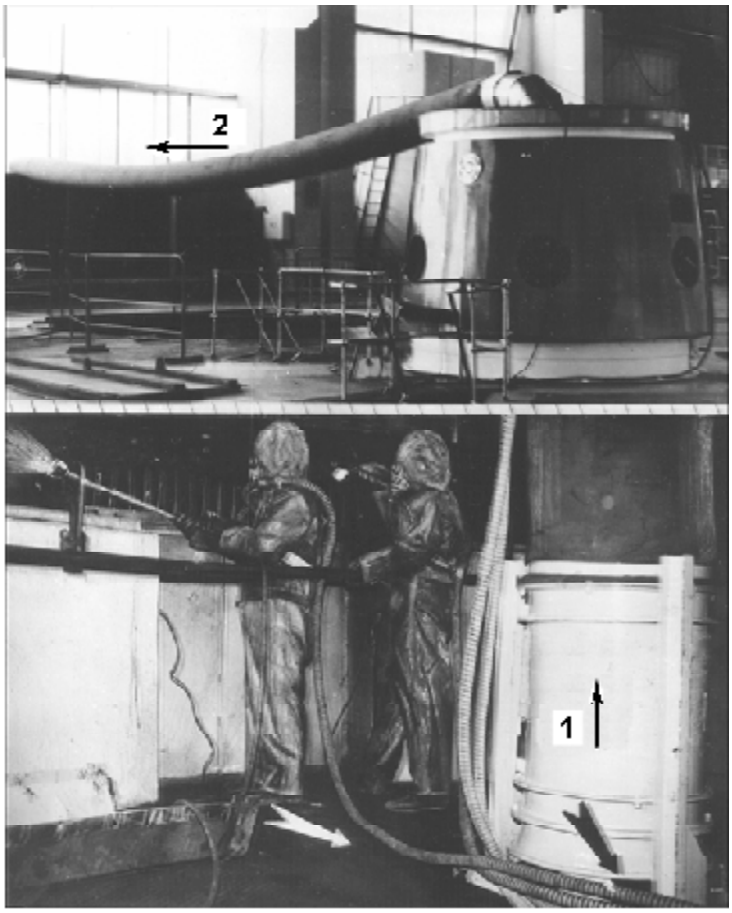


Рис. 4.28 Момент промывки метилхлороформом нижних лобовых частей обмотки статора Красноярского гидрогенератора

1 – переносная вентустановка; 2 – рукав выброса паров метилхлороформа за пределы машзала; ⟵ – отсос паров метилхлороформа с рабочего места

Допуск бригад на ремонт других узлов агрегата во время промывки обмотки метилхлороформом запрещается и производится только после промывки и получения положительного анализа воздушной среды, выполняемого химической лабораторией. Предельно-допустимая концентрация (ПДК) метилхлороформа в воздухе составляет 20 мг/м³. Падение концентрации паров метилхлороформа

после окончания промывки, при непрерывно работающей вентиляции, приведено в таблице 70.

Таблица 70. Изменение во времени концентрации паров метилхлороформа после прекращения промывки гидрогенераторов Красноярской ГЭС

Время истекшее с момента окончания промывки обмотки, час.	4-6	10-12	16-18
Содержание метилхлороформа в 1 м^3 воздуха, мг/м^3	500-250	125-175	25-20

В результате непрерывно работающего отсоса паров через 18 часов после окончания промывки содержание метилхлороформа в воздухе становится гарантированно ниже ПДК.

Организация работ по строго регламентированной программе промывки обмоток метилхлороформом и обеспечение лабораторного контроля его ПДК позволили сделать эту работу безопасной и очень эффективной. За время эксплуатации Красноярской ГЭС была успешно выполнена промывка обмоток статоров несколько десятков раз без каких-либо последствий для оборудования и персонала. Изложенный способ очистки изоляции обмоток – это новое направление в профилактике гидрогенераторов, оно вошло в нормативную документацию Красноярской и Саяно-Шушенской ГЭС.

4.3 Доводка гидрогенераторов

4.3.1 Разработка и внедрение бесстыкового сердечника статора

На Красноярской ГЭС результаты освоения гидрогенераторов 500 МВт явились важным этапом в развитии энергомашиностроения, позволившим отечественным заводам приступить к разработке ещё более мощных гидрогенераторов 640-720*) МВт для Саяно-Шушенской ГЭС.

Среди основных исследований натурного состояния гидрогенераторов Красноярской ГЭС были проведены всесторонние вибрационные испытания сердечников статоров в эксплуатационных режимах. Большое внимание было уделено изучению распределения уровней вибрации по телу статора, частотным характеристикам

*) *Мощность свыше 640 МВт гидрогенератор развивает при напоре брутто более 200 м.*

вибраций сердечника, зависимости их от уровня возбуждения (часто повторяющегося в эксплуатации режима холостого хода с возбуждением) и влияния температуры сердечника на его вибрационное состояние.

На рисунке 4.29 приведены типичные частотные характеристики стыков и середин секторов сердечников, полученные в режиме холостого хода с возбуждением красноярских гидрогенераторов № 1 и № 10. Уровень напряжения статора в этих опытах составлял соответственно 0,58 и 0,7 от номинального, а средняя температура железа сердечников +35 и +27^{0}С.

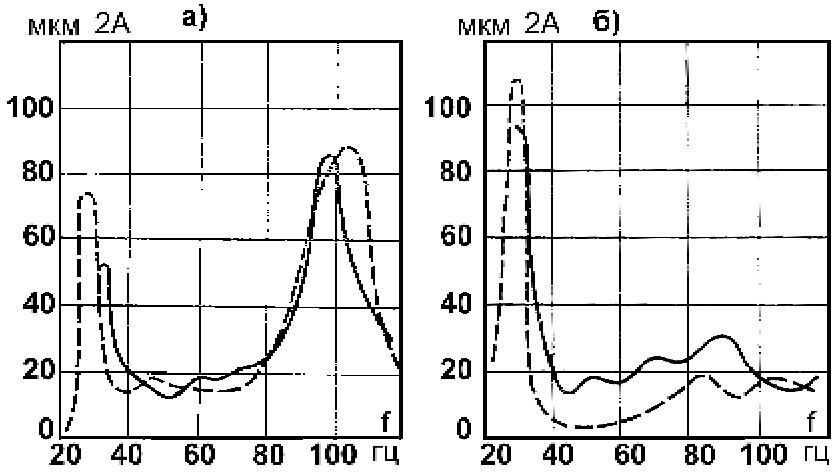


Рис. 4.29 Частотные характеристики радиально-изгибных колебаний сердечника статора генераторов СВФ 1690/175-64

а) – стыки секторов; б) – середины секторов;
–––– генератор ст. № 2 (0,58 $U_н$, $t_{сердеч.}$=35°С);
– – – генератор ст. № 10 (0,70 $U_н$, $t_{сердеч.}$=27°С)

Было установлено, что на холодных генераторах (температура сердечников + 25, +35^{0}С) возникают значительные резонансные колебания стыковых участков на частоте 100 Гц в режиме холостого хода с возбуждением при напряжении на статоре 0,6-0,8 от номинального. Из рисунка 4.29 видно, что уровень вибрации стыков сердечника существенно выше нормы на вибрацию сердечников – 30 мкм.

Пример типичной зависимости вибраций от уровня напряжения холостого хода гидрогенератора представлен на рисунке 4.30, где для сердечников № 2 и 10 выбраны были стыки с наибольшим уровнем вибраций в холодном состоянии железа статора при температуре +30^{0}С. Совершенно иначе выглядит эта зависимость на гидрогенераторе № 11, где опыт также проведён на холодном сердечнике при температуре +26^{0}С. Этот гидрогенератор был более тщательно собран при монтаже, вводился в эксплуатацию зна-

чительно позднее и имел наименьшую наработку по сравнению с агрегатами № 2 и 10.

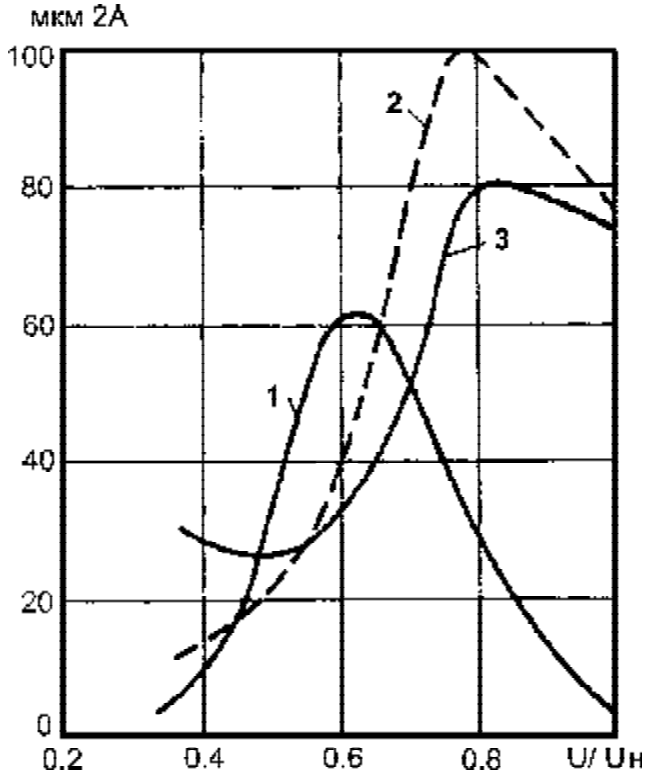


Рис. 4.30 Зависимости радиальных вибраций стыков сердечника статора от напряжения холостого хода в холодном состоянии

1 – ст. № 11 ($t_{сердеч.}$=26° С); 2 – ст. № 10 ($t_{сердеч.}$=30° С); 3 – ст. № 2 ($t_{сердеч.}$=30° С)

Представленные зависимости показывают, что в холодном состоянии недостаточно только подать номинальное возбуждение на гидрогенератор, чтобы за счёт магнитного натяжения стыки между секторами сердечника замкнулись. Непосредственные измерения зазоров в стыках со стороны "спинки" статора на невозбуждённых гидрогенераторах показали, что характеристики, представленные на рисунке 4.30, соответствуют стыкам, имеющим наибольшие и наименьшие начальные зазоры (например, 1,4 мм для гидрогенератора № 10 и 0,15 мм для гидрогенератора № 11). Это подчеркивает связь между зазорами в стыках и уровнем вибрации сердечника статора: бóльшим зазорам соответствуют более высокие вибрации стыковых зон при номинальном напряжении статора. Это связано со смещением резонанса при повышенных зазорах в область, близкую к возбуждению холостого хода при номинальном напряжении [24].

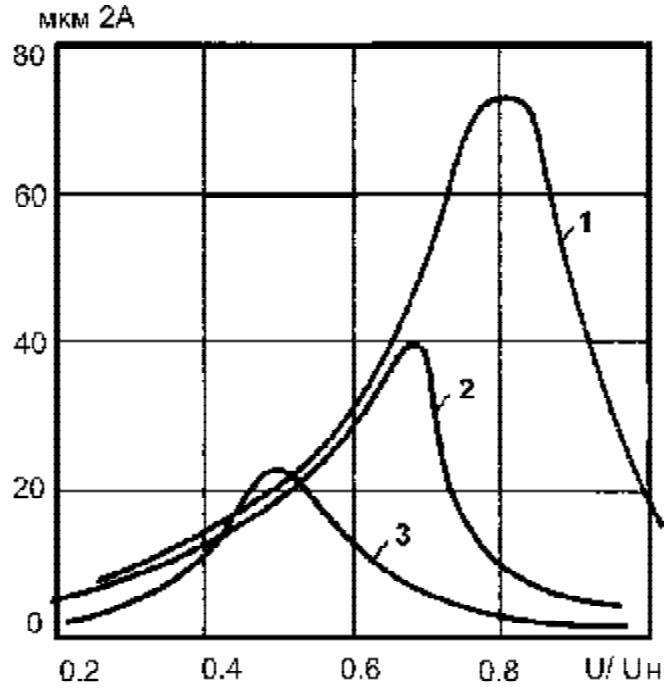


Рис. 4.31 Влияние теплового состояния статора на радиальные вибрации стыков сердечника (генератор ст. № 10) при температуре стали:

1 – $t_{сердечн.}$=28° С; 2 – $t_{сердечн.}$=32° С; 3 – $t_{сердечн.}$=35° С

Описанное явление резко изменяется при нагреве сердечника. Из рисунка 4.31 хорошо видно, что нагрев сердечника приводит к замыканию стыков, когда напряжение статора ещё не достигло номинального уровня, и к существенному снижению вибрации сердечника при номинальном возбуждении. Для гидрогенераторов Красноярской ГЭС при холостом ходе максимальная вибрация горячего сердечника (номинальный температурный режим) с частотой 100 Гц составляет около 30 мкм, т.е. находится на уровне нормативной величины. Закрытие стыков с подъёмом температуры было подтверждено и прямым измерением взаимных перемещений стыкуемых плоскостей сердечников с помощью специальных тензометрических блоков. Из этих исследований был сделан практический вывод, образовавший новое правило эксплуатации, которое не допускает длительную работу холодных гидрогенераторов на холостом ходу с напряжением выше 0,5 от номинального, что вошло в нормативную документацию.

Наряду с этим стало ясно, что развитие гидрогенераторостроения по созданию ещё более мощных машин невозможно без преодоления проблемы стыка.

Эксплуатационные наблюдения и приведенные результаты исследований и испытаний гидрогенераторов 500 МВт показали, что разрезной тип сердечника статора по виброустойчивости находится на пределе допустимого.

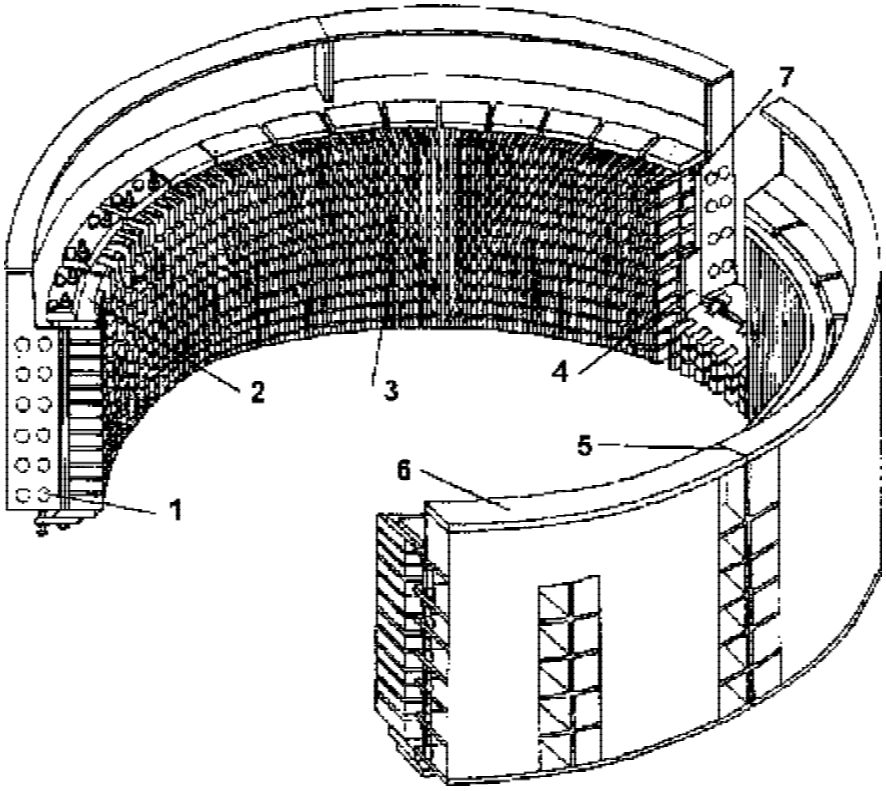


Рис. 4.32 Сердечник статора гидрогенератора, состоящий из состыкованных между собою секторов

1 – стыковая плита сектора корпуса статора; 2 – нажимная плита сердечника статора; 3 – железо сердечника статора с пазами для обмотки статора; 4 – прокладка в стыке между секторами сердечника статора; 5 – стык между секторами корпуса статора; 6 – корпус статора; 7 – стыковая поверхность сердечника статора

Этот традиционный сердечник представляет собой разъёмную конструкцию (рис. 4.32), состоящую из отдельных изготовляемых на заводе секторов (рис. 4.33), которые стыковались на монтаже в кольцо и стык затягивался с помощью шпилек с установкой прокладки. Толщина прокладки подбиралась так, чтобы она соответствовала пространственной конфигурации стыка с целью достижения его монолитности. К сжимающим усилиям в стыке, как мы видели, добавляется эксплуатационное пульсирующее с двойной частотой магнитное тяжение и усиление сжатия, обусловленное нагревом сердечника. Если суммарное сжимающее напряжение в стыках



Рис. 4.33 Обмоточный участок гидрогенераторного цеха

превышает некоторое критическое значение, то пакеты сердечника теряют устойчивость, на участках от стыков до ближайших клиньев они переходят из горизонтального в наклонное положение с характерной формой изломов, образуя волну. На рисунке 4.34 показано это явление для гидрогенераторов 500 МВт Красноярской ГЭС. Сумма указанных выше воздействий приводит к ослаблению и потере первоначальной плоскости стыков. Сердечник перестаёт работать как сплошное кольцо, вследствие чего основное магнитное поле ротора вызывает в нём повышение вибрации, особенно вблизи стыков; известны случаи разрушения железа сердечника у клиньев, расположенных вблизи стыков. Поэтому важное значение приобретает разработка мер по предотвращению образования волн в пакетах железа по всей окружности сердечника. (Анализ статистических данных повреждений обмоток статоров с неблагополучным состоянием стыков в сердечниках гидрогенераторов показывает, что большая часть разрушений и изоляции

обмоток статоров также имеет место в стержнях, расположенных вблизи стыков, где вибрации сердечника наибольшие).

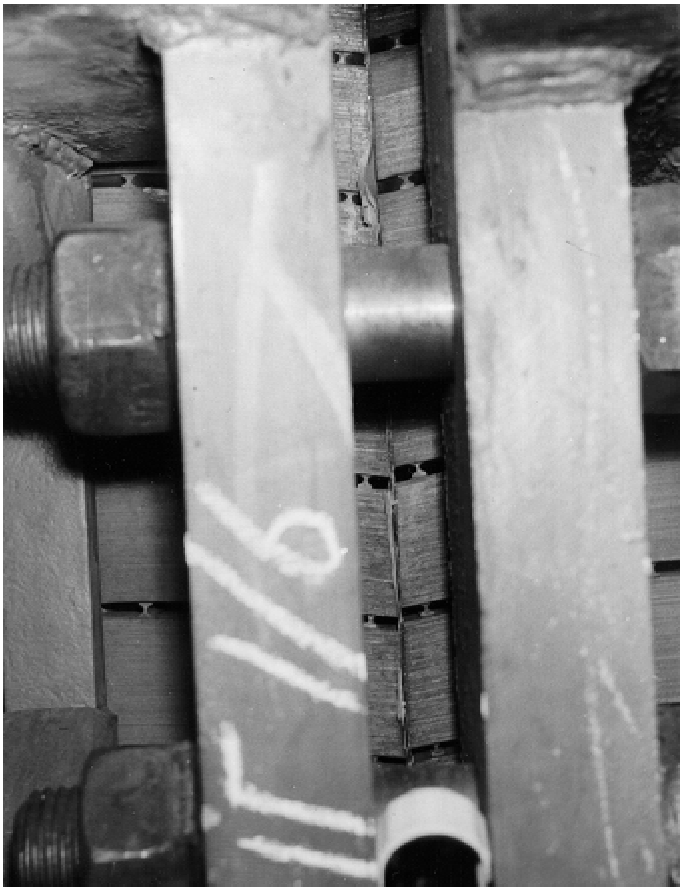


Рис. 4.34 Деформация железа статора красноярского гидрогенератора в месте стыка секторов сердечника

Для саяно-шушенских гидрогенераторов кардинальное решение заключалось в разработке бесстыкового способа сборки сердечника статора "в кольцо" с шихтовкой сегментов железа вперекрой по всей его окружности. Сердечник по высоте и массе существенно превосходил все ранее изготовленные сердечники статоров гидрогенераторов.

Сущность задачи изготовления была сформулирована следующим образом: связь между сердечником и корпусом должна быть выполнена так, чтобы исключить в сердечнике появление сжимающих напряжений, приводящих к потере устойчивости пакетов железа.

Достичь необходимого результата можно было путём растяжения собранного сердечника. В таком сердечнике механические

напряжения будут снижаться с увеличением возбуждения гидрогенератора, а также по мере его нагревания. Они могут стать равными нулю и даже изменить знак, но не должны достигать критического значения, при котором возникнет образование волн в пакетах железа, что является главной причиной распрессовки сердечника. Такая задача могла бы быть решена путём создания сложных механических конструкций раскрепления сердечника в корпусе с применением систем пружин-домкратов. Однако такие системы малопригодны и не технологичны в производственных условиях. Практика подтвердила, что достичь желаемого результата этим способом исключительно трудно.

Совместная работа специалистов завода, научно-исследовательских институтов, эксплуатационной и монтажной организаций позволила для Саяно-Шушенской ГЭС, впервые в практике создания крупных гидрогенераторов, сконструировать статор, в котором предварительное напряжённое состояние (растяжение) сердечника достигнуто путём подогрева его относительно корпуса на расчётный рабочий перепад температуры и закрепления сердечника в этом состоянии в корпусе. Сердечники гидрогенератора Саяно-Шушенской ГЭС шихтовались непосредственно на месте установки – в кратере агрегата. Для этого над кратером был устроен специальный шатер.

Ряд приведенных ниже примеров из опыта изготовления бесстыкового сердечника статора показывает, насколько непростой была задача его осуществления.

В значительной мере на качество изготовления влияло то, что сердечник должен был собираться непосредственно на гидростанции в период разворота строительно-монтажных работ. Во-первых, под шатром, вокруг которого в непосредственной близости велось интенсивное строительство, трудно было создать условия, по влаго- и пылесодержанию близкие к тем, какие могли бы быть на заводе. Во-вторых, в условиях волевого и очень жесткого директивного срока пуска первого агрегата не обеспечивалась необходимая заблаговременность строительной готовности агрегатного блока. И в-третьих, рамки того же срока пуска первого агрегата не позволили располагать таким временем, которое необходимо было бы на технологические операции, выполняемые впервые, и на анализ их результатов.

Ограниченное время на изготовление сердечника привело даже к тому, что строительная и монтажная организации предложили производить его сборку на монтажной площадке с переносом сердечника на свой фундамент с помощью кранов машинного зала. Это предложение всерьёз рассматривалось на научно-техническом совете Минэнерго СССР. Лишь твердая позиция завода в том, что гарантировать перенос сердечника, имеющего массу около 600 тн, без

возможных деформаций и повреждений нельзя, не позволила реализовать предложение строителей.

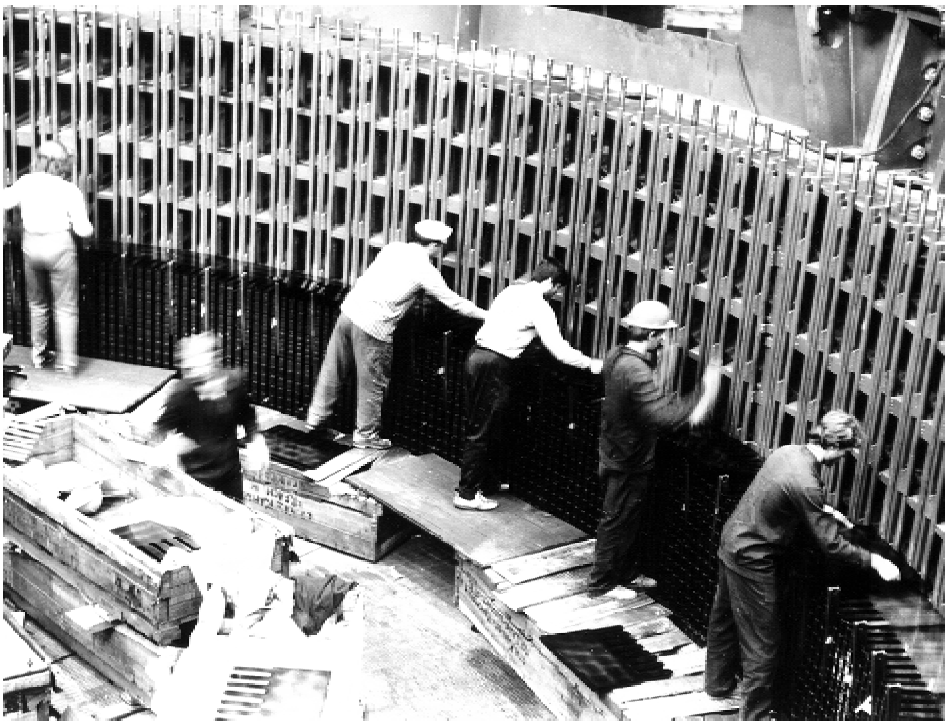


Рис. 4.35 Сборка бесстыкового сердечника статора гидрогенератора Саяно-Шушенской ГЭС

Сердечник набирался в кольцо (без стыков) из сегментов, штампованных из холоднокатанной электротехнической стали и покрытых с обеих сторон изоляционным лаком огневой сушки (рис. 4.35). Сегменты собраны вперекрой на клинья, имеющие “ласточкин хвост”. По высоте сердечник разделён на 36 пакетов, между которыми с помощью дистанционных распорок из немагнитной стали образуются каналы для прохода охлаждающего воздуха. Крайние и, частично, вторые пакеты выполнены из монолитных сегментов, образованных путём склейки и запечки сегментов на эпоксидном лаке. Впоследствии на основе полученных результатов испытаний первого сердечника клинья на месте шихтовки не приваривались к полкам статора, а лишь слегка прихватывались к ним. После прессовки и затяжки сердечника эти временные закрепления удалялись, сердечник статора нагревался относительно корпуса на 15-20^{0}С, т.е., практически, на реально существующий рабочий перепад температуры между ними, который образуется при работе генератора в сети с номинальной нагрузкой. Предварительно сердечник теплоизолировался по наружной поверхности, по торцам и со стороны

расточки (рис. 4.36). Нагревание осуществлялось с помощью электрических печей и калориферов, равномерно распределённых по окружности; мощность, затраченная на нагрев, составляла около 2 кВт на тонну сердечника. Заключительный этап крепления статорных клиньев при такой технологии обеспечивал высокую точность их распределения по окружности.

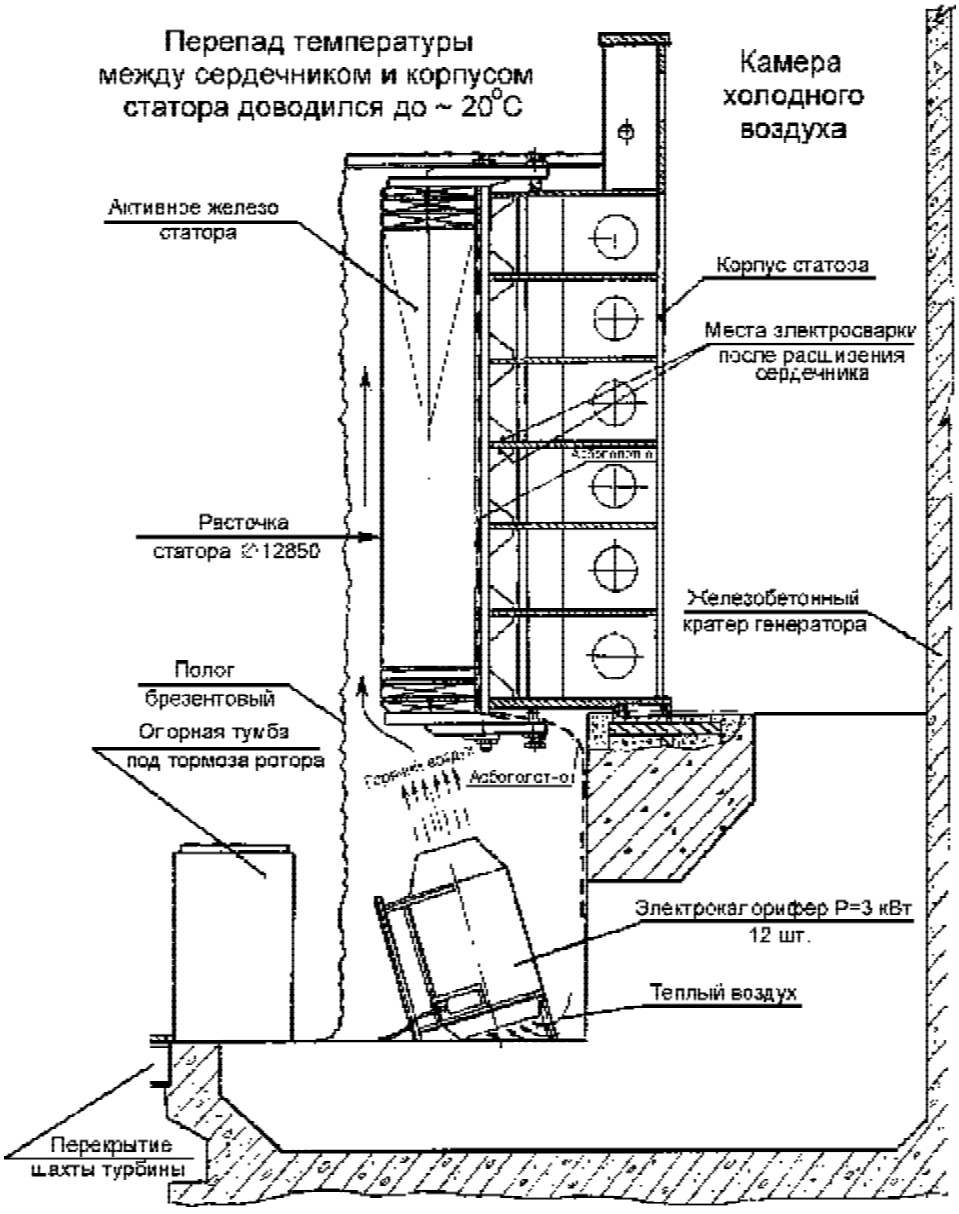


Рис. 4.36 Схема обеспечения теплового расширения активного железа статора гидрогенератора СВФ 1285/275 42У4 Саяно-Шушенской ГЭС при сборке его бесстыковым способом

Однако этого результата получить сразу не удалось. С целью проверки качества сборки смонтированные в кольцо сердечники статоров подвергались испытанию на нагревание. Для проведения испытания на сердечник совместно с корпусом статора, равномерно по окружности, наматывалась намагничивающая обмотка из шлангового кабеля (рис. 4.37). Питание обмотки осуществлялось от источника переменного тока промышленной частоты 50 Гц, в результате чего в теле сердечника создавалось переменное кольцевое магнитное поле, индуктирующее во всех сегментах сердечника электродвижущую силу той же частоты. В плоскости листов сердечника, каждый из которых представляет замкнутый контур с большим внутренним сопротивлением, возникают незначительные вихревые токи, вызывающие в целом небольшие объёмные потери.

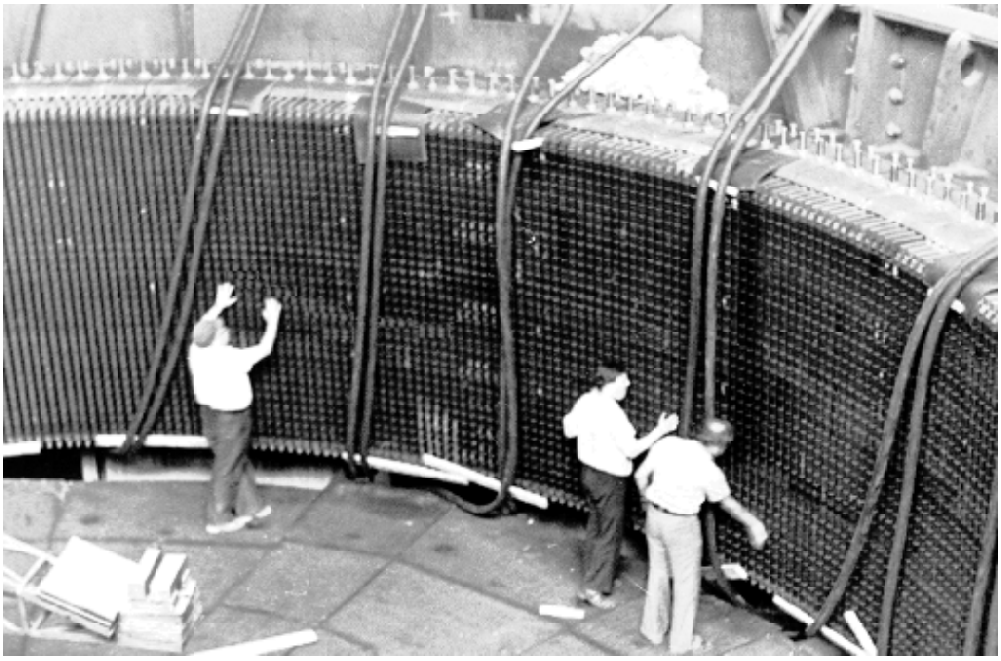


Рис. 4.37 Намагничивающая обмотка на сердечнике статора. Испытатели исследуют степень нагрева железа

Все сегменты практически замкнуты между собой клиньями по спинке сердечника. В случае каких-либо дефектов с замыканиями группы сегментов в зубцовой зоне или на внутренних слоях сердечника, при нарушении лакового покрова сегментов, появляются замкнутые контуры с малыми сопротивлениями, приводящие к повышенным потерям и местным нагревам. Поэтому целью испытаний было выявление таких замыканий. Обычно ток в намагничивающей обмотке выбирался таким, чтобы средняя индукция в теле сердечника составляла 1,4 Т. Продолжительность испытаний назначалась

45 мин., в течение которых определялась температура железа сердечника и удельные потери.

Первая сборка сердечника продолжалась с 18 по 30.08.78 г. Со 2.09.78 начались первые испытания на нагревание сердечника.

Испытания выявили недопустимый нагрев в двух зонах, охватывающих 8-22 пакеты. Для устранения нагрева был осуществлён ряд мероприятий: устанавливались стеклотекстолитовые прокладки толщиной 0,15 мм между сегментами в зубцах на глубину 0,5-0,75 высоты зубцов; было удалено несколько клиньев с "ласточкиным хвостом", и поверхность под ними протравлена 35% раствором азотной кислоты с последующим покрытием поверхности лаком.

После осуществления этих мероприятий вновь были проведены испытания сердечника на нагревание, которые показали, что устранить недопустимый нагрев не удалось. Максимальная температура достигала 150^0С при температуре окружающего воздуха $+12^0$С. В результате было принято решение демонтировать сердечник и вновь собрать.

При разборке, которая осуществлялась с 12 по 17.09.78 г., было установлено, что имеют место: повреждение лакового покрытия на сегментах; волна пакетов с гребнем 10 мм со стороны спинки; нахлесты сегментов на стыках; следы прохождения тока через часть пакетов; сильное замасливание некоторых пакетов из-за повреждения маслосистемы гидравлических прессов; точечные следы прохождения тока через часть пакетов; следы передавливания сегментов, примыкающих к вентиляционным распоркам из-за чрезмерного усилия при прессовке.

Причиной повышенного нагрева в основном является местное передавливание пленки лакового покрытия, происшедшее из-за волны в сердечнике, что привело к появлению замкнутых контуров для прохождения тока в этих зонах сердечника. Волна образовалась в результате деформации клиньев "ласточкиного хвоста" из-за жесткой фиксации и неточной их разгонки по окружности корпуса статора. В случае неточного расположения клиньев, во время испытания на нагревание кольцевым магнитным потоком промышленной частоты свободно опертого сердечника часть клиньев воспринимает на себя механическую энергию вибрирующего сердечника. Преобразуясь в тепло в местах соединения сердечника с клиньями, эта энергия существенно нагревает клинья и отдельные участки пакетов, вызывая их деформацию (рис. 4.38).

При повторной сборке особое внимание было уделено точному соблюдению расположения клиньев "ласточкиного хвоста": пазовые калибры устанавливались в пазы, где расположен стык сегментов; вентиляционные сегменты устанавливались строго идентично во всех

каналах по высоте сердечника; предварительные прессовки сердечника производились с давлением 1,3 МПа, а окончательная – 1,5 МПа; тщательно отслеживалось отсутствие волны пакетов; отслеживалась с помощью тензометров одинаковость усилий в стяжных шпильках сердечника, т.е. параллельно с технологией по созданию бесстыковой конструкции сердечника создавались и новые методы контроля его надёжности на стадии монтажных работ. По мере накопления опыта сборки сердечника и его испытаний на гидрогенераторе № 1 была окончательно доработана технология, исключавшая коробление пакетов, как в процессе испытаний на нагревание, так и в течение многих лет последующей эксплуатации. Большой вклад в доработку технологии внесли А. А. Дукштау, Г. Б. Пинский, М. А. Шахматов, С. А. Прутковский, Е. Н. Виноградов и многие другие.

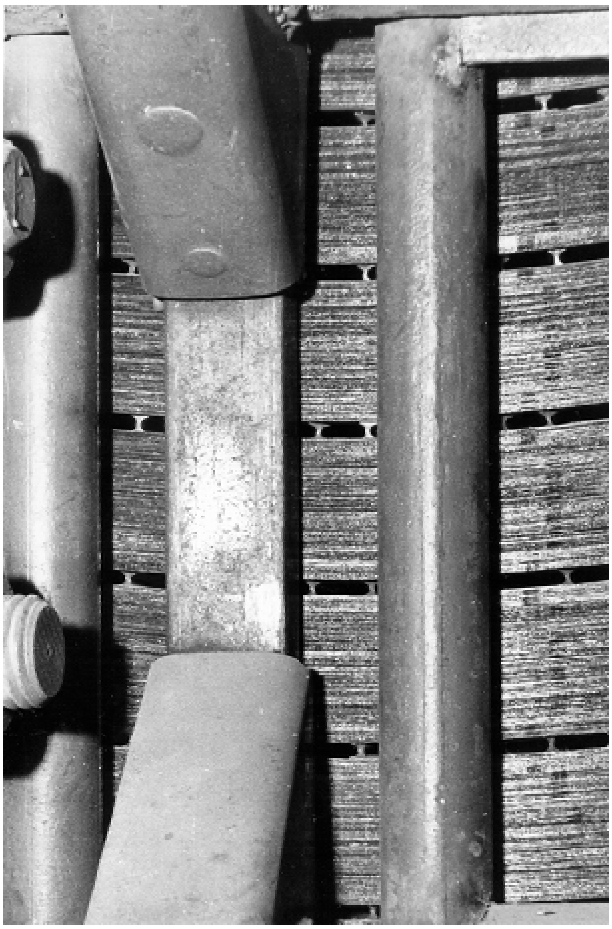


Рис. 4.38 Деформация железа сердечника гидрогенератора Саяно-Шушенской ГЭС после первой опытной сборки и испытания на нагревание

Первое испытание на нагревание сердечника при подключении обмотки его намагничивания к внешней электрической сети промышленной частоты тока показало и то, что частота собственных колебаний сердечника совпала с частотой вынужденных колебаний 100 Гц, поэтому возник резонанс. Резонансное явление было исключительно сильным. Уровень вибрации вдоль окружности и по высоте сердечника был неодинаков. Максимальная вибрация наблюдалась в середине между стыками корпуса статора. Вибросмещения сердечника достигли 700 мкм, возникший шум значительно превышал допустимые нормы (звук упавшего большого листа железа с высоты 7 м на бетонный пол в непосредственной близости от испытателей не был услышан участниками испытаний, хотя и был увиден ими момент падения листа).

Последующие расчётные исследования [25] подтвердили явление резонанса. Для случая разогрева сердечника на 10^0С расчётом была определена частота собственных колебаний сердечника, которая составила 97,8 Гц, амплитуда колебаний 686 мкм, это объясняется тем, что с ростом температуры натяг в сердечнике уменьшался и вибрация его увеличивалась. Наряду с этим, прирост вибрации с течением времени был невелик, поскольку сердечник был свободно закреплен в корпусе, а следовательно, частота его собственных колебаний была близка к постоянной величине.

Натурные данные и расчётные исследования показали, что при испытаниях на нагревание сердечников нельзя допускать попадания их в резонанс. Поэтому в последующих испытаниях каждого вновь собранного сердечника на нагревание источником намагничивания применялись соседние гидрогенераторы, использующиеся с пониженной частотой вращения, 40-45 Гц, что снизило в испытуемых сердечниках вибросмещения в 7 раз [85].

В эксплуатационных условиях на сердечник воздействуют силы от многополюсного магнитного потока, поэтому частота собственных колебаний сердечника статора в нормальном рабочем режиме значительно выше, чем от кольцевого магнитного потока, в результате чего резонанс в этих условиях невозможен. Натурные испытания на Саяно-Шушенской ГЭС по определению вибрации сердечников под нагрузкой гидрогенераторов, изменявшейся от нуля до полной, подтвердили отсутствие резонанса. Испытаниями было установлено, что двойная амплитуда вибрации сердечников в реальных условиях работы генераторов в энергосистеме составляет 5-10 мкм. После 20-летнего периода эксплуатации уровень вибрации сердечников при номинальной нагрузке гидрогенераторов не превышает 10 мкм. Это основной показатель правильности выбранного технического решения по изготовлению бесстыковых сердечников гидрогенераторов Саяно-Шушенской ГЭС.

4.3.2 Обмотка статора

Создание сверхмощных гидрогенераторов, сопровождающееся большим ростом удельных нагрузок в их активных материалах и, в частности, в обмотке статора, натолкнулось на несоответствие технологических норм конструирования новому поколению электрических машин, а также признало непригодными существовавшие ранее технологические приёмы и типовые конструкторские решения, определявшие уровень надёжности гидрогенераторов средней и малой мощности.

Расчётные и натурные исследования показали, например, что на гидрогенераторах 500 МВт Красноярской ГЭС с однослойной обмоткой электродинамические усилия, действующие на обмотку статора в зоне лобовых частей и в пазу (в номинальном режиме), достигают величин от 0,5 до 4,5 кг/см. Это потребовало более ужесточенного подхода к степени уплотнения стержней обмотки в пазу, разработки и создания специальных устройств против их осевого сдвига по пазу под собственным весом. Особого внимания заслуживала система закрепления лобовых частей в радиальном и тангенциальном направлениях. Учитывая воздействие вибрации, возникли повышенные требования к герметизации элементов водяного тракта обмотки, а способность к водонасыщению компаундированной изоляции поставила вопрос о существенном повышении класса изоляции и о поиске новых материалов для её изготовления. Например, эффект линейного расширения в поперечном сечении системы "изоляция – медь" обмотки статора оказался значительно меньшим, благодаря непосредственному водяному охлаждению меди. В гидрогенераторах с косвенным охлаждением обмотки статора, где применялась компаундированная изоляция, температура изоляции в рабочем состоянии при номинальной нагрузке генератора достигает ~100^{0}C. При этой температуре из-за размягчения битумных материалов изоляции в рабочем состоянии уменьшается жесткость обмотки, как системы в целом, что способствует снижению уровня её вибрации. Кроме того, бóльшее увеличение объёма стержней за счёт расширения меди при более высокой температуре, чем у гидрогенераторов с непосредственным охлаждением, способствует самоуплотнению стержней в пазу.

Была разработана и внедрена специальная технология горячей опрессовки стержней в пазу с использованием стеклотекстолитовых уплотнительных элементов плоского и волнистого сечений с полупроводящим покрытием, благодаря чему задача надёжного уплотнения обмотки статора в пазах была успешно решена.

Против осевого сдвига стержней обмотки статоров была разработана и внедрена конструкция специальных "арочных" упоров,

которые изготовлены из материала высокой механической прочности и хороших диэлектрических свойств.

В комплексе с другими конструкторскими решениями по усилению закрепления лобовых частей обмотки статоров для бандажной вязки был применен, вместо льнопенькового, лавсановый шнур, который при определённой обработке и с повышением температуры в рабочем режиме гидрогенератора способен самоутягиваться.

Была разработана и внедрена новая конструкция водоподводящего и токонесущего наконечника стержня обмотки статора. Эта конструкция наряду с тем, что обеспечивает высокую герметичность узла подвода дистиллированной охлаждающей воды, обладает тем качеством, что ремонт в случае возникновения протечек воды в месте пайки, соединяющей наконечник с элементарными проводниками стержня, выполняется без выема и отбраковки стержня (рис. 4.39).

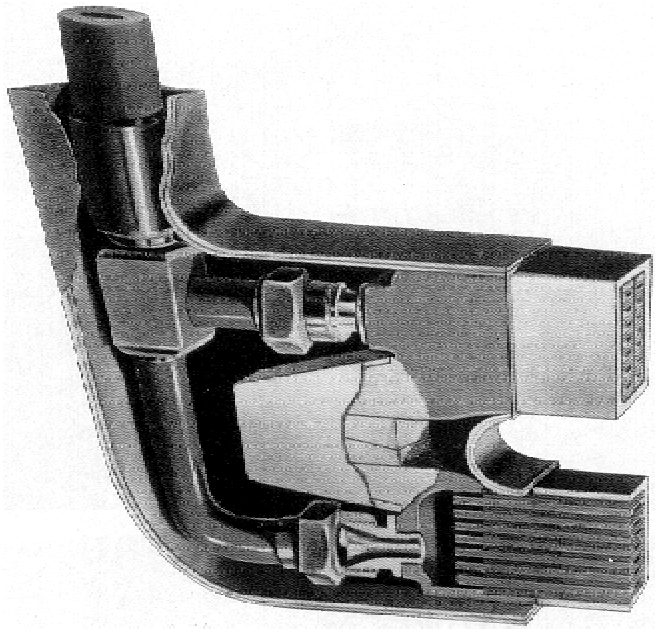


Рис. 4.39 Головка обмотки статора гидрогенератора с непосредственным охлаждением водой

Все разработки по модернизации и доводке гидрогенераторов Красноярской ГЭС были использованы в проекте гидрогенераторов Саяно-Шушенской ГЭС, благодаря чему они много лет работают надёжно. Наряду с упомянутыми усовершенствованиями, для гидроагрегатов Саяно-Шушенской ГЭС основными и принципиальными мероприятиями являются применение термореактивной изоляции и двухслойное исполнение обмотки статоров. Прообразом,

где апробировались эти решения, были гидрогенераторы № 11 и 12 Красноярской ГЭС.

4.3.3 Вентиляция гидрогенератора

Минимум затрат на обслуживание агрегата образует одну из составляющих частей его эффективности в энергосистеме. Успешное освоение головных крупных агрегатов зависит от того, насколько интенсивно накапливается опыт их эксплуатации. И то, и другое, в свою очередь, связано с тем, насколько доступен агрегат для оперативного осмотра и профилактики жизненно важных его узлов и конструкций. Часто выявления дефектов и опытные данные появляются слишком поздно и становятся результатом уже случившегося отклонения от нормального состояния элементов и узлов агрегата. Организация учащенных наблюдений не всегда осуществима из-за больших затрат и трудоёмкости работ по подготовке узлов крупных агрегатов к осмотру. Для головных агрегатов учащенные наблюдения особенно необходимы.

Из многих ответственных узлов конструкции гидрогенераторов Красноярской и Саяно-Шушенской ГЭС особый интерес представляют элементы системы водяного охлаждения, расположенные в месте перехода от водяных коллекторов непосредственно к стержням обмотки статора (рис. 4.40). Эта часть системы имеет в своём составе резьбовые соединения и гибкие элементы, подверженные вибрации и чувствительные к ней. Кроме того, этот участок системы находится в зоне выброса продуктов от истирания тормозов, т.е. обмотка на данном участке подвержена наибольшему технологическому запылению. И, наконец, в этом месте соседствуют находящиеся под напряжением токоведущие части обмотки с частями агрегата, заземлёнными через охлаждающий дистиллят и поверхность водоподводящих и сливных шлангов. Всё это вызывает необходимость в организации особо пристальных и учащенных наблюдений за указанным местом гидрогенератора, поскольку протечки воды или увеличение проводимости поверхности шланга могут стать причиной аварийной ситуации на генераторе.

Гидрогенератор Красноярской ГЭС был создан с распространенной традиционной двухсторонней системой вентиляции (заход воздуха в ротор сверху и снизу). Типовая схема включала в себя лопаточные вентиляторы, воздухоохладители, а также вертикальные и горизонтальные воздухоразделяющие щиты над ободом ротора и под ним для организации вентиляционных потоков воздуха. Нижний горизонтальный воздухоразделяющий щит размещался в непосредственной близости от головок нижних лобовых частей обмотки статора и водосоединительных шлангов (рис. 4.1). Он был

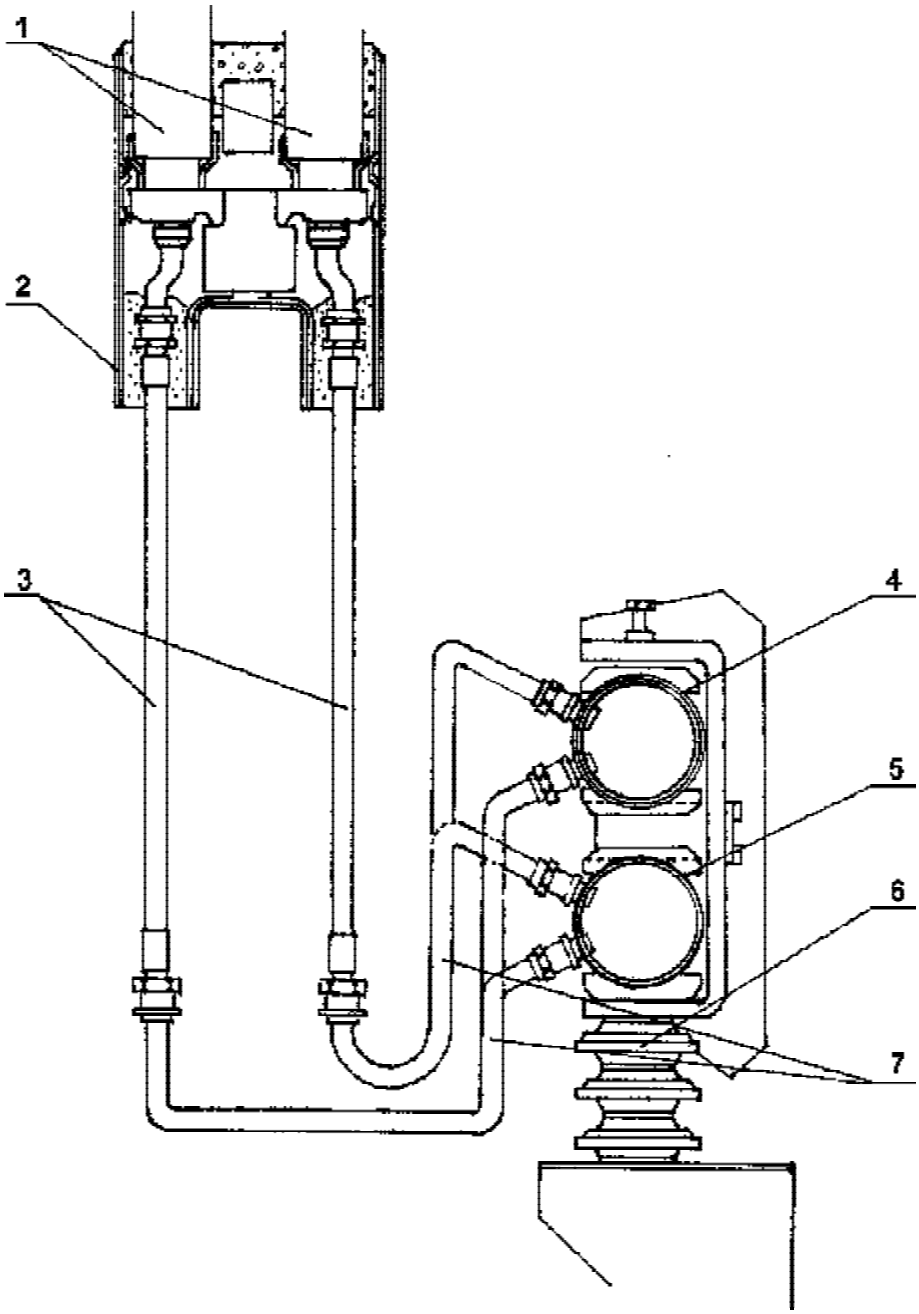


Рис. 4.40 Нижние лобовые части. Конструкция водоподвода обмотки статора гидрогенератора Саяно-Шушенской ГЭС

1 – стержни обмотки статора; 2 – изолирующая коробочка; 3 – фторопластовый шланг водоподвода; 4 – напорный коллектор; 5 – сливной коллектор; 6 – изолятор; 7 – медная водосоединительная трубка

изготовлен из листовой стали толщиной 4-5 мм в виде сегментов, соединенных между собой множеством болтов. Вес одного сегмента составляет 60-70 кг.

Даже простейший осмотр нижних лобовых частей обмотки статора иногда предварялся демонтажом этих щитов. При профилактических же ремонтах работа по демонтажу-монтажу щитов выполнялась регулярно. Монтаж-демонтаж нижнего воздухоразделяющего щита на одном гидрогенераторе занимал при круглосуточной работе ~10-12 смен бригадой в составе 11-13 человек. Работа по разборке и сборке болтовых соединений должна была выполняться в очень стесненных условиях. Щиты сами по себе неудобны в обращении, тяжелы и громоздки, а место расположения их в генераторе исключало какую-либо механизацию.

Всё это поставило задачу перед эксплуатацией исследовать возможность альтернативного решения. При исследованиях учитывалось, в первую очередь, принципиальное положение о том, что тепловое состояние обмотки, имеющей непосредственное водяное охлаждение, не зависит от изменения режима вентиляции гидрогенератора. Поэтому в расчётах и исследованиях внимание было сосредоточено только на изменении теплового состояния активного железа, и, в особенности, его торцевых зон, а также обмотки возбуждения и демпферной системы ротора.

Исследования показали, что существовавшая система вентиляции не обладала оптимальными свойствами по распределению вентиляционного воздушного потока, которая проектировалась как двусторонняя. Фактически имелись рециркулирующие, паразитные потоки через проёмы звезды ротора, минующие воздухоохладители (рис. 4.41а). Это увеличивало вентиляционные потери, которые составляли около 2000 кВт [85]. Впоследствии в [91] был обобщен опыт натурных исследований систем вентиляции нескольких мощных гидрогенераторов, у которых явление помпажа имело место и так же ярко было выражено (неустойчивый режим циркуляции воздуха, сопровождающийся резкими колебаниями давления и расхода и наличием обратных перетеканий среды).

За счёт эффекта помпажа через верх красноярского гидрогенератора поток воздуха составлял ~170 м^3/с, а полезный вентиляционный расход через генератор ~160 м^3/с; через низ ожидаемого направления потока не было, практически весь расход воздуха проходил через верх гидрогенератора. Поток, попадая сверху в звезду ротора насосным действием его спиц, направлялся через каналы обода ротора и одновременно с этим, из-за недостаточно задросселированного входа в звезду ротора, частично отбрасывался вниз в окна между спицами. Внизу под ротором поток получал круговое вращательное движение и ответвлялся, направляясь в камеру хо-

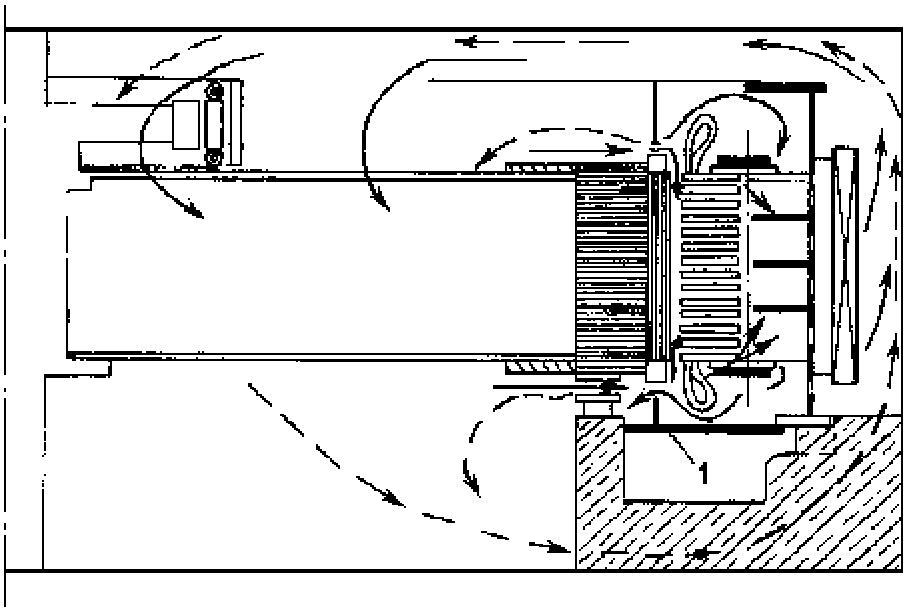


Рис. 4.41а Явление помпажа. Самопроизвольное перераспределение потоков воздуха на запроектированной двусторонней системе вентиляций Красноярского гидрогенератора

1 – нижний горизонтальный воздухоразделяющий щит

лодного воздуха. Там он присоединялся к потоку, выходящему из воздухоохладителей, и оба потока направлялись вверх к звезде ротора, происходило самопроизвольное перераспределение потоков и превращение схемы вентиляции гидрогенератора практически в одностороннюю. Несмотря на это, для режимов перевозбуждения генератора превышение средней температуры сердечника статора не выходило за допустимые пределы. Проведенными исследованиями, в которые большой вклад внес И. Ф. Филиппов, было подтверждено предложение о ликвидации нижнего горизонтального воздухоразделяющего щита и переустройства вертикального щита, что обеспечило целевое образование односторонней схемы вентиляции гидрогенераторов, успешно реализованное на всех генераторах Красноярской ГЭС (рис. 4.41б). Это мероприятие существенно улучшило ремонтопригодность гидрогенераторов.

Исследования показали также, что вихревое движение воздуха в районе тормозных тумб значительно ослабило эффект лопаточного вентилятора, расположенного на роторе, и вызвало увеличение нагрева торцевой зоны сердечника статора. Разработка и внедрение мероприятий по усилению вентиляции крайних пакетов железа за счёт уменьшения количества обмоткодержателей ротора (рис. 4.42),

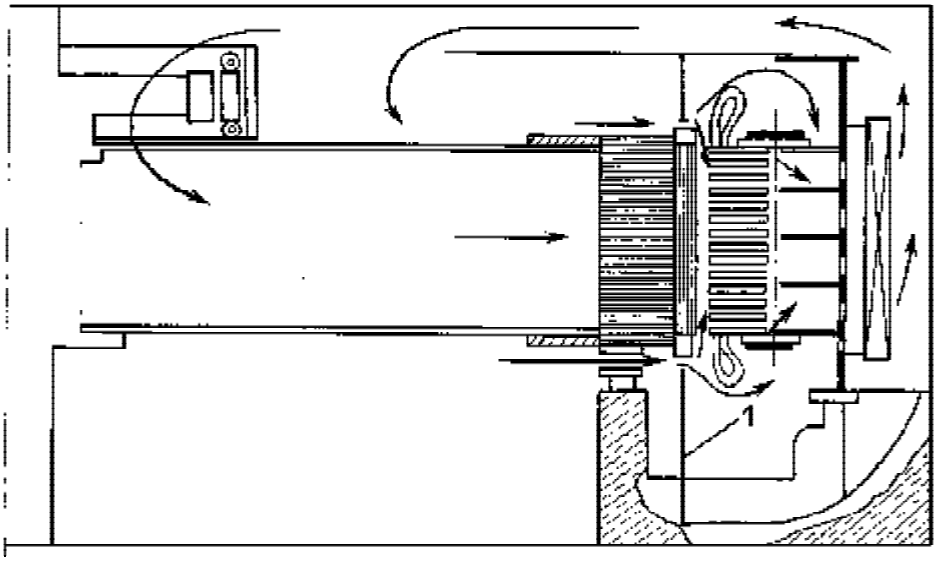


Рис. 4.41б Схема односторонней вентиляции гидрогенератора Красноярской ГЭС с подачей воздуха на ротор сверху

1 – вертикальный воздухоразделяющий щит

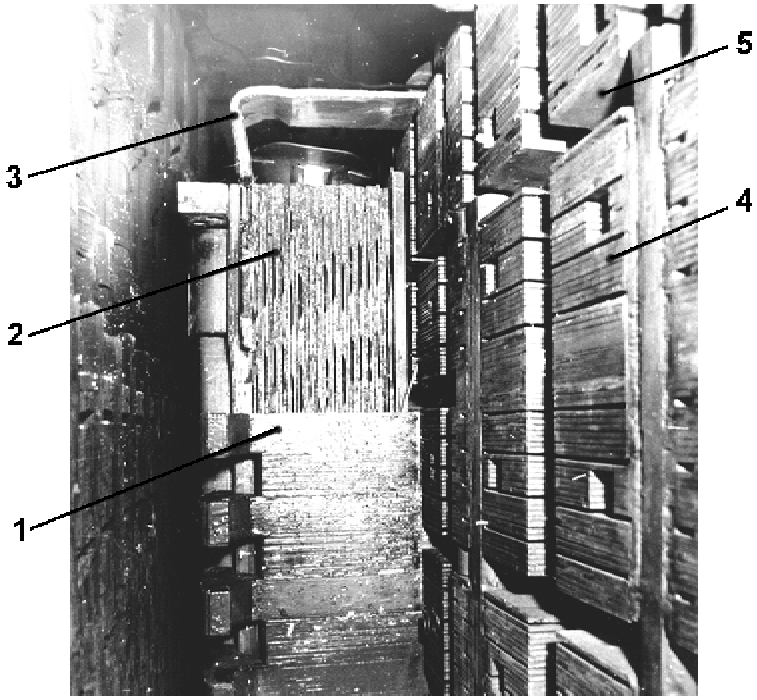


Рис. 4.42 Часть обмоткодержателей катушек полюсов снята

1 – обмоткодержатели; 2 – обмотка катушки полюса; 3 – междуполюсное соединение; 4 – железо ротора; 5 – каналы обода ротора

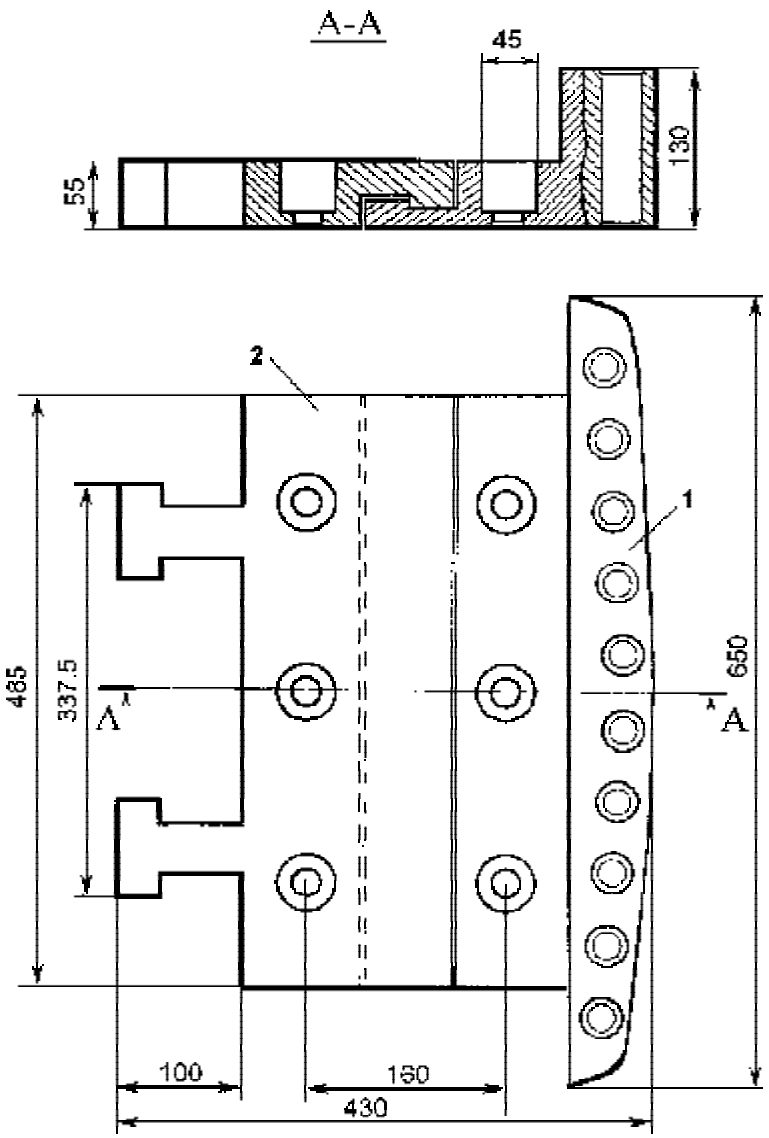


Рис. 4.43 Разрез составной щеки полюса гидрогенератора Саяно-Шушенской ГЭС

1 – часть щеки из немагнитной стали; 2 – часть щеки из магнитной стали

позволившая открыть каналы обода ротора для прямого обдува торцевых зон, решила и эту задачу. Одновременно это позволило отказаться от лопаточных вентиляторов на ободе ротора, что упростило выполнение на нем ремонтных работ. После реализации указанных решений была обеспечена высокая ремонтопригодность важнейших узлов гидрогенераторов 500 МВт Красноярской ГЭС. Все изложенные разработки были реализованы в проекте гидрогенераторов Саяно-Шушенской ГЭС. Кроме того, в проекте гидрогенераторов Саяно-

Шушенской ГЭС были учтены очень важные результаты натурных исследований нагрева торцевых зон сердечников статоров красноярских гидрогенераторов. Этими исследованиями, а также испытаниями на других ГЭС было установлено, что с резким повышением удельных электромагнитных нагрузок, характерным для высокоиспользованных гидрогенераторов, сильно возрастает плотность магнитных полей рассеяния, в частности магнитного потока ротора, вытесняемого в торцевые зоны сердечника статора. В результате этого значительно возрастает их нагрев. Заводские исследования на специальном явнополюсном генераторе, где изменялось положение сердечников полюсов в аксиальном направлении относительно сердечника статора, показали, что плотность торцевого поля ротора резко снижается, если торцевая ферромагнитная граница сердечника статора превышает торцевую ферромагнитную границу полюсных наконечников на величину, равную примерно тройному размеру воздушного зазора генератора. Этот эффект был использован при конструировании сердечников полюсов гидрогенераторов Саяно-Шушенской ГЭС. Щеки сердечников полюсов выполнены составными: верхняя часть изготовлена из немагнитного материала, а нижняя – из магнитного (рис. 4.43). Наряду с этим, была исследована степень проникновения аксиальных магнитных полей рассеяния по глубине и толщине пакетов железа статора. На рисунке 4.44 представлено распределение аксиальной составляющей магнитной индукции от расточки к телу

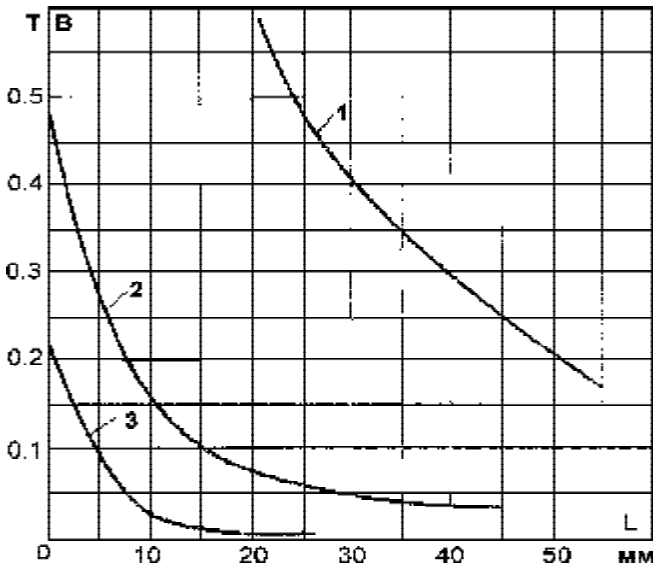


Рис. 4.44 Распределение аксиальной составляющей магнитной индукции в режиме холостого хода с номинальным напряжением на гидрогенераторе Красноярской ГЭС (от расточки к телу статора)

1 – на торце первого пакета; 2 на втором пакете со стороны первого вентиляционного канала; 3 – на среднем пакете со стороны вентиляционного канала

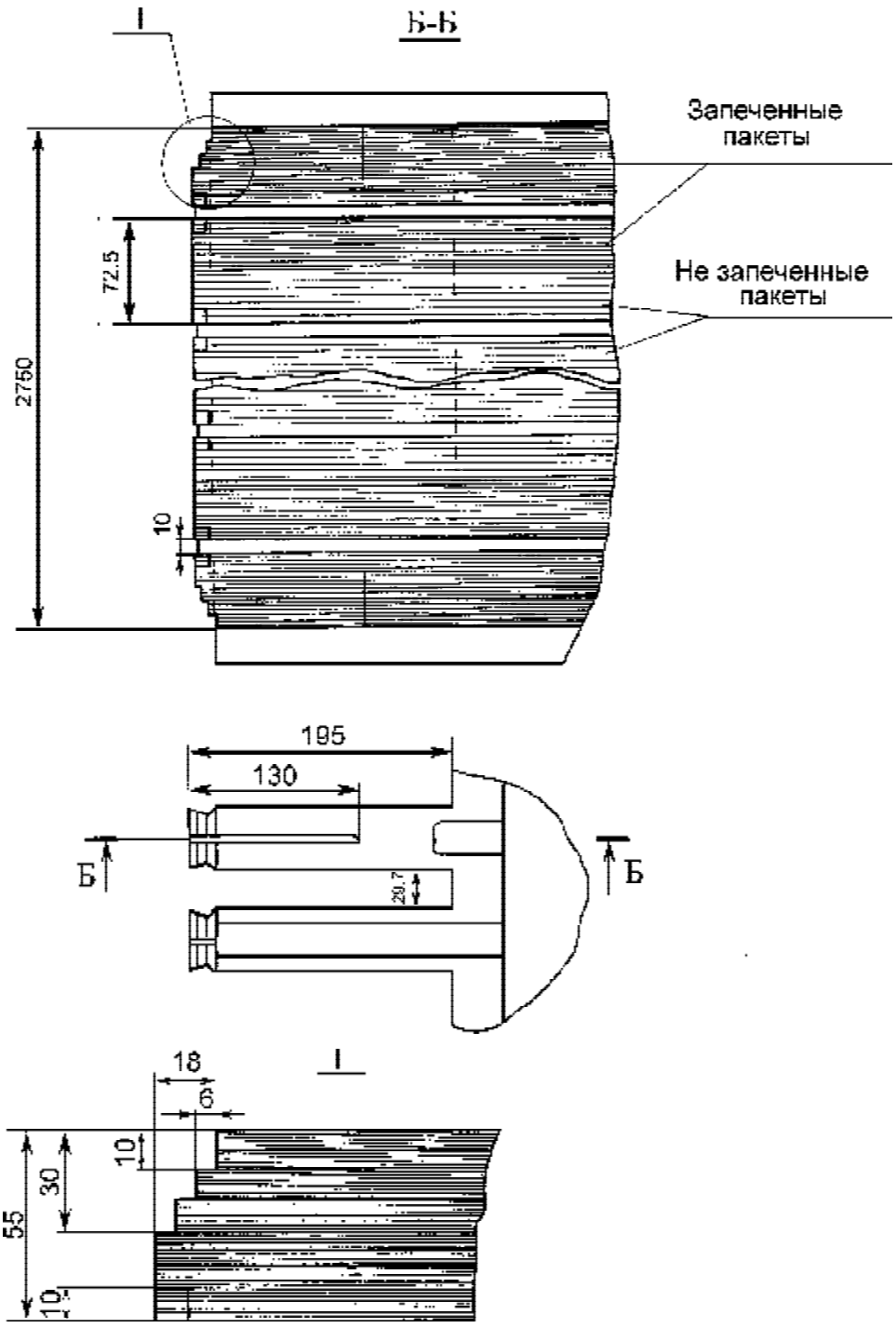


Рис. 4.45 Конструкция крайних пакетов сердечника статора гидрогенератора Саяно-Шушенской ГЭС

статора в режиме холостого хода с номинальным напряжением гидрогенератора Красноярской ГЭС. Исходя из этих исследований, была сконструирована конфигурация торцевой зоны сердечника статора генератора Саяно-Шушенской ГЭС. Крайним пакетам придана ступенчатая форма, зубцы первого и второго пакетов выполнены с глубокими шлицами глубиной 130 мм (рис. 4.45), нажимные гребенки изготовлены из немагнитной стали. На рисунках 4.55 и 4.56 представлены результаты исследований нагрева сердечников статоров гидрогенераторов Саяно-Шушенской ГЭС при повышенной нагрузке. Как видно, нижние пакеты сердечника имеют более высокую температуру, чем верхние пакеты. На расточке статора разность температуры достигает 36^0С, а на спинке 33^0С. Неравномерность распределения температуры в зубцовой зоне и на спинке сердечника является результатом неравномерного распределения расхода воздуха: через верх статора идет около 70% общего расхода. Кроме того, имеет место неравномерность распределения скоростей воздуха в вентиляционных каналах сердечника по его высоте. Скорость колеблется от 10 м/с до 18,5 м/с [85]. Из рисунков видно также, что второй верхний и первый нижний пакеты сердечника по нагреву отличаются по сравнению с соседними пакетами, что объясняется, скорее всего, разной глубиной шлицов в зубцах пакетов, а также некоторым смещением ротора вниз по отношению к сердечнику статора. Однако, при всем этом видно, что по нагреву гидрогенератор Саяно-Шушенской ГЭС имеет значительный запас против допустимых значений, указанных в проекте и ГОСТе. Это достигнуто благодаря всестороннему учету опыта освоения гидрогенераторов Красноярской ГЭС.

Из изложенного следует вновь немаловажный вывод о том, что перед эксплуатационниками период освоения головных агрегатов ставит нетрадиционные для них задачи, связанные с организацией широкого проведения натурных исследований таких машин. Участие эксплуатационников и, во многих случаях, организация ими испытаний обеспечивают ускорение решения проблемных задач.

4.3.4 Регулирование температуры обмотки статора

Экспериментальной проверкой и предшествующими ей расчётными исследованиями переходного процесса теплообмена в системе охлаждения обмотки статора гидрогенераторов Красноярской ГЭС было установлено, что без автоматического регулирования этого процесса агрегаты не смогут обеспечить необходимую мобильность в энергосистеме. Постоянная времени нагрева обмотки составляет меньше трех минут.

На основании этих исследований эксплуатационниками впервые были сформулированы требования к регулирующему устройству.

Была разработана совместно с заводом схема регулирования на принципе поддержания постоянства температуры воды на выходе из обмотки.

В этой схеме регулирование теплового состояния обмотки статора достигается благодаря разделению расхода охлаждающей дистиллированной воды на два потока, один через охладители, другой, минуя их – на перепуск. Принципиальная схема регулятора представлена на рисунке 4.46.

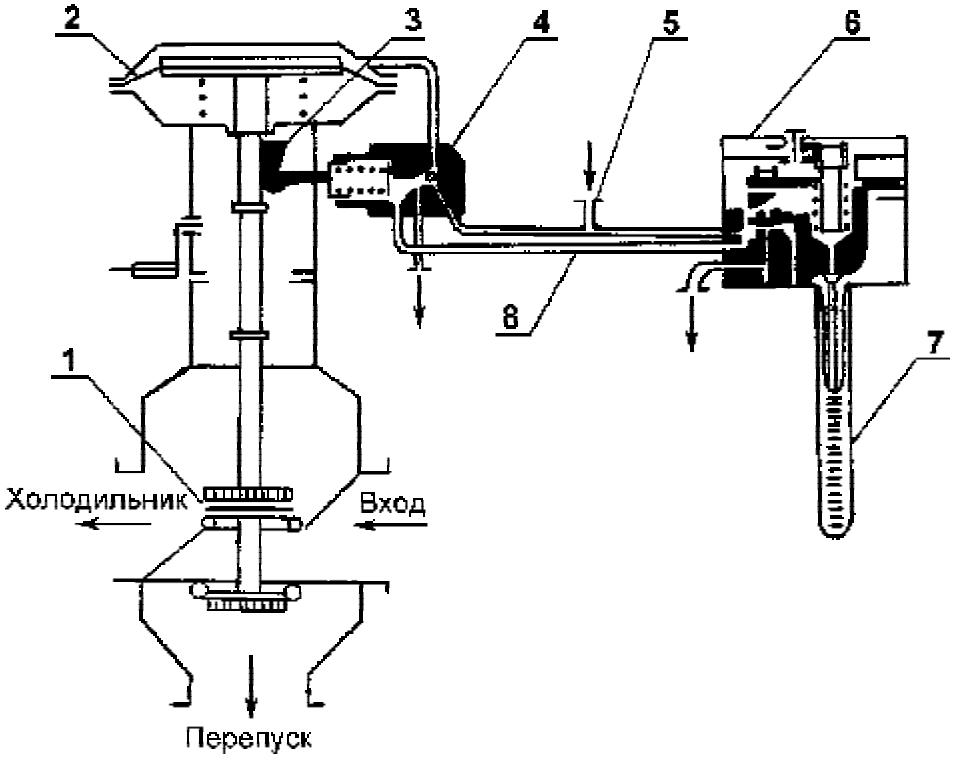


Рис. 4.46 Принципиальная схема регулятора температуры охлаждения обмотки статора

1 – регулирующий орган; 2 – мембрана; 3 – сектор; 4 – золотник; 5 – линия питания; 6 – датчик температуры; 7 – термобаллон датчика; 8 – линия обратной связи

Для крайних граничных условий, когда гидрогенератор включен в сеть и не несёт активной нагрузки, и другой случай – работает с полной мощностью, практически весь расход дистиллированной воды либо идет на перепуск, либо через охладители. При промежуточных нагрузках гидрогенератора расход дистиллята распределяется по определённой зависимости. Разработанный способ регулирования температуры дистиллированной воды (меди обмотки статора) имеет преимущество в том, что сохраняется постоянство расхода

дистиллята через обмотку. Этим обеспечивается постоянство гидравлических сопротивлений в элементах системы, создается стационарный гидравлический режим как для насосов циркуляции, так и для системы охлаждения в целом, что не усложняет эксплуатацию системы. В таблице 71 приведены средние значения параметров системы охлаждения обмоток статоров гидрогенераторов Красноярской ГЭС при их номинальной мощности 500 МВт в одном из режимов летнего графика нагрузки.

Таблица 71. Параметры системы охлаждения обмоток статоров гидрогенераторов Красноярской ГЭС

Активная нагрузка гидрогенератора	МВт	500
Расход дистиллята через обмотку	$м^3$/час.	155
Давление дистиллята на входе в обмотку	МПа	0,29
Давление дистиллята на выходе из обмотки	МПа	0,07
Температура дистиллята на входе в обмотку	^{0}C	29
Температура дистиллята на выходе из обмотки	^{0}C	58
Вакуум в расширительном баке	МПа	-0,045
Температура меди (средняя из максимальной)	^{0}C	68
Количество в работе теплообменников (охладителей дистиллированной воды)	пар	4
Расход технической воды через теплообменники	%	100
Температура технической воды на входе в теплообменник	^{0}C	17

Испытания разработанных регуляторов температуры обмоток статоров проводились в натурных условиях на нескольких гидрогенераторах с изменением их нагрузки от нуля до полной, как с невысокой скоростью регулирования (десятки минут), так и сравнительно быстро (минуты). В результате испытаний были получены статические и динамические характеристики регулятора, которые представлены на рисунках 4.47 и 4.48.

Статическая характеристика снималась с изменением активной нагрузки на гидрогенераторе от 500 МВт до 100 МВт в течение 180 мин. ступенями 100, 200, 300, 400, 500 МВт с выдержкой времени на каждой ступени ~35 минут.

Динамическая характеристика снималась с изменением нагрузки от 0 до 380 МВт в течение 5 минут. Температура выходящего из обмотки дистиллята измерялась с интервалом 10 с.

Из приведенных результатов испытаний видно, что регуляторы системы охлаждения обмоток статоров гидрогенераторов Красноярской ГЭС обеспечивают достаточно точное поддержание заданных

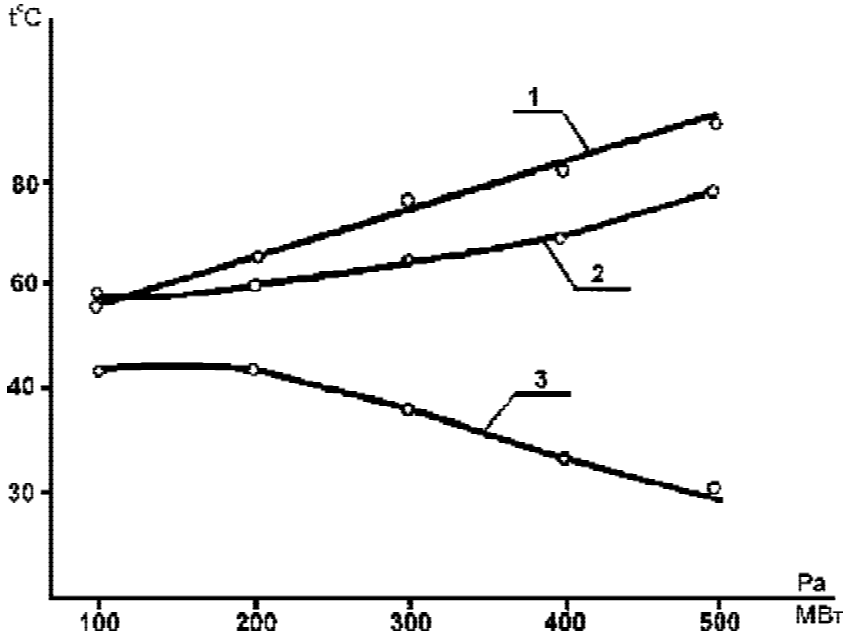


Рис. 4.47 Статические характеристики регулятора температуры обмотки статора, полученные при испытании генератора № 3 Красноярской ГЭС

1 – температура меди; 2 – температура дистиллята на выходе из обмотки; 3 – температура дистиллята на входе в обмотку

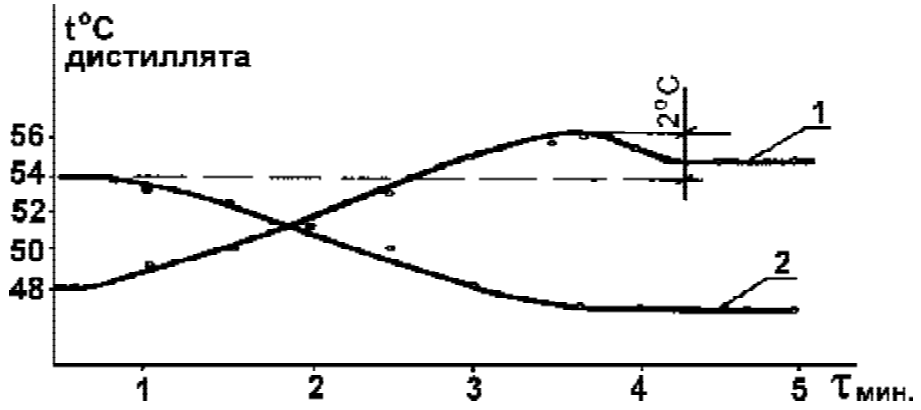


Рис. 4.48 Динамическая характеристика регулятора температуры обмотки статора, полученная при испытании генератора № 9 Красноярской ГЭС

1 – наброс нагрузки; 2 – сброс нагрузки

пределов температуры дистиллированной воды и меди статора. Разброс температуры дистиллята на выходе в статических режимах ра-

боты гидрогенератора составляет 11^0С, что находится в пределах статизма регулятора. В режимах сравнительно быстрого регулирования нагрузки заброс температуры не превышает 2^0С.

Более чем 25-летний период успешной эксплуатации регуляторов температуры обмотки статоров гидрогенераторов Красноярской ГЭС указывает на правильность решений и разработок по обеспечению регулирования теплового режима.

Разработки, выполненные на Красноярской ГЭС, полностью были включены в проект гидрогенераторов Саяно-Шушенской ГЭС, которые вводились в эксплуатацию, сразу же оснащенные регуляторами температуры обмоток статоров. Более 20 лет эти устройства здесь так же надёжно работают.

4.3.5 Междуполюсные соединения обмотки возбуждения

В повышении коэффициента готовности гидрогенераторов занимает важное место надёжность ротора и, в частности, обмотки возбуждения. Опыт показывает, что вероятность вынужденных остановок агрегатов по тем или иным причинам, связанным с обмоткой возбуждения, тем выше, чем сложнее конструктивное её исполнение и технология сборки. С этой точки зрения распространенное мнение о том, что паянные контактные соединения, например, катушек полюсов ротора, это наиболее надёжное решение – является недостаточно обоснованным.

На гидрогенераторе 500 МВт Красноярской ГЭС междуполюсные соединения (МПС) катушек обмотки ротора первоначальной конструкции были выполнены способом горячей пайки. Эта конструкция представляла собой выпуски от катушек в виде гибких наборных из медной фольги шин, отогнутых в межкатушечное пространство, где они соединялись между собой и пропаивались в кондукторе (рис. 4.49).

Работы по соединению шин были весьма трудоёмкими. В процессе пайки возникали технологические протечки припоя, который попадал на витки обмотки катушек и создавал межвитковые замыкания и замыкания обмотки на “землю”. Тестообразная асбестовая масса, применяющаяся при пайке как теплоизоляция примыкающих участков обмоток, загрязняла обмотку, что тоже способствовало возникновению коротких замыканий. В небольшом по объёму межкатушечном пространстве трудно выполнить работу с высоким качеством. Всё это свидетельствует о том, что конструкция МПС не отвечала требованиям надёжности, технологичности и культуры производства. С самого начала эксплуатации часто происходили повреждения МПС (трещины и обрывы пластин). Под действием сил, возникающих при вращении ротора, происходили необратимые

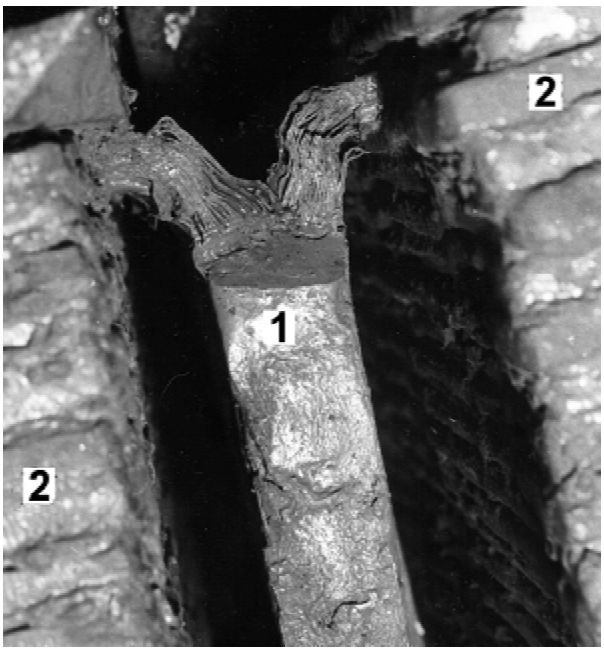


Рис. 4.49 Междуполюсное соединение ротора до модернизации. Видны обрывы пластин

1 – пайка; 2 – обмотка возбуждения

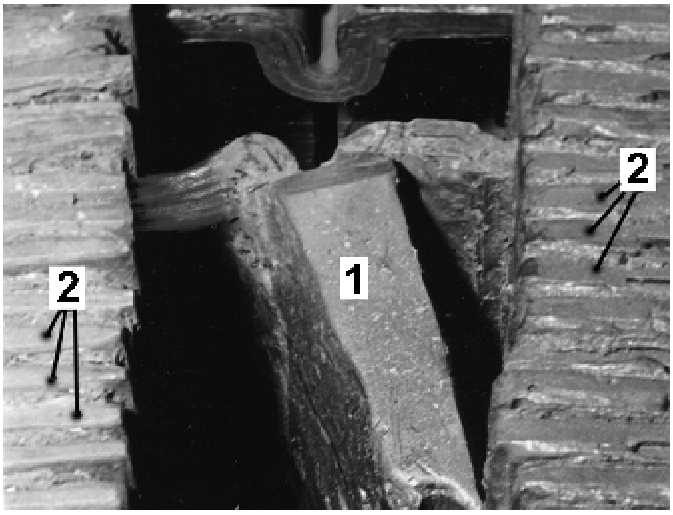


Рис. 4.50 Междуполюсное соединение до модернизации. Видно место касания МПС к виткам обмотки возбуждения

1 – пайка; 2 – витки обмотки возбуждения

деформации МПС (рис. 4.50), что, как правило, сопровождалось прикосновением их либо к корпусу, либо к виткам катушек. Из-за этого появлялись также межвитковые замыкания и замыкания на "землю". Для устранения дефектов МПС пришлось ввести учащенную остановку агрегатов на профилактику.

За четырехлетний период до модернизации МПС каждый гидрогенератор Красноярской ГЭС в среднем останавливался через каждые 3,3 тыс. часов работы для профилактики межполюсных соединений, на что было затрачено 2834 часа. И даже несмотря на это, происходили непредвиденные аварийные остановки из-за коротких замыканий ротора в результате дефектов МПС, на что было затрачено 802 часа для ремонтных работ.

В таблице 72 представлена статистика дефектов, а также аварийных и целевых профилактических остановок гидрогенераторов Красноярской ГЭС в первые 4 года эксплуатации их с первоначальной конструкцией МПС.

Таблица 72. Количество повреждений МПС роторов генераторов Красноярской ГЭС до их модернизации

№ генератора	Количество часов работы гидрогенераторов до модернизации МПС, тыс. час.	Количество непредвиденных, аварийных остановок гидрогенераторов для ликвидации КЗ ротора из-за касания МПС "земли", шт.	Количество учащенных плановых остановок для ликвидации обрывов пластин и трещин МПС, шт.	Количество МПС, отремонтированных в период аварийных и плановых остановок генераторов, шт.
1	21,1	5	5	13
2	17,7	2	8	43
3	20,4	-	7	47
4	19,7	2	4	38
5	14,0	2	4	11
6	14,7	-	2	17
7	13,2	-	2	5
8	12,2	2	6	22
9	13,6	2	2	5
10	9,3	-	8	18
Итого:	157,0	15	48	219

Эксплуатационники предложили и совместно со специалистами завода и монтажниками разработали и реализовали новую конструкцию МПС. Она представляет собой гибкие П-образные

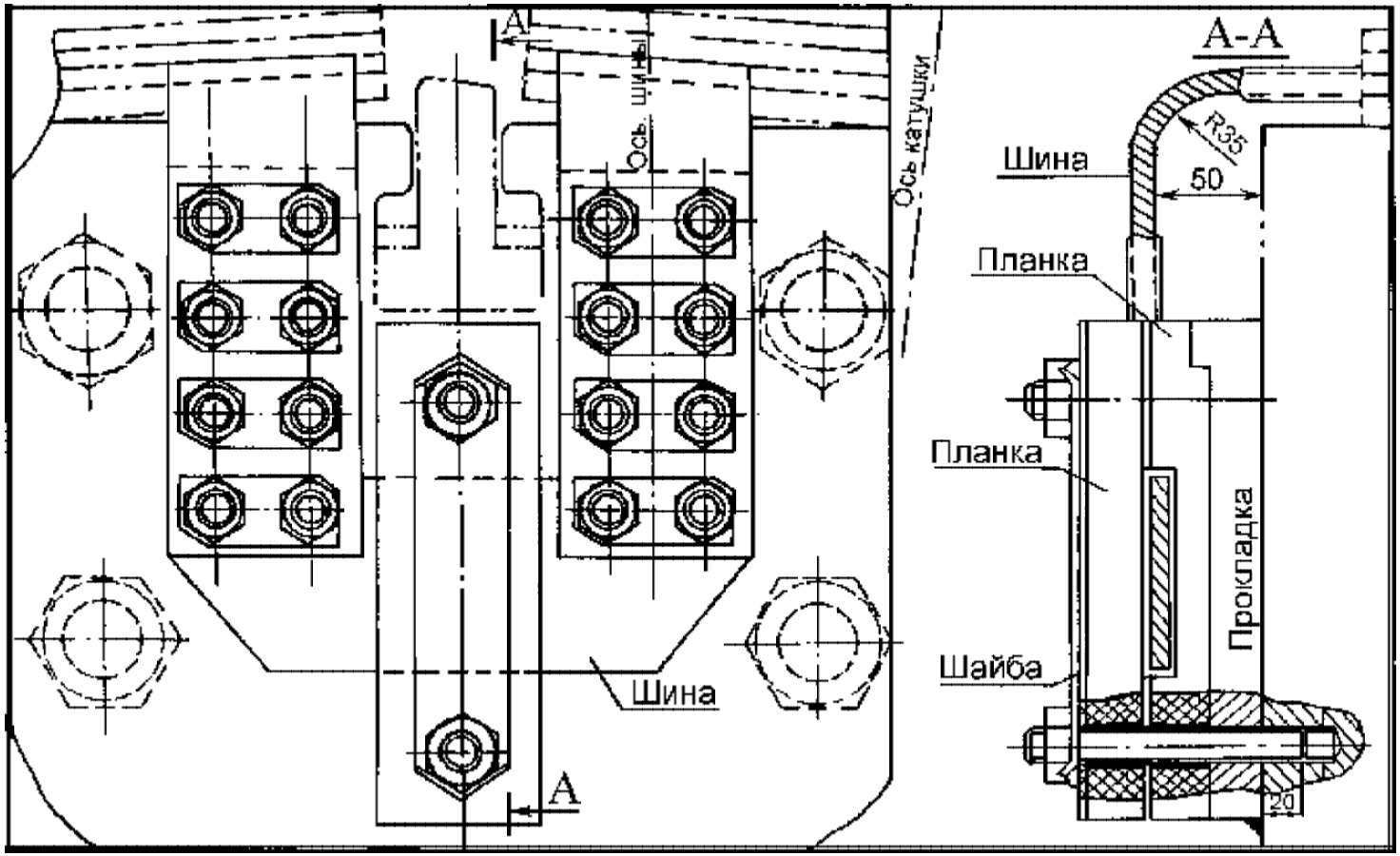


Рис. 4.51 *Схема модернизированной А–А – замок предотвращающий*

шинные выводы от катушек полюсов, но не в межкатушечное пространство, а на торцевую часть обода ротора, где они соединены между собой жесткой шиной на болтах и заключены в специальный изолированный замок, предотвращающий смещение МПС. Замок также болтами закреплен непосредственно к железу обода ротора (рис. 4.42; 4.51).

Новая конструкция МПС имеет жестко фиксированное положение, что исключает их перемещение и деформацию, обеспечивает легкий доступ к ним и высококачественный контроль за состоянием контактных соединений МПС, исключает огневые работы внутри генератора при сборке МПС, повышает производительность труда и культуру производства и не требует очень высокой квалификации рабочих. В результате достигнуто было главное – значительное увеличение надёжности этого узла, ликвидация аварийности на гидрогенераторах и существенное увеличение их межремонтного периода. Эта разработка МПС была реализована в проекте гидрогенераторов Саяно-Шушенской ГЭС, безаварийная работа которых, как в период их освоения, так и в последующей многолетней эксплуатации, свидетельствует о правильности найденного решения и может стать тенденцией при выборе надёжной конструкции МПС при проектировании других гидрогенераторов.

4.4 Некоторые специальные исследования гидрогенераторов

4.4.1 Восстановление работоспособности гидрогенератора после затопления его водой

По ряду объективных и субъективных причин в период освоения Саяно-Шушенской ГЭС, 23 мая 1979 г., при пропуске половодья через недостроенные водосбросы плотины произошло затопление здания ГЭС, где был в работе первый агрегат, введенный в эксплуатацию в декабре 1978 г. Уровень воды в машинном зале достиг отметки, превышающей на 0,2-0,3 м отметку верхнего рифленого перекрытия гидрогенератора, находящегося на уровне пола машзала.

Гидрогенератор пробыл под водой 8 суток. В течение этого времени были организованы и выполнены работы по герметизации ограждающих агрегат конструкций, сократившие поступление воды из затопленного здания ГЭС внутрь агрегата, а также было устроено барьерное бетонное кольцо на полу машзала вокруг рифленого перекрытия гидрогенератора. Эти меры позволили через 8 дней начать откачку воды из внутреннего объёма агрегата и понизить её

уровень в "бочке" гидрогенератора. Пользуясь этим, гидрогенератор промыли струей смеси воды с моющими средствами и продули сжатым воздухом, были засверлены все изоляционные коробки лобовых частей обмотки статора и из них слита вода. Все работы по восстановлению агрегата выполнялись эксплуатационным персоналом, поскольку монтажная организация была занята на монтаже очередного пускового агрегата. Большую помощь в организации и осуществлении откачки агрегата оказывали строительные подразделения.

Здание ГЭС оставалось затопленным, приток воды через неплотности ограждающих конструкций агрегата был значительным, поэтому при максимально возможном количестве откачивающих средств, поместившихся внутри агрегата, удалось поддерживать уровень воды только в пределах гидрогенератора, а центральный пульт управления, который временно размещался в машзале, и шахта турбины оставались под водой в течение 29 дней. Осушение турбинного оборудования произошло одновременно с осушением здания ГЭС 20.06.79 г. На откачку воды из здания ГЭС потребовалось 10 дней (с 11.06 по 20.06.79 г.), чему сопутствовало резкое снижение приточности половодья. В последующие дни были окончательно очищены узлы гидрогенератора и турбины: ротор, подпятник, подшипники, сервомоторы, маслонапорная установка, другое вспомогательное оборудование и панели управления. Были заменены и частично восстановлены силовые, контрольные кабели и приборы на агрегатных панелях релейной защиты и автоматики, а также на центральном пульте управления. Эксплуатационниками был проделан очень большой объём восстановительных работ.

Среди специалистов, рассматривавших вопрос восстановления работоспособности гидрогенератора, мнения разделились. С крайней позицией о полной замене гидрогенератора на новый эксплуатационники не согласились и взяли на себя ответственность за обеспечение работоспособности существующего агрегата. Те, кто предполагал, что восстановить генератор нельзя, исходили из того, что из-за длительного пребывания в воде илистые частицы, содержащиеся в ней, проникли внутрь изоляции через разного рода поры, в результате чего она потеряла свои диэлектрические свойства (и в этом был некоторый резон). Уверенность эксплуатационников основывалась на том, что по мере сушки изоляции проведением высоковольтных испытаний обмотки будут выявлены и отбракованы все дефектные стержни, которые могут составлять лишь долю, но не весь объём обмотки, что значительно дешевле, чем замена гидрогенератора целиком. Позицию эксплуатационной организации поддержал ВНИИЭ (Л. Г. Мамиконянц) и оказал существенную помощь в анализе состояния изоляции по мере её сушки.

Через 34 дня, 4.07.79 г., с момента, когда гидрогенератор был высвобожден из воды, он был поставлен на обороты для сушки изо-

ляции с нагревом её за счёт потерь энергии вентиляционного потока. Начальный этап продолжался с 4 по 30.07.79 г., в течение этого времени нагрев генератора до 75^0С чередовался с его охлаждением до 40^0С ($1\text{-}3^0$С в час). Было проведено 6 таких циклов с продолжительностью каждого 50-100 часов.

В процессе сушки периодически измерялось сопротивление изоляции при температуре $60\text{-}70^0$С меггометром, имеющим предел напряжения 2500В. В начале сушки сопротивление изоляции, измеряемое в течение 15 с и 60 с (R_{15}; R_{60}), на всех фазах было одинаковым и составляло в среднем 2,5-3,0 МОм. Коэффициент абсорбции R_{60}/R_{15} был равен 1.

В конце сушки вентиляционными потерями через 26 дней сопротивление изоляции в среднем на всех фазах составляло R_{15}= 9 МОм, R_{60}= 33 МОм, коэффициент абсорбции составлял 3,5-5,0.

Из приведенных результатов видно, что определенный эффект был получен. Это позволило даже возбудить гидрогенератор (от постороннего источника) до уровня напряжения на статоре 6,3 кВ (номинальное напряжение $U_н$ = 15,75 кВ) для проведения испытаний на нагревание очередного смонтированного сердечника статора гидрогенератора № 2. Кроме того, достигнутый результат позволил, согласно "Нормам испытаний электрооборудования", приступить к измерению токов утечки в изоляции и её испытаниям выпрямленным напряжением, 0,5 и 1 от номинального напряжения ($0{,}5\ U_н$ и $1\ U_н$).

При испытаниях температура обмотки составляла 40^0С. Токи утечки после подачи испытательного напряжения отсчитывались через 15 и 60 с, а в некоторых случаях через 5 мин. Перед испытаниями измерялось сопротивление изоляции меггометром 2500 В.

Результаты первого опыта испытаний после сушки и измерения токов утечки приведены в таблице 73.

Таблица 73. Результаты исследований состояния обмотки генератора в период его восстановления на Саяно-Шушенской ГЭС

	Ф А З Ы		
	А	**В**	**С**
Сопротивление изоляции R_{15}/R_{60} , МОм	17/63	19/110	16/45
Ток утечки при испытательном напряжении 0,5 $U_н$= 8 кВ через 15с через 60с через 5 мин., мкА	 180 180 180	 240 200 -	 250 220 -
То же при испытательном напряжении $U_н$= 16 кВ	-	произошел пробой через10 с после подачи напряжения	-

Из таблицы видно, что токи утечки в изоляции всех фаз обмотки почти одинаковы, мало изменяются во времени и близки к указанной в "Нормах испытания электрооборудования" максимально допустимой величине, равной 250 мкА для ступени испытательного напряжения $0,5U_н$. Кроме того, было очевидно, что в обмотке имеются стержни со слабой изоляцией. Вскрытие изоляции пробитого в этом опыте стержня показало, что бóльшая часть её толщины увлажнена и имеет низкую механическую прочность (мягкость отдельных слоёв). Неудовлетворительная диэлектрическая прочность изоляции этого стержня была проверена путём измерения поверхностного её сопротивления (R_s) вблизи места пробоя, которое измерялось с помощью меггометра 1000В, щупы прикладывались к поверхности изоляции на расстоянии 5-10 мм. В слоях изоляции почти по всей её толщине R_s колебалось от 1 до 50 МОм, и лишь на толщине около 1 мм, примыкающей к поверхности меди, R_s резко возросло и превысило 1000 МОм – предел измерений меггометра.

На удалении от места пробоя изоляция стержня была подвергнута нескольким испытаниям переменным напряжением, при которых пробои происходили при напряжении 21-26 кВ, что привело завод к выводу о сохранении лишь 25-35% диэлектрических свойств корпусной изоляции обмотки от исходных и упрочило сомнение в возможности восстановления работоспособности гидрогенератора. Мотивом сомнений было то, что после удаления проникшей во внутренние слои влаги работоспособность изоляции окажется пониженной из-за нарушения адгезии между слоями изоляции и её разрыхления.

Второй этап сушки изоляции, с 11 по 27.08.79 г., проводился в режиме короткого замыкания гидрогенератора также с чередованием нагрева меди до 75^0С и охлаждением до 40^0С с той же продолжительностью циклов с током в обмотке статора 7000 А. Эта величина тока позволила выдержать предельный расчётный температурный перепад по толщине изоляции 10^0С. Впоследствии сушка продолжалась также в режиме нагрева охлаждения, но с максимальной температурой 80^0С.

Через каждые 50-100 часов сушки в таком режиме производились измерения токов утечки при испытательном напряжении 4 и 8 кВ. По мере снижения токов утечки испытательное напряжение повышалось вплоть до величины 39 кВ, рекомендуемой "Нормами испытания электрооборудования".

Наряду со всеми работами по восстановлению гидрогенератора, были подвергнуты специальным исследованиям четыре извлеченных из обмотки стержня. Вначале они были помещены в ванну с загрязнённой маслом и грязью водой, где находились 10 дней. После этого два стержня были подвергнуты сушке – один снаружи путём

обдува его горячим воздухом из калорифера, другой изнутри прогревался током. Эти два стержня были подвергнуты испытаниям после восьмидневной сушки. Третий и четвёртый стержни, после извлечения из ванны с водой, были подвергнуты испытаниям без предварительной сушки. Все четыре стержня выдержали испытания нормативным напряжением 46 кВ в течение 1 мин. Для определения уровня пробивного напряжения испытуемых стержней напряжение для применявшейся испытательной установки было поднято до предельного – 79,8 кВ. Все стержни такое испытательное напряжение выдержали. Это свидетельствовало о том, что на разных стержнях качество изоляции неодинаково, плотность её существенно отличается. Кроме того, было установлено, что расслоение изоляции в сухом состоянии оценить невозможно и выявить это испытаниями на заводе также нельзя.

Сушка гидрогенератора в режиме установившегося 3-х фазного КЗ с перерывами на испытания обмотки статора и отбраковку её стержней продолжалась 40 дней. За весь период работ по восстановлению гидрогенератора после затопления было отбраковано лишь 4 стержня [85].

После восстановительных работ качество изоляции обмотки статора было признано высоким, результаты измерений и проведения испытаний постоянным и переменным напряжением приведены в таблице 74.

Таблица 74. Результаты исследований состояния обмотки в период восстановления генератора Саяно-Шушенской ГЭС

	Ф А З Ы		
	А	**В**	**С**
Токи утечки при испытательном напряжении $U_н$ = 16 кВ при температуре + 36^0С через 15с через 5 мин, мкА	 40 24	 80 56	 36 10
Сопротивление изоляции R_{60}/R_{15}, МОм	750/25	800/27	800/27
Коэффициент абсорбции	30,0	29,6	29,6

Все работы по восстановлению, от момента высвобождения гидрогенератора из воды и до включения его в сеть, заняли 112 дней, предположения о возможности восстановления агрегата оказались правильными. Впоследствии гидрогенератор работал успешно около 5 лет. Он был остановлен для замены опытного сердечника статора, наработка его составила 34,5 тыс. часов.

4.4.2 Внезапные короткие замыкания на шинах гидрогенератора и асинхронный режим

На статоре гидрогенератора № 1 Саяно-Шушенской ГЭС проводились поисково-конструкторские и опытно-доводочные работы по разработке технологии сборки бесстыкового сердечника. В результате этих работ на сердечнике имела место деформация железа, а конструкция корпуса статора была сильно ослаблена, поэтому гидрогенератор не мог быть оставлен на длительный период эксплуатации. Поскольку предстояла замена статора на новый, то у эксплуатационников возникло предложение об испытаниях заменяемого статора в самых тяжёлых условиях внезапных КЗ на шинах гидрогенератора при номинальном напряжении, а также в асинхронном режиме. Цель этих испытаний была в том, чтобы выяснить степень надёжности изготовленной серии гидрогенераторов Саяно-Шушенской ГЭС в анормальных режимах, не опасаясь последствий при проведении опытов, поскольку предстоял демонтаж и ликвидация статора.

Всего было проведено 14 опытов внезапных 3-х фазных КЗ непосредственно на выводах гидрогенераторов. Внезапному КЗ предшествовал режим холостого хода генератора с возбуждением от $0,2\ U_н$ до $1,05\ U_н$. Режим КЗ осуществлялся включением выключателя на закоротку. В асинхронных режимах было проведено 11 опытов при десяти значениях активной мощности в пределах от 120 до 350 МВт.

Внезапные 3-х фазные КЗ проводились как глухие, т.е. процесс протекал до установившегося тока в статоре без отключения его выключателем от действия защит, в исследованиях этого режима они были выведены.

Процесс протекания асинхронных режимов и внезапных КЗ регистрировался осциллографами, которые записывали: ток статора, ток и напряжение ротора, производную тока в демпферной перемычке в поперечной оси, 3-х фазные и 3-х линейные напряжения и другие параметры. Измерялись вибрации сердечника, лобовых частей обмотки и корпуса статора. Производился контроль температуры демпферной обмотки ротора, полюсного наконечника, обмоток статора и ротора. Работа проводилась совместно с ВНИИЭлектромашем. В таблице 75 представлены результаты некоторых опытов внезапных 3-х фазных КЗ.

Измерение, в процессе опытов внезапных КЗ, нагревов обмотки и сердечника статора, поверхности полюсов ротора, стержней демпферной клетки и демпферной перемычки выявило, что повышение температуры этих элементов составляет всего несколько градусов и не превышает допустимых пределов.

Таблица 75. Результаты исследований гидрогенератора № 1 Саяно-Шушенской ГЭС в опытах внезапного КЗ

№ опыта	Напряжение на статоре перед внезапн. КЗ, U, о.е.	Ток ротора в начале КЗ, А	Ток ротора в конце КЗ, А	Время протекания КЗ, с	Наибольший всплеск тока статора, кА	Установившийся ток статора, кА	Наибольший ток с частотой 50 Гц в демпферной перемычке, кА
3	0,4 $U_н$	470	932	-	95,8	11,68	43,0
6	0,6 $U_н$	686	652	0,0105	134,6	8,32	62,0
8	0,8 $U_н$	956	932	0,0148	193,2	11,52	82,0
9	1,0 $U_н$	1389	1357	0,0065	279,5	16,99	116,0
10	1,05 $U_н$	1541	1509	0,0052	257,3	18,91	-

Максимальная величина ударного тока в статоре составила около 280 кА, максимальный ток в демпферной перемычке достиг 116 кА. Результаты измерений вибрации представлены в таблице 76.

Таблица 76. Результаты исследований вибрации статора гидрогенератора Саяно-Шушенской ГЭС при внезапных КЗ

Место установки датчика	№ стержней обмотки статора	Направление вибрации	Величина вибрации при исходном напряжении в опыте внезапного КЗ					
			0,2 $U_н$, мкм	0,4 $U_н$, мкм	0,6 $U_н$, мкм	0,8 $U_н$, мкм	1,0$U_н$, мкм	1,05 $U_н$, мкм
Верхние лобовые части обмотки статора	162 106 119 106	рад. рад. тангенц. тангенц.	430 320 150 160	1700 980 590 730	3480 2860 1470 1670	8000 6250 4150 4280	8080 6370 4860 5050	9040 6450 5000 5200
Нижние лобовые части обмотки статора	96 96	рад. тангенц.	150 120	560 380	1300 1120	4100 3580	4550 3815	4750 3940
Середина спинки сердечника статора	-	тангенц.	84	280	740	1760	2050	2270
Средняя полка корпуса статора	-	тангенц.	72	270	730	1740	1990	2190
Верхняя крестовина генератора	-	тангенц.	110	380	1000	2290	2480	2660

Из таблицы видно, что в наиболее тяжелых режимах внезапных 3-х фазных КЗ при номинальном напряжении и при ***1,05 $U_н$***

вибрации лобовых частей обмотки статора достигает 8080-9040 мкм. Вибросмещения головок стержней в одних и тех же условиях воздействия электродинамических сил отличаются в 1,5 раза, что свидетельствует в основном о разной степени их закрепления.

Вибросмещения верхних лобовых частей выше, чем нижних, по сравнению с гидрогенераторами №№ 1-10 Красноярской ГЭС, где уровень вибрации наибольший на нижних лобовых частях, что объясняется их большей длиной, менее совершенной системой закрепления, габаритами стержней и конструкцией однослойной обмотки.

Резонанс вибрации лобовых частей на частоте около 50 Гц в опытах установившегося 2-х фазного короткого замыкания, а также 3-х фазного КЗ на выбеге при частоте вращения генератора 50% от номинальной подтвердился и опытами внезапных КЗ. Это свидетельствует, что в условиях нормальной эксплуатации гидрогенераторы в переходных режимах испытывают неблагоприятное воздействие апериодической составляющей тока 50 Гц, когда они отключаются от сети при КЗ. Показано, что максимальная вибрация при внезапных КЗ на три порядка выше допустимой.

Из таблицы видно, что при внезапных КЗ вибрации сердечника, корпуса статора и верхней крестовины достигают также очень большой величины.

Из результатов проведенных опытов был сделан вывод о том, что при эксплуатации гидрогенераторов (особенно мощных) должны быть приняты максимально возможные меры по снижению вероятности возникновения коротких замыканий непосредственно на выводах генераторов.

Асинхронный режим гидрогенератора, работающего в сети, может возникнуть из-за потери возбуждения, при которой происходит нарушение статической его устойчивости в энергосистеме. Выпадение из синхронизма возможно и при авариях в энергосистеме, связанных с большой посадкой напряжения в сети. Гидрогенераторы на работу в асинхронном режиме не рассчитаны и, согласно правилам технической эксплуатации (ПТЭ), должны при потере возбуждения немедленно отключаться от сети. Такая ситуация усугубляет нестационарный режим в энергосистеме, когда укрупненный блок Саяно-Шушенской, состоящий из двух гидрогенераторов, из-за отсутствия генераторных выключателей (не были разработаны к пуску агрегатов), присоединялся к сети на высокой стороне. В такой схеме при асинхронном ходе одного из генераторов отключается полностью блок. Поэтому вопрос ресинхронизации встал очень остро и приобрёл большое практическое значение (период разработки генераторных выключателей и их внедрения был достаточно продолжительным).

Опыты асинхронного хода выполнялись в двух режимах: обмотка ротора замкнута, после гашения поля, на сопротивление самосинхронизации, и второй случай – обмотка замкнута на тиристорный преобразователь, находящийся в инверторном режиме.

Сразу же после гашения поля наступало скольжение гидрогенератора, продолжительность которого в разных опытах до начала подачи импульса на прикрытие направляющего аппарата (НА) турбины составляла 8-31 с.

После прикрытия направляющего аппарата, обеспечивающего снижение активной мощности до 70-80 МВт, ток статора начинал уменьшаться и гидрогенератор втягивался в синхронизм. Ресинхронизация происходила легко.

Промежуток времени от момента подачи импульса на прикрытие НА турбины до достижения установившегося режима гидрогенератора при активной мощности 70-80 МВт в разных опытах составлял 2,5-7,2 с. При таком значении мощности гидрогенератор может работать без возбуждения синхронно с сетью неограниченно долго за счёт реактивного момента. Кратковременность асинхронного режима не сопровождалась заметным нагревом демпферной обмотки, полюсов ротора и торцевой зоны сердечника статора. Наибольшая индукция в торцевой зоне не превышала величину индукции в режимах номинальной нагрузки. Это были очень важные практические результаты испытаний.

На основании результатов опытов асинхронных режимов с обмоткой возбуждения, замкнутой на тиристорный преобразователь, находящийся в инверторном режиме (выполненных при ряде значений активной мощности от 120 МВт до 350 МВт, при выведении гидрогенератора в асинхронный режим путем гашения поля ротора и ресинхронизации путем прикрытия НА турбины), были определены основные электрические параметры, характеризующие эти режимы. Наибольший ток статора составил 30 кА, реактивная мощность составила 584 МВ·Ар. Скольжение при начальной активной мощности 325 МВт было $\sim$ 0,39%, а наибольшее напряжение ротора при этом скольжении составило + 3300 В, максимальная полная мощность определялась двумя способами:

и , [85] (рис. 4.52).

В опытах с обмоткой возбуждения, замкнутой на тиристорный преобразователь при одних и тех же значениях активной мощности, скольжение в 1,2-1,5 раза больше, чем в опытах с замыканием обмотки на сопротивление самосинхронизации. Однако, втягивание в синхронизм в этих опытах происходило также легко.

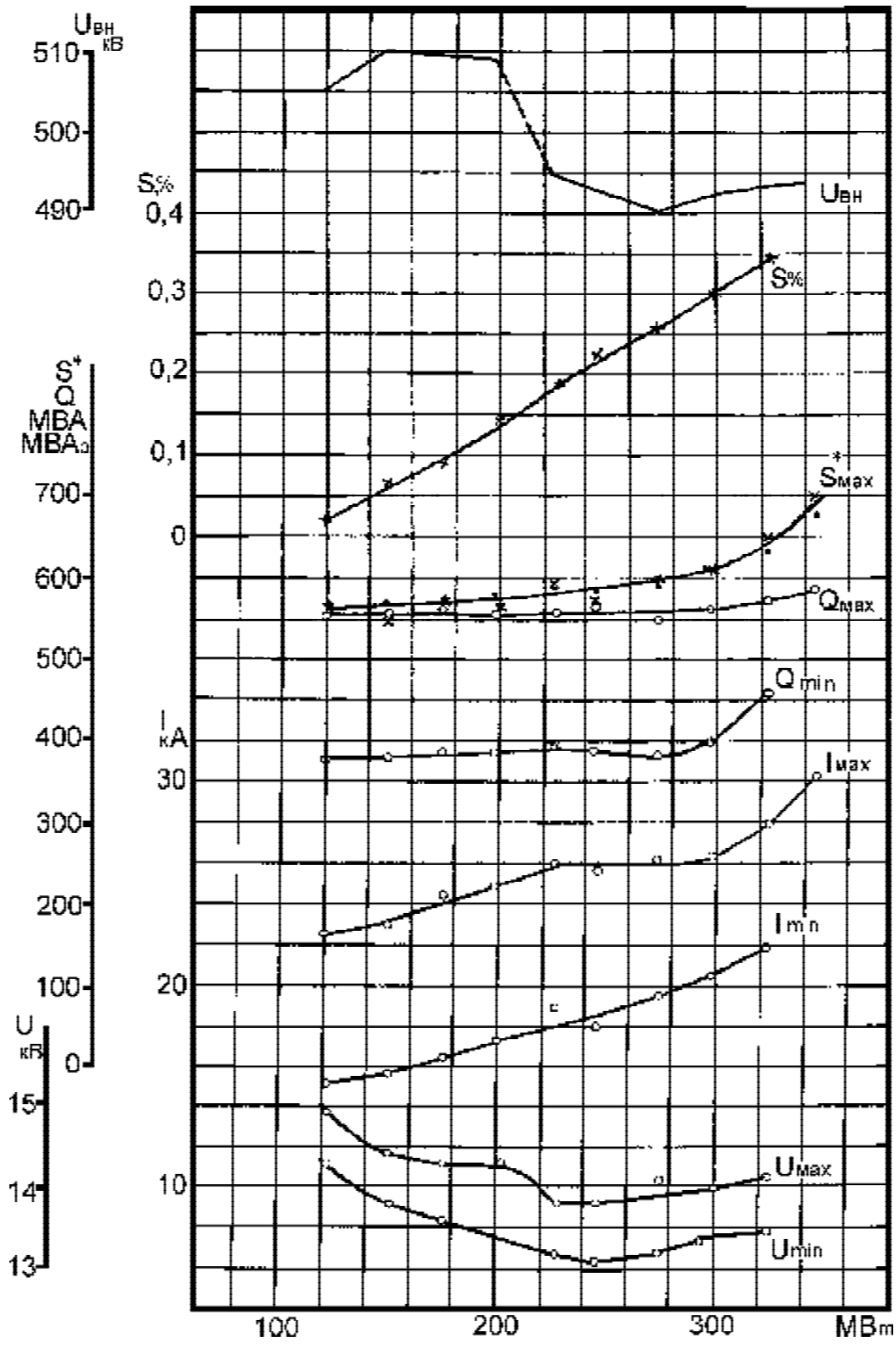


Рис. 4.52 Основные параметры гидрогенератора Саяно-Шушенской ГЭС, полученные в опытах его ресинхронизации

$\times\ \times\ \times\ -S_{ном}^{*}=\sqrt{3}\cdot U\cdot I;\ \longrightarrow\ -S_{ном}^{*}=\sqrt{P^2+Q^2}$

В процессе скольжения колебания активной мощности в опытах с замыканием обмотки ротора на тиристорный преобразователь больше, чем в опытах при замыкании её на сопротивление самосинхронизации, и неравномерность скольжения также больше.

Проведённые исследования асинхронных режимов позволили сделать главный вывод о том, что следует отказаться от требования всегда отключать от сети гидрогенератор, выпавший из синхронизма. При возникновении асинхронного режима для прекращения бросков тока статора необходимо было подать импульс на гашение поля ротора и без выдержки времени замкнуть его обмотку на сопротивление самосинхронизации. Одновременно надо было дать импульс на прикрытие направляющего аппарата турбины до мощности примерно 20% от номинальной, при которой гидрогенератор может работать длительно без каких-либо ограничений. Проведенные исследования позволили разработать новое правило эксплуатации гидрогенераторов. На этой логике построена реальная схема автоматики управления агрегатов Саяно-Шушенской ГЭС, что вошло в нормативную документацию по эксплуатации.

После тщательного осмотра гидрогенератора, выдержавшего 14 внезапных КЗ и 11 асинхронных режимов, было установлено, что каких-либо видимых нарушений в обмотке, сердечнике статора и других узлах не было. Это свидетельствует о том, что уровень технологии изготовления и конструкторских разработок соответствует той значимости, которой соответствуют мощные гидрогенераторы Саяно-Шушенской ГЭС в энергосистеме.

Кроме того, весь комплекс расчётных и натурных исследований и испытаний, проведённых специалистами заводов, научных, проектных и эксплуатационной организаций на гидрогенераторах Красноярской ГЭС (в период их освоения и доводки) был использован в полной мере при создании гидрогенераторов Саяно-Шушенской ГЭС и лег в основу перестройки отечественной отрасли энергетического машиностроения с целью достижения необходимой надёжности крупных электрических машин.

4.4.3 Неполнофазные режимы

Хорошо известно, что в энергетических системах возникают несимметричные режимы. Длительные несимметричные режимы определяются несимметричной нагрузкой, например, электротягой на однофазном переменном токе. Кратковременные несимметричные режимы вызываются короткими замыканиями в электрической сети.

С ростом единичной мощности гидрогенераторов схемы их первичных соединений стали строиться с использованием однофазных трансформаторов, объединяемых в укрупненные блоки. Выход

из строя одной из фаз трансформаторного блока или неисправность одной из фаз выключателя на высокой стороне, при остром дефиците мощности в энергосистеме, ставит перед эксплуатационниками практическую задачу по обеспечению работы гидрогенераторов в неполнофазном режиме. Учитывая даже наличие на гидростанции резервных фаз трансформатора или выключателя, необходимо достаточно много времени для перемонтажа вышедшего из строя оборудования. Такая задача встала перед Красноярской, а впоследствии и перед Саяно-Шушенской ГЭС.

Большая часть неполнофазных режимов в энергосистемах характеризуется возникновением и влиянием на генераторы пульсирующего момента и поля, вызываемого токами обратной последовательности (I_2).

Пульсирующий момент создает дополнительные знакопеременные нагрузки на конструкции крепления сердечника и лобовые части обмотки статора. Обратно-синхронно вращающееся магнитное поле вызывает дополнительные потери в демпферной обмотке ротора и, следовательно, приводит к её нагреву. Известно, что для предотвращения повреждения гидрогенераторов в кратковременном режиме короткого замыкания продолжительность его задается такой, чтобы произведение среднего квадрата тока обратной последовательности I_2 (в долях от номинального) на время продолжительности КЗ (в секундах t) не превосходило определённой величины . Критерий C является постоянной величиной, зависящей от конструкции генератора и степени использования его активных материалов. Для гидрогенераторов Саяно-Шушенской ГЭС C=20.

Исследования гидрогенераторов Саяно-Шушенской ГЭС проводились в режимах установившегося 2-х фазного КЗ с величиной от 2,6 до 25,9 кА. Длительно опыты проводились с токами 2,6 и 4,5 кА, с другой величиной тока КЗ опыты были кратковременными. В период опытов производились измерения вибрации сердечника и обмотки статора и нагревов полюсных башмаков и демпферной обмотки ротора.

В таблице 77 представлены радиальные вибрации (двойная амплитуда) сердечника статора в режиме установившегося 2-х фазного КЗ.

Из-за того, что с ростом тока КЗ уровень вибрации сердечника резко возрастал, опыт при токе КЗ, равном номинальному, производился при частоте вращения генератора 40 Гц. Из таблицы видно, что уже при токе КЗ равном $0,5\ I_н$ ($I_н$= 21,6 кА) вибрация сердечника превысила допустимый предел 30 мкм.

Вибрации лобовых частей в режиме 2-х фазного КЗ представлены в таблице 78.

Таблица 77. Результаты измерения радиальной вибрации сердечника гидрогенератора № 4 Саяно-Шушенской ГЭС в установившемся неполнофазном режиме (2х фазное КЗ) (мкм)

Точки измерения на сердечнике	Данные о режимах					
	Частота вибрации 100 Гц					80 Гц
	Ток КЗ 2,6 кА	Ток КЗ 4,5 кА	Ток КЗ 9,5 кА	Ток КЗ 12,0 кА	Ток КЗ 16,7 кА	Ток КЗ 25,9 кА
1 Верх	2,5	4,0	14,0	26,0	67,0	84,0
2 Середина	2,0	4,0	-	-	-	57,0
3 Низ	3,0	6,0	21,5	33,5	71,0	89,0
4 Середина	2,0	4,0	-	-	-	41,0
5 Середина	2,0	4,0	-	-	-	33,0
6 Середина	3,0	6,0	-	-	-	28,0

Таблица 78. Результаты измерения вибрации ЛЧ обмотки гидрогенератора Саяно-Шушенской ГЭС в неполнофазном режиме (мкм)

№ стерж-ней	Место вибрации и направ-ление	Данные о режимах				
		Ток КЗ 2,6 кА	Ток КЗ 4,5 кА	Ток КЗ 9,5 кА	Ток КЗ 12,0 кА	Ток КЗ 16,7 кА
143	рад. верх рад. низ танг.верх танг.низ	2,0 3,0 17,5 3,0	0,0 3,5 19,5 3,0	6,0 - 34,0 -	- - 43,0 -	- - 62,0 -
162	рад. верх рад. низ танг.верх танг.низ	5,0 2,0 11,0 3,0	- 2,0 13,0 3,0	8,0 - 32,0 -	- - 53,5 -	- - 80,0 -
186	рад. верх рад. низ танг.верх танг.низ	4,0 2,0 9,0 8,0	6,0 3,0 10,0 9,0	- - 33,0 -	- - 52,0 -	- - 103,0 -
218	рад. верх рад. низ танг.верх танг.низ	3,0 2,0 14,0 3,0	2,0 2,0 14,0 4,0	- - 18,5 -	- - 34,0 -	- - 82,0 -
231	рад. верх рад. низ танг.верх танг.низ	4,0 2,0 15,0 2,0	9,0 2,0 20,0 2,0	- - - -	- - - -	- - - -
242	рад. верх рад. низ танг.верх танг.низ	3,0 2,0 10,0 4,0	- 2,0 15,0 5,0	- - 43,0 -	- - 56,0 -	- - 75,0 -

С увеличением тока, как видно из таблицы, вибрации лобовых частей возрастают и при токе КЗ 16,7 кА достигают 103 мкм. Сравнивая эту величину с нормами на вибрацию, разработанными в своё время на Красноярской ГЭС, можно констатировать, что уровень вибрации в испытательном режиме достиг предела – “удовлетворительно”.

Однако это не означает, что для двухслойной обмотки гидрогенератора Саяно-Шушенской ГЭС, со значительно лучшей системой крепления лобовых частей, следует в полной мере руководствоваться этими нормами. Требования для гидрогенераторов 640 МВт по предельной величине вибрации лобовых частей должны быть ужесточены, т.е. такой неполнофазный режим допускать не следует.

Измерение температуры демпферной системы и башмаков полюсов в несимметричном режиме при установившемся 2-х фазном КЗ, с током, допустимым по уровню вибрации сердечника, показало, что нагрев этих элементов изменяется несущественно, т.е. допустимость несимметричного режима для таких мощных гидрогенераторов определилась уровнем вибрации сердечника статора. Это позволило перейти к исследованиям реальной схемы выдачи части мощности в неполнофазном режиме. В исследованиях практической применимости неполнофазной схемы укрупненного блока заметный вклад принадлежит Г. Н. Тер-Газаряну.

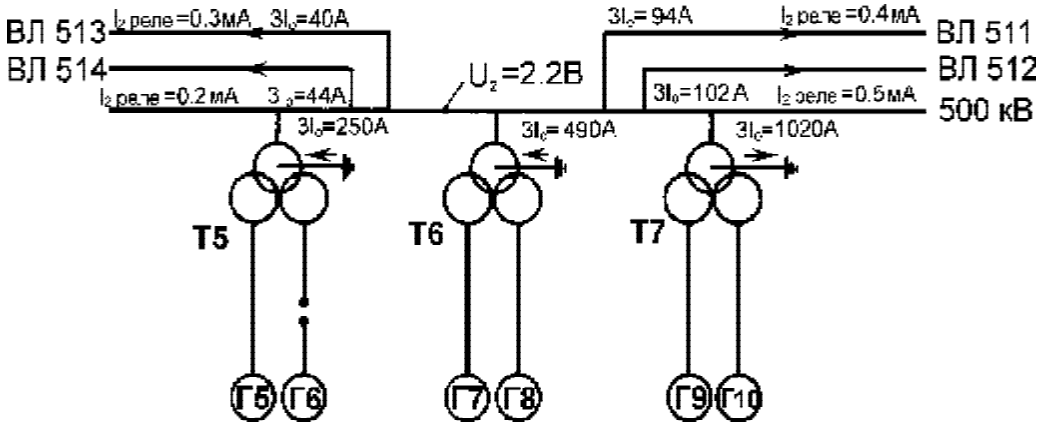


Рис. 4.53 Распределение токов нулевой последовательности и напряжение обратной последовательности в несимметричном нагрузочном режиме блока Т7 Красноярской ГЭС

На генераторах № 9 и № 10 блока Т7 суммарная нагрузка 400 МВт

Одним из важных вопросов в этих исследованиях было определение влияния несимметричных режимов на каналы связи, трасса которых проходит параллельно воздушным линиям (ВЛ) 500 кВ и 220 кВ. На Красноярской ГЭС в опыте работы в неполнофазном режиме по схеме (рис. 4.53) ток нулевой последовательности (I_0) составил I_0=1020 А. Если бы параллельно с неполнофазным блоком Т7 не работали блоки в симметричной схеме, то ток 1020 А замыкался бы только по линиям 500 кВ, и токи $3I_0$ в каждой из линий были бы значительны, а в случае работы лишь одной ВЛ 500 кВ влияние тока $3I_0$ на каналы связи было бы недопустимым. Поэтому реальная схема использования неполнофазного режима была принята только при параллельно работающих симметричных блоках, как для Красноярской ГЭС, так и для Саяно-Шушенской ГЭС.

Наличие параллельных заземлённых нейтралей трансформаторов, присоединенных к заземляющему контуру ГЭС, существенно меняет распределение токов $3I_0$. На рисунке 4.53 показано, что в блоке Т5 один из гидрогенераторов отключен и со стороны генераторного напряжения включена лишь одна обмотка трансформатора, и даже в этой схеме 75% полного тока $3I_0$ замыкается через нейтрали параллельных трансформаторов.

Оценка влияния от совокупных воздействий (потенциал заземляющего контура, напряжение помех 50 Гц и других) на кабели связи производилась непосредственным измерением по схеме, показанной на рисунке 4.54. В таблице 79 представлены величины напряжения на оболочке и тока, протекающего через оболочку некоторых кабелей, отходящих от Красноярской ГЭС.

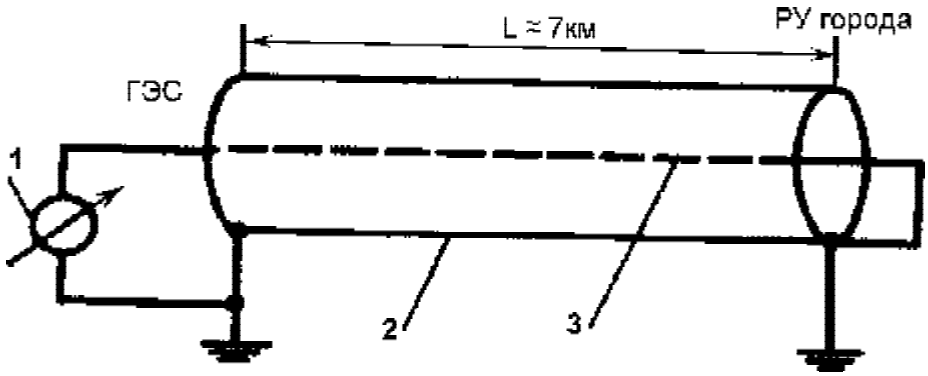


Рис. 4.54 Схема измерения напряжения "жила – оболочка кабеля"

1 – вольтметр; 2 – оболочка кабеля; 3 – жила кабеля

Таблица 79. Результаты измерений напряжения и тока на оболочке кабелей Красноярской ГЭС Вольт/Ампер (В/А)

Тип кабеля	Данные о режимах					
	Нагрузка 0 МВт	Г-10 50 МВт	Г-10 125 МВт	Г-10 130 МВт	Г-9 110 МВт Г-10 180 МВт	Г-9 200 МВт Г-10 200 МВт
МКБАБ 7х4 (ГЭС)	0,35/0	0,52/0	0,90/0	1,40/0	2,30/1,45	2,80/1,75
МКБАБ 7х4 (МПС)	0,43/0	0,60/0	0,96/0	1,50/0,2	2,40/1,55	3,0/1,75
ТЗГ 12х4	3,40/0	3,80/0	8,0/0	15,0/0,75	24,0/1,9	30,0/2,5
МКСГ 4х4	3,0/0	4,40/0	9,40/0	14,5/0	24,0/0,75	28,0/1,3

По правилам устройств электроустановок, напряжение на оболочке кабеля не должно превышать 40 В. Из таблицы данных видно, что максимальная величина напряжения на оболочке в реальных условиях проводимых испытаний составила 30 В. Близкий результат можно получить и умножением полного тока $3I_0$ 280 А по ВЛ на сопротивление заземляющего контура растеканию тока, которое на Красноярской ГЭС составляет 0,12 Ом. 280х0,12=33,6 В.

Из данных таблицы также видно, что измеренный ток, протекающий через оболочку, не превышает 2,5 А. Напряжение помех зафиксировано лишь на системе уплотнения кабелей К-12, оно составило 0,6-0,9 мВ и не препятствовало практической слышимости по каналам связи. Следует отметить, что на Красноярской ГЭС под ВЛ-220 кВ по инициативе эксплуатационников в земле был проложен "противовес" – провод из цветных металлов большого сечения в пределах участка ГЭС – г. Дивногорск, параллельно идущим трассам кабелей связи, с целью замыкания на него подавляющей величины токов растекания при несимметричных режимах во внешней электрической сети, что способствовало защите кабелей в указанных испытаниях.

Токами обратной и нулевой последовательности определяется влияние несимметричных нагрузочных режимов на релейную защиту, и чем больше мощность соседних блоков, параллельно работающих с неполнофазным блоком, тем влияние на устройства релейной защиты меньше, благодаря большему растеканию токов I_2 и I_0. Выбор уставок защит производился как расчётом, так и проверялся в опыте неполнофазного режима на минимальных ступенях несимметрии, не превышая соотношение $I_2/I_н$ = 0,03-0,04, с плавным изменением нагрузки, на основании которого задавались окончательно величины новых уставок защит.

Опыт показал, что изменения уставок сетевых защит не потребовалось. Лишь их земляные защиты были загрублены, в соответствии с токами, протекающими через нейтрали трансформаторов.

Во избежание возникновения и развития резонансных напряжений на выводах обоих гидрогенераторов работающего неполнофазно блока были присоединены защитные конденсаторы.

В результате исследований длительных несимметричных режимов на укрупненном блоке Красноярской ГЭС было установлено, что суммарно укрупненный блок может надёжно нести нагрузку 400 МВт без каких-либо последствий, допустимое соотношение $I_2/I_н$ составляет 0,085-0,1, вместо предписываемого по ГОСТ 0,06-0,07.

Исследования несимметричных режимов на Саяно-Шушенской ГЭС показали, что в неполнофазном режиме блок из двух гидрогенераторов может достаточно надёжно нести нагрузку 360-400 МВт. Выбор мощности в этих пределах, так же как и на Красноярской ГЭС, определяется разрешающими зонами эксплуатационной характеристики гидротурбин. Допустимое соотношение $I_2/I_н$ составляет 0,066, близкое к допустимому по ГОСТ. Влияние несимметричного режима на каналы связи больше, чем на Красноярской ГЭС, из-за менее благоприятного их расположения по отношению ВЛ 500 кВ.

При необходимости реализации неполнофазного режима на Саяно-Шушенской ГЭС также разработаны мероприятия по переустройству релейной защиты,что вошло в нормативную эксплуатационную документацию.

4.4.4 Испытания в режимах повышенной активной нагрузки

Использование запасов мощности гидроагрегатов имеет большое практическое значение в реально встречающихся случаях, когда резерв по числу работающих агрегатов исчерпан (часть агрегатов находится в непредвиденном ремонте в период половодий или дождевых паводков или при сложившемся дефиците мощности в энергосистеме).

Для экспериментальной проверки возможного запаса мощности на Саяно-Шушенской ГЭС были выделены два агрегата: № 9 и № 10. В процессе испытаний в течение трёх лет (1986-88 гг.) было проведено 32 опыта длительной работы генераторов и укрупненного блока с повышенной нагрузкой. Испытатели руководствовались проектными нормативами и требованиями ГОСТа, исходя из которых были определены допускаемые значения параметров активной части для данного гидрогенератора при продолжительной его работе. В частности: номинальная полная мощность 711 МВ·А; температура сердечника, измеренная штатным термодатчиком на дне паза, 120^{0}С;

температура обмотки возбуждения, измеренная методом определения сопротивления, 130^{0}С; температура обмотки статора, измеренная штатным термодатчиком, 120^{0}С; напряжение статора 15,75 кВ; ток статора 21,6 кА; ток ротора 3650 А; *cosj* = 0,9.

В таблице 80 представлено несколько наиболее характерных длительных режимов, в которых испытывались гидрогенераторы.

Таблица 80. Результаты испытаний с повышенной нагрузкой агрегатов Саяно-Шушенской ГЭС

Полная мощность, МВ·А	Активная мощность, МВт	Реактивная мощность, МВар	Напряжение статора, кВ	Ток статора, кА	Ток возбужд., А	Напряжение сети, кВ
820	675	467	16,7	28,4	4430	528
800	560	560	16,2	28,5	4535	500
800	640	480	16,7	27,7	4511	528
750	642	383	16,5	26,2	4004	528
780	675	390	16,5	27,3	4122	522
785	675	405	16,0	28,2	4047	505
768	680	356	15,7	28,3	3838	501
766	675	364	15,7	28,3	3828	500

Из всех режимов повышенной мощности наиболее представительной в условиях эксплуатации является нагрузка на генераторе 820 МВ·А, при напряжении внешней сети 525 кВ и 800 МВ·А при – 500 кВ.

Проведенные опыты, как в части установившихся температур, так и в части магнитных полей, создающих добавочные потери, позволили сделать вывод о возможности использования гидрогенераторов при полной мощности 800 МВ·А и токе ротора 4500 А, вместо паспортных значений максимальной мощности 736 МВ·А и токе ротора 3650 А.

На рисунке 4.55 представлено распределение температуры характерного сечения пакетов железа сердечника статора гидрогенератора № 10 Саяно-Шушенской ГЭС. На рисунке 4.56 показан нагрев торцевых зон сердечника того же гидрогенератора. На рисунке 4.57 показано распределение температуры на поверхности полюсного сердечника и по стержням демпферной обмотки испытуемого гидрогенератора.

Для режима с полной мощностью 820 МВ·А при напряжении на шинах гидрогенератора 16,7 кВ, токе ротора 4470 А, токе статора

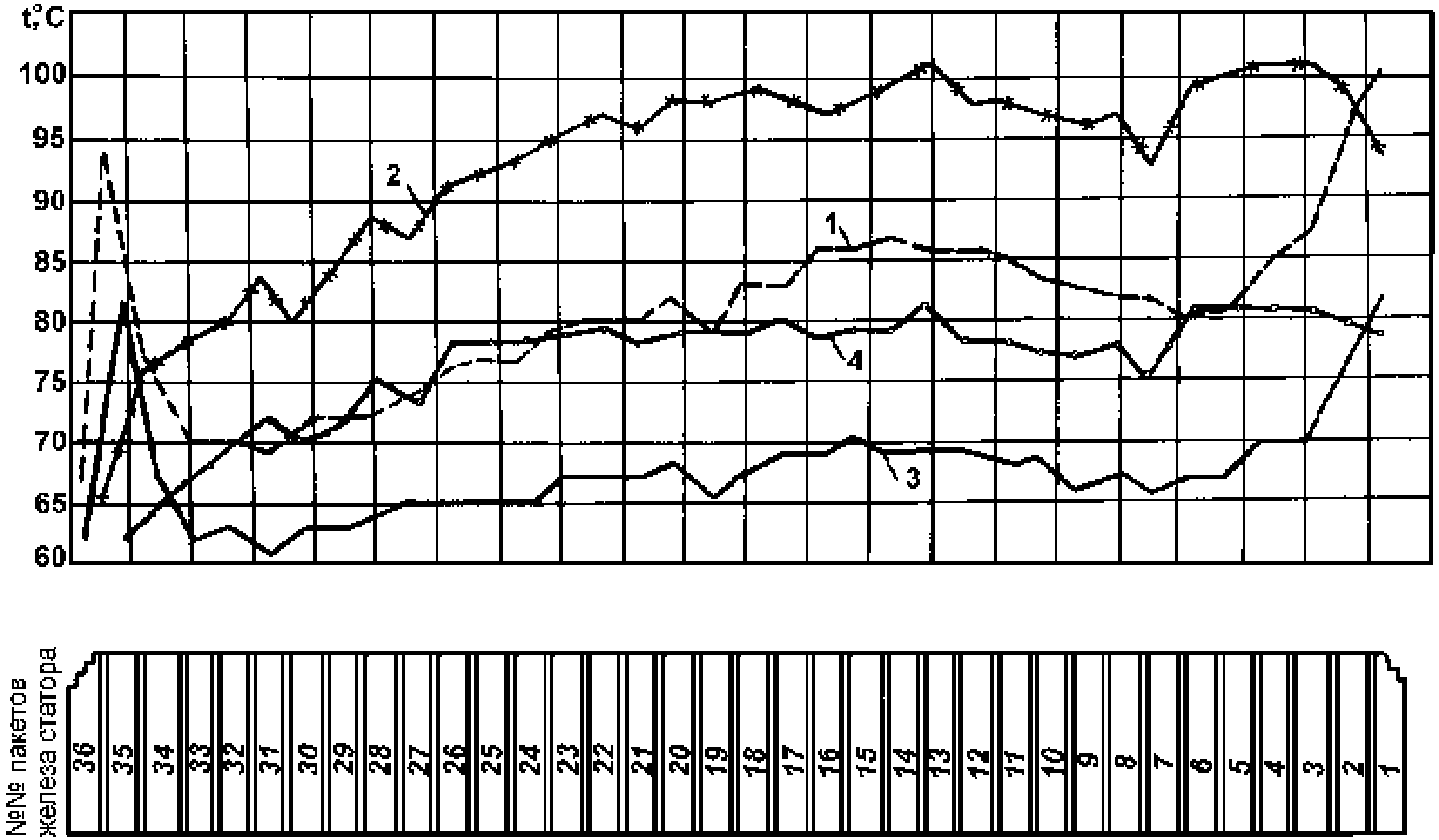


Рис. 4.55. Распределение температуры работавшего при мощности $P = 4471$ кВ·А, $U_{вн} = 527$ кВ; $P = 3800$ кВ·А, $U_{сети} = 500$ кВ; $P_{сети}$ кВ·А, $U_{сети}$ кВ – расточка; 2 – спинка; 3 – расточка; 4 – спинка

с повышенной

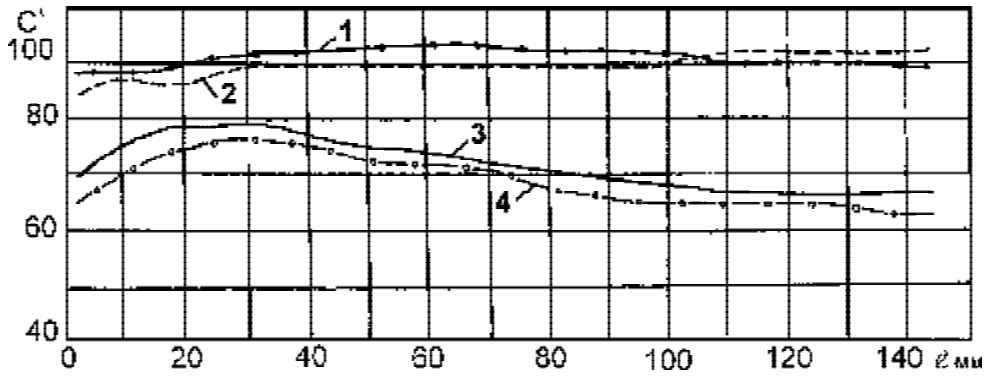


Рис. 4.56 Распределение температуры на торцевых поверхностях сердечника статора гидрогенератора Саяно-Шушенской ГЭС в режиме полной нагрузки 820 МВ·А, $\bar{I}_р$ = 4430 А, $U_{вн.сети}$ = 525 кВ

1, 2 – верхний торец; 3, 4 – нижний торец; l – расстояние от расточки, на котором устанавливались термопары в радиальном направлении

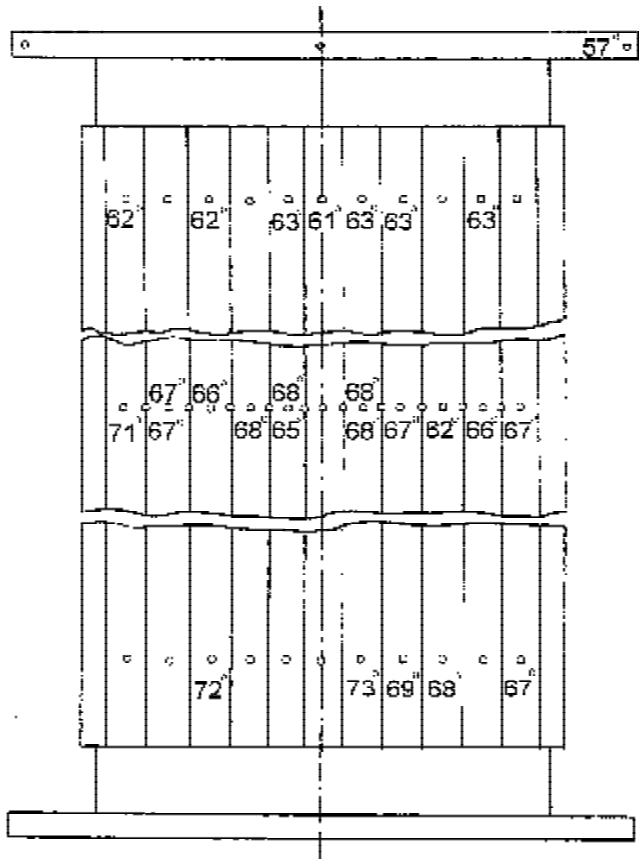


Рис. 4.57 Распределение температуры по поверхности сердечника полюса гидрогенератора Саяно-Шушенской ГЭС при полной нагрузке 820 МВ·А, $i_р$ = 4470 А, $U_{вн.сети}$ = 527 кВ

28,4 кА, напряжении во внешней сети $U_{вн.сети}$ = 525 кВ и $cosj$ = 0,829 получены следующие данные по максимальной температуре:

по штатным термодатчикам –	
обмотка статора под клином	68^0С
обмотка статора между стержнями	68^0С
железо статора	84^0С
дистиллят на выходе из обмотки	49^0С
воздух “холодный”	21^0С
воздух “горячий”	80^0С
обмотка вспомогательного генератора	81^0С
железо вспомогательного генератора	69^0С
по термопарам –	
зубцы от 1-го по 36-й пакеты	от 65^0С до 101^0С
торец сердечника статора – внизу	93^0С
торец сердечника статора – вверху	79^0С
ступеньки верхнего пакета сердечника	85^0С
ступеньки нижнего пакета сердечника	94^0С
обмотка ротора (по методу сопротивления)	119^0С

На основе измерения температуры обмотки ротора при разных значениях тока возбуждения построен график изменения установившихся температур в функции квадрата тока возбуждения (рис. 4.58). Из графика видно, что установившаяся температура обмотки ротора достигает предельной величины 130^0С при токе возбуждения 4690 А (квадрат этой величины $21996 \cdot 10^3$), т.е. ток возбуждения 4500 А является допустимым для обмотки, у которой есть еще некоторый термический запас.

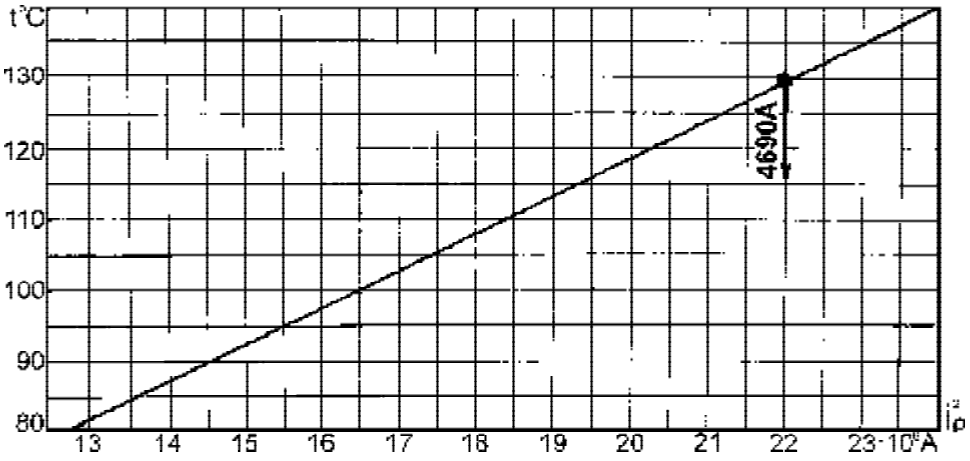


Рис. 4.58 Зависимость нагрева обмотки возбуждения от квадрата тока ротора, полученная при испытаниях гидрогенератора № 10 Саяно-Шушенской ГЭС

Вибрации измерялись во всех испытательных режимах на сердечнике и на лобовых частях стержней обмотки статора. В таблице 81 представлены результаты измерений вибрации на гидрогенераторе № 10 Саяно-Шушенской ГЭС.

Таблица 81. Результаты измерения вибрации ЛЧ гидрогенератора № 10 Саяно-Шушенской ГЭС при повышенной нагрузке

Место измерения вибраций	Параметры режима испытаний				
	680 МВт 3800 А ток р. 500 кА в сети	680 МВт 4000 А ток р. 510 кВ в сети	640 МВт 4000 А ток р. 500 кВ в сети	800 МВ·А 4535 А ток р. 500 кВ в сети	820 МВ·А 4430 А ток р. 525 кВ в сети
ЛЧ стерж. № 462	16	17	18	15	18
-"- № 152	12	16	16	17	23
-"- № 162	7	7	7	4	5
ЛЧ стерж. № 218	17	18	18	18	19
-"- № 208	21	21	22	25	30
-"- № 106	23	32	25	26	28
-"- № 96	36	35	38	34	33
железо статора	10	8	7	8	10
железо статора	7	4	4	3	4
Дата испытаний	21.10.77 г.	21.10.88 г.	27.10.88 г.	24.10.88 г.	9.11.88 г.

При проведении испытаний напор брутто на турбину, при котором была получена максимальная активная мощность гидрогенератора 680 МВт, составлял 206 м. При напоре 215-220 м испытания не проводились, так как результаты испытаний при напоре 206 м позволяли судить о запасах гидроагрегата как по турбине, так и по генератору. Максимальную активную мощность генератора при максимальных напорах 215-220 м можно было определить несложным расчетом на основании имеющихся данных. Испытаниями было установлено (табл. 80), что полная мощность генератора при напряжении в сети 500 кВ составляет 800 МВ·А, при этом генератор должен выдавать реактивную мощность, определяемую коэффициентом мощности $\cos\varphi = 0{,}95$. При напряжении в сети 525-528 кВ полная мощность генератора составляет 820 МВ·А и выдача реактивной мощности определяется $\cos\varphi = 0{,}9$. Из этого определяется

максимальная активная мощность генератора соответственно: 800х0,95=760 МВт и 820х0,9=735 МВт.

Пределы максимальной мощности агрегата в реальных условиях определяются гидротурбиной, о чем было сказано в соответствующей главе.

Полученные максимальные значения полной мощности допустимы для неограниченно длительной работы гидрогенераторов в соответствии с ГОСТ 5616-81 и техническими условиями на их поставку. Они допустимы не только для гидрогенератора, но также для их коммутационной аппаратуры, повысительных трансформаторов, тиристорных преобразователей и вспомогательного генератора, питающего цепи возбуждения. При этом оказалось, что указанные максимальные режимы нагрузки ограничиваются не столько самим гидрогенератором, сколько аппаратурой, установленной в цепях генераторного напряжения и возбуждения. Так, шинопровод в цепи возбуждения сильно перегревался, поэтому для проведения испытаний в режимах повышенной нагрузки была выполнена его реконструкция. Контроль за температурой во время испытаний осуществлялся с помощью тепловизора (рис. 4.59).



Рис. 4.59 Измерение с помощью тепловизора температуры шинопровода цепи возбуждения в период испытания генератора

По штатному термоконтролю нагрев обмотки статора при максимальной нагрузке не превышал 68^0С, активной стали в средней

части 84^{0}С, обмотки ротора, определяемой по сопротивлению 123^{0}С, зубцовой зоны сердечника в торцевой части по термопарам 101^{0}С.

Таким образом, режимы гидрогенераторов Саяно-Шушенской ГЭС с максимальной полной мощностью 800-820 МВ·А по термической устойчивости имеют значительный запас против проектных предположений и требований ГОСТа, поэтому нельзя ожидать снижения их надёжности в работе с повышенной мощностью по сравнению с работой в номинальном режиме. Во всех натурных исследованиях красноярских и саяно-шушенских гидрогенераторов очень заметный вклад принадлежит Г. В. Карпову и Е. Ф. Харламовой. Этим исследованиям уделяли особое внимание И. А. Глебов и Л. Г. Мамиконянц.

Итак, организация уникальных экспериментов и непосредственное в них участие стали ещё одним важным и новым направлением деятельности специалистов эксплуатации, позволяющим приобрести более глубокие и всесторонние знания для практической работы по использованию сверхмощных агрегатов в энергосистеме и по их обслуживанию.

* * * * *

Вспомогательные системы, оборудование, нетрадиционные металлоконструкции

5

- *Техническое и хозяйственное водоснабжение; пневмохозяйство*

- *Механическое оборудование. Металлоконструкции*

5.1 Техническое и хозяйственное водоснабжение; пневмохозяйство

Техническое водоснабжение (ТВС) гидроагрегата представляет собой достаточно сложную систему. Проектирование её требует технико-экономического обоснования, в котором, в первую очередь, должны рассматриваться вопросы надежности системы и минимизации затрат на её обслуживание. Соображения об экономии воды не могут иметь превалирующего значения, поскольку использование воды из водохранилища для охлаждения агрегатов, если его принять как потери электроэнергии, почти равны затратам на подачу воды из нижнего бьефа для этих же целей.

Пример несложного расчета убеждает в этом. На охлаждение одного агрегата Красноярской и Саяно-Шушенской ГЭС расходуется, при реальной максимальной температуре воды водохранилища 8-12^{0}С (на уровне водозаборов), соответственно 1050 м^3/ч (0,29 м^3/с) и 1500 м^3/ч (0,41 м^3/с).

Средний расход через турбину, работающую в зоне оптимального значения КПД, на Красноярской ГЭС составляет ~ 600 м^3/с, на Саяно-Шушенской ГЭС ~ 300 м^3/с, или от него расход воды на охлаждение составит соответственно 0,048% и 0,13%. Принимая расход воды на охлаждение как потерю электроэнергии, получим от годовой выработки Красноярской ГЭС $19,6 \cdot 10^9$ кВт·ч потерю $9,4 \cdot 10^6$ кВт·ч и для Саяно-Шушенской ГЭС от $22,8 \cdot 10^9$ кВт·ч соответственно $29,6 \cdot 10^6$ кВт·ч.

Существующее отечественное насосное оборудование средних напоров потребляет 0,2-0,35 кВт·ч (0,275 в среднем) электроэнергии на 1 м^3 перекачиваемой воды. В год на один агрегат для охлаждения, на рассматриваемых ГЭС, будет соответственно потреблено насосами $1050 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 0,275 = 2,5 \cdot 10^6$ кВт·ч и $1500 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 0,275 = 3,6 \cdot 10^6$ кВт·ч электроэнергии.

При непрерывной работе на обеих ГЭС в среднем 6 агрегатов в год, получим годовое потребление электроэнергии насосами техводоснабжения соответственно $6 \cdot 2,5 \cdot 10^6 = 15,0 \cdot 10^6$ и $6 \cdot 3,6 \cdot 10^6 = 21,6 \cdot 10^6$ кВт·ч.

Из сравнения затрат и потерь видно, что на Красноярской ГЭС потребление электроэнергии насосами ТВС было бы почти вдвое больше, чем потери её в случае забора воды на охлаждение из водохранилища, а на Саяно-Шушенской ГЭС они почти одинаковы. Необходимо учитывать, что насосное оборудование требует обслуживания, профилактики, ремонта. Поэтому самотечные системы ТВС или системы, в которых подача воды осуществляется с помощью

эжекторов, имеют преимущество и по эксплуатационным затратам, и по надежности (не имеют вращающихся элементов и трущихся поверхностей). И тем не менее, вопрос экономии воды при проектировании ТВС продолжает дискутироваться.

На Красноярской ГЭС в техническом проекте одним из основных рассматривался вариант насосной схемы ТВС с забором воды из нижнего бьефа. Главными аргументами в её пользу были: отсутствие потерь воды из водохранилища и невозможность возникновения полного гидростатического давления в таких элементах системы ТВС, как маслоохладители и воздухоохладители, не рассчитанные на это давление. При использовании самотечной системы с забором воды из водохранилища в случае самопроизвольного закрытия запорной арматуры на сливе системы ТВС (или по ошибке) трубки маслоохладителей и воздухоохладителей были бы разрушены.

В практике того времени строительства отечественных высоконапорных гидроагрегатов самотечные системы не применялись, поэтому опыта их эксплуатации не было. По мнению эксплуатационной организации вероятность совпадения (наложение двух аварий) отказа напорной редуцирующей аппаратуры на входе в ТВС и закрытия арматуры на сливе весьма мала. При этом надежность самотечной системы является исключительно высокой по бесперебойности водоснабжения и почти не требует затрат на обслуживание. Эти аргументы были определяющими при выборе схемы ТВС. На Красноярской ГЭС была впервые для высоконапорных гидроагрегатов создана самотечная система ТВС с забором воды из верхнего бьефа с установкой редукционных клапанов с так называемым регулированием “после себя”. Клапаны рычажной конструкции с грузами просты по своему устройству. Они включают в себя и предохранительный клапан.

Один лишь недостаток не удалось устранить за многолетний период эксплуатации, и заключался он в том, что редуцирование давления сопровождалось пульсацией потока в клапане, иногда приводившей к резким толчкам рычагов и падению с них грузов. Поэтому редуцирующая часть клапана была удалена и оставлен только предохранительный клапан. Редуцирование давления стало производиться путем уменьшения живого сечения напорных трубопроводов запорной арматурой.

Система ТВС красноярских агрегатов построена по блочному принципу (автономно на каждый агрегат) с двумя водозаборами из спиральной камеры турбины. За 30-летний период эксплуатации Красноярской ГЭС не было каких-либо повреждений, которые приводили бы к повышению давления в системах ТВС и повреждению их элементов, т.е. самотечная система техводоснабжения надежна и рекомендуется к распространению.

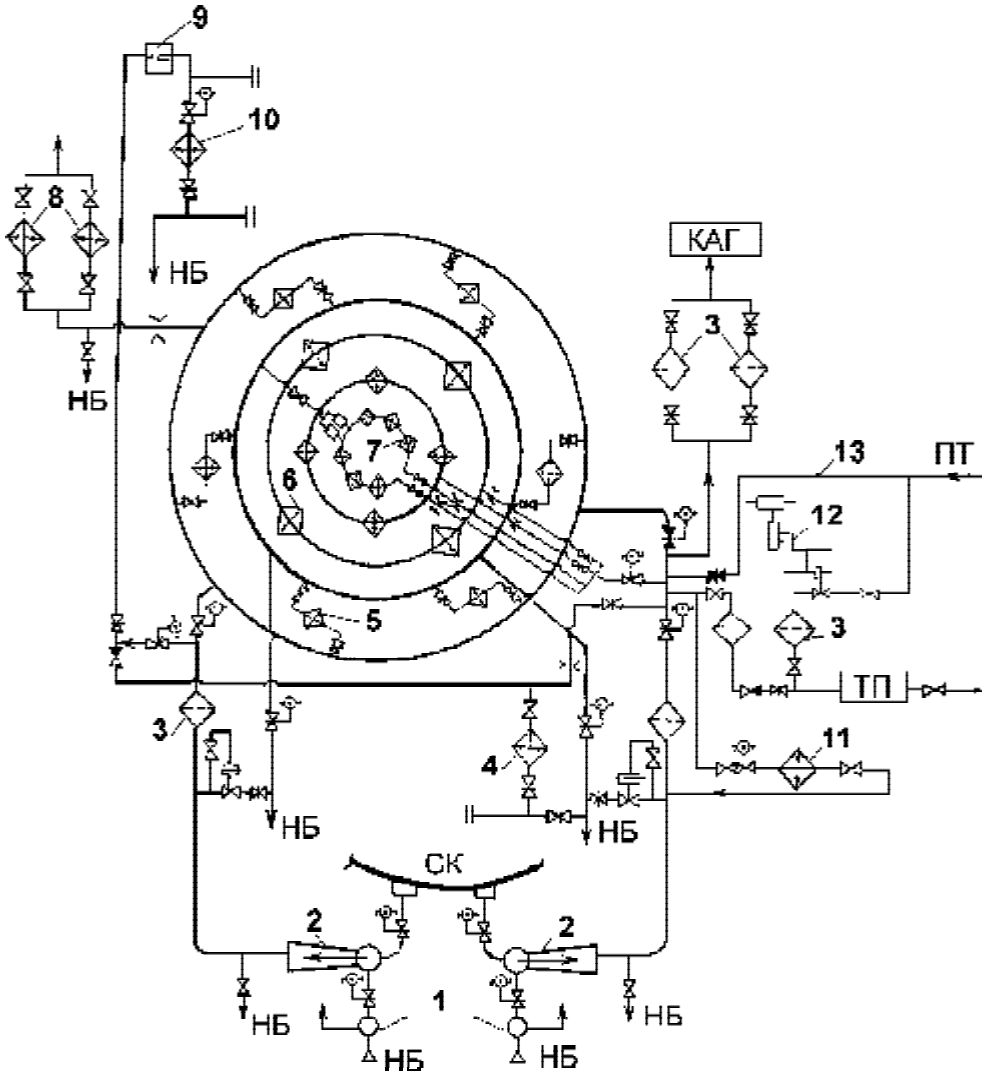


Рис. 5.1 Схема техводоснабжения агрегата Саяно-Шушенской ГЭС

1 – деаэратор; 2 – эжектор с регулируемой подачей; 3 – фильтры сетчатые; 4 – теплообменники охлаждения статора генератора; 5 – воздухоохладители генератора; 6 – маслоохладители подпятника; 7 – маслоохладители подшипника генератора; 8 – теплообменники тиристорных возбудителей; 9 – переливное устройство; 10 – маслоохладители трансформатора; 11 – теплообменник для охлаждения масла МНУ; 12 – гидроклапан; 13 – резервирование от пожарной магистрали; СК – спиральная камера; КАГ – выключатель нагрузки генератора;

НБ – водозабор из нижнего бьефа; НБ – слив в нижний бьеф

Для Саяно-Шушенской ГЭС была выбрана система технического водоснабжения агрегатов с применением, в качестве источников питания, водоструйных эжекторов большой производительности (рис. 5.1). Из рассматриваемых других вариантов систем – само-

течной и с забором воды насосами из нижнего бьефа, предпочтение было отдано системе с эжекторами. При технико-экономическом сравнении систем по-прежнему учитывались эксплуатационные затраты, включающие в себя стоимость электроэнергии, необходимой для работы насосов, и стоимость потерь, связанных с использованием воды из водохранилища*). Стоимость эжекторов оказалась в несколько раз выше, чем стоимость серийных насосов, поскольку эжекторы на большой расход в отечественной практике были разработаны впервые, они являются головными образцами. Потребности для выпуска большой серии не было, поэтому изготовлено было только 24 эжектора для Саяно-Шушенской ГЭС. Из-за большой стоимости эжекторов недостаточно обосновано утверждение проектной организации [75] о существенном преимуществе эжекторной схемы при технико-экономическом сравнении. Главным при сравнении остается основной показатель – надежность, даже если стоимостные показатели высокие.

При создании системы ТВС с эжекторами вопрос экономии воды, тем не менее, нашел свое развитие. Разработчикам эжектора было задано условие по регулированию подачи воды в зависимости от её температуры. По мнению создателей эжекторной схемы, регулирование расхода через эжектор позволит автоматизировать регулирование температуры активных частей гидрогенераторов Саяно-Шушенской ГЭС – обмотки и железа статоров [67]. К тому времени были уже хорошо известны результаты исследований регулирования теплового состояния красноярских гидрогенераторов и успешно реализованные устройства, обеспечившие тепловое их регулирование. Результаты этих исследований разработчиками не были использованы. Проигнорировано было, что при регулировании теплового состояния обмотки статора гидрогенератора, ради чего проектировщиками задавались требования по созданию автоматического регулирующего эжектора, исследователями на Красноярской ГЭС была доказана необходимость поддержания в обмотке постоянства расхода дистиллированной воды и температуры её на выходе. Это легко обеспечивалось путем перепуска части потока дистиллированной воды через теплообменники в зависимости от нагрузки агрегата. Для этого был разработан и внедрен специальный регулятор (рис. 4.46). При этом не имело значения, какая в данный момент температура технической воды омывает теплообменник. Не было принято во внимание и то, что система ТВС агрегата имеет в своем составе много разнохарактерных по гидравлическим свойствам потребителей (маслоохладители подпятника и подшипника генератора, подшипник турбины, воздухоохладители сердечника и ротора генератора, теплообменники дистиллята обмотки статора

*) *В эжекторной системе ТВС использование воды из водохранилища меньше, поскольку рабочий поток из ВБ составляет 50% от суммарной подачи эжектора; 50% подсасывается из НБ.*

генератора). Тепловое состояние каждого из этих потребителей можно отрегулировать, лишь воздействуя на органы управления его автономной гидравлической системы. В такой схеме нельзя получить желаемого результата, регулируя только общий источник технической воды, питающий всю систему.



Рис. 5.2а Внешний вид эжекторов, установленных в галерее здания Саяно-Шушенской ГЭС

Эжектор системы ТВС Саяно-Шушенской ГЭС показан на рисунках 5.2а и б. В процессе освоения были проведены натурные испытания эжектора. На рисунке 5.3 представлена эксплуатационная характеристика эжектора, полученная при испытании с напором 98 м. Расход изменялся от 540 $м^3$/ч до 1980 $м^3$/ч, и напор на выходе соответственно изменялся от 45 до 20 м.

В процессе эксплуатации установились определенные параметры в системе ТВС, которые обеспечиваются соответствующим режимом эжекторов. В зимний период эжектор № 1 (рис. 5.1) работает с открытием 30-40%, с расходом 1250-1450 $м^3$/ч, эжектор № 2 с открытием 20-25%, с расходом 700-850 $м^3$/ч. В летний период открытие у эжекторов соответственно увеличивается и составляет: 40-50% и 25-30%, а расходы 1450-1650 $м^3$/ч и 850-1100 $м^3$/ч. Столь незначительное изменение расхода эжекторов объясняется небольшим сезонным изменением температуры воды от 5 до 9^0С. Поэтому открытие эжекторов меняется обслуживающим персоналом лишь

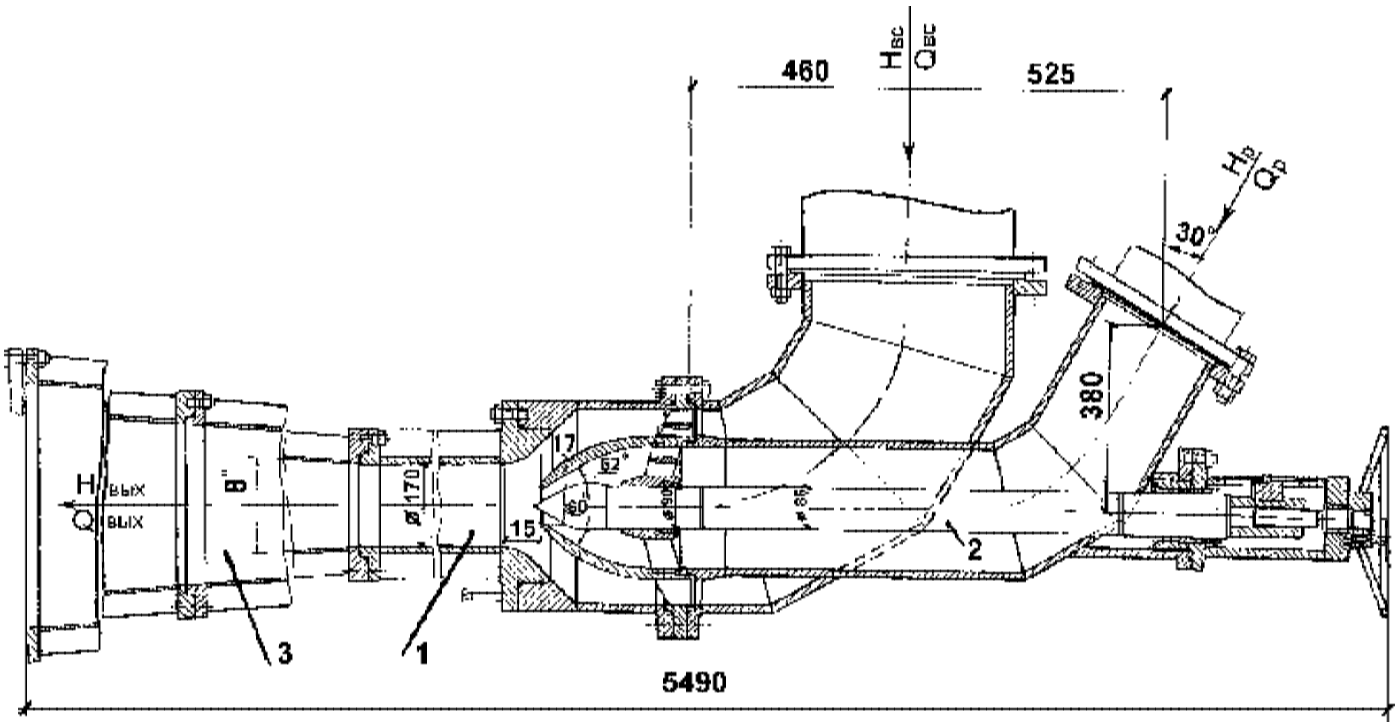


Рис. 5.2 б Разрез эжектора технического

1 – камера смешивания; 2 – игла; 3 –

$\alpha = 60^{o}$ – угол раскрытия иглы;

$\gamma = 62^{o}$ – угол раскрытия насадки

два раза в год вручную, автоматизация такой редкой и несложной операции не имеет смысла.

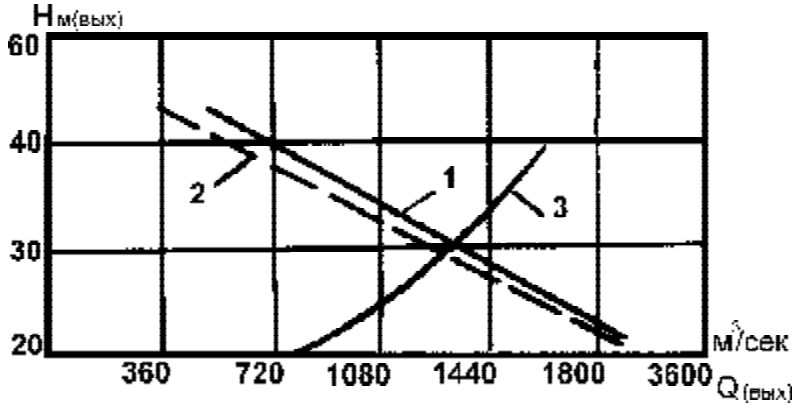


Рис. 5.3 Экспериментальная и расчетная эксплуатационные характеристики эжектора Саяно-Шушенской ГЭС при $D_{нас}$=75 мм, α =60°, γ =60°, $D_{кам.смеш.}$=170 мм и напоре 98 м

1 – экспериментальная кривая; 2 – расчетная кривая; 3 – характеристика потребителя

При проведении натурных испытаний эжектора производилось измерение уровня шума, издаваемого турбулентным потоком воды. Шум превышает предельно допустимую норму для человека и составляет 95-100 децибел.

Из-за некачественного изготовления диффузоров в первый период эксплуатации в них возникали трещины по сварным швам. По мере ликвидации этих дефектов разрушения швов прекратились.

Эжекторы просты в обслуживании и могут быть рекомендованы для распространения с учетом имеющегося опыта их эксплуатации на Саяно-Шушенской ГЭС.

Вместе с тем, подавление недопустимого шума, издаваемого эжекторами, или изоляция от него должны быть предметом специального рассмотрения при проектировании подобных устройств на других объектах. Высказанные проектной организацией рекомендации об установке звуконепроницаемых поперечных перегородок в галерее лишают возможности эксплуатацию механизировать транспортную схему при обслуживании оборудования разного назначения, расположенного в продольной галерее рядом с эжекторами. Здесь напрашивается решение по расположению эжекторов в специальных, только для них запроектированных, помещениях. Рекомендация о размещении эжекторов в перфорированных футлярах, засыпанных минеральной ватой или керамзитом, тоже мало приемлема, поскольку лишает возможности оперативного осмотра

эжекторов. На Саяно-Шушенской ГЭС единственно возможным стало применение средств индивидуальной защиты (беруши, наушники), учитывая, что производство работ в галерее эжекторов происходит достаточно редко.

Таким образом, если бы все условия работы эжекторов системы ТВС Саяно-Шушенской ГЭС до их разработки были тщательно изучены, вполне достаточно было бы создать более простой нерегулируемый эжектор с фиксированным оптимальным открытием около 50-60%.

Системы водоснабжения пожаротушения и хозяйственных нужд проектировались для Саяно-Шушенской ГЭС в период, когда уже была создана эксплуатационная организация, которая повлияла на выбор принципиальной схемы водоснабжения. В частности, было принято предложение о создании самотечной системы подачи воды с разрывом высоконапорной струи. Альтернативный вариант с подачей воды также из ВБ, но через редукционные клапаны, был отклонен, так как неустойчивая работа клапанов могла привести к разрушению находящихся в здании ГЭС крупных водоводов пожаротушения и хозяйственного назначения, поскольку напор на Саяно-Шушенской по сравнению с Красноярской ГЭС вдвое больше. Отказ клапана мог создать гидростатическое давление для них в трубах 2,0-2,5 МПа, что превышает испытательное давление для них в 2,0-2,5 раза.

Система хозяйственного водоснабжения Саяно-Шушенской ГЭС выполнена с устройством емкостей большого объема, расположенных в теле левобережной глухой плотины на уровне, гарантирующем, что гидростатическое давление не превысит величины 1,0 МПа во всех трубопроводах пожаротушения и хозводоснабжения на любом объекте ГЭС (рис. 5.4). Емкости автоматически подпитываются из водозаборов ВБ через специальные регулирующие устройства. За 20-летний период эксплуатации этой системы каких-либо отказов в её работе не было, она надежна и проста в эксплуатации.

Пневматическое хозяйство Красноярской и Саяно-Шушенской ГЭС обеспечивает традиционных для гидростанций потребителей сжатым воздухом: котлы МНУ, системы торможения гидрогенераторов, системы отжатия воды из камер РК турбин при переводе генератора из режима с активной нагрузкой в режим синхронного компенсатора (СК), электрические воздушные выключатели для их привода и гашения электрической дуги при отключениях рабочих токов и токов короткого замыкания, всякого рода пневматический инструмент и т.п. В целом, на обеих ГЭС пневматические хозяйства по построению схемы и удовлетворению потребителей сжатым воздухом соответствуют технологическим потребностям. Наряду с этим, следует остановиться на недостатках, для устранения которых потребовалось провести исследования, на основе чего были выполнены разработки по реконструкции отдельных элементов пневматических систем.

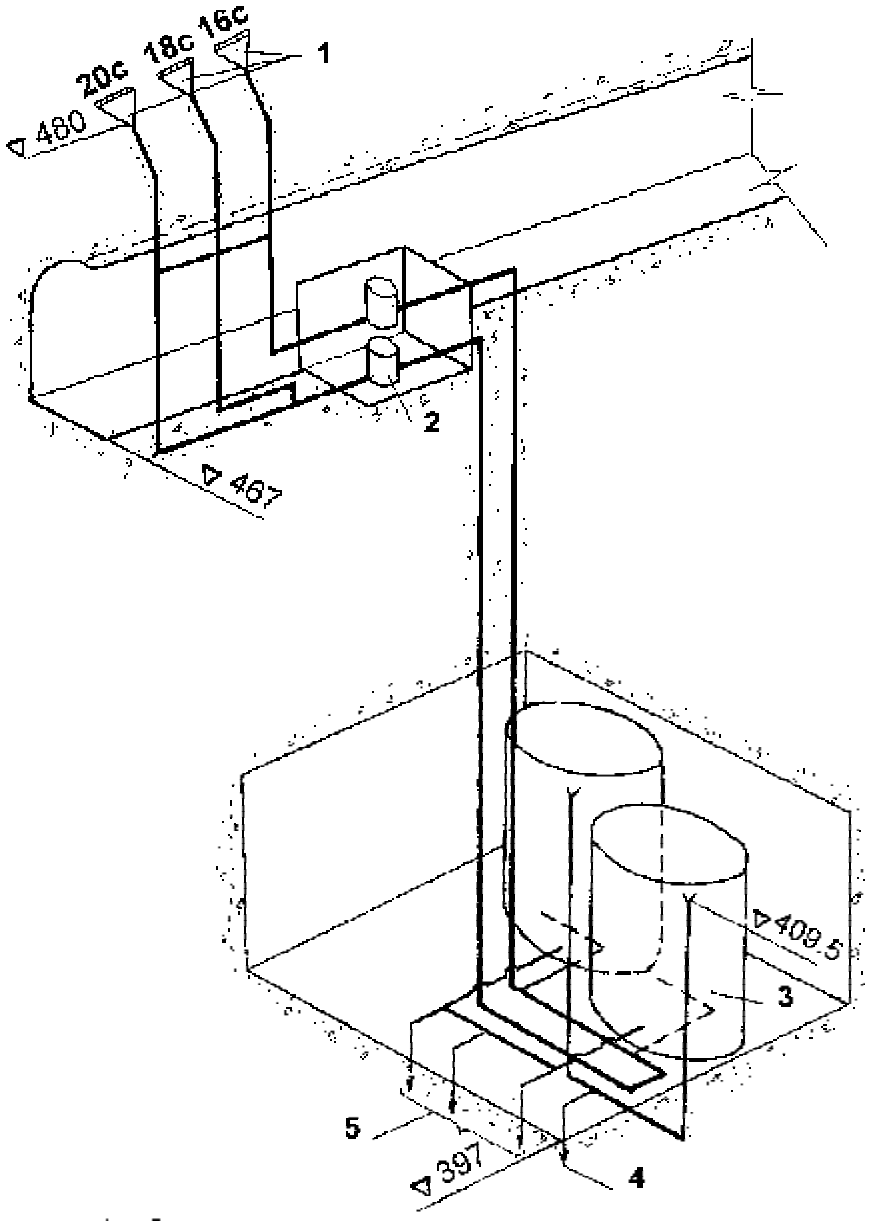


Рис. 5.4 Система с баками хозпитьевого водоснабжения и пожаротушения

1 – водозаборы на агрегатах №№ 1, 2, 3; 2 – сетчатые фильтры; 3 – резервуары противопожарного запаса воды; 4 – перелив в колодец-гаситель; 5 – в систему противопожарного трубопровода, а также водоснабжения п. Черемушки; 16с-20с – номер секции плотины

Так, на Красноярской ГЭС редукционные клапаны в сети сжатого воздуха выключателей не обеспечивали устойчивое поддержание заданных пределов давления 4/2 МПа, а также восстановление

давления в сети в заданное время после срабатывания выключателей. Происходили постоянные сбои в настройке редукционных клапанов. В результате исследований было принято решение о замене редукционных клапанов на перепускные, для открытия и закрытия которых был применен электрический привод. Контроль давления в сети осуществляется электроконтактными манометрами, от которых поступают соответствующие импульсы управления перепускными клапанами. 30-летний опыт эксплуатации подтвердил надежность системы редуцирования давления воздуха на основе перепускных клапанов вместо проектной системы на редукционных клапанах.

На Красноярской ГЭС в электрической сети 110-220-500 кВ применены впервые разработанные для того времени воздушные выключатели бакового типа (ВВБ). Особенностью и преимуществом их, в отличие от ранее выпускавшихся выключателей, является отсутствие давления воздуха внутри опорной фарфоровой изоляции и размещение дугогасительных устройств внутри металлических камер (баков), находящихся постоянно в среде сжатого воздуха, а также отсутствие отделителей.

На Саяно-Шушенской ГЭС применены воздушные выключатели баковые крупномодульные компактные (ВВБК), которые разработаны были на основе развития серии выключателей ВВБ, но избыточное давление сжатого воздуха для ВВБК было принято 4 МПа.

Общим недостатком для обеих гидростанций является то, что проектные предположения не оправдались по расходу воздуха для воздушных выключателей, поэтому пришлось производительность компрессорных станций увеличивать. Так, на Красноярской ГЭС была построена ещё одна компрессорная установка на ОРУ-220 кВ, а на Саяно-Шушенской ГЭС на ОРУ-500 кВ дополнительно установлено 2 компрессора.

Необходимо отметить, что на Красноярской ГЭС осушение воздуха для сети управления выключателями осуществлялось за счет термодинамического эффекта при понижении давления воздуха с 4 до 2 МПа. Это не обеспечивало в полной мере снижение влажности воздуха, требующейся для выключателей типа ВВБ. Относительная влажность воздуха при этом составляла в сети 2 МПа 50%. У этой серии выключателей вентиляция внутреннего объема баков менее интенсивная, чем у предыдущего поколения выключателей, в которых фарфор находился под давлением сжатого воздуха, поэтому во избежание образования конденсата на внутренних его стенках и потери электрической прочности продувка была более интенсивной.

По мере развития компрессорной техники были созданы компрессоры достаточно большой производительности 144 $м^3/ч$ на давление 23 МПа. В этой связи на Красноярской ГЭС были заменены прежние компрессоры на новые. Термодинамическая осушка воздуха

стала эффективной. При снижении давления с 23 до 2 МПа относительная влажность воздуха составляет около 9%, а при снижении давления с 23 до 4 МПа относительная влажность воздуха около 18% при суточном колебании температуры воздуха до 30^0С.

В проекте Саяно-Шушенской ГЭС установка компрессоров на давление 23 МПа была предусмотрена сразу же. Здесь в пневматической сети воздухоснабжения выключателей ВВБК-500 установлены следующие параметры: нижний предел давления в сети составляет 3,2 МПа; электроперепускной клапан включается (открывается) при давлении в сети 4 МПа и отключается (закрывается) при давлении в сети 4,15 МПа; компрессоры включаются при снижении давления в воздухосборниках до 17 МПа и отключаются при давлении 23 МПа. Заданные уставки контролируются электроконтактными манометрами. При снижении давления в воздухосборниках до 16,5 МПа включаются резервные компрессоры. После увеличения производительности компрессорной установки система воздухоснабжения выключателей ВВБК-500 работает надежно.

Другой пневматической системой, представляющей особый интерес, является система отжатия воды из камеры в области рабочих колес гидротурбин для использования гидрогенераторов в режиме синхронных компенсаторов реактивной мощности в энергосистеме.

На Красноярской ГЭС схема отжатия воды из области РК состоит из 4-х компрессоров производительностью 3 $м^3$/мин каждый и из 8 воздухосборников объемом по 40 $м^3$ каждый на давление 0,8 МПа. Проектные предположения не оправдались ни по скорости открытия задвижек впуска воздуха, ни по объему впуска воздуха в камеру РК. На основе результатов натурных испытаний была выполнена реконструкция схемы отжатия воды. Были проложены дополнительные воздуховоды, вдвое увеличившие подачу воздуха и объем впуска его в камеру РК. Подвод воздуха в камеру осуществлен в двух точках вместо одной по проекту. Задвижки с электроприводом были заменены на задвижки с гидроприводом. В результате гарантированное отжатие воды происходит при одновременной подаче воздуха из 6 воздухосборников при начальном давлении в них 0,75-0,8 МПа. Давление снижается до 0,15 МПа. Восстановление давления от 0,15 до 0,8 МПа происходит при работе всех 4-х компрессоров в течение 20-25 минут.

На Саяно-Шушенской ГЭС для отжатия воды из камер РК впервые было применено давление 6,4 МПа (рис. 5.5). Воздухосборники расположены за пределами здания ГЭС в непосредственной близости к низовой грани плотины (рис. 5.6). Потребовалась доработка проекта по защите воздухосборников, поскольку при ремонтных работах на наклонной грани плотины возникает опасность падения на воздухосборники каких-либо предметов, кроме того, могут образовываться наледи, обрушение которых весной также не исключается.

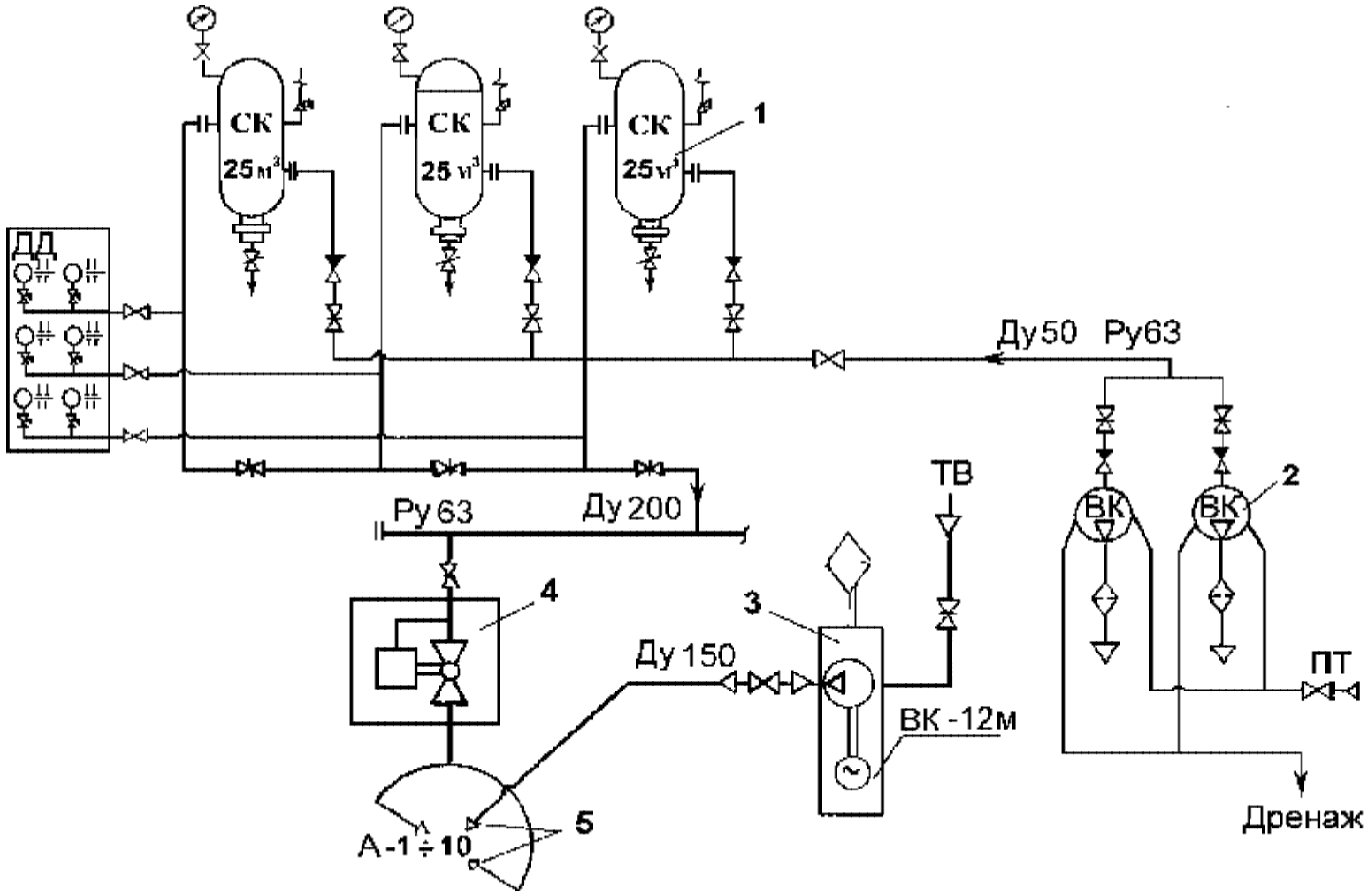


Рис. 5.5 *1 – воздухосборники*

Пневматическая

; 2 –

компрессоры

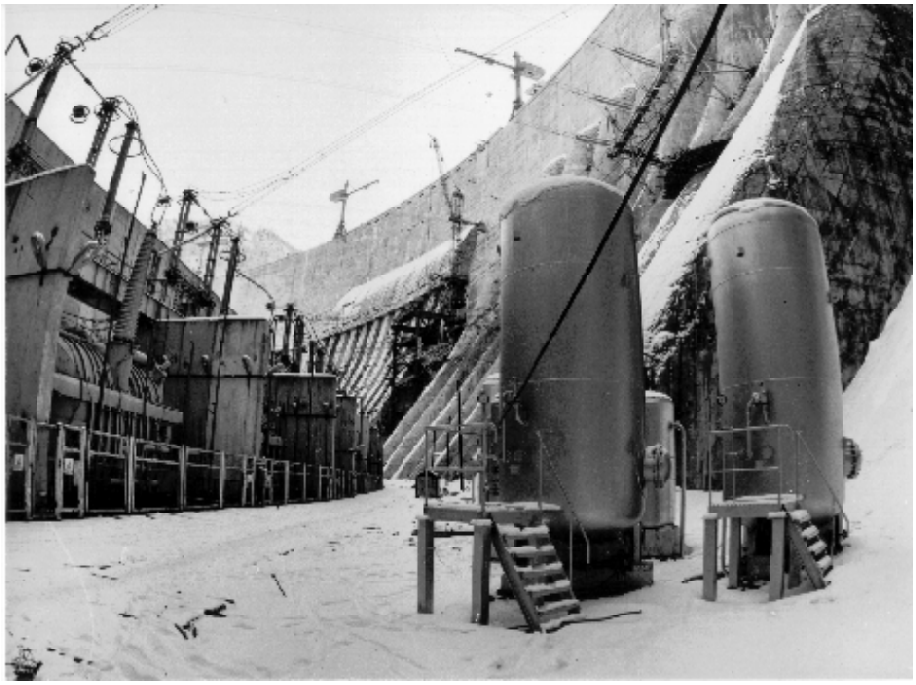


Рис. 5.6 Воздухосборники системы отжатия воды из камеры РК для режима СК

Схема отжатия по замыслу оказалась неудачной. Проектом предполагалось, что использование воздуха под большим давлением, по сравнению с ранее применяемыми на других ГЭС Схемами, где давление в воздухосборниках не превышало 0,8 МПа, принесет существенный эффект. Однако этого не произошло. В период испытаний при подаче воздуха с давлением 6,4 МПа под рабочим колесом возникал сильный гидравлический удар, который привел даже к разрушению корпуса задвижки, установленной на воздуховоде воздуходувки. Главная же опасность такого режима была в том, что под крышкой турбины давление превысило 1,7 МПа. Прочность крышки рассчитана на предельное давление 2,5 МПа, которую при определенных условиях может превзойти величина гидроудара. Поэтому исходное давление в воздухосборниках 6,4 МПа при отжатии воды в камере РК оказалось неприемлемым. Кроме того, при испытаниях было выявлено и недопустимо короткое время открытия пробкового клапана впуска воздуха. Оказалось, что и производительность, и, главное, давление воздуходувки были недостаточными для поддержания заданного уровня воды в камере РК.

На основе результатов испытаний было установлено новое значение номинального давления в воздухосборниках: 3,0 МПа вместо 6,4 МПа по проекту. В режиме впуска воздуха участвуют 3 возду-

хосборника вместо одного по проекту. Увеличено время открытия пробкового клапана до 1,5 с путем установки дроссельной шайбы диаметром 0,7-1,2 мм в пневматической схеме его управления. Заводом были изготовлены воздуходувки с повышенными параметрами. Модернизированная воздуходувка по сравнению с первоначальной конструкцией обеспечивает: подачу воздуха 15 м^3/мин против 12 м^3/мин; избыточное давление 0,2 МПа против 0,08 МПа (это основной параметр); число оборотов в минуту 1500 против 1000. Все эти мероприятия позволили производить отжатие воды в камере из зоны РК за 18 с; воздуходувка работает в прерывистом режиме (28 минут работает, 17 минут стоит), что обеспечивает длительное поддержание необходимого уровня воды в камере РК. Впуск воздуха сопровождается снижением давления в воздухосборниках с 3 МПа до 2 МПа; восстановление давления с 2 до 3 МПа происходит за 3-3,5 часа непрерывной работы компрессоров. Такая продолжительная подкачка воздухосборников свидетельствует о неправильно рассчитанной в проекте производительности компрессоров.

5.2 Механическое оборудование. Металлоконструкции

На Красноярской ГЭС проектирование механического оборудования гидротехнических сооружений было продиктовано условиями многоводного и широкого створа, большим напором на сооружения и оборудование, расходом воды через гидротурбину, вдвое превышающим расход турбин, созданных к тому времени, а также сурового климата района расположения ГЭС. Это потребовало новых для того времени решений. Основными из них являются:

– применение хладостойких, высокопрочных, низколегированных сталей марок 09Г2С (М) и 138 ИЗ, из которых изготовлены конические звенья развилок водоводов гидротурбин, стыкующихся со спиральной камерой. Это обеспечивает надёжную работу водоводов при температуре воздуха до -60^{0}С;

– изготовление полос сороудерживающих решеток водоприемников гидротурбин из элементов обтекаемого профиля, сориентированных по линии водотока, что существенно снизило гидравлические потери;

– разработка и внедрение захватных балок и специальных подвесок на козловых кранах для сцепления с затворами с помощью дистанционного управления, что позволило отказаться от трудоемкого подъема затворов с помощью штанг;

– вынос водоводов гидротурбин на низовую грань плотины, что позволило производить бетоноукладочные работы независимо от монтажа водоводов;

– применение автоматической сварки в специально построенном цехе сборки металлоконструкций и механического оборудования;

– разработка и внедрение автоматических клапанов впуска-выпуска воздуха в помещения, расположенные над оголовками аэрационных труб водоводов гидротурбин, что позволило отеплить эти помещения и отказаться от дорогостоящего электрообогрева аэрационных труб;

– на основе унификации размеров пролетов временной "гребенки" плотины и постоянных пролетов водосбросной плотины, а также стандартизации пазов и опорных частей затворов, вторично использовано оборудование строительного периода для постоянной эксплуатации. Это позволило сэкономить 3070 тонн металлоконструкций;

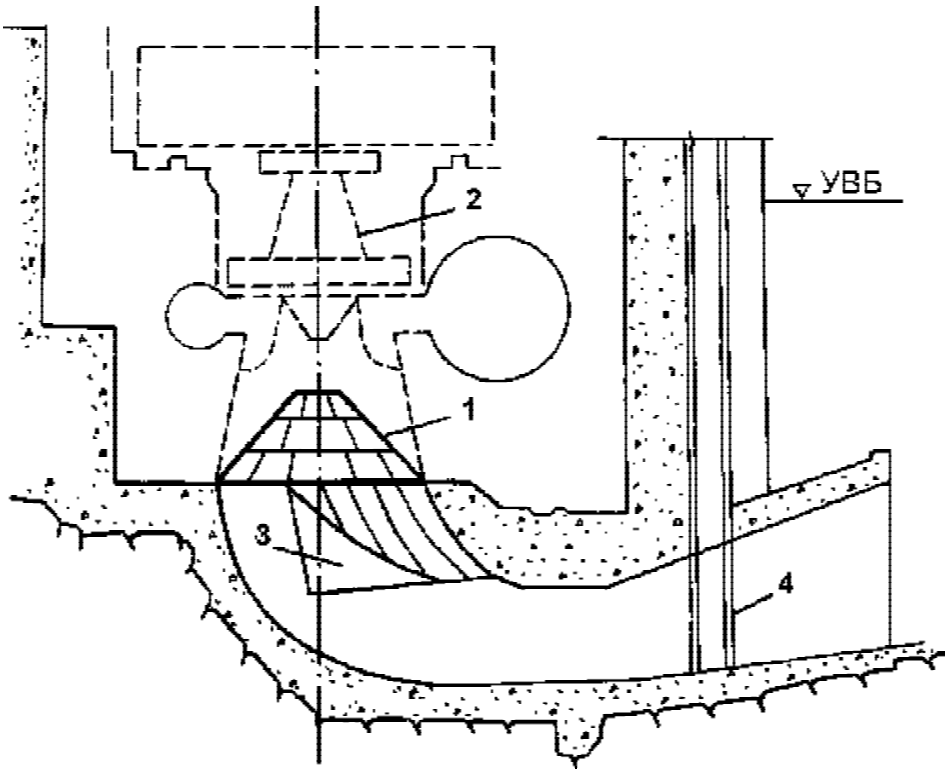


Рис. 5.7 Схема установки конической заглушки на конусе отсасывающих труб в выштрабленной части здания Красноярской ГЭС

1 – коническая заглушка; 2 – контуры агрегата; 3 – металлическая облицовка тора и боковых поверхностей отсасывающих труб; 4 – паз ремонтного затвора отсасывающей трубы

– выштрабленная часть здания ГЭС в пределах восьми агрегатов для продолжения работ на них после пуска 1-го агрегата была отделена от нижнего бьефа не затворами, а уникальными коническими заглушками диаметром 10,2 м, установленными в конусах отсасывающих труб (рис. 5.7). Лишь на агрегатах № 1-4 были установлены затворы. Это позволило сэкономить 600 тонн металла;

– для пропуска строительных расходов временные глубинные отверстия были оборудованы сегментными затворами с устройством со стороны ВБ пазов для установки плоских аварийных затворов, что обеспечивало высокую надёжность водосбросов.

В целом, за 30-летний период эксплуатации оборудование гидротехнических сооружений работает надежно в результате тщательно продуманных проектных решений. Из недостатков, заслуживающих внимания, следует отметить лишь следующие:

– для подобных крупных гидроузлов следует применять на водосбросной плотине катковый тип затворов;

– схему маневрирования затворами водосбросной плотины с применением съемных балластных грузов нельзя признать удовлетворительной. Применение катковых затворов могло бы снять эту проблему;

– конструкция затворов и их подхватов водосбросной плотины должна обеспечивать маневрирование ими с частичным открытием водосбросных отверстий с целью снижения гидродинамической нагрузки на водосброс и рационального использования водотока. Впоследствии схема маневрирования с частичным открытием водосбросов была разработана и реализована.

На Саяно-Шушенской ГЭС исходные условия для проектирования механического оборудования гидротехнических сооружений были еще жестче, обусловленные, при прочих равных условиях с Красноярской ГЭС, вдвое бо́льшим напором. Более сложные условия, определяющие проектирование оборудования, создавала и схема возведения гидротехнических сооружений в несколько этапов. Это должно было бы особо подчеркнуть необходимость изучения предыдущего опыта эксплуатации оборудования подобных ГЭС. Тем не менее, опыт не был использован в необходимой мере. Поэтапный ввод в эксплуатацию плотины и включение её в работу для образования водохранилища, чтобы начать энергоотдачу ГЭС при напоре около 30% от номинального, должен был бы предполагать уже на этой стадии эксплуатационное регулирование водотока. Однако водосбросы строительного периода не были для этого приспособлены. Они не могли работать с частичным открытием; плоские затворы, по сравнению с сегментными, примененными на Красноярской ГЭС, не обладали необходимой надежностью. На водосбросы возлагалась

задача лишь по пропуску строительных расходов. А те водосбросные устройства, которые предназначались для компенсации попуска в нижний бьеф, оказались неработоспособными, поскольку не отвечали эксплуатационным требованиям.

Первый ярус строительных водосбросов (рис. 5.8) состоял из одиннадцати отверстий, которые были оборудованы основными и аварийно-ремонтными затворами.

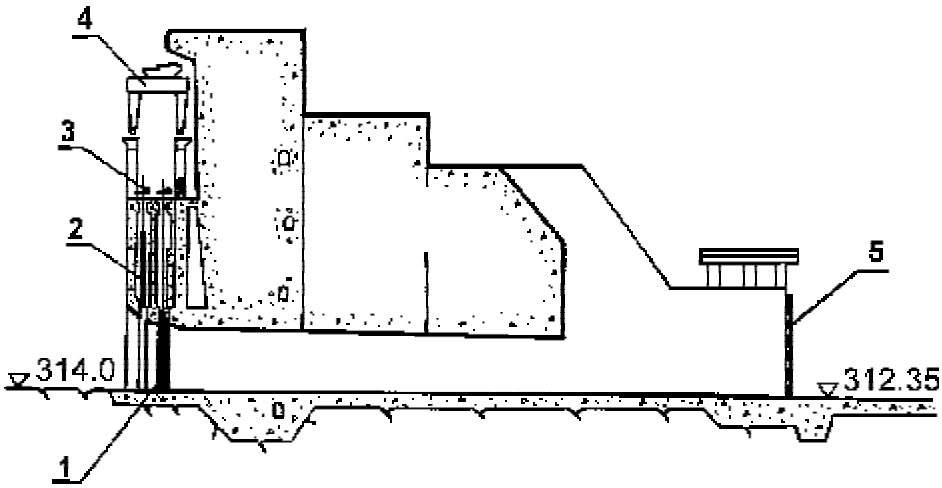


Рис. 5.8 Строительные отверстия I-го яруса 9 отверстий в секциях 38-46

1 – затвор плоский скользящий основной 5,3-13,3-100,0; 2 – затвор плоский скользящий аварийно-ремонтный 5,3-13,95-100,0; 3 – подхваты; 4 – кран козловой 710 т.с.; 5 – затвор плоский секционный ремонтный 6,73-23,0-22,65

Девять из них имели основные (5,3 х 13,34 м) и аварийно-ремонтные затворы (5,3 х 13,95 м) с отметкой порога 314 м, рассчитанные на напор 100 м. Они были рассчитаны на пропуск паводка 1% обеспеченности при отметке водохранилища 343,5 м. Многократное маневрирование затворами не предполагалось, они предназначались только на одноразовое опускание при напоре 29,5 м с помощью специального козлового крана грузоподъемностью 700 т. При любой непредвиденной ситуации на стройке исключалось возвращение к исходному состоянию пропуска строительных расходов.

Два отверстия предназначались для компенсации попуска в нижний бьеф. Один из них – попусковый водосброс, должен был работать в осенне-зимний период после прекращения действия основных девяти строительных водосбросов и только в том случае, если не было необходимости выполнять работы в водобойном колодце. Другой – аварийно-ремонтный водосброс, тракт которого выполнен в обход водобойного колодца, должен был работать также в осенне-зимний период во время строительных работ в водобойном

колодце, когда возникало непредвиденное отключение от сети первых гидроагрегатов или по иной причине сокращения попуска в НБ менее санитарного.

Попусковый водосброс (рис. 5.9) со стороны ВБ был оборудован аварийно-ремонтным затвором (5,0 х 8,45 м), рассчитанным на статический напор до 135 м. Для подъема затвора использовался гидроподъемник с тяговым усилием 195 т и удерживающим усилием 637,5 т. Затвор мог быть поднят только в безнапорном состоянии, когда водосброс был под давлением ВБ, для чего на затворе был предусмотрен байпас. Гидроподъемник располагался в герметичном помещении, вынесенном за напорную грань плотины. Со стороны НБ попусковый водосброс был оборудован сегментным затвором (5,0 х 5,5 м), рассчитанным на статический напор 127 м, и гидроподъемником с тяговым усилием 495 т и дожимным – 147,5 т. Затвор мог работать на любом частичном открытии с рабочим напором 100 м, при УВБ не выше 418 м.

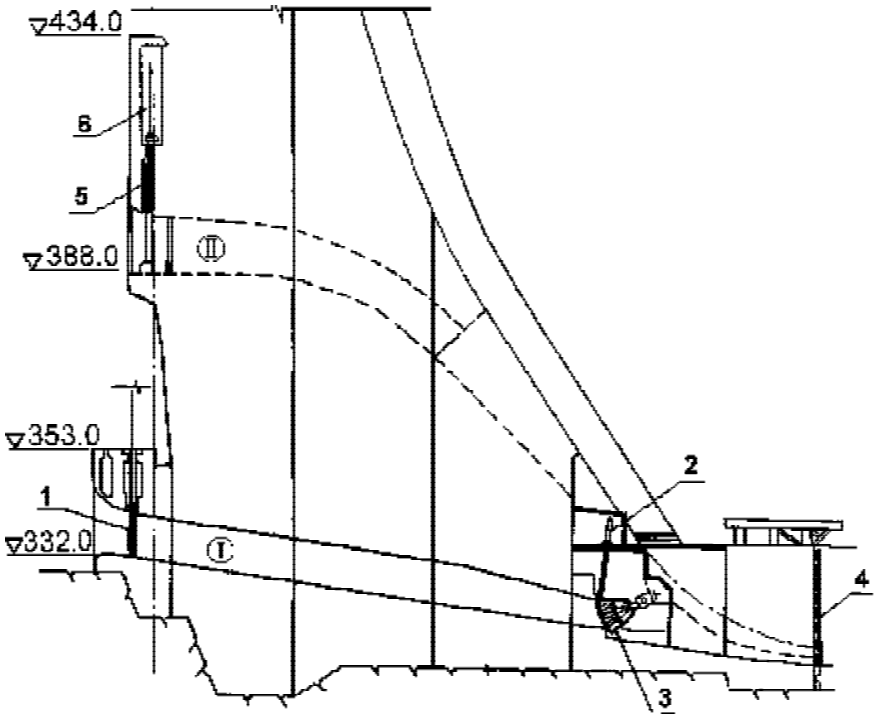


Рис. 5.9 I – попусковый водосброс, секция 47

1 – затвор плоский скользящий аварийно-ремонтный; 2 – гидропривод; 3 – затвор сегментный основной; 4 – затвор плоский скользящий секционный ремонтный

II – строительные отверстия 2-го яруса, секции 38, 40, 44, 46, 48

5 – затвор плоский скользящий; 6 – гидропривод

Однако, в период работы первых двух агрегатов, когда в зимний период при плановых их отключениях требовалось обеспечить компенсацию попуска в нижний бьеф через попусковый водосброс – это часто противоречило планам строительно-монтажных организаций, работающих в водобойном колодце. Кроме того, в холодное время года возникали опасения за целостность уплотнения затвора, происходило его примерзание к пазам, поэтому открыть отверстие не представлялось возможным. Неудачная конструкция уплотнения привела к его повреждению. Были случаи, когда протечки через порванное уплотнение попускового сегментного затвора превышали расход через байпас аварийно-ремонтного затвора, и тогда не удавалось занапорить водосброс со стороны ВБ и поднять затвор. Попусковое устройство оказалось неработоспособным и не могло удовлетворить нужды эксплуатации ГЭС и её строительства.

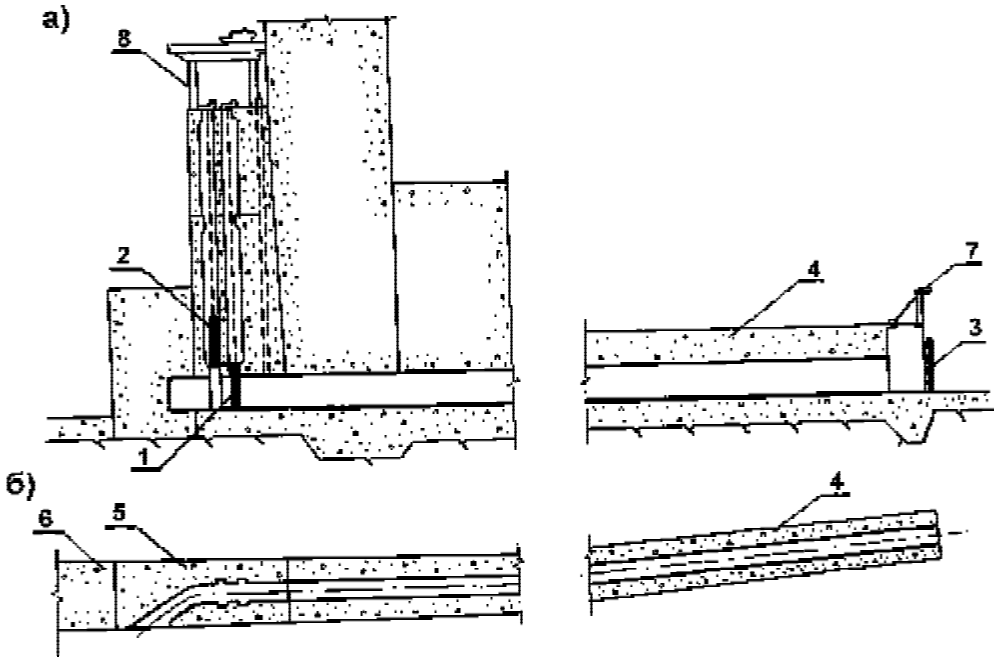


Рис. 5.10 Аварийно-ремонтный водосброс. Секция 37:
а) – разрез по оси аварийно-ремонтного водосброса; б) – план

1 – затвор плоский скользящий основной; 2 – затвор плоский скользящий аварийно-ремонтный; 3 – затвор плоский скользящий секционный ремонтный; 4 – раздельный устой; 5 – оголовок аварийно-ремонтного водосброса; 6 – продольная бетонная перемычка котлована 2-й очереди; 7 – приспособление для маневрирования затвором; 8 – эстакада металлическая

Аварийно-ремонтный водосброс (АРВ) (рис. 5.10) на входе был оборудован двумя рядами пазов под основной затвор (4х8 м), рассчитанный на статический напор 146 м, и под аварийно-ремонтный

затвор. Для маневрирования затворами предусматривался передвижной механизм на металлическом портале с тяговым усилием 880 т. Этот водосброс ни разу не был использован, поскольку его входное отверстие и пазы были запроектированы и скомпонованы так, что не были защищены от подплывающих топляков, падающего строительного мусора, из которого образовался спрессованный завал. Строительная организация и заказчик также не предусмотрели каких-либо предотвращающих мероприятий. Поэтому не удалось установить ремонтно-аварийный затвор и поднять основной.

В результате в зимний период, когда попусковый водосброс при УВБ 418 м и выше нельзя было использовать, а АРВ оказался неработоспособным, энергетическое регулирование водотока или компенсацию попуска в нижний бьеф обеспечить было нечем, кроме как водосбросами II яруса. Работы по сооружению АРВ оказались бросовыми.

Второй ярус водосбросов (рис. 5.9) состоял из шести отверстий входными размерами 6,0 х 13,0 м и предназначался для пропуска строительных расходов на очередном этапе строительства плотины при максимальном уровне ВБ 470 м, определяемом предельным напором на затворы этих водосбросов 83 м. Для маневрирования затворами II яруса были смонтированы гидроподъемники с тяговым усилием 981 т, которые размещались в герметичных помещениях, вынесенных за пределы расчетного сечения тела плотины. Маневрирование затворами с частичным открытием отверстий было запрещено. Это приводило в осенний, достаточно ещё многоводный, период к неэкономичному режиму использования водотока. Расход через одно отверстие превышал осенний расход притока р. Енисей в створе Саяно-Шушенской ГЭС в 1,5-2 раза.

Пришлось срочно находить решение о переоборудовании отверстий II яруса в попусковые с устройством сегментных затворов на выходе. Был смонтирован только один затвор (5 х 5 м) с расчетным напором до 104 м, с его помощью обеспечивалось регулирование водотока для энергетических целей, а также для компенсации попуска в НБ. Однако, недостаточные возможности регулирования этого затвора по напору привели, например, в 1984 году к спешной сработке водохранилища, чтобы понизить напор, под которым оказался затвор в паводок; превышение составило 138% над расчетным. В результате этого сброшенный вхолостую объем воды составил потерю 2,9 млрд. кВт.ч электроэнергии.

Временные водоприемники гидротурбин предназначались для поэтапного ввода мощности ГЭС по мере возведения плотины и были применены на агрегатах № 1, 2 с отметкой порога 369,5; № 3 на отм. 408,5 и № 4, 5, 6 на отм. 426,5 м (рис. 5.11). Водоприемники были оборудованы сороудерживающими решетками, быстропадающими затворами размером 5,7 х 7,5 м и гидроподъемниками с тяговым

усилием 720 т. Затворы агрегатов № 1, 2 были рассчитаны на напор 97,5 м, и агрегатов № 3, 4, 5, 6 – на 116 м.

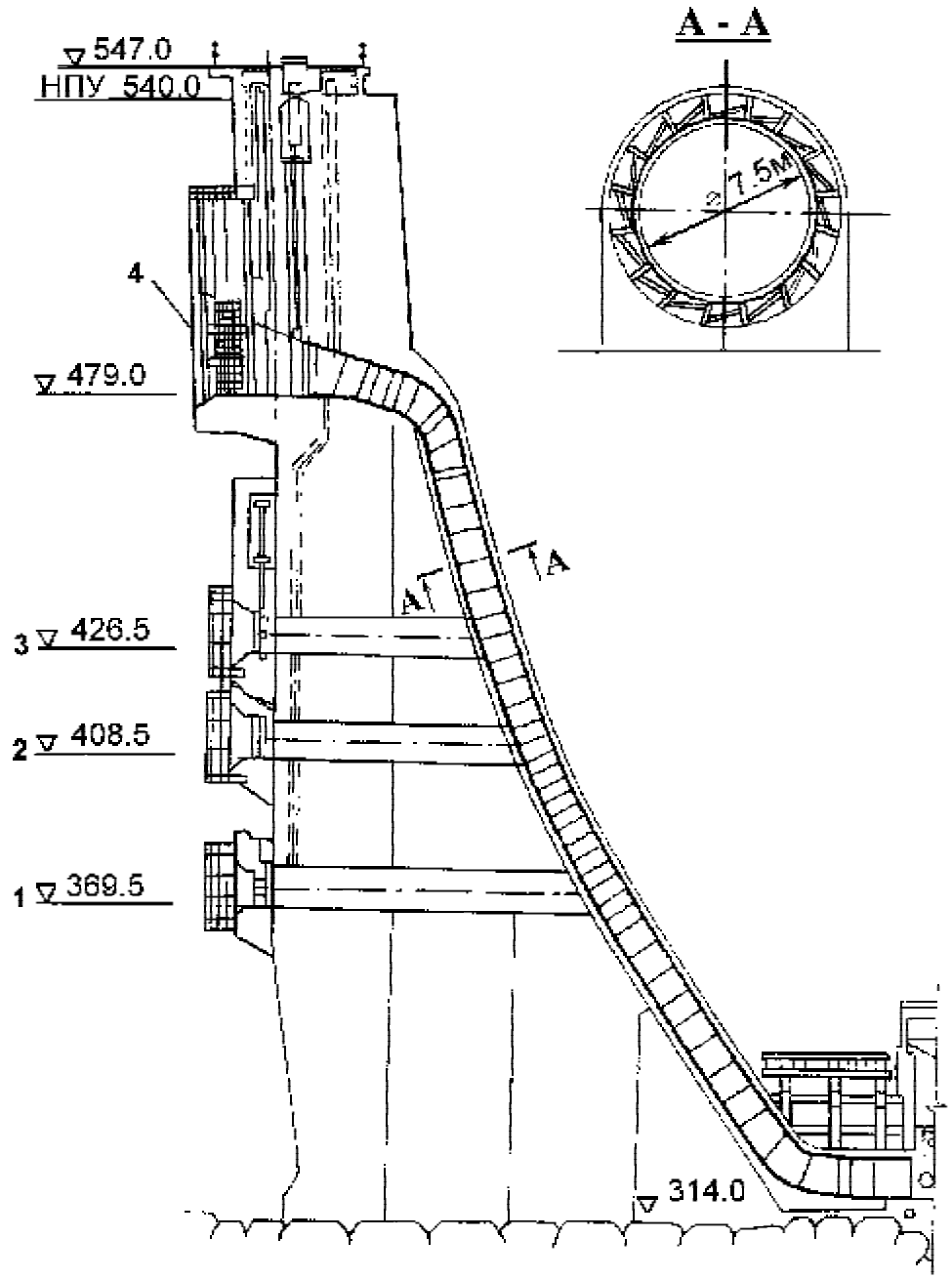


Рис. 5.11 Водоприемники и подводящий водовод турбин Саяно-Шушенской ГЭС

Водоприемники временной эксплуатации: 1 – агрегатов № 1, № 2; 2 – агрегата № 3; 3 – агрегатов №№ 4-6; 4 – водоприемники постоянной эксплуатации

Временные водоприемники гидротурбин должны были бы отвечать требованиям надежности и эффективности эксплуатации, одинаковым с предъявляемыми к постоянным устройствам. Функции ГЭС в энергосистеме не должны зависеть от временного характера устройств. Это относится к сороудерживающим решеткам, к затворам, гидроподъемникам и другим элементам.

Крупным недостатком проекта затворов, оборудованных гидроподъемниками (то же относится и к водосбросам II яруса, и к временным водоприемникам турбин), является то, что при размещении их в теле плотины не учитывалось, что в таких помещениях будет создаваться недопустимая для электрических устройств и элементов автоматики влажностная среда. В некоторых помещениях возникала сильная струйная фильтрация через бетон стенки, обращенной к ВБ. Менее чем за год все устройства автоматики гидроподъемников в этих помещениях вышли из строя и восстановлению не подлежали.

Доступ в помещения гидроподъемников временных устройств не отвечал никаким требованиям техники безопасности, в особенности к гидроподъемникам временных водоприемников. Неотложную врачебную помощь персоналу, находящемуся во временных помещениях гидроподъемников, оказать было практически невозможно, так как лестницы к помещениям соответствовали только требованиям вертикальных шторм-трапов (не для медперсонала, в особенности с носилками).

Постоянные водоприемники гидротурбин располагаются в теле плотины с отметкой порогов 479 м (рис. 5.11). Они оборудованы сороудерживающими решетками (рис. 5.12), вынесенными за напорную грань, и представляют собой пятигранную в плане эркерную конструкцию, что обеспечивает скорость потока на решетке, не превышающую 0,8 м/с. Такое решение в отечественной практике осуществлено впервые.

Водоприемники оборудованы быстропадающими плоскими скользящими затворами размером 7,5 х 9,66 м, рассчитанными на напор 61 м, с гидроподъемниками тяговым усилием 200 т. Время опускания затвора 6 минут. Для срыва вакуума в водоводе предусмотрены две аэрационные трубы диаметром 2000 мм на агрегат. Механическое оборудование водоприемников работает достаточно надежно. Помещения гидроподъемников постоянных водоприемников отвечают необходимым требованиям эксплуатации. Наряду с этим, одним существенным недостатком является неудовлетворительная работа байпасов быстропадающих затворов. Из-за неудачной их конструкции фильтрация через эти байпасы в целом ряде случаев не позволяла осушить подводную часть агрегатов и своевременно вывести их в плановый ремонт.

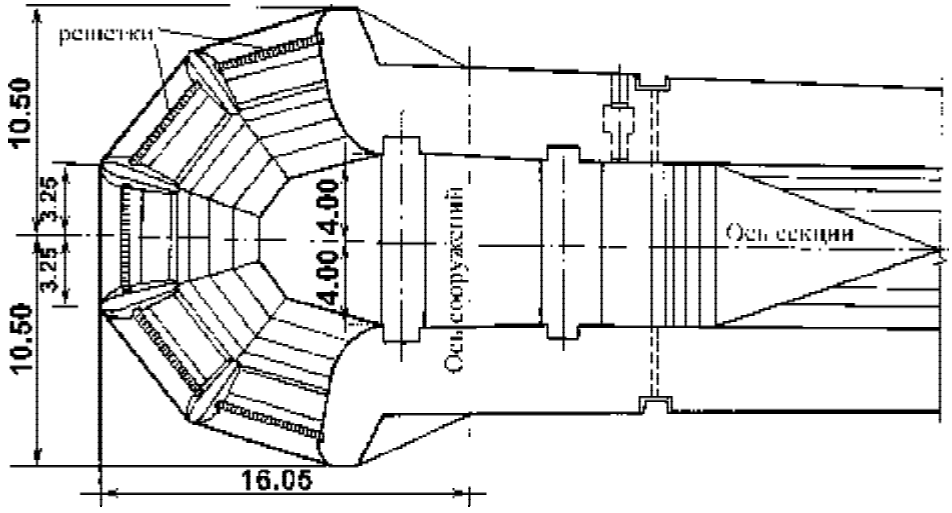


Рис. 5.12 Эркерная конструкция сороудерживающих решеток постоянных водозаборов турбин

Турбинные водоводы – один из главных элементов сооружений – работают достаточно надежно. Они представляют собой высоконапорные сталежелезобетонные трубопроводы. Расчетный напор трубопровода 270 м, длина 241 м, внутренний диаметр 7,5 м. Оболочка трубопровода из стали 09Г2С имеет переменную толщину от 16 мм вверху до 32 мм – внизу. Компенсационный участок, сопрягающий водовод со спиральной камерой, выполнен толщиной 40 мм из стали 138ИЗ-2 Ижорского завода. Армокаркасы выполнены из арматуры периодического профиля – кольцевая имеет диаметр 32-70 мм, продольная – 14÷25 мм. Железобетонная оболочка имеет толщину 1500 мм. Сложность их эксплуатации заключается в том, что выявить дефекты на водоводах без проведения целого ряда громоздких и трудоёмких работ не представляется возможным. Например, существуют косвенные признаки того, что некоторые водоводы имеют протечки, и это на протяжении ряда лет не удается подтвердить. Оперативный осмотр водоводов изнутри не выявил никаких внешних признаков нарушений целостности оболочки. Способы рентгеноскопии, дефектоскопии требуют больших затрат на устройство лесов по всему периметру сечения водовода, подготовки поверхности металла и выполнения ряда других сложных и трудоёмких организационных и технических мероприятий, особенно на наклонных участках. Мобильных и оперативных технических средств для этого проектом не разработано*).

---

*) *Метод осмотра водоводов с плавающего помоста при постепенном понижении уровня воды в водоводе может выявить крупные ("бросающиеся в глаза") дефекты металлической оболочки. Протечки через НА турбины не позволят длительно зафиксировать уровень воды для проведения трудоемких работ при выявлении дефектов.*

Многие годы дискутируется вопрос об антикоррозийной защите внутренней поверхности турбинных водоводов. Опыт эксплуатации ГЭС с высокими плотинами и глубокими водохранилищами – Братской, Красноярской и Усть-Илимской гидростанций, где вода, поступающая на турбины, достаточно холодная и не имеет в своем составе агрессивных элементов, показал, что за 30-40 лет эксплуатации не возникло необходимости в антикоррозийной защите внутренней поверхности металла оболочки водоводов. В связи с этим работа по антикоррозионной покраске водоводов Саяно-Шушенской ГЭС, хотя и была предусмотрена проектом, не выполнялась.

Таким образом, металлоконструкции и оборудование гидротехнических сооружений, предназначавшиеся для пропуска строительных расходов, одновременно должны были продолжительное время обеспечивать водно-энергетический режим Саяно-Шушенской ГЭС в период интенсивного строительства гидроузла. В полной мере эта задача не была решена, поскольку не было специальной и тщательной проектной проработки и исследований условий, которым должны были удовлетворять временные устройства. Если проектом предполагается эксплуатация гидростанции на ранней стадии ее строительства, то технические условия на все устройства, используемые и участвующие в водно-энергетическом режиме ГЭС, должны отвечать требованиям и уровню надежности постоянной эксплуатации.

Пространственная перекрестно-стержневая металлическая конструкция, примененная на Саяно-Шушенской ГЭС для перекрытия и стен машинного зала, заслуживает того, чтобы отметить некоторые особенности этой структуры, работающей в условиях гидроэлектростанции. Конструкция состоит из унифицированных металлических элементов системы Московского Архитектурного института (МАРХИ), который выполнял расчеты и конструировал эту структуру. Она была впервые применена в практике строительства гидростанций, мирового опыта эксплуатации подобной пространственно-стержневой конструкции в условиях ГЭС нет.

Каркас машинного зала выполнен в виде 13-ти отдельно стоящих пространственных однопролетных неразрезных с разновеликими по высоте стойками рам (рис. 5.13) с жесткими узлами на опорах и у ригеля, расположенных веером одна за другой, повторяя в плане криволинейное очертание машзала. Ригель рамы имеет 2% уклон в сторону верхнего бьефа для обеспечения стока воды с кровли. Соединение стержней в секции выполнено на узловых металлических полусферических и сферических элементах системы МАРХИ. Соединение стержневых элементов в узлы осуществляется на высокопрочных болтах, ввинчиваемых в узловые элементы (рис. 5.14).

Необходимая плотность соединения по проекту должна была обеспечиваться предварительным напряжением болтов за счет

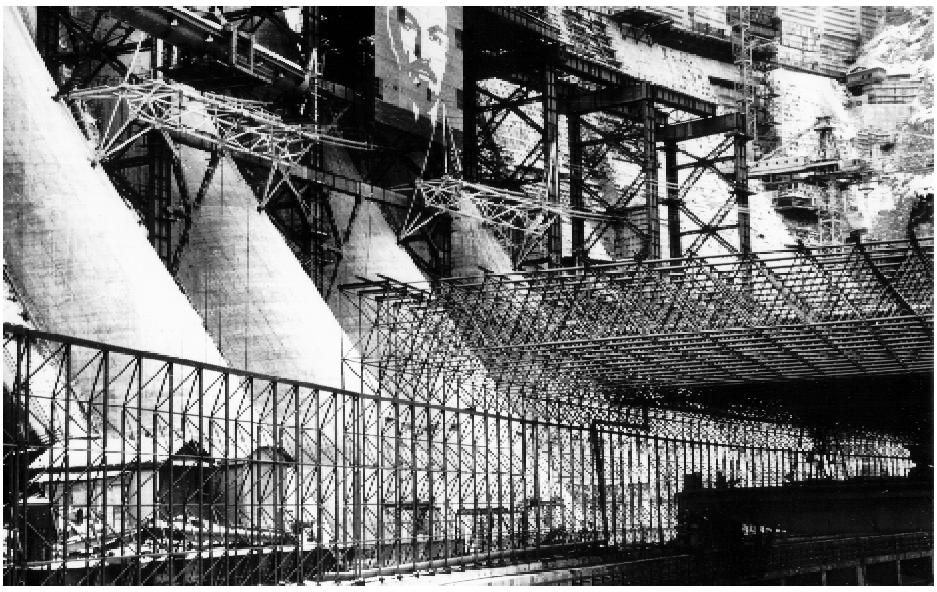


Рис. 5.13 Монтаж пространственно-стержневой конструкции (МАРХИ) верхнего строения здания Саяно-Шушенской ГЭС

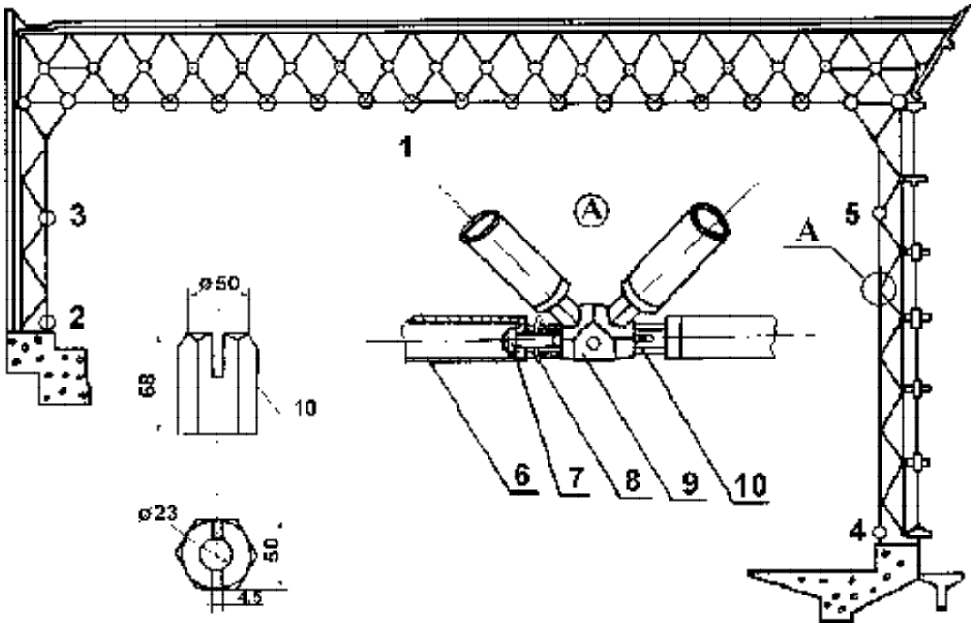


Рис. 5.14 Схема неразрезной рамы пространственно-стержневой структуры верхнего строения машзала Саяно-Шушенской ГЭС

1, 2, 3, 4, 5 – места установки датчиков вибрации; 6 – труба; 7 – болт специальный; 8 – штифт; 9 – элемент узловой; 10 – втулка специальная

натяга, который не должен превышать усилие более 1,5 т. Усилие автоматически не должно было превышать заданное, благодаря срезанию контрольного штифта в момент затяжки болта. Сечение и материал штифта должны были быть подобраны так, чтобы срезание его происходило при заданном усилии.

Пространственные рамы опираются на железобетонную подкрановую эстакаду с верхнего бьефа и стенку с нижнего бьефа и жестко закреплены к основанию.

Кровля уложена на прогоны, которые опираются на узловые элементы системы МАРХИ.

Перекрытие и стены машинного зала служат для ограждения оборудования и людей от внешней среды и рассчитаны только на снеговую и ветровую нагрузку и на сейсмическое воздействие в 7 баллов.

В технических условиях на разработку пространственно-стержневой структуры не задавались нагрузки, связанные с возмущающими воздействиями от нестационарных гидравлических процессов при работе водосбросов и агрегатов. При наличии такого задания разработчиками системы МАРХИ могли быть внесены дополнительные соответствующие конструктивные решения [85].

Пролет перекрытия машзала закреплен на стенах, представляющих тоже не жесткую пространственно-стержневую конструкцию. Такие стены в определенных условиях могут провоцировать и усиливать вибрацию пролёта.

Первые же натурные визуальные наблюдения эксплуатационного персонала за поведением структуры МАРХИ показали, что при работе агрегатов и водосбросов возникают заметные перемещения кровли машинного зала, особенно в вертикальном направлении. Поэтому были организованы инструментальные измерения вибраций и напряжений в несущих элементах конструкции МАРХИ при различном сочетании работы водосбросов и агрегатов. Места установки датчиков показаны на рисунке 5.14.

Измерения производились в 8-ми поперечных створах здания ГЭС с охватом всего машинного зала и монтажной площадки.

Наибольшие вибрации были измерены в створе блока здания ГЭС, вмещающего 9-й и 10-й гидроагрегаты, в середине пролета перекрытия машзала (рис. 5.15). Жесткость этого блока была меньше, чем на остальных агрегатах, поскольку в первый период измерений здесь ещё не было забетонировано перекрытие машинного зала (пол), не были забетонированы анкерные опоры турбинных водоводов, проточные тракты турбин не были заполнены водой. Кроме того, этот измерительный створ был ближе остальных к работающему временному водосбросу II яруса, несовершенство гидравлических характеристик

которого вызывало сильную пульсацию потока, и гашение его происходило с большими гидравлическими ударами, вызывающими наибольшее динамическое воздействие на окружающие конструкции.

На рисунке 5.15 представлена зависимость вибрации (амплитуда, но не размах колебаний) середины пролета в вертикальном направлении от открытия водосброса и работы агрегатов. В период испытаний работали первые (нумерация идет от монтажной площадки) 5-6 агрегатов с нагрузкой 335-400 МВт каждый.

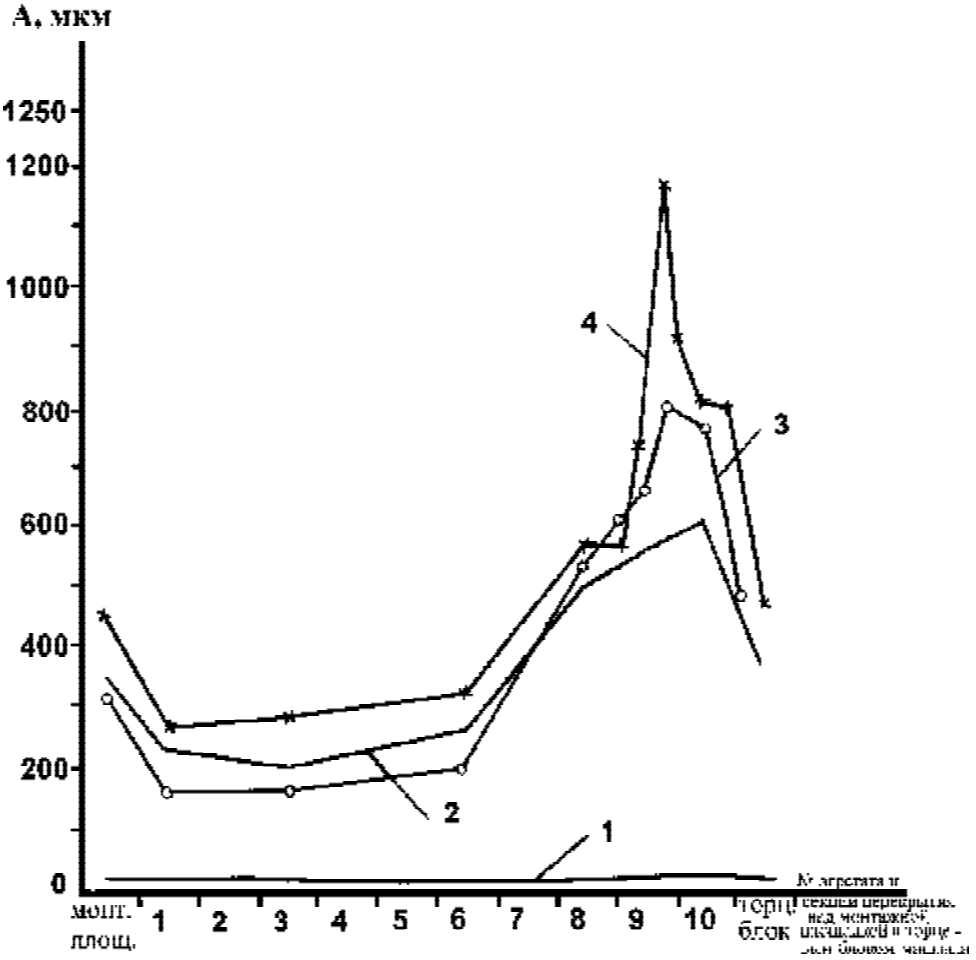


Рис. 5.15 Зависимость вибрации в середине пролета перекрытия от работы агрегата и строительного водосброса

1 – вибрация при работе агрегатов и закрытом водосбросе; 2 – вибрация при открытии водосброса с расходом 1300 м³/с; 3 – вибрация при открытии водосброса с расходом 2500 м³/с ; 4 – вибрация при открытии водосброса с расходом 4500 м³/с

Из рисунка видно, что на величину вертикальной вибрации оказывает существенное влияние не работа агрегатов, а работа во-

досброса. Кроме того, вибрация перекрытия над 9, 10 гидроагрегатами в 6 раз выше, чем над другими. Амплитуда вертикальной вибрации достигла 1170 мкм.

При наиболее неблагоприятном динамическом воздействии от работы водосброса с расходом 4500 $м^3/с$ максимальная амплитуда вибрации середины пролета в направлении ВБ-НБ достигала 429 мкм, в направлении левый берег – правый берег (ЛБ-ПБ) – 590 мкм. Амплитуда максимальной вертикальной вибрации стены нижнего бьефа достигала 80 мкм, в направлении ВБ-НБ – 400 мкм, в направлении ЛБ-ПБ – 263 мкм. То же для стены верхнего бьефа: вертикальная – 52 мкм, в направлении ВБ-НБ – 233 мкм, в направлении ЛБ-ПБ – 95 мкм. Эти данные свидетельствуют, что влияние водосброса достаточно существенное и на другие элементы конструкции МАРХИ. Однако, вибрации этих элементов значительно ниже, чем основной составляющей части – пролета машинного зала в его середине в вертикальном направлении. При закрытом водосбросе и только работающих агрегатах на всех указанных частях конструкции МАРХИ вибрации уменьшались на один-два порядка.

Проектной организацией было высказано предположение, что после того как будет забетонирован пол машинного зала и анкерные опоры, величина колебаний МАРХИ существенно уменьшится, и они выровняются по длине машинного зала.

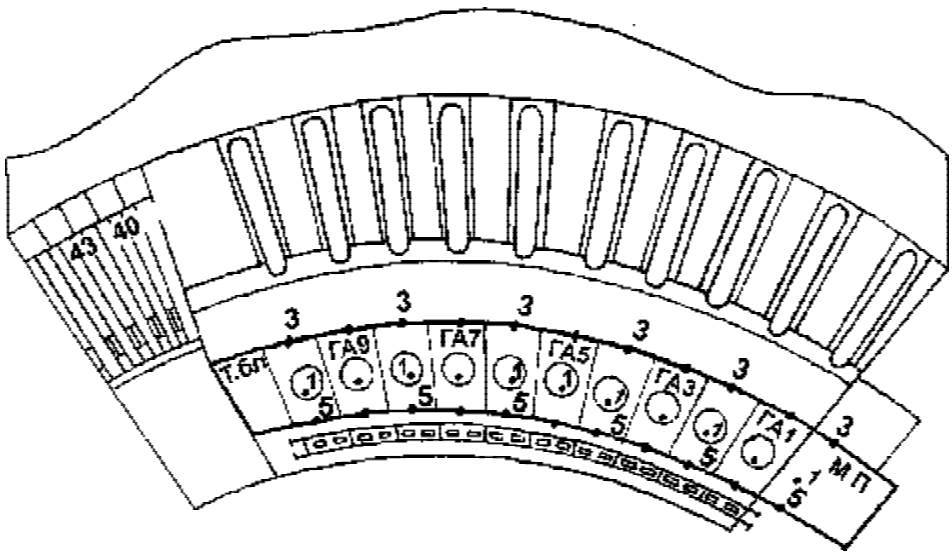


Рис. 5.16 Схема расположения датчиков вибрации по перекрытию машинного зала

1, 3, 5, – места установки датчиков; ГА9 – номер агрегата; МП – монтажная площадка; Т.блок – торцевой блок; 40, 43 – номера секций водосброса

После завершения строительных работ и ликвидации временных водосбросов в период нормальной эксплуатации спустя 13 лет были вновь проведены вибрационные испытания МАРХИ.

Испытания проводились в 1997 году при разном сочетании открытия двух постоянных водосбросов и работы агрегатов под постоянной нагрузкой. Строительная часть здания ГЭС в этот период полностью соответствовала проекту. Места установки датчиков измерений вибрации были выбраны те же, что и при первоначальных испытаниях (рис. 5.14 и 5.16). Измерения показали, что в основном вибрации соответствуют почти гармоническим колебаниям с характерной формой биений (рис. 5.17).

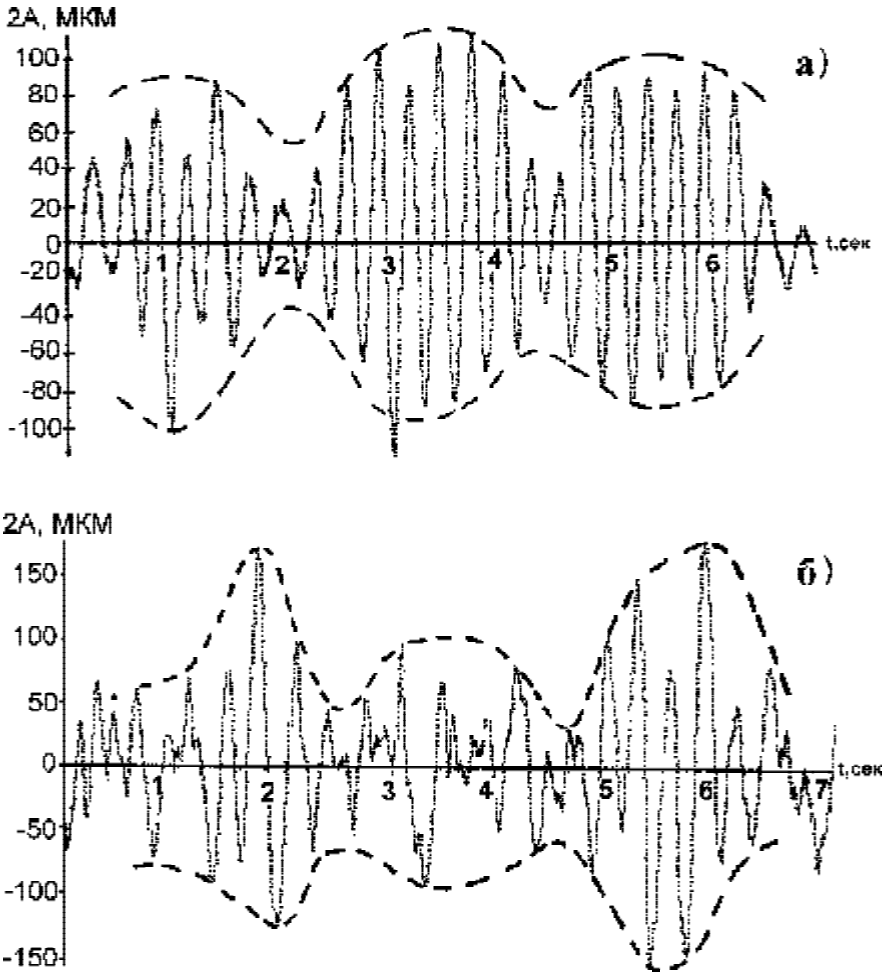


Рис. 5.17 Осциллограмма вибрации конструкций МАРХИ при одном открытом водосбросе

а) – вибрация середины пролета перекрытия над агрегатом № 9; б) – вибрация стены нижнего бьефа у агрегата № 10

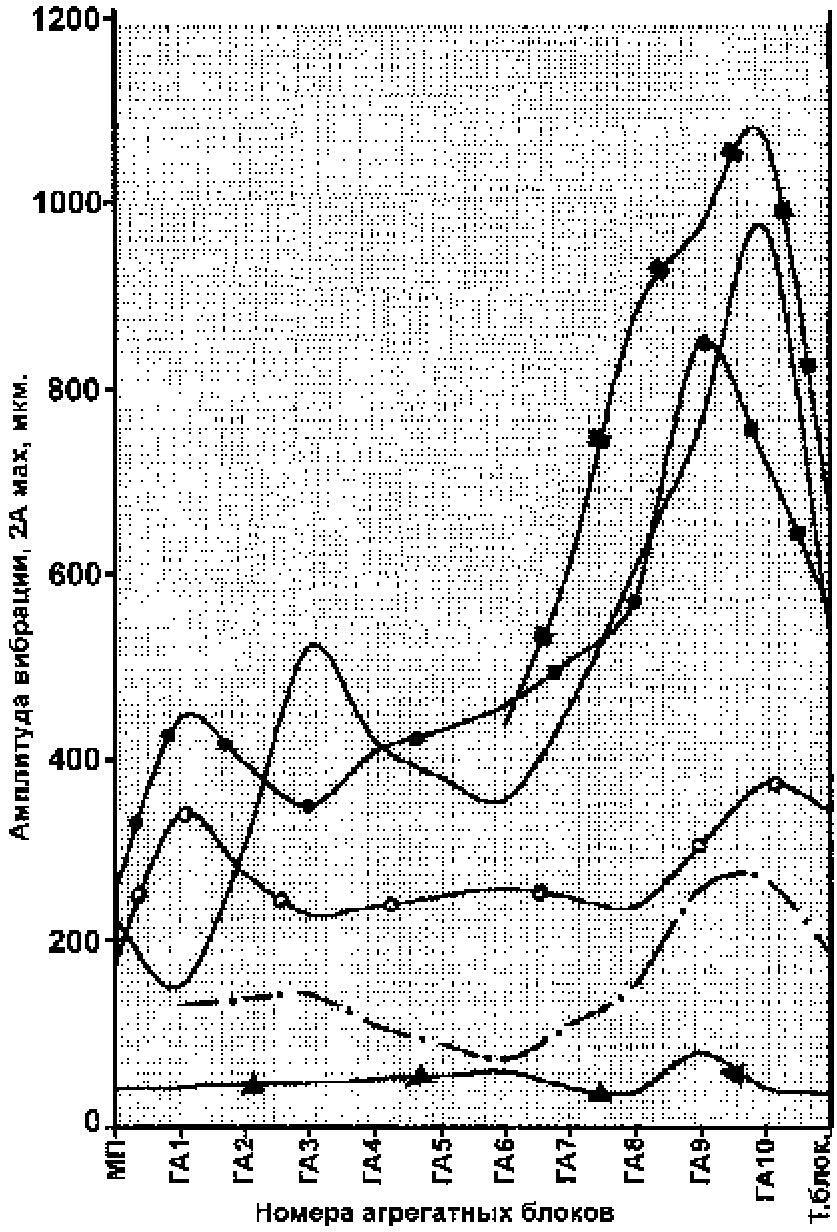


Рис. 5.18 Вертикальные вибрации середин пролетов перекрытия машзала

– вибрация при работе гидроагрегатов; – – – при открытии 40-й секции на 25%;

– при открытии 40-й секции на 37%; —— при открытии 40-й секции на 72%;

– при открытии 40-й секции на 100%; —■— при открытии 40-й и 43-й секций на 100%

На рисунке 5.18 приведены графики вертикальных вибраций середины перекрытия машзала при различных открытиях водосброса 40-й и полностью одновременно открытых 40-й и 43-й секций. На

графиках видно, что вибрации перекрытия, так же как и ранее, в значительной степени зависят лишь от величины расхода воды через водосброс. Работа агрегатов ГЭС не оказывает заметного влияния на амплитуду вибрации перекрытия машзала. На рисунке 5.18 также видно, что величины вибрации перекрытия для разных агрегатных блоков машинного зала при работающем водосбросе отличаются друг от друга. Максимальное значение перемещения зафиксировано на перекрытии агрегата 10 при 100% открытии одновременно двух затворов водосбросов. Характерные частоты вертикальной вибрации перекрытия всех конструкций при закрытых затворах находятся в полосе 0,8-0,9 Гц (рис. 5.19а), при открытых водосбросах в полосе 2,6-3,8 Гц (рис. 5.19б).

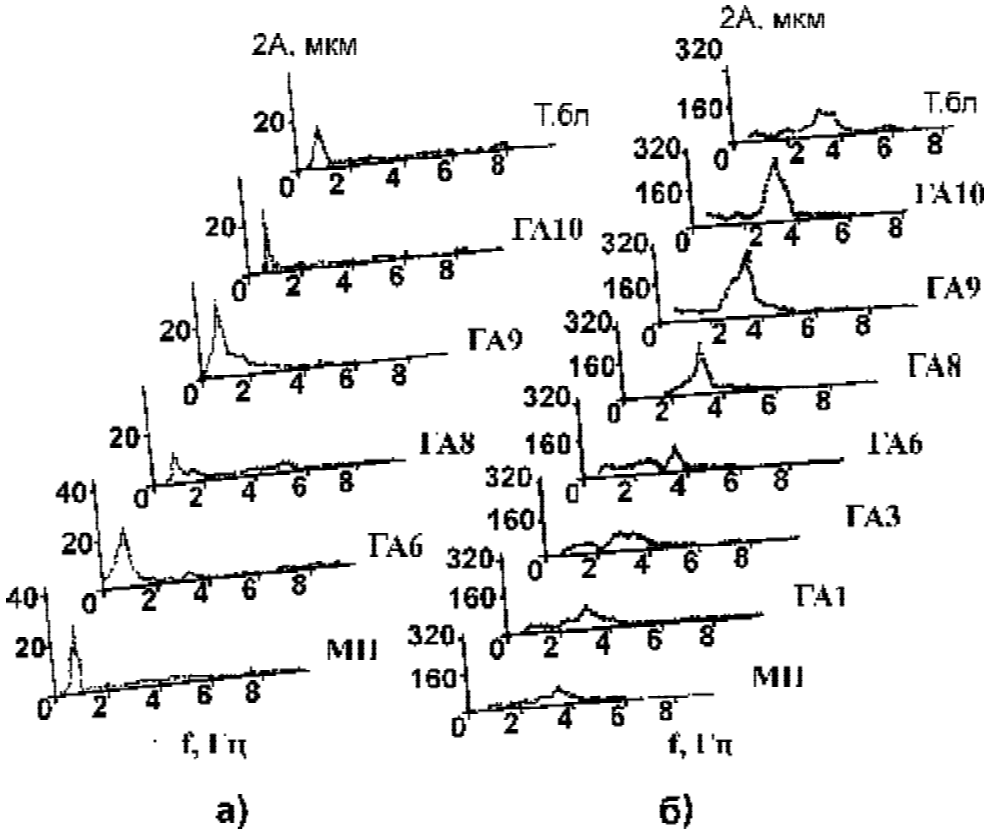


Рис. 5.19 Амплитудные спектры вертикальных колебаний середины пролета перекрытия машзала

а) – при закрытых водосбросах, воздействие только от работающих гидроагрегатов;
б) – при открытии водосброса секции 40 на 100%

Амплитуды вибрации стены машинного зала со стороны верхнего бьефа ниже, чем у перекрытия, но тоже зависят от режима работы водосброса. По сравнению с замерами 1984 года зафикси-

рованы увеличения вибраций в средней части машзала. Характерные частоты этих вибраций при закрытом и открытом водосбросе составляют 0,5-2,7 Гц. Вибрации стены машинного зала со стороны нижнего бьефа также зависят больше от режима работы водосброса. Максимальные вибрации стены – 628 мкм – зафиксированы на агрегате № 8 при двух открытых на 100% водосбросах. По сравнению с замерами 1984 года уровень вибраций остался тот же. Характерные частоты вибраций имеют две полосы: первая 0,8-2,3 Гц и вторая 2,8-3,8 Гц.

При испытаниях МАРХИ впервые установлено, что при открытии затвора на 72% (3-я ступень маневрирования) динамическое воздействие на перекрытие больше, чем при открытии затвора на 100% (рис. 5.18), и соизмеримо с динамическим воздействием при полном открытии двух затворов.

Максимальное значение двойной амплитуды вертикальной вибрации середины пролета перекрытия на агрегате 10 при расходе 1240 м/с через 2 открытых водосброса составило 1064 мкм.

При испытаниях 1984 года работали строительные водосбросы с суммарным расходом 4500 м^3/с. Вибрация была существенно больше, и размах колебаний достигал 2340 мкм не только за счет недостаточной жесткости недостроенных блоков, но и в результате большей мощности гидродинамического воздействия потока. Если в расчете принять размах колебаний середины пролета, полученный в 1984 году, равный 2340 мкм, то это будет соответствовать следующему значению относительного прогиба перекрытия машзала:

$$S = 5 \cdot 10^{-7} \frac{2A}{L} = 3{,}44 \cdot 10^{-5},$$

где $2A = 2340$ мкм – размах вибраций,

S – расчетный относительный прогиб,

$S_н$ – нормативный предельный относительный прогиб, равный 1/50000 длины пролета ($2 \cdot 10^{-5}$),

$L = 34$ м – длина пролета перекрытия,

$5 \cdot 10^{-7}$ – коэффициент, учитывающий размерность $2A$ и L.

Получается, что $S = 3{,}44 \cdot 10^{-5} > 2 \cdot 10^{-5}$.

Испытательный режим в 1997 году был достаточно щадящим, но даже при этом полученном размахе колебаний 1064 мкм относительный прогиб составил $1{,}6 \cdot 10^{-5}$, что близко к нормативному ограничению, т.е. в период эксплуатации при пропуске половодий и паводков редкой повторяемости вибрация МАРХИ будет значительно больше, чем измеренная при работе двух водосбросов с расходом 1240 м^3/с. Это свидетельствует о том, что по действующим нормативным требованиям для пространственно-стержневой конструкции при работе в условиях ГЭС необходимо проводить динамичес-

кий расчет, что не задавалось проектом. Отсутствие предварительного анализа условий, в которых работает конструкция, не поставило задачу "отстроиться" на стадии проектирования (геометрическим подбором деталей) от частот возмущающих сил гидроузла, возникающих от работы гидроагрегатов и водобойного колодца. В результате на конструкции возникли колебания в форме биений, а значит, и значительные динамические нагрузки.

Предположение о существенном уменьшении и выравнивании амплитуд вибрации МАРХИ после завершения строительных работ не подтвердилось. Полученный при измерениях повторившийся характер распределения вибраций вдоль машзала показывает, что причина не в уменьшении жесткости. Это подтверждают и результаты замеров прогибов перекрытия МАРХИ при закрытых водосбросах (практически совпадающие в течение 13 лет). В результате гидродинамических нагрузок от сбрасываемой воды на водобойный колодец происходит формирование колебательного процесса и распространение его волн в основании гидроузла. Основание передает их плотине, агрегатным блокам, другим сооружениям. Передавшиеся волны возбуждают там колебания с собственными частотами. В свою очередь, колебания этих элементов сооружений становятся самостоятельными источниками волн. Как известно, при одновременном распространении в пространстве нескольких волн и их когерентности возникает результирующая стоячая вода. Пространственное распространение ее создает интерференционную картину волновых явлений в скальном основании. Агрегатные блоки и установленные на них конструкции перекрытия машзала, находящиеся в зоне пучности стоячей волны, и должны иметь максимальные колебания. Предположив, что полученные в результате испытаний размахи колебаний перекрытия по агрегатным блокам (рис. 5.20) соответствуют интерференционной картине, следует рассмотреть влияние на агрегатные блоки второго по мощности (после водобойного колодца) источника волн – плотины. Полосы спектров частот колебаний перекрытия содержат одну из собственных частот (полученную экспериментально) колебаний гребня плотины 3,6 Гц. Рассчитаем по [104] длину волны собственных колебаний гребня плотины:

$$l = \frac{C}{f} = 611 \text{ м},$$

где $C = 2200$ м/с для марки бетона М300 [104].

На рисунке 5.20 показано наложение (в масштабе) на гребень плотины волны $f = 3{,}6$ Гц. Сопоставление кривых 1, 4, 5 показывает, что их максимумы совпадают. Если предположение верно, то причиной повышенных колебаний перекрытий МАРХИ агрегатов 8-10 стало не нарушение жесткости пространственно-стержневой конструкции и её фундамента, а величина возмущающих сил, действующих на агрегатный блок. Следовательно, затяжка спецвту-

лок, замена стержней, узлов не поможет решить задачу снижения вибраций МАРХИ. Решение ее может лежать в области применения динамических гасителей колебаний (по примеру гасителей, применяемых для виброзащиты висячих мостов, линий электропередач).

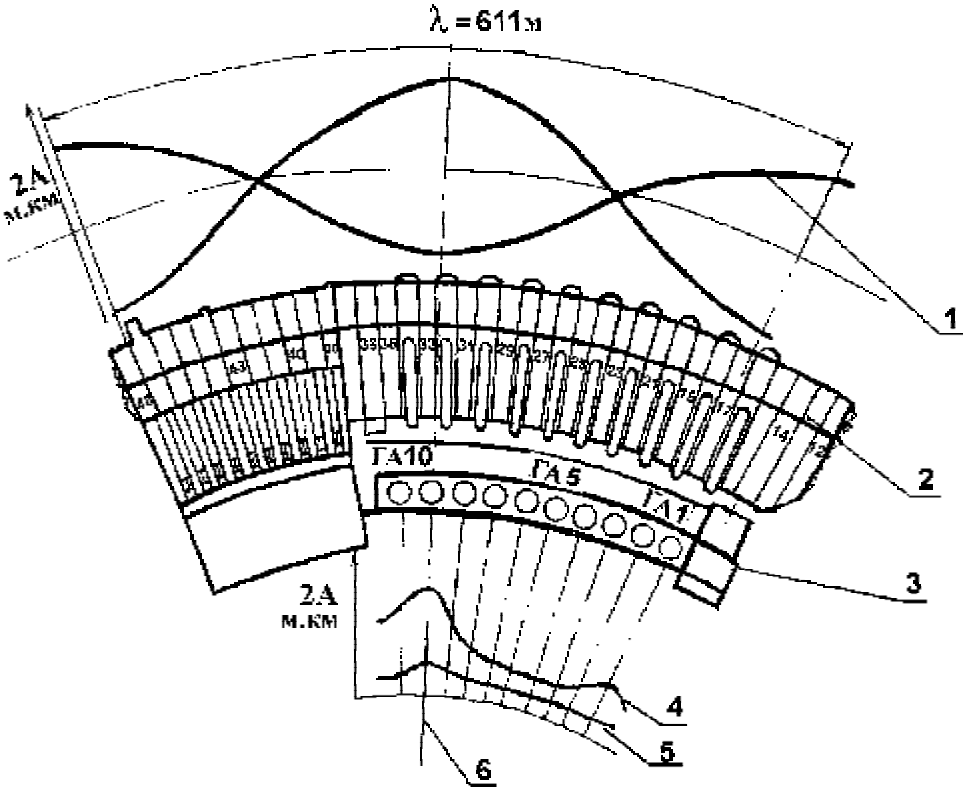


Рис. 5.20 Пространственные формы колебаний сооружения

1 – форма собственных колебаний гребня плотины (f = 3,6 Гц); 2 – плотина Саяно-Шушенской ГЭС; 3 – машзал; 4 – изменение вертикальных колебаний вдоль перекрытий машзала при открытом водосбросе 40-й секции; 5 – изменение вертикальных колебаний вдоль перекрытия машзала при закрытых водосбросах и работе только агрегатов; 6 – ось симметрии арки

Факт вибрации обязывает по-иному организовывать контроль за структурой МАРХИ, нежели при условии воздействия на неё только статической нагрузки. Так или иначе вибрация ослабляет резьбовые соединения, что меняет жесткость конструкции, а это, в свою очередь, должно приводить к увеличению виброперемещений. До разработки и реализации мероприятий по гашению вибраций необходимо отслеживать состояние МАРХИ и принимать соответствующие меры.

В связи с этим следует особо отметить, что сложившиеся в практике монтажа обычных металлоконструкций технологические

правила и приемы, а также технический контроль не подходят к такой конструкции, как МАРХИ. Без разработки специальных технологических правил достигнуть высокого качества монтажа МАРХИ не удастся, что и подтвердилось на практике. Оказалось, что при срезывании штифтов обеспечивалось проектное предположение о необходимом предварительном напряжении болтов, но в то же время не обеспечивалась плотность примыкания элементов в узлах. В частности, во многих зонах конструкции имеют место зазоры между сопрягающимися деталями узловых элементов, превышающие требования проекта. На некоторых стержневых элементах в узлах опорная поверхность спецвтулок уменьшена, что соответственно снижает несущую способность этих стержней. Требований по отбраковке элементов с подобными отклонениями не было. Все это может привести к перераспределению усилий в стержнях структуры, и не исключается, что могут увеличиться усилия в растянутых стержнях ригеля вплоть до их перегрузки.

Отмеченные недостатки поставили перед эксплуатационной организацией достаточно жесткие требования по содержанию конструкции МАРХИ. Например, один раз в 3 года, и обязательно после каждого холостого сброса воды через плотину, необходимо обследовать тысячи узлов конструкции с измерением зазоров в стыковочных узлах. Не допускать наличие снежного покрова на кровле толщиной более 20 см.

Проведенное в 1995 г. обследование конструкций МАРХИ показало, в частности, что торцы многих спецвтулок (рис. 5.14 поз. 10), которыми воспринимаются усилия, передаваемые стержнями, имеют опорную площадь меньше проектной. Уменьшение достигало 57%. Это по проектным предположениям могло привести при расчетной статической нагрузке к смятию торцов спецвтулок, т.е. сокращению их осевых размеров, а следовательно, к изменению напряженно-деформированного состояния всей конструкции рамы.

Службе эксплуатации предстояло решить непростую задачу по замене спецвтулок, имеющих сокращенную площадь опоры, учитывая большой объем работы и сложность технологии её выполнения. Поэтому было решено произвести испытания спецвтулок с сокращенной площадью опоры. Было изготовлено 4 спецвтулки с площадью опоры, составляющей 57% от проектной, из той же стали 45, что и в натурной конструкции. Из четырех изготовленных втулок – одна была использована для отработки методики испытаний (В. Л. Павлов), поэтому при анализе результатов испытаний данные по этой втулке не использовались.

На испытательном стенде нагрузка на втулки задавалась ступенями с превышением расчетной (расчетная нагрузка на одну втулку в рамах, перекрывающих машзал в пределах 1-10 агрегатов,

составляет 27,7 тн; на торцевом блоке 34,4 тн). Все три испытуемые втулки под расчетной нагрузкой работали упруго. Учитывая, что втулки конической формы, кривая их деформации не имеет единой классической площадки предела текучести. Эти площадки возникают ступенчато по мере увеличения нагрузки, они чередуются на кривой с участками упругих деформаций.

Первоначальный момент предела текучести втулок наступил при нагрузке 37,5 тн. До величины нагрузки 34,4 тн деформация втулок не превышала 0,1-0,15 мм.

Если предположить, что в стеновой конструкции МАРХИ все 12 втулок имеют уменьшенную опорную площадь, составляющую 57% от проектной, то осадка верхнего пояса стены составит 1,2-1,8 мм. Подобная величина перемещения не окажет существенного влияния на напряженно-деформированное состояние рамы перекрестно-стержневой конструкции высотой 17 м и пролетом 34 м. Из этого можно сделать вывод, что исследуемая конструкция, исходя из реального состояния такого ответственного узла, как специальная втулка, по статической нагрузке имеет существенный запас.

Ещё один аспект применения конструкции МАРХИ выпал из поля зрения проектной организации. Лишь в процессе освоения конструкции МАРХИ выяснилось, что огнестойкость структуры невысокая и применение в кровельной конструкции горючего материала недопустимо. Эксплуатационная организация возразила против такого решения, и кровельное покрытие из “сэндвичей” с пенополиуретановым утеплительным слоем было демонтировано. Покрытие было перепроектировано и смонтировано заново с поэлементной послойной ручной сборкой из негорючих материалов. В данном случае малоиндустриальный способ сборки кровли, а также затраты на переделку ранее выполненной работы являются оправданными, так как было обеспечено главное – высокая противопожарная надежность кровли крупного и важного объекта.

Новое решение верхнего строения машинного зала Саяно-Шушенской ГЭС из перекрестно-стержневой конструкции было воспринято создателями гидроузла неоднозначно. Многие специалисты из числа строителей и руководства Министерства энергетики и электрификации СССР были против применения конструкции МАРХИ для машинного зала Саяно-Шушенской ГЭС, считая её недостаточно фундаментальной, не соответствующей уровню крупнейшей гидростанции мира. За внедрение этой конструкции бескомпромиссную позицию заняла проектная организация (Л. В. Чулкевич, Г. С. Никулин), которую поддерживали специалисты-эксплуатационники.

В последующий период, после завершения отделочных работ, на Саяно-Шушенской ГЭС побывало много специалистов из разных

стран мира, которые отмечали особую архитектурную выразительность и изящество машинного зала, которые во многом определяются внешним видом пространственно-стержневой конструкции системы МАРХИ (рис. 5.21). Это свидетельство того, что архитектурному облику проектная организация уделила такое внимание, что оно увенчалось успехом. Из вышеизложенного видно, что насколько глубоко была проработана архитектурно-художественная часть проекта верхнего строения машзала, настолько недостаточным было внимание технологическому его исполнению. Отмеченные выше недостатки пространственно-стержневой конструкции МАРХИ – это результат отсутствия предварительного всестороннего анализа условий, в которых должна работать новая конструкция; отсутствия подчиненности технического решения и свойств структуры требованиям технической эксплуатации энергетического объекта с минимальными затратами и повышенной надежностью. Кроме того, новые технические решения для их реализации в период строительства требуют и новых специальных технологических норм по их монтажу.

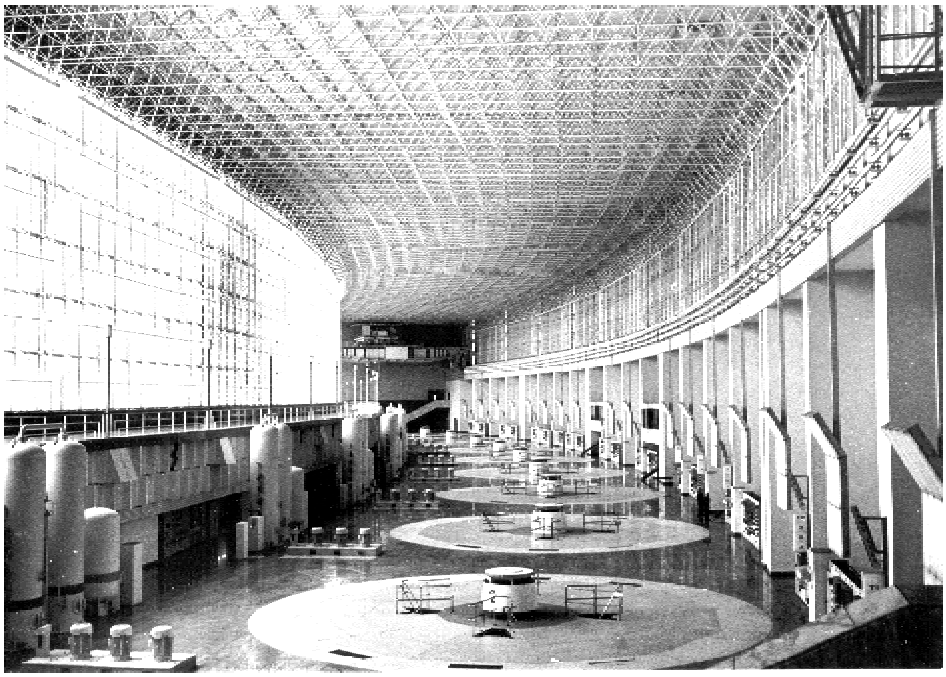


Рис. 5.21 Машинный зал Саяно-Шушенской ГЭС

* * * * *

Электротехническая часть

6

- ***Главная схема первичных соединений***

- ***Оборудование электротехнической части***

  - ***Воздушные выключатели типа ВВБ***
  - ***Трансформаторы тока типа ТРН***
  - ***Устройства противоаварийной автоматики***
  - ***Воздушные выключатели типа ВВБК***
  - ***Трансформаторы тока типа ТФРМ***
  - ***Нелинейные ограничители перенапряжений типа ОПН и ОПНИ***
  - ***Малогабаритные разъединители типа РГЗ***
  - ***Сборные шины из провода ПА-640***
  - ***Выключатели нагрузки типа КАГ***
  - ***Токопроводы генератора с водяным охлаждением***

6.1 Главная схема первичных соединений

Красноярская ГЭС является одним из опорных пунктов межсистемной связи на напряжении 500 кВ объединенной энергосистемы Сибири, она расположена в центре нагрузки западного и восточного районов объединения. Одновременно с этим ГЭС выполняет другую важную задачу – электроснабжение Красноярского промышленного узла на напряжении 220 кВ.

Гидрогенераторы, работающие на сеть 500 кВ, объединены в укрупненные блоки, состоящие из двух генераторов и группы однофазных трансформаторов мощностью 417 МВ·А в фазе. Гидрогенераторы, работающие на сеть 220 кВ, присоединены к трёхфазным трансформаторам мощностью 630 МВ·А по одиночной блочной схеме генератор – трансформатор.

На стадии технического проекта остро встал вопрос о выборе схемы присоединений на открытом распределительном устройстве 500 кВ (ОРУ-500). Эксплуатационная организация, которую поддерживало Красноярскэнерго (М. П. Сморгунов, С. А. Ткаченко), выступала за подключение каждого присоединения к шинам ОРУ через 2 выключателя. Проектная организация придерживалась предложений по созданию главной схемы с минимальным количеством выключателей, поскольку довлел предыдущий опыт низкой надежности выключателей на высокое напряжение типа ВВН. Учитывая важность ОРУ-500 кВ, являющегося практически крупнейшей подстанцией на мощном транзите электропередачи, было принято предложение построения ОРУ-500 кВ, по схеме с двойной секционированной выключателями системой шин и с двумя выключателями на каждое присоединение блока и линии. Последующая эксплуатация подтвердила правильность выбранного решения, поскольку даже при ремонте одного из выключателей схема оставалась надежной. За весь период эксплуатации аварийного разрыва транзитной передачи электроэнергии в энергообъединении Сибири в узле Красноярской ГЭС не было.

ОРУ-220 кВ построено по схеме – с одной секционированной системой сборных шин и обходной системой шин. Секционирование рабочей системы сборных шин осуществлено с помощью двух обходных выключателей.

В процессе эксплуатации выяснилось, что развитие потребителей и развитие электрической распределительной сети пошло иначе, нежели по проектным предположениям. Промышленности края потребовалась значительно большая мощность. Поэтому присоединения блоков в главной схеме были изменены. От сети 500 кВ был

отключен один укрупненный блок и два его генератора (№ 5, 6) были пересоединены на сеть 220 кВ.

На Саяно-Шушенской ГЭС построение главной схемы первичных соединений также зависело от ряда специфических условий. Одним из них было отсутствие генерирующего источника в южной части энергообъединения Сибири до появления Саяно-Шушенской ГЭС. Это определило выбор уровня опорного напряжения 500 кВ в южной части объединения, обеспечивающего надежное регулирование напряжения по длинным магистральным линиям ГЭС – Кузбасс и ГЭС – Красноярск. Некоторые специалисты не склонны относить эти линии электропередачи (ЛЭП) к системообразующим, однако это недостаточно обоснованно. Исходя из сложившейся практики, эти ЛЭП приобрели межсистемное значение. В некоторых режимах через ОРУ-500 кВ Саяно-Шушенской ГЭС может осуществляться межсистемный переток электроэнергии. Однако при выборе главной схемы этому условию решающего значения не придавалось.

Основными условиями, повлиявшими на построение схемы, была стесненная площадь расположения ОРУ-500 кВ вблизи ГЭС, а также стремление снизить стоимостные показатели строительства за счет уменьшения количества достаточно дорогих выключателей. Мотив о низкой надежности уже не мог быть использован в качестве аргумента, поскольку выключатели серии ВВБ на Красноярской ГЭС после их доводки зарекомендовали себя как надежные аппараты [1].

Непростой была и задача по выбору места расположения ОРУ-500 кВ. Вблизи ГЭС горный массив не имеет благоприятных для строительства площадок, поэтому в качестве основного варианта рассматривалось расположение ОРУ в 35 км от ГЭС в степной части района. Против этого решения возразил завод “Электросила” и эксплуатационная организация. Пережитый и негативный опыт освоения гидрогенераторов 500 МВт на Красноярской ГЭС показал, что они нуждаются в достаточно щадящем режиме использования в энергосистеме. В случае же расположения ОРУ на большом расстоянии электрический переход по сложной горной местности от ГЭС до ОРУ становится уязвимым для грозовых отключений, как обычная ЛЭП-500 кВ, работающая в таких условиях. А это означало бы, что при любом коротком замыкании на переходе, несмотря на отключение его со стороны ОРУ, место КЗ продолжал бы питать генератор в течение всего времени гашения поля ротора, которое составляет около 1,6 с вместо 0,04-0,15 с – время отключения выключателя.

Коммутационных аппаратов, включенных непосредственно в цепь гидрогенераторов и способных отключать их при протекающем токе короткого замыкания такой мощности (280 кА), отечественным высоковольтным аппаратостроением пока не создано. В переходный коммутационный период, как мы видели в соответствующем разделе,

возникает апериодическая составляющая тока статора с частотой, вызывающей резонанс вибрации обмотки статора, которому обмотка будет подвержена на порядок больше по времени, чем при отключении генератора от места КЗ выключателем. Согласиться с этим, как с нормальным режимом, который будет часто происходить в практике эксплуатации, было нельзя. Поэтому ОРУ-500 кВ было расположено на расстоянии 1 км от ГЭС. Под территорию ОРУ был использован лог (рис. 6.1) Карлова ручья, а сам ручей переведен в подземное под ОРУ искусственное русло. Несмотря на такие финансово-материальные затраты, это решение является оправданным, поскольку короткий воздушный электрический переход от ГЭС до ОРУ намного надежнее воздушных линий электропередачи (ВЛ), которые проходят по горному лесистому району. Переход надежнее как по механическим характеристикам и грозозащите, так и по замыканиям на землю, вероятность которых на ВЛ высока из-за быстро растущей на трассах поросли и ионизации воздуха при лесных пожарах.



Рис. 6.1 Лог Карлова ручья, место расположения ОРУ-500 кВ Саяно-Шушенской ГЭС

За 20-летний период эксплуатации на переходе от ГЭС к ОРУ не было коротких замыканий по указанным причинам, а на ВЛ на горном – 35-километровом участке произошло 58 отключений, т.е. 3 отключения ежегодно. Главная схема первичных соединений построена, в первую очередь, исходя из этих условий, а также из до-

стигнутых возможностей гидрогенераторостроения, трансформаторостроения и высоковольтного аппаратостроения, главными из которых является разработка и реализация для Саяно-Шушенской ГЭС нелинейных ограничителей, позволивших сократить междуфазовые изоляционные расстояния, а также компактных воздушных выключателей, которые занимают площадь вдвое меньшую, чем ранее созданные. Кроме того, применение вертикального расположения сборных шин, зарекомендовавшее себя на Красноярской ГЭС – еще один из основных факторов уменьшения территории для ОРУ. Все это вместе взятое и позволило расположить ОРУ-500 кВ Саяно-Шушенской ГЭС на очень ограниченной площади.

Гидрогенераторы в схеме объединены, по два, в укрупненные блоки и присоединены к группам однофазных трансформаторов на напряжение 15,75/500 кВ мощностью 533 МВ·А в фазе (рис. 1.11).

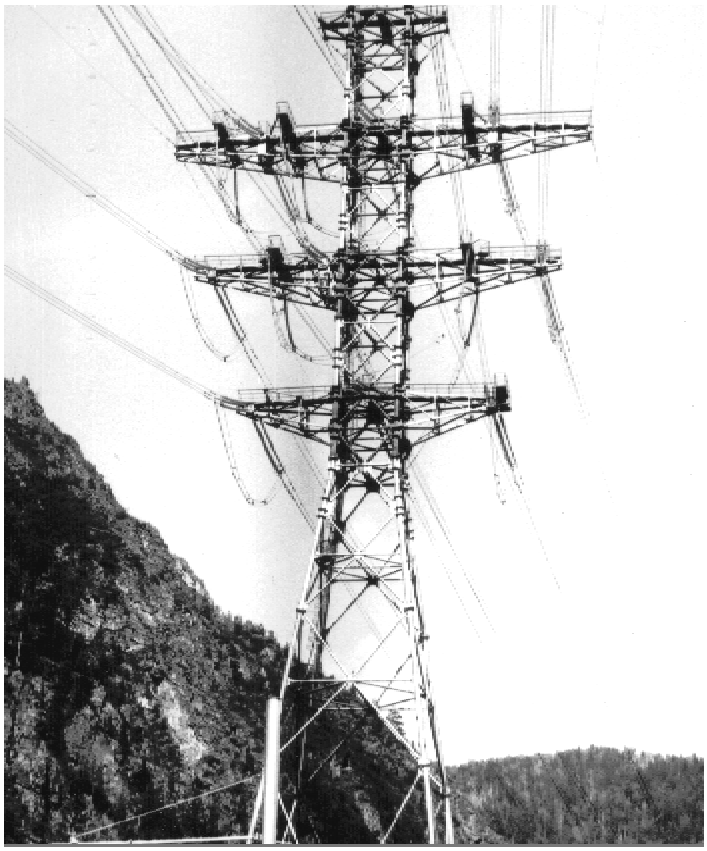


Рис. 6.2 Трехцепная опора 500 кВ

Гидрогенераторы подключены к трансформаторам посредством выключателей нагрузки (рис. 1.9), встроенных в единый ап-

паратный генераторный комплекс – КАГ-15,75. Эти аппараты не способны отключать токи короткого замыкания и рассчитаны лишь на отключение рабочего тока.

Укрупненные блоки двумя воздушными переходами присоединены к сборным шинам ОРУ-500 кВ. Один переход двухцепный, второй имеет три цепи (рис. 6.2). Подобных многоцепных электрических переходов, один из которых передает мощность 3,8 млн. кВт, в отечественной практике электроэнергетического строительства еще не было. Высота опор на переходах достигает 93 м. Конструкция опор специально была разработана для Саяно-Шушенской ГЭС из горячекатанных труб, что существенно сократило габариты опор.

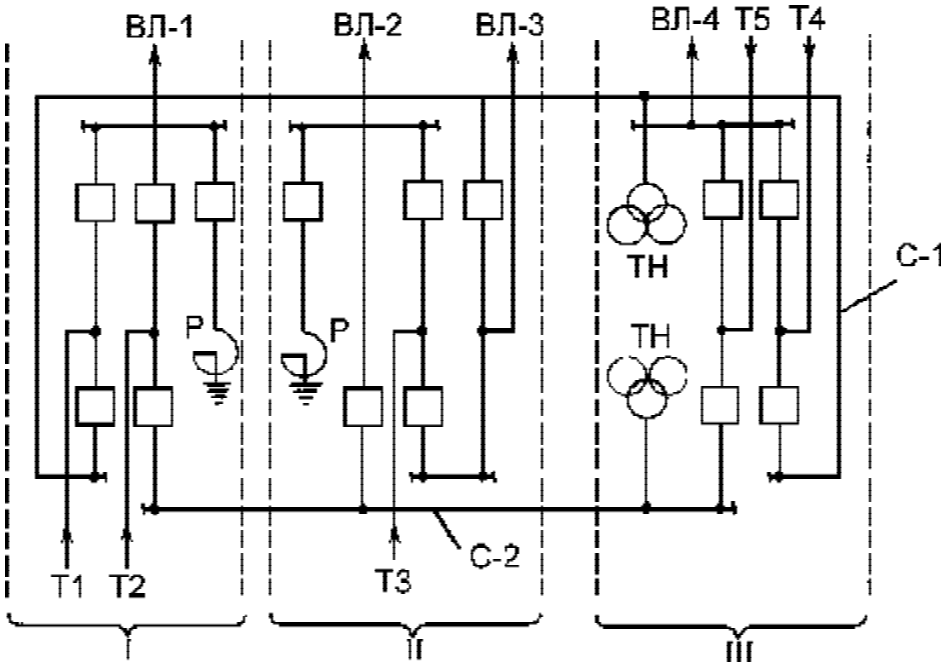


Рис. 6.3 Схема ОРУ-500 кВ – "4/3"

I – первая цепь; II – вторая цепь; III – третья цепь; Т1-5 – присоединение блоков; ВЛ-1-4 – присоединение воздушных линий электропередачи; С-1 – первая система шин; С-2 – вторая система шин; Р – реакторы; ТН – трансформаторы напряжения

ОРУ-500 кВ выполнено по так называемой схеме "4/3", где применено четыре выключателя на 3 присоединения (рис. 6.3). Технико-экономическое преимущество этой схемы за счет уменьшения количества выключателей оказалось мнимым. Ограниченные размеры территории ОРУ-500 кВ, как показали дальнейшие исследования, также не являлись препятствием для создания на ней высоконадежной схемы с подключением каждого присоединения через 2

выключателя и с двумя, секционированными выключателями, сборными системами шин.

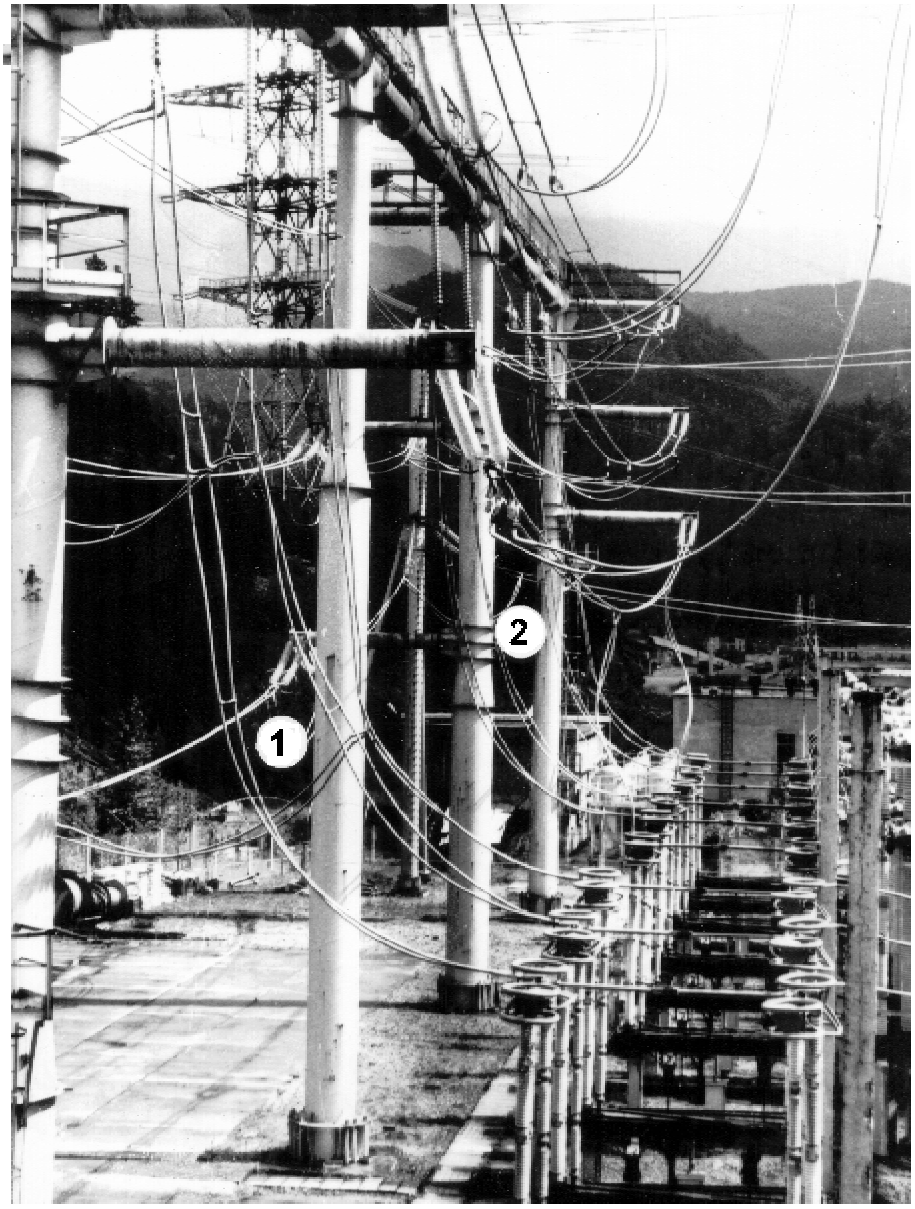


Рис. 6.4 Сборные шины и перемычки схемы "4/3" ОРУ-500 кВ Саяно-Шушенской ГЭС

Схема "4/3", реализованная на Саяно-Шушенской ГЭС, имеет своеобразную компоновку (двухрядное расположение выключателей; заход первой системы сборных шин на торцы территории ОРУ; на-

личие промежуточных перемычек между средними выключателями, поэтому подвеска их осуществлена на общих опорах со сборными шинами). Кроме того, оборудование каждой из трёх линий располагается в трёх разных ячейках. По изложенным причинам схема "4/3" не обладает наглядностью, что очень важно для обслуживающего персонала. Схема не должна "провоцировать" персонал на ошибку. Ошибка может оказаться смертельной. А такое негативное свойство в схеме "4/3" таится. В наглядных схемах в выведенной в ремонт какой-либо ячейке не могут оказаться в её геометрическом пространстве, на всем протяжении от одной системы шин до другой, элементы, находящиеся под напряжением. В схеме "4/3" такие ремонтные случаи являются обычными.

В процессе подготовки рабочего места и последующего производства работ на токоведущих частях персонал должен визуально считывать местоположение элементов схемы, находящихся под напряжением и отключенных от сети. Этот процесс пространственной ориентации персонала по отношению к токоведущим частям, находящимся под напряжением, осложняется в условиях ОРУ, построенного по схеме "4/3". Так, из рисунка 6.4 видно, что на общих опорах подвешены провода (1) системы сборных шин и промежуточной перемычки (2), одна из которых может находиться под напряжением, а другая в это время отключена для ремонтных работ на её присоединениях, что вносит определенный диссонанс в процесс организации работ. Более того, на процесс считывания элементов схемы усложняющее влияние оказывают достаточно близко там же расположенные спуски к разъединителям.

На рисунке 6.5 видна опора, на которой подвешены провода первой и второй систем сборных шин, одна из которых должна находиться под напряжением, если на другой проводятся ремонтные работы. Это является регулярным событием при подготовке ОРУ к грозовому сезону.

Характерным примером является случай вывода из работы первой системы сборных шин для ремонта разъединителя в цепи трансформатора напряжения. На рисунке 6.6 показано, что при ремонте разъединителя (для чего с проводов системы сборных шин и спусков к разъединителю (1) снято напряжение) в непосредственной близости от разъединителя (над ним) остались под напряжением провода перемычки (2), соединяющей выключатели отходящей ВЛ. Так же сложны и работы на линейных разъединителях (рис. 6.7), так как они и их спуски (1) находятся вблизи проводов системы сборных шин (2). Для обеспечения ремонтных работ на разъединителях трансформаторов напряжения, одновременно с отключением соответствующей системы шин, отключаются еще и ВЛ и оба ее выключателя, а для ремонта линейных разъединителей наряду с отключением ВЛ отключается еще и система сборных шин. Такой

объем отключений существенно снижает надежность ОРУ, что является негативным свойством схемы “4/3”.

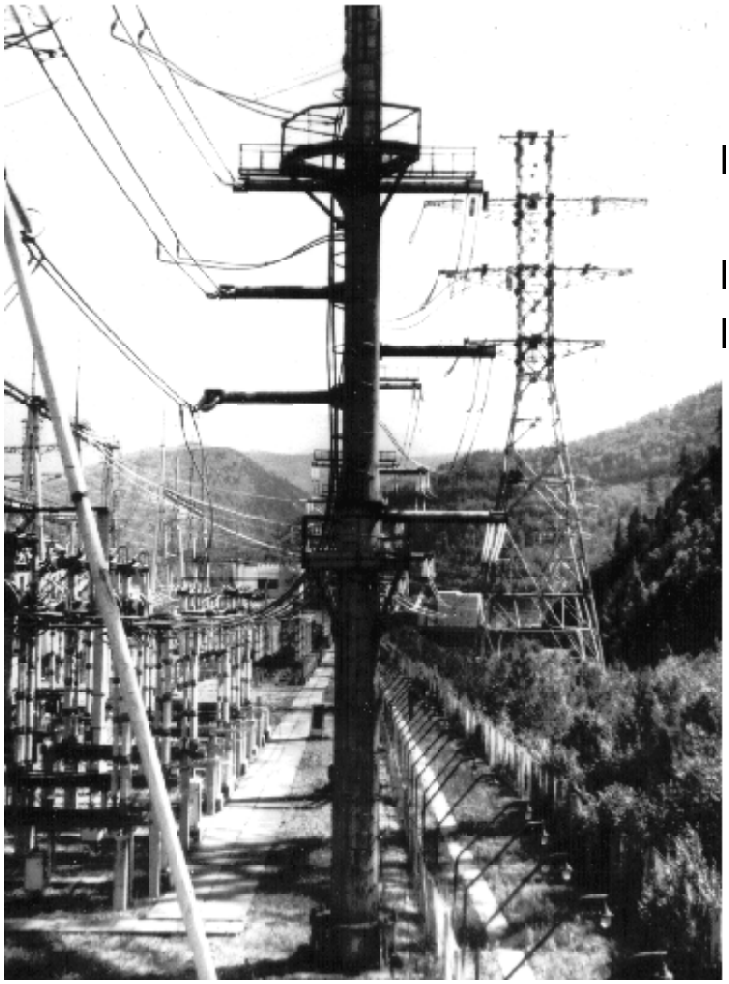


Рис. 6.5 Общая опора первой и второй систем сборных шин схемы “4/3” ОРУ-500 кВ Саяно-Шушенской ГЭС

Снижение надежности ОРУ можно допустить в редких случаях, однако без таких вариантов не обойтись, поэтому ремонт с разборкой указанных разъединителей производится лишь в неотложных ситуациях. Текущие ремонтные работы, связанные с наложением переносных заземлений на спуски к разъединителям, подтяжка болтовых соединений разъединителей, регулировка их и покраска выполняются со снятием напряжения только с присоединения разъединителей, а элементы соседствующие с ними, показанные на рисунках 6.6 и 6.7, остаются под напряжением. Это один из самых сложных вариантов допуска на работы. Безопасность в этом случае

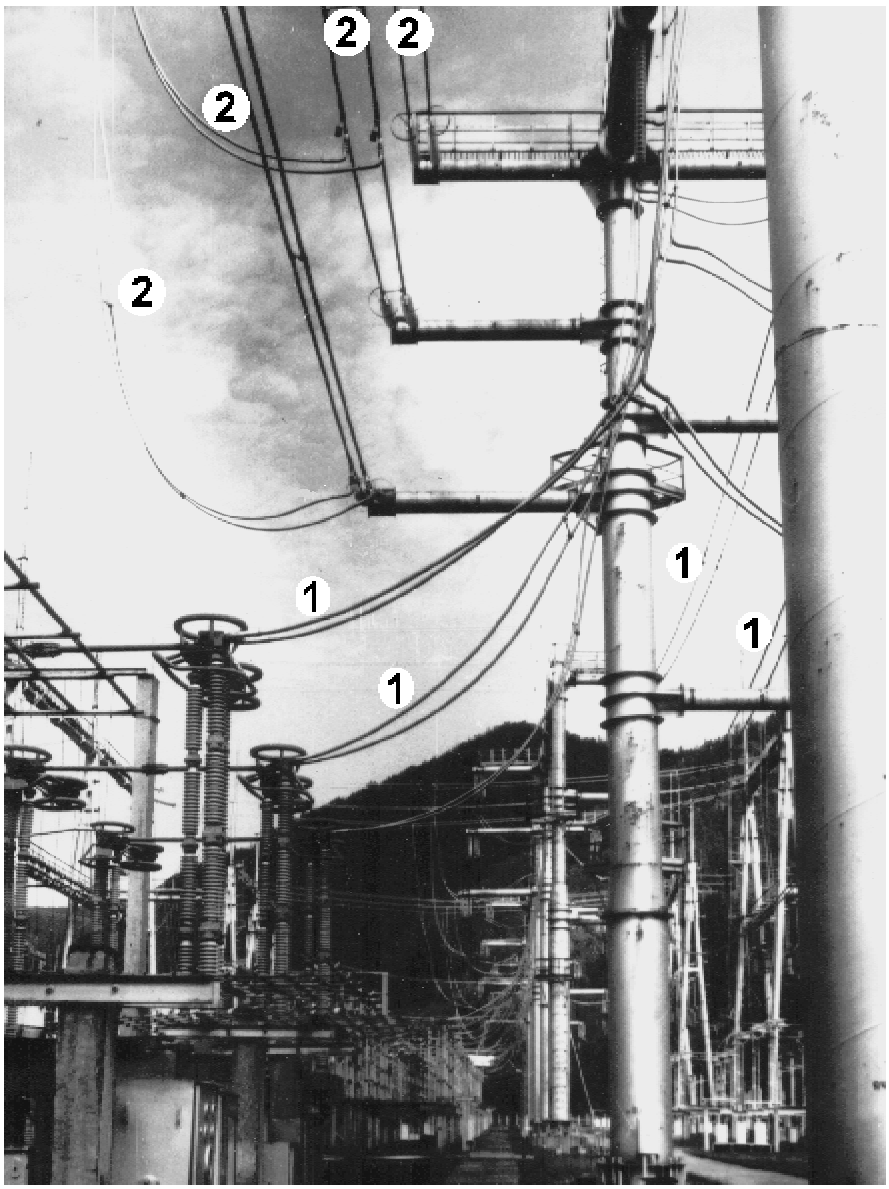


Рис. 6.6 1 – сборная система шин и спуски от нее к разъединителю; 2 – перемычка, соединяющая выключатели ВЛ

обеспечивается путем организации непрерывного наблюдения, обязательно двумя лицами, стоящими на земле с двух сторон от автогидроподъемника в створе сборных шин, находящихся под напряжением. Такими лицами являются руководитель работ и производитель работ. Они отслеживают положение люльки автогидроподъемника, в которой находится допущенная бригада, с тем,

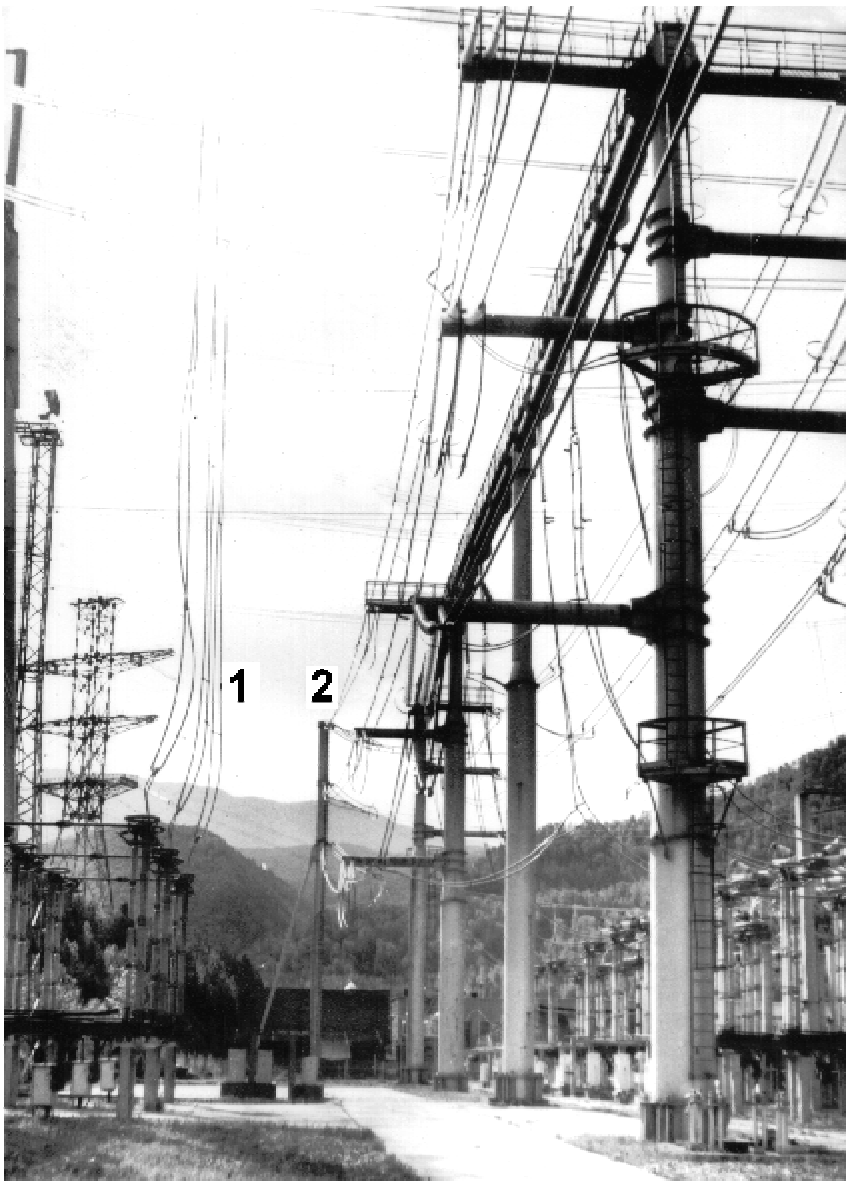


Рис. 6.7 Система сборных шин и спуски к линейным разъединителям схемы "4/3" ОРУ-500 кВ Саяно-Шушенской ГЭС

чтобы не допустить приближение ее к токоведущим частям ближе, чем регламентировано правилами техники безопасности. Эмоциональная напряженность такого производственного процесса очевидна, в других схемах присоединений подобная организация работ встречается крайне редко.

Подключение присоединений к сборным шинам в схеме “4/3” осуществлено путем образования цепей, к которым присоединяются блоки и ВЛ. Каждая цепь имеет четыре выключателя и три присоединения. Из схемы (рис. 6.3) это хорошо видно. При выводе в ремонт любого выключателя такой цепи резко снижается надежность всех трех её присоединений. Кроме того, связь между двумя системами сборных шин остается лишь через две другие цепи. Более того, при выводе в ремонт блочного выключателя, присоединенного к системе шин любой цепи, если происходит короткое замыкание на ВЛ данной цепи, то отключается генерирующая мощность её блока. Особенно опасным режимом, с точки зрения надежности, является вывод в ремонт или для подготовки к грозовому сезону одной системы шин. Если в этом случае происходит отказ выключателя, подключенного к оставшейся в работе системе шин, то происходит деление ГЭС на работу по нескольким направлениям с выделением на изолированную работу одного или двух блоков на одну или две ВЛ. По условиям устойчивости энергообъединения должно отключаться три или даже четыре гидрогенератора (1,5-2,0 млн. кВт).

В практике эксплуатации ОРУ-500 кВ в ремонте всегда находится один выключатель, т.е. нормальное состояние схемы – это ремонтный режим. Очень часто возникает необходимость вывода в ремонт 2-х выключателей одновременно. Эти условия на случай коротких замыканий в сети требуют определенного выбора дозирующих воздействий противоаварийной автоматики (ПА) либо на отключение генерирующей мощности, либо к выделению её на изолированную работу с какой-либо ВЛ, для того чтобы обеспечить устойчивость энергосистемы. При этом действия устройств ПА не должны усугублять ситуацию в энергосистеме излишним её делением или переоценкой отключаемой мощности. Это обстоятельство отягчается тем, что при КЗ в сети мощность Саяно-Шушенской ГЭС должна отключаться крупными объединенными блоками на стороне 500 кВ, поскольку в цепи генераторов установлены выключатели нагрузки. Учет всех этих условий, а также возможных многочисленных вариантов ремонтных схем ОРУ исключительно осложняет выбор оптимальных дозирующих воздействий устройств ПА в энергообъединении и, в том числе, на ОРУ-500 кВ Саяно-Шушенской ГЭС. За 20-летний период эксплуатации не было случаев неправильно выбранных уставок воздействий устройств ПА, которые приводили бы к передозировке отключаемой мощности. Однако возможность ошибки столь велика, что в наиболее напряжённый период работы ГЭС с максимальной нагрузкой вывод в ремонт присоединений ОРУ-500 кВ запрещён. Это осложняет график ремонтных работ и приводит к излишней интенсивности их проведения. Запрещение вызвано тем, что в период, когда ГЭС работает с максимальной мощностью, ошибочное излишнее отключение

агрегатов приведёт к аварии в энергообъединении. В это время в работе находятся все три цепи схемы ОРУ-500 кВ с обеими системами шин. Подобного правила, диктующего состояние схемы первичных соединений, из-за того, что невозможно надежно установить дозировку воздействий ПА, нет в схемах ОРУ-500 кВ других энергетических объектов. Например, на Красноярской ГЭС, где ОРУ-500 кВ имеет такую же, как на Саяно-Шушенской, если не еще более высокую ответственность в энергообъединении Сибири, нет таких правил эксплуатации ПА.

В период, когда какое-либо присоединение ОРУ-500 кВ Саяно-Шушенской ГЭС находится в ремонте, выбор дозировки воздействия ПА построен, в определенном смысле, на перестраховке, для чего разработаны схемы действия ПА, соответствующие выводу в ремонт выключателей, а также определяющие величину загрузки блоков и их количество в зависимости от того, на каком присоединении они работают.

Все вместе взятое поставило перед эксплуатационной организацией задачу по реконструкции схемы ОРУ-500 кВ. Предложение по реконструкции проектной организацией было принято. Оказалось, что в существующую территорию ОРУ может вписаться как классическая схема с 2-мя выключателями на присоединение, с секционированием выключателями сборных шин, так и другие схемы. Наиболее конкурентной была бы схема с двумя выключателями на каждое присоединение и двумя системами шин, секционированными выключателями. Основные преимущества её перед схемой “4/3”сводятся к следующему:

– оперативная гибкость, автономность производства работ на любом присоединении без уменьшения надежности остающихся в работе присоединений;

– высокая надежность и живучесть присоединений. В любой ремонтной схеме снижается надежность лишь одного – ремонтируемого присоединения;

– более высокая окупаемость и эффективность капитальных вложений за счет меньшего простоя оборудования в ремонтах, более низкой вероятности аварийного ущерба при отключении присоединений. В схеме “4/3” собирается цепь из 4-х последовательно включенных выключателей, вывод любого из которых вдвое снижает надежность сразу трёх присоединений;

– более простая и, как следствие, надёжная схема защит, управления и блокировки снижает вероятность аварий из-за отказа защит, а также ошибочных действий персонала при отказе блокировки;

– отпала бы необходимость в установке пяти блочных подвесных разъединителей РПД-500-2/3200, четырёх линейных разъединителей РГЗ-1-500/3200, пяти трансформаторных разъединителей РГЗ-2-500/3200.

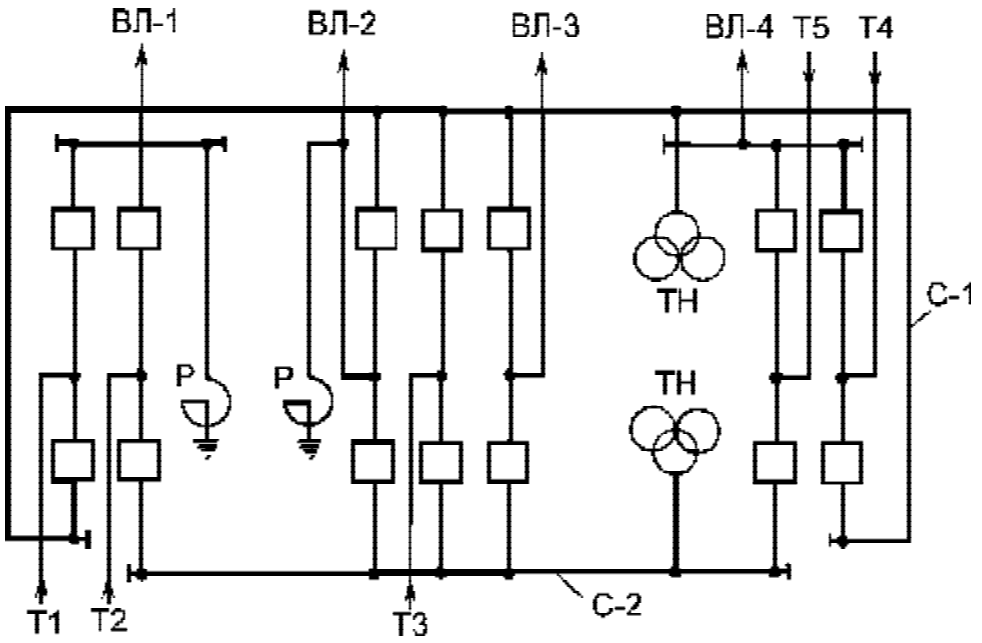


Рис. 6.8 Модернизированная схема ОРУ-500 кВ

С-1 – первая система шин; С-2 – вторая система шин; Р – реакторы; ТН – трансформаторы напряжения

Наименьшие затраты, а также возможность выполнения строительно-монтажных работ в условиях действующего ОРУ без ограничения выдачи мощности, определили выбор некоторой промежуточной модернизированной схемы с переустройством средней цепи II (рис. 6.3) в систему с 2-мя выключателями (рис. 6.8). Развитие этой схемы будет происходить по пути устройства секционирования выключателями обеих сборных шин.

6.2 Оборудование электротехнической части

Для Красноярской ГЭС были изготовлены главные трансформаторы ТЦ-630000/220 и ОРЦ-417000/500, самые мощные по тому времени в отечественном трансформаторостроении. Они были созданы без существенного увеличения габаритов, но значительно большей единичной мощности по сравнению с другими крупными, ранее выпущенными трансформаторами для соответствующего класса напряжения. Это поколение трансформаторов после серии крупных трансформаторов, поставленных для Волжских ГЭС, было несравнимо надежнее благодаря перестройке технологии производства на Запорожском трансформаторном заводе (А. И. Майорец), а также разработке новых технических решений: выполнение на-

правленной циркуляции масла через обмотку для ТЦ-630 МВ·А; повышение электрической прочности обмоточного провода; изготовление бесшпилечной конструкции магнитопровода; применение глубоковакуумной сушки изоляции; обеспечение защиты масла от окисления при эксплуатации (азотная и пленочная защита); внедрение ужесточенных требований по подготовке трансформаторного масла с контролем количественного газо- и влагосодержания, а также по предельной величине вакуума в баке при проверке его на натекание, и других.

Для обеспечения этого потребовалось запроектировать и построить специальную трансформаторную мастерскую непосредственно на ГЭС, оборудованную системой порционного приготовления трансформаторного масла объемом, соответствующим емкости бака трансформатора (72 т). Кроме того, в мастерской сооружена сушильная камера, установлены маслоочистительные машины, а вся площадь мастерской обслуживается мостовым краном грузоподъемностью 360/80/10 т, что обеспечило качественную предмонтажную ревизию трансформаторов, а также полноценный их ремонт в последующей эксплуатации.

Трансформаторы отправлялись с завода без масла на специальных железнодорожных транспортерах грузоподъемностью 300 т. На заводе бак заполнялся азотом, в течение всего пути в нем автоматическим устройством поддерживалось избыточное давление (несколько трансформаторов прибыло с нулевым давлением в баках).

Новые технические требования поставили по-новому задачу по организации химической лаборатории в службе эксплуатации для обеспечения контроля за качеством подготовки трансформаторного масла. Анализ по определению количественного газо- и влагосодержания в лабораториях электростанций не производился, опыта проведения подобных анализов в энергосистемах также не было. Поэтому пришлось первые анализы производить в отраслевом научно-исследовательском институте (пробы масла доставлялись в Москву), а затем организовывать эту работу непосредственно на ГЭС. Это обеспечило выполнение монтажа трансформаторов с высоким качеством.

Освоение трансформаторов потребовало разработки и некоторых новых правил их эксплуатации. Например, в результате запрещения режима холостого хода трансформатора с разомкнутой обмоткой низшего напряжения из-за возникновения опасных перенапряжений на обмотке при выводе блока в резерв трансформатор отключался полностью. В зимних условиях он остывал до температуры, недопустимой для последующей подачи напряжения. Поэтому при последующем вводе его из резерва в работу потребовалось разрабатывать и осуществлять ряд новых технологических операций, в особенности для ТЦ 630000/220, которых в прежней эксплуа-

тационной практике не было. Производился подогрев трансформатора в режиме короткого замыкания с плавным подъемом тока от гидрогенератора, после чего разрешался запуск циркуляционных насосов. Дальнейший прогрев происходил и от действия тока КЗ, и выделяемым теплом от потерь на циркуляцию, и лишь при достижении температуры масла до -20^{0}С разрешалось включение трансформатора в сеть. Для этой предварительной подготовки необходимо было несколько часов. Такая длительность ввода оборудования из резерва для ГЭС была недопустима. Поэтому для зимних условий в период наиболее низких температур диспетчерские службы энергосистемы и энергообъединения Сибири были сориентированы при разработке режимов на то, чтобы, как правило, в каждом блоке был включен один из генераторов. Если же по каким-либо причинам это не удавалось осуществить, и блок полностью выводился в резерв, циркуляция масла не прекращалась, несмотря на дополнительный расход электроэнергии на собственные нужды. При этом строго отслеживалось снижение температуры масла, и при достижении нижнего её предела трансформатор вводился в работу, вместо него выводился другой трансформатор, т.е. производилось чередование вывода трансформаторов в резерв, что в определенной мере усложняло эксплуатацию, в особенности, когда действовал запрет на производство переключений при низких температурах воздуха. Режим прогрева трансформатора перед вводом его в работу током короткого замыкания из-за большой продолжительности использовался в исключительных случаях.

В процессе освоения эксплуатационной организацией были выполнены работы по доводке вспомогательного оборудования трансформаторов. Так, была разработана и выполнена схема дистанционного контроля давления масла во вводах 500 кВ; выполнен обогрев шкафов эластичных емкостей азотной защиты; заменены встроенные электронасосы направленной циркуляции масла на другой тип, у которого обмотка статора экранирована и не соприкасается с маслом; были заменены вводы 220 кВ на вводы герметичного исполнения.

Воздушные выключатели типа ВВБ, впервые выпущенные серийно, установленные на Красноярской ГЭС на напряжение 110, 220 и 500 кВ, разрабатывались под влиянием требований, возникших в связи с интенсивным развитием энергосистем и появлением в них сверхмощных электростанций, а также большой концентрации линий электропередачи на подстанциях и открытых распределительных устройствах. Это потребовало существенного повышения токов отключения, улучшения специфических характеристик выключателей, в частности, снижения скорости восстанавливающегося напряжения на разрывах дугогасительных устройств. За базисный элемент выключателя был принят модуль на напряжение 110 кВ. Полюс этого выключателя состоит из металлической двухразрывной

дугогасительной камеры (бака), отсюда и название – баковые выключатели. Бак расположен на опорном изоляторе, который укреплен на цоколе. Бак находится под напряжением, внутри него в среде сжатого воздуха размещены дугогасительные и другие, с ними связанные, устройства (рис. 6.9). Это направление конструирования выключателей было защищено авторским свидетельством ещё в 1945 году (Ф. Ф. Бабурский)*). Технические характеристики выключателей серии ВВБ приведены в табл. 82.

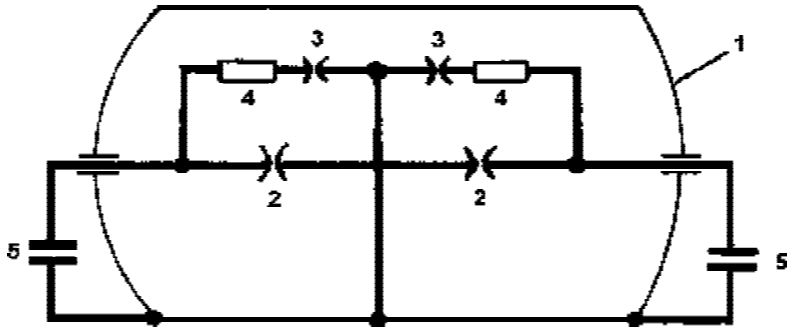


Рис. 6.9 Принципиальная электрическая схема выключателя ВВБ

1 – бак; 2 – главные разрывы; 3 – вспомогательные разрывы; 4 – шунтирующие сопротивления; 5 – делительные конденсаторы

Таблица 82

Тип выключателя	Номинальн. напряжение, кВ	Номинальн. ток, А	Номинальн. ток отключ., кА	Предельный ток термич. устойчивости в течение 3 с, кА	Время отключения, с	Расход воздуха на одно отключение, л
ВВБ-110	110	2000	31,5	32	0,08	4500
ВВБ-220	220	2000	31,5	32	0,08	9000
ВВБ-330	330	2000	35,0	35	0,08	18000
ВВБ-500	500	2000	35,5	35	0,08	27000
ВВБ-750	750	2000	35,0	35	0,08	36000

Основными преимуществами выключателей ВВБ являются: отсутствие фарфоровых камер со сжатым воздухом, что исключает взрывоопасность из-за малой прочности фарфора, а, следовательно,

**) За рубежом это направление не только было использовано, но и получило опережающее развитие, а на современном этапе стало основным в связи с применением в качестве дугогасительной среды элегаза, что значительно увеличило эффективность выключателей и существенно сократило их габариты.*

обеспечивает безопасность обслуживающего персонала; эффективность и компактность дугогасительных устройств; возможность применения высокого рабочего давления в камерах; защищенность основных механизмов от атмосферного воздействия и грязи; индустриальность ремонтно-профилактических работ поузловым методом, при котором полный комплект баков выключателя проходит подготовку в условиях мастерской, а затем непосредственно на ОРУ производится лишь замена баков отработавшего межремонтный период выключателя.

В эксплуатационных условиях очень важным качеством является безопасность обслуживания выключателей. Комбинация прочного металлического бака и твердых литых вводов обеспечивает прочность камеры при давлениях свыше 15 МПа. Экспериментально было подтверждено, что даже при длительном коротком замыкании (свыше нескольких десятков полупериодов) давление внутри бака значительно меньше разрушающего [85].

Для напряжений 220 и 500 кВ камеры-баки располагаются попарно на опорной изоляции (рис. 6.10). Для ВВБ-500 выполнена пирамидальная опорная изоляция из высокопрочного фарфора.

Проектирование электротехнической части Красноярской ГЭС часто шло параллельно с проводившимися исследованиями, учитывая новизну создаваемых устройств. Это вводило некоторые коррективы в технические решения. Так, лишь за год до ввода в эксплуатацию первого агрегата расчетными исследованиями было выявлено, что на ОРУ-220 кВ скорость восстанавливающегося напряжения на разрывах выключателей при отключении коротких замыканий существенно выше величины в ранее согласованных технических условиях на создание ВВБ-220. В момент прохождения тока через нулевое значение после расхождения контактов выключателя дуга на разрыве гаснет, и напряжение на них быстро увеличивается до установившейся величины напряжения. Максимальная величина восстанавливающегося напряжения достигается обычно через 1000-2000 мкс после отключения. Это оказывает сильное влияние на отключающую способность выключателя. В связи с этим первые два года вынужденно использовались выключатели, не отвечающие требованиям коммутационной надёжности. На величину восстанавливающегося напряжения и характер изменения его во времени оказывают влияние многие факторы, но существенным является применение и величина сопротивлений, шунтирующих разрывы дугогасительной системы. Завод достаточно быстро справился с поставленной задачей, провел необходимые исследования и на их основе выполнил модернизацию, основную роль в которой сыграли шунтирующие сопротивления.

В период освоения выключателей ВВБ был выполнен ряд других мероприятий, связанных с недоработками отдельных эле-

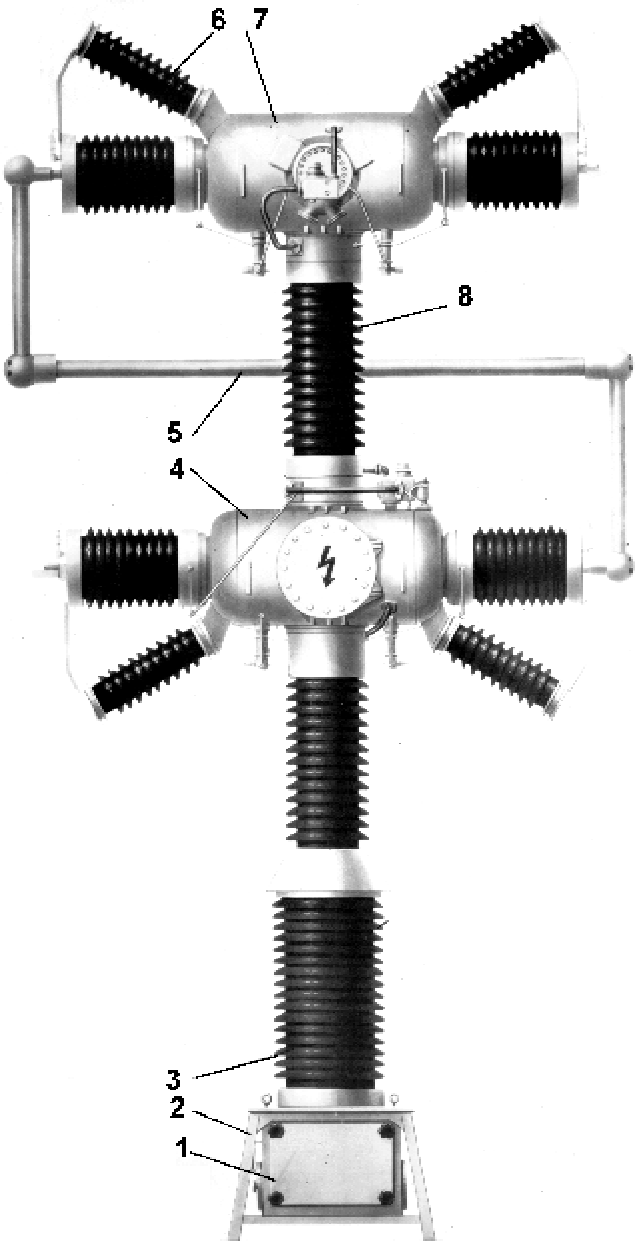


Рис. 6.10 Полюс воздушного выключателя ВВБ-220-12

1 – цоколь; 2 – основание; 3 – изолятор; 4 – нижняя дугогасительная камера; 5 – токоведущая перемычка; 6 – конденсатор; 7 – верхняя дугогасительная камера; 8 – промежуточный изолятор

ментов их конструкции, дефектами монтажа и эксплуатации. Так, на ВВБ-500 были применены плоские прокладки вместо конических на уплотнениях воздуховодов. В результате чего попадание влаги

приводило к неоднократному повреждению выключателей. Были заменены стыкованные стеклопластиковые воздуховоды на сплошные; вместо резиновых уплотнений на воздушных клапанах были разработаны и внедрены полиуретановые; была внедрена опрессовка фарфоровых рубашек изоляторов колонн и проведены некоторые другие мероприятия. Все это, и разработка нового поколения выключателей, и их совместная с эксплуатационниками доводка существенно повысили надёжность электротехнической части Красноярской ГЭС, после чего почти за 30-летний период не было отказов в работе выключателей.

Трансформаторы тока на напряжение 500 кВ (ТРН-500) были созданы также впервые для Красноярской ГЭС. Это поколение трансформаторов тока имеет герметизацию внутреннего объёма, поэтому масло не соприкасается с атмосферным воздухом благодаря разработке специальных сильфонов-компенсаторов большого диаметра. Гофрированная часть сильфона позволяет компенсировать температурные изменения объёма масла. В ТРН-500 применена рымовидная обмотка для достижения высокого класса точности.

Устройства противоаварийной автоматики и релейной защиты Красноярской ГЭС проектировались исходя из сложной задачи по обеспечению устойчивости крупного энергообъединения Сибири, а также с учетом новых, не проверенных практикой эксплуатации головных образцов аппаратов и оборудования.

Электропередача 500 кВ является межсистемной связью с соизмеримыми мощностями объединенных энергосистем, электрические схемы которых достаточно сложны. Расчетные исследования показали, что необходимо разработать большой объём устройств противоаварийной автоматики, как на Красноярской ГЭС, так и на смежных с ней электрических комплексах, которые объединены между собой высокочастотными каналами телеотключения. Потребовалось разработать ряд новых технических решений, направленных на достижение быстродействия, чувствительности, селективности и надёжности автоматики, учитывая, что должно быть минимальное привлечение оперативного персонала к изменению её настройки, связанной с изменением энергетического режима работы энергообъединения.

Примером таких новых решений являются: автоматическое определение сечения деления энергообъединения, балансировка мощности в разделившихся частях, фиксация центра качаний для обеспечения селективности действия автоматики прекращения асинхронного хода и другие. Все это потребовало и новых подходов в организации эксплуатации устройств противоаварийной автоматики. Комплекс устройств системной противоаварийной автоматики включает в себя, кроме этого, защиту от понижения напря-

жения, защиту от повышения частоты. Наличие большого объёма ручных переключающих устройств в схемах автоматики снижает оперативность использования её в эксплуатации. Например, вывод из работы первичных присоединений и отдельных устройств ПА вызывал необходимость в проведении большого объема сложных переключений во вторичных цепях, при которых не исключается вероятность ошибок персонала. Во избежание этого все коммутационные аппараты были разделены на два вида – оперативного и ремонтного назначения, после чего объем оперативных переключений резко сократился. Для персонала были составлены специальные оперативные указания о порядке ввода в работу и вывода из работы ПА. Более того, для лучшего понимания были составлены оперативные схемы с указанием функциональных связей и коммутационных аппаратов в цепях автоматики, чего не требовалось действующими правилами эксплуатации, которые пришлось в связи с этим дополнить. Указанные мероприятия обеспечили необходимую эксплуатационную надежность ОРУ-500 кВ, и ремонтные работы на присоединениях проводились без каких-либо ограничений.

Релейная защита шин и ВЛ 220, и 500 кВ выполнена на основе общепринятых схем, а также путем специальных разработок только для Красноярской ГЭС.

На ОРУ-220 и 500 кВ выполнены устройства резервирования отказа выключателей (УРОВ). В отличие от рекомендаций руководящих указаний по релейной защите, схемы УРОВ 220 и 500 кВ (за исключением ВЛ 500 кВ, имеющих устройство однофазного автоматического повторного включения) выполнены с пусковыми органами в виде токовых реле нулевой последовательности. Это позволило упростить схемы и повысить их надёжность. Однако, в случае одновременного отказа всех трех полюсов выключателя при междуфазовых коротких замыканиях (без замыкания на землю) эта схема не будет действовать, что признано допустимым.

В процессе освоения гидрогенераторов происходило также развитие и усовершенствование их устройств релейной защиты, поскольку проектные решения не удовлетворяли в полной мере требованиям защиты уникальных агрегатов. В связи с этим были разработаны дополнительные защиты и устройства: от асинхронного хода; токовая защита обратной последовательности с интегрально-зависимой от тока выдержкой времени; защита от замыкания на землю обмотки статора со 100% её охватом; защита ротора от замыкания на землю в одной точке; разрядник многократного действия в цепи обмотки возбуждения; были установлены автоматические осциллографы для регистрации аварий с генераторами и происходящих в них переходных процессов.

Эти дополнительные разработки были выполнены в отличие от требований правил устройств электроустановок, что продиктовано было выявившимися новыми свойствами сверхмощных гидрогенераторов, неизвестными в период их конструирования. Внедряемые в период освоения гидрогенераторов новые устройства позволили уберечь их от крупных аварий, предотвратив их развитие. Так, например, проектная защита обмотки статора от замыкания на землю имела большую зону нечувствительности и гидрогенераторы часто работали с имевшим место замыканием на землю в одной точке. При возникновении второго замыкания происходило междуфазное замыкание в обмотке, сопровождавшееся крупными разрушениями обмотки. По заказу эксплуатационной организации Томским политехническим институтом была разработана так называемая “100% земляная защита” обмотки статора, не имеющая зоны нечувствительности. Защита работает на принципе наложения на обмотку статора контрольного тока с частотой 25 Гц. Защита проста в эксплуатации, обладает ещё одним очень важным качеством – способностью контролировать величину сопротивления гидрогенератора без возбуждения, когда генератор вращается на холостом ходу или даже остановлен в резерв или выведен в ремонт. Существенным является и то, что эта защита по своему принципу действия не реагирует на короткие замыкания во вторичных цепях трансформаторов напряжения, подключенных к выводам генераторов. После внедрения “100% земляной защиты” больше не возникало крупных разрушений обмотки статора. В течение всего периода эксплуатации сбоев в работе этой защиты не было.

На Саяно-Шушенской ГЭС в главной схеме первичных соединений применены однофазные трансформаторы ОРНЦ-533000/500 мощностью в фазе 533 МВ·А на напряжение 500 кВ (рис. 6.11). В отличие от Красноярской ГЭС, трансформаторы транспортировались заполненные маслом, поскольку появились железнодорожные транспортеры грузоподъемностью 400 т.

Конструкция трансформаторов во многом сходна с трансформаторами Красноярской ГЭС. Однако ОРНЦ-533 имеют и существенные отличия, заключающиеся в применении более современных материалов и, по тому времени, новейшей технологии изготовления. Кроме того, они имеют более низкие потери холостого хода и короткого замыкания. Отличием в эксплуатации трансформаторов Саяно-Шушенской ГЭС являются менее жесткие требования по режиму холостого хода трансформатора, находящегося под напряжением 500 кВ при отключенных генераторах. В этом случае защита свободных обмоток низкого напряжения определяется общими правилами технической эксплуатации. Кроме того, перед включением в работу разрешается прогрев трансформатора в режиме холостого хода даже при температуре масла ниже -40^{0}С. При дости-

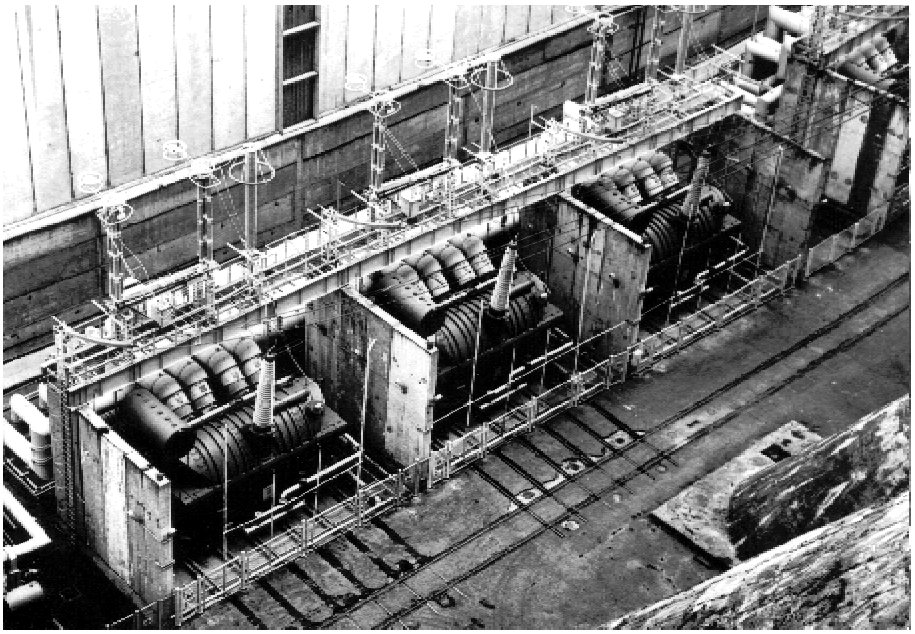


Рис. 6.11 Главные силовые трансформаторы Саяно-Шушенской ГЭС

жении температуры верхних слоев масла -20^{0}С разрешается включение трансформатора под номинальную нагрузку с включением пускового насоса принудительной циркуляции масла (такой системы в красноярских трансформаторах нет), а при достижении верхних слоев масла +15^{0}С включаются рабочие насосы, обеспечивающие направленную циркуляцию масла. Расширение эксплуатационных возможностей трансформаторов основано на накопленном предыдущем опыте. Исходя из этих возможностей, трансформаторы Саяно-Шушенской ГЭС при отключении гидрогенераторов в резерв или ремонт остаются в режиме холостого хода под напряжением со стороны 500 кВ, что в зимних условиях обеспечивает поддержание температуры масла в разрешенном диапазоне и позволяет без задержки вводить блок в работу.

Ремонтное обслуживание трансформаторов также обеспечивается с соблюдением всех заводских технологических требований, благодаря построенной, входившей в состав проекта, специализированной трансформаторной мастерской, имеющей сушильную камеру и устройства по механической очистке масла и его дегазации (рис. 6.12). Масло доводится до кондиции со следующими параметрами: пробивное напряжение не менее 65 кВ; тангенс угла диэлектрических потерь при +70^{0}С не более 2%; влагосодержание не более 0,002% при температуре масла не ниже +20^{0}С; газосодержание не более 1% по объёму.

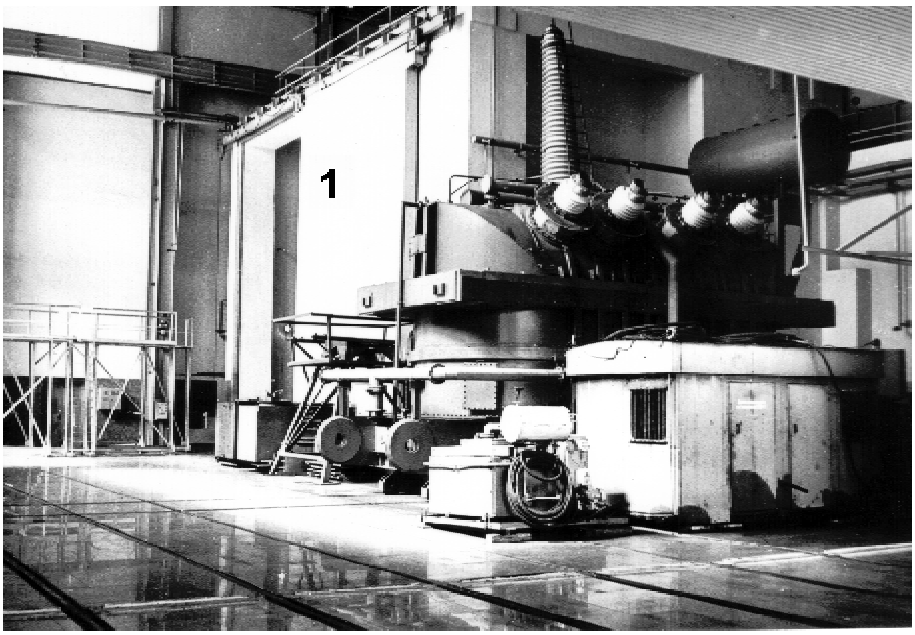


Рис. 6.12 Трансформаторная мастерская Саяно-Шушенской ГЭС

1 – сушильная камера

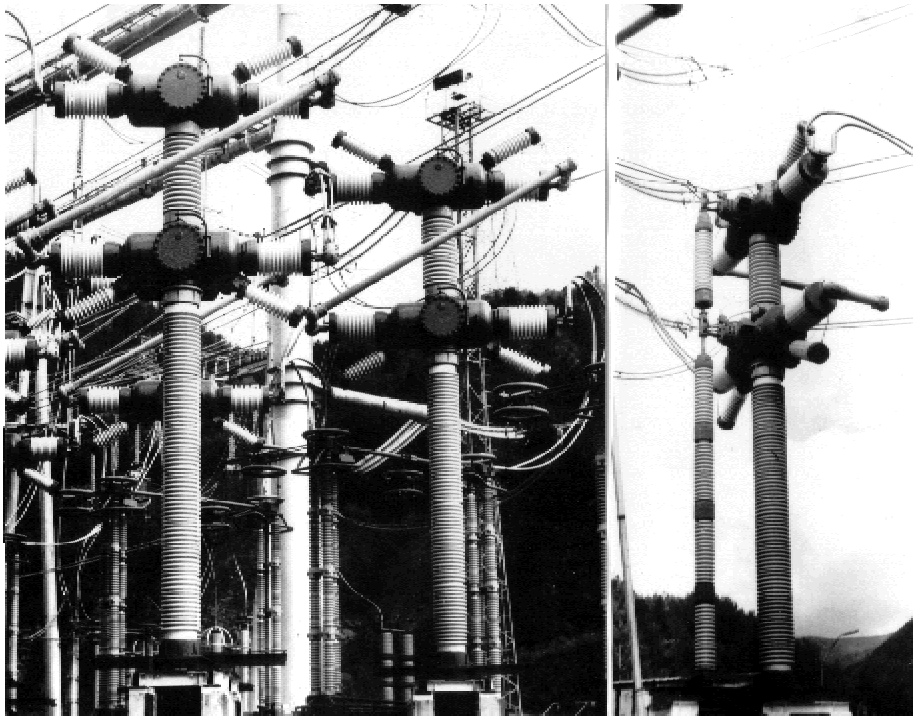
Устройства по подготовке и заливке дегазированного масла в мастерской обеспечивают заливку масла при остаточном давлении в баке трансформатора не более 5 мм рт. ст.

В период освоения трансформаторов эксплуатационниками был выполнен ряд доводочных работ. Так, для предотвращения упуска масла из трансформаторов через предохранительные клапаны, имеющие неудачную конструкцию, были разработаны технология и приспособления, позволившие выполнить замену клапанов без понижения уровня масла. В противном случае эта работа потребовала бы выполнения всех трудоемких и длительных технологических операций так же, как при заливке масла после ремонта (дегазация масла, вакуумирование трансформатора и другие). Была проведена модернизация баков, компенсирующих давление во вводах 500 кВ, что исключило загрязнение масла продуктами, образующимися от трения сильфонов, возникающего при изменении температуры.

Первый капитальный ремонт по разного рода причинам был выполнен только через 14 лет после ввода трансформаторов в эксплуатацию (по ПТЭ, действовавшим в период освоения трансформаторов, капитальный ремонт должен был проводиться через 12 лет). Освидетельствование трансформаторов в период ремонта показало, что они находятся в хорошем состоянии, кроме ослабления осевой прессовки обмоток. Величина осевого усилия составляла 50-70% от

первоначального, заданного и выполненного на заводе. Работа по подпрессовке была осуществлена в условиях трансформаторной мастерской ГЭС с помощью специально разработанных гидравлических малогабаритных домкратов (высота 180 мм), развивающих усилие до 25 т.

Воздушные выключатели на напряжение 500 кВ Саяно-Шушенской ГЭС создавались исходя из условий сокращенных расстояний между оборудованием ОРУ-500 кВ из-за ограниченной площади его размещения. Это потребовало уменьшения габаритов выключателей, а кроме того необходимо было в 1,5 раза повысить показатели, характеризующие их коммутационные способности. Конструктивно выключатель для Саяно-Шушенской ГЭС типа ВВБК-500А (воздушный выключатель баковый, крупно-модульный, арктического исполнения – бак из нержавеющей стали) является развитием красноярских выключателей ВВБ-500А. Но вместо пирамидальной изоляционной опоры он имеет одну вертикальную фарфоровую опору (рис. 6.13), специально разработанную для этого аппарата.



а) **б)**

Рис. 6.13 а) – внешний вид ВВБК-500А; б) – видна колонка управления

Повышение коммутационной способности ВВБК-500А получено за счет усовершенствования дугогасительных устройств, где применено двустороннее дутье, а также существенно увеличено быстродействие благодаря применению пневмомеханической системы управления и ускоряющих приставок к дугогасительным камерам.

Основные сравнительные технические характеристики выключателей ВВБ-500А и ВВБК-500А представлены в табл. 83.

Таблица 83

Параметр	Красноярская ГЭС ВВБ-500А	Саяно-Шушенская ГЭС ВВБК-500А
Номинальное напряжение, кВ	500	500
Номинальный ток отключения, кА	35,5	50
Скорость восстанавливающегося напряжения, кВ/мкс	1,7	2,1
Ток включения, кА	90	128
Номинальный ток, А	2000	3150
Полное время отключения, с	0,08	0,04
Время включения, с	0,25	0,08
Номинальное избыточное давление сжатого воздуха в баке, МПа	2,0	4,0
Расход воздуха на одно отключение, $м^3$	27	36
Расход воздуха на вентиляцию, $м^3/ч$	4,5	2,4
Габариты выключателя: длина х ширина х высота, м	14х21х10,3	7,9х17х8,7
Масса выключателя, т	56	32
Количество дугогасительных модулей (баков) в полюсе, шт.	6	4

Из таблицы видно, что номинальный ток отключения выключателя ВВБК-500А повышен на 40%, при более высокой скорости восстанавливающегося напряжения с 1,7 до 2,1 кВ/мкс. Быстродействие при отключении выше вдвое, при включении – в 3 раза. Номинальный ток повышен с 2000 А до 3150 А. Площадь, занимаемая выключателем, почти в два раза меньше, а вес сокращен на 75%.

В период освоения потребовалась доводка выключателей, без которой обеспечить надежность их работы было нельзя.

В 1983 г. при отключении выключателя ВВБК шунтирующего реактора в схеме одной из ВЛ-500 кВ произошло перекрытие воздушного промежутка по опорной изоляции выключателя на землю. Предположительно причиной послужил отказ модуля вык-

лючателя, в результате чего произошло перекрытие второго модуля по эпоксидному вводу. Пробой произошел вследствие значительно бо́льшей электрической прочности межконтактного промежутка, и дуга перебросилась на землю. Этот случай вызвал наложение заводом запрета на отключение выключателей реакторов, находящихся в работе. Чтобы преодолеть возникший недостаток, необходимо в указанном случае обеспечить уровень восстанавливающегося напряжения, соответствующий ГОСТу. Решением вопроса могла бы быть установка в схеме присоединения реакторов звездообразных ограничителей перенапряжения (ОПНЗ-500, рис. 6.14). Однако реализовать такое решение из-за исключительно ограниченной территории места присоединения реакторов оказалось невозможно. Поэтому вывод из работы реакторов (отключение их выключателем) производится после снятия напряжения с ВЛ.

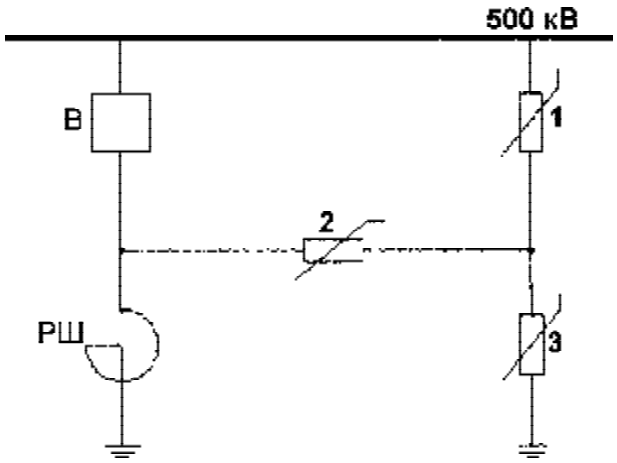


Рис. 6.14 Схема ограничителя перенапряжений звездообразного типа (ОПНЗ-500)

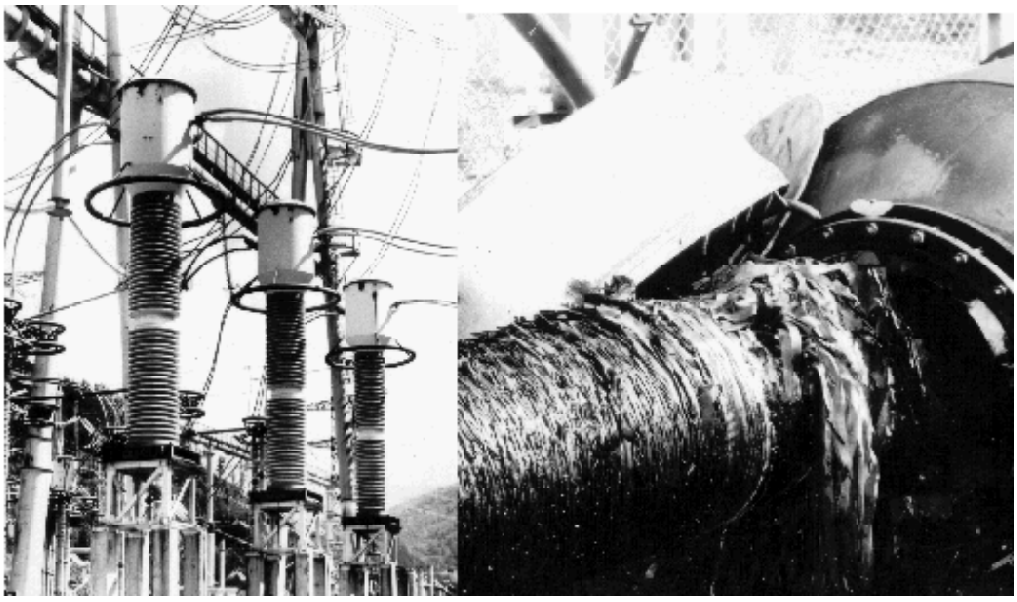
В – выключатель; РШ – ректор шунтирующий;
1, 2, 3, – элементы звездообразного ограничителя

Часто из-за недостаточной механической прочности разрушались стеклопластиковые тяги, с помощью которых производится передача управляющего воздействия на выключатель. Постоянными были отказы в работе механизма защелки, с помощью которого фиксировалось положение тяги после включения или отключения выключателя. Обе эти причины приводили к неполнофазным включениям – отключениям выключателей. Систематически сбивалась настройка клапанов управления дополнительным дутьем. По-прежнему недостаточно устойчивы во времени изоляционные характеристики эпоксидных вводов. Из-за повышения тангенса угла диэлектрических потерь до 1-2% (норма до 0,6%) во время капитальных ремонтов

выключателей бракуется и заменяется до 5 эпоксидных вводов в год. Недостатки, связанные с механическими дефектами стеклопластиковых тяг, механизма защелок и клапанной системы дополнительного дутья, были устранены в процессе эксплуатации путем новых конструкторских решений. Неустойчивость диэлектрических свойств эпоксидных вводов и запрет на отключение под напряжением реакторных выключателей остаются узкими местами в выключателях ВВБК-500А на фоне их несомненных преимуществ по сравнению с ВВБ-500А.

Трансформаторы тока ТФРМ-500 являются модификацией трансформаторов тока ТРН-500, примененных на Красноярской ГЭС. ТФРМ-500 также однокаскадный, в качестве изоляции масла от контакта с атмосферным воздухом были применены фторленовые диафрагмы.

В процессе освоения ТФРМ-500 оказалось, что фторленовые диафрагмы, примененные вместо сильфонов, хорошо зарекомендовавших себя в ТРН-500 Красноярской ГЭС, не обеспечили необходимую герметизацию внутреннего объема трансформаторов. В результате попадания влаги внутрь электрическая прочность трансформаторного масла ухудшалась, что в совокупности с заводскими дефектами привело к разрушению (со взрывом) трех трансформаторов тока (рис. 6.15). После улучшения качества изготовления основной изоляции и повышения герметичности путем применения тефлоновых дыхательных мешков ТФРМ-500 в течение многих лет работают без отказов.



а) **б)**

Рис. 6.15 а) – внешний вид ТФРМ-500;
б) – разрушенный ТФРМ-500

Разработка нелинейных ограничителей перенапряжений (ОПН и ОПНИ), имеющих лучшие защитные характеристики, по сравнению с традиционными магнито-вентильными разрядниками, стала основой создания компактного ОРУ-500 кВ Саяно-Шушенской ГЭС, практически близкого к габаритам, нормируемым для фазовых и междуфазовых изоляционных расстояний для напряжения 330 кВ. Это принципиально новые аппараты, не имеющие последовательных искровых промежутков, обеспечивающие глубокое ограничение грозовых и коммутационных перенапряжений.

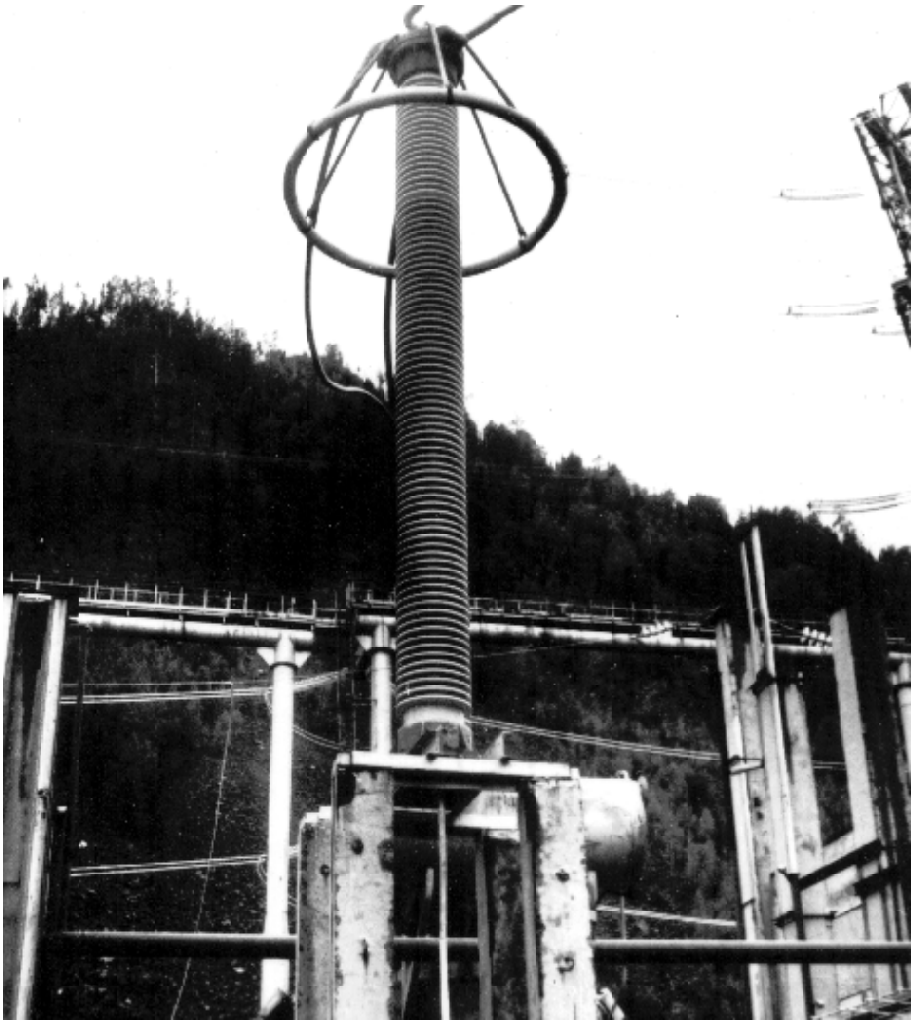


Рис. 6.16 ОПН, установленный на ОРУ-500 кВ Саяно-Шушенской ГЭС

Ограничители ОПН (рис. 6.16) установлены на выводах высшего напряжения главных трансформаторов и шунтирующих реак-

торов ВЛ, а ОПНИ – на сборных шинах ОРУ-500 кВ и линейных присоединениях (рис. 6.17).

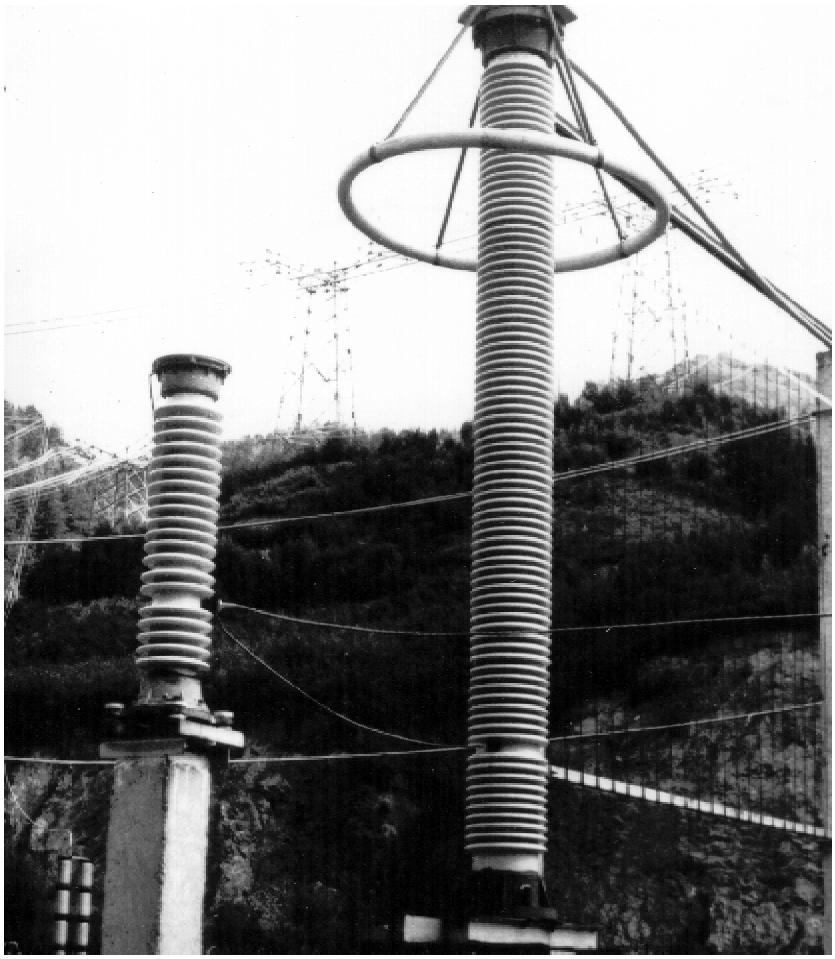


Рис. 6.17 ОПНИ, установленный на ОРУ-500 кВ Саяно-Шушенской ГЭС

Ограничитель перенапряжения ОПН-500 состоит из высоконелинейного резистора, заключенного в фарфоровую герметизированную покрышку. Высоконелинейный резистор выполнен из последовательно-параллельно включенных керамических резисторов, изготовленных на основе окиси цинка.

Ограничитель перенапряжения ОПНИ-500 является модификацией аппарата ОПН-500 и состоит из двух рабочих элементов: основного и искрового. Основной элемент включает высоконелинейный резистор и выполнен с промежуточным выводом от 1/6 части резистора. Искровой элемент (приставка) содержит последовательно соединенные искровой промежуток и конденсатор. Верхний

вывод искровой приставки присоединен к промежуточному выводу основного элемента. Нижние зажимы искровых приставок всех трех фаз через промежуточные выводы в искровых элементах соединяются между собой перемычками, образуя звезду с изолированной нейтралью. Между нейтралью этой звезды и землей включены конденсаторы искровых приставок [75].

ОПН-500 снижает грозовые перенапряжения до уровня 2,15 $U_ф$ ($U_ф$ – максимальное фазное напряжение), коммутационные перенапряжения фаза – земля снижает до уровня 1,8 $U_ф$, и фаза – фаза – до уровня 2,07 $U_л$ ($U_л$ – максимальное линейное напряжение).

ОПНИ-500, снабженный искровой приставкой, в отличие от ОПН-500 более глубоко ограничивает междуфазные коммутационные перенапряжения – до уровня 1,7 $U_л$.

В процессе эксплуатации имело место разрушение основного элемента ОПНИ-500 на ВЛ длиной 460 км при подаче напряжения с другого конца линии, при этом напряжение на ОРУ Саяно-Шушенской ГЭС повышалось до 570-580 кВ и держалось в течение 15 минут (длительно допустимое по ПТЭ напряжение составляет 575 кВ в течение 20 мин.). Первые образцы ОПНИ-500 были рассчитаны на предельный уровень напряжения 554 кВ в течение 20 мин. После этой аварии на длинных ВЛ были установлены модернизированные ограничители перенапряжений, а на остальных присоединениях остались в работе ОПНИ старой конструкции.

В течение эксплуатации была произведена отбраковка основных элементов ОПН и ОПНИ в результате появления трещин на нижних фланцах, изготовленных из алюминиевого сплава. Фланцы в заводских условиях были заменены на стальные.

Ток проводимости при рабочем напряжении за 18-летний период эксплуатации на основных элементах практически не меняется и составляет около 2,4 мА (нормируемая величина 1,8-2,6 мА). По предположениям завода, после 20-летнего срока службы ток проводимости должен увеличиваться. При достижении тока проводимости до 4,5 мА потребуется замена аппаратов.

В период эксплуатации было выявлено, что наименьшей надежностью обладают искровые приставки ОПНИ-500. Ежегодно при подготовке к грозовому сезону производится их отбраковка по величине пробивного напряжения. Повреждениям подвержена, как правило, часть емкостных и омических шунтов блоков искровых промежутков. После их замены приставка вновь включается в работу – это мероприятие, разработанное службой эксплуатации, позволило не отбраковывать приставку целиком, учитывая сложности с поставкой оборудования.

Разработка малогабаритного разъединителя РГ3-500/3200 стала возможной для ОРУ-500 кВ Саяно-Шушенской ГЭС благодаря уменьшению величины грозовых и коммутационных перенапряжений, обеспечивающемуся с помощью ОПН и ОПНИ. Межконтактные (между экранами) изоляционные промежутки у этих разъединителей составляют 3100 мм (у разъединителей 500 кВ Красноярской ГЭС расстояние 4600 мм, для распредустройства 330 кВ – расстояние 2900 мм).

В процессе освоения была осуществлена доводка разъединителей, связанная с ненадежной фиксацией контактов, которые расходились под воздействием механических нагрузок (ветровых, температурных и осадок фундаментов). Службой эксплуатации была разработана и внедрена конструкция удерживания замкнутого контакта путем устройства штепсельного фиксатора. После ликвидации дефекта отказов в работе разъединителей не было.

Производилась и продолжительная доводка подвесных разъединителей РПД-500, связанная с неравномерной вытяжкой тросов подвески, в результате чего постоянно происходил сбой регулировки контактной системы. После того как натяжение тросов стабилизировалось, подвесные разъединители стали работать устойчиво.

Сборные шины ОРУ-500 кВ выполнены из полого провода ПА-640, по два провода в фазе. Первоначально соединение провода осуществлялось специально разработанными натяжными клиновыми зажимами (не прессуемыми). В эксплуатационных условиях на элементы ошиновки действуют вибрационные нагрузки, которые клиновые зажимы не выдерживали, поэтому они были заменены на прессуемые зажимы. Однако и в этом аппаратном зажиме возникал постоянный дефект, связанный с попаданием внутрь его влаги, которая при замерзании разрушала зажим. Поэтому во всех вертикально расположенных зажимах внизу были засверлены дренажные отверстия ∅ 8 мм, что исключило возникновение таких дефектов.

Провод ПА-640 не обладает высокой механической прочностью, поэтому на изгибах с небольшим радиусом он разрушался под воздействием вибрации из-за ветровой нагрузки, а также в результате многократных изгибов во время ремонтных работ в местах присоединения к аппаратным зажимам. В таких местах были выполнены вставки из сталеалюминиевого провода АС-500, которые стали выдерживать изгибающую нагрузку. Все эти и другие мероприятия позволили довести ошиновку ОРУ-500 кВ до надежного состояния, которое подтверждается 20-летним сроком безаварийной работы.

Выключатели в цепи генераторов на напряжение 15,75 кВ КАГ-15,75 (комплекс аппаратный генераторный), объединяющие в себе выключатель нагрузки, разъединитель, заземляющие ножи, трансформаторы тока и напряжения, созданы были для Саяно-

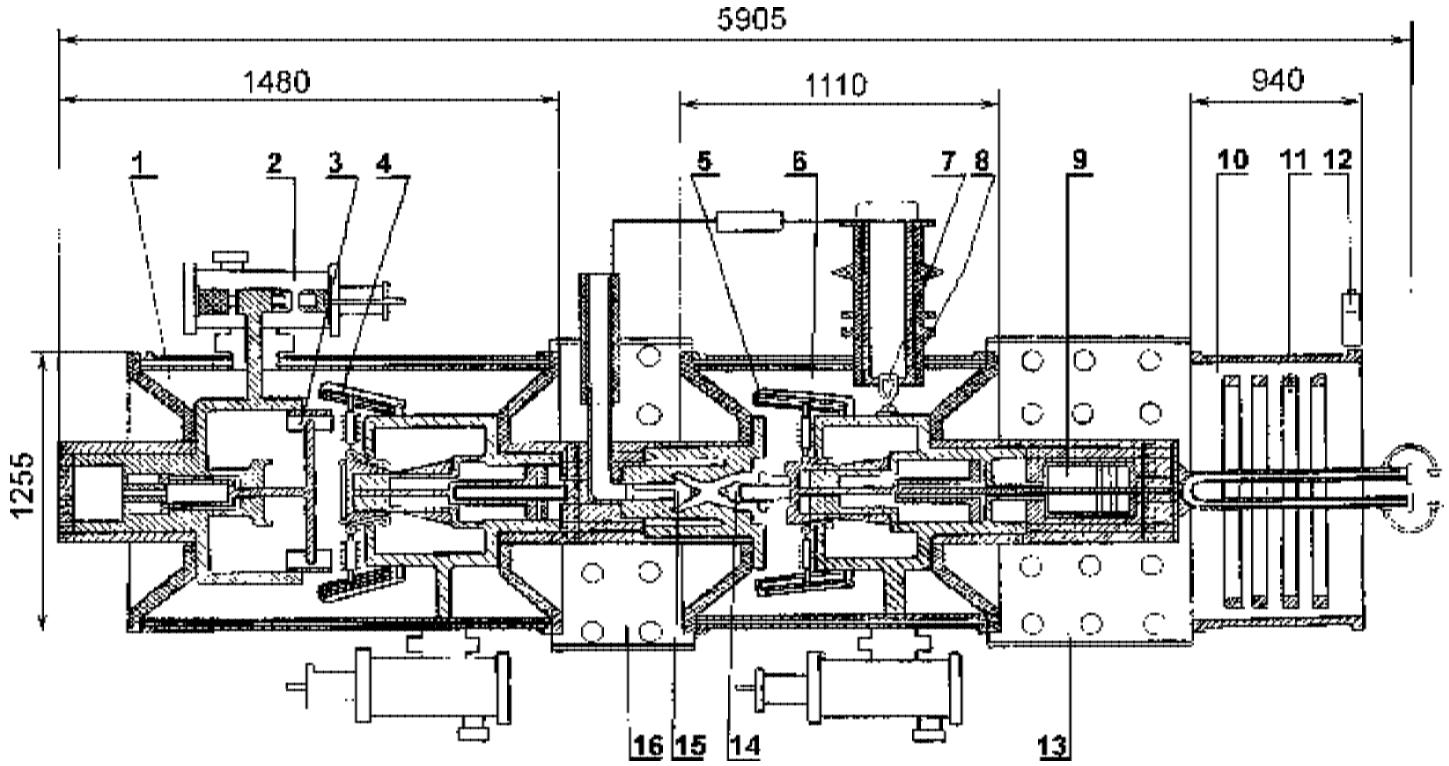


Рис. 6.18. *Схематический разрез*

1 – 6 – выключатель разъединитель

10 – трансформатор нагрузки

13, 16 – экраны

; 7 – контакт

, 2 – тока

заземлитель

14 –

соединительные

Шушенской ГЭС впервые для того времени в мировой практике (рис. 1.9 и 6.18). Зарубежные фирмы в генераторных выключателях на номинальные токи выше 12 кА применяют принудительное водяное охлаждение.

КАГ встроен пофазно в общий экран с токопроводом главного повышающего трансформатора. Первичной обмоткой трансформатора тока КАГа является токоведущая шина главных выводов гидрогенератора, охлаждаемая водой. Токоведущие части КАГа не имеют водяного охлаждения. Это стало возможным благодаря введению сплошного электромагнитного экранирования всей токоведущей системы комплекса. Ток, протекающий по экранирующему контуру, близок к номинальному току нагрузки и достигает 25,5-26,8 кА. Такое значение тока в экранах создает условия практически полного пофазного экранирования. Исследования показали, что без экранирования, но с непосредственным водяным охлаждением токоведущей системы температура нагрева холодных и горячих точек отличается на 50-70%, что является следствием электромагнитного взаимодействия соседних фаз. Электромагнитное экранирование и позволило отказаться от непосредственного охлаждения токоведущей системы КАГа.

КАГ рассчитан на номинальный ток 28 кА, допустимый ток по условиям нагрева в продолжительном режиме (наибольший рабочий ток) составляет 28,5 кА – это и номинальная величина тока отключения.

В период освоения КАГов был выполнен ряд доводочных работ. Среди них наиболее значительной была реконструкция систем охлаждения КАГа. Для каждой фазы КАГа завод выполнил несколько систем охлаждения: дистиллированной водой должны были охлаждаться токоведущий узел подключения КАГа к токопроводу главных трансформаторов и шина (первичная обмотка) трансформатора тока; технической водой должны были охлаждаться с помощью 8 самостоятельных гидравлических ветвей: корпус выключателя, корпус разъединителя, 4 полуэкрана между выключателем, разъединителем и трансформатором тока; экран между токопроводом главных трансформаторов и разъединителем (перемычка); перемычки между корпусами трансформаторов тока. Конструкция присоединений ветвей не соответствовала требованиям надежности.

Каждая водяная система, имея свои гидравлические характеристики, требует соответствующей настройки, контроля за циркуляцией (протоком) воды и обслуживания. Множественность подобных систем (30 гидравлических ветвей на аппарат) создавала высокую вероятность их отказа. Прекращение циркуляции, во избежание перегрева узла, недопустимо.

Кроме того, в теплый период времени (май-июль) на охлаждаемых узлах, в особенности на экранах, происходило обильное выпа-

дение конденсата, который стекал на токоведущие части и цепи вторичной коммутации, что создавало реальную опасность возникновения коротких замыканий, чего допускать было нельзя. Это усугублялось тем, что существенное отличие гидравлических характеристик трактов охлаждаемых узлов приводило к различному их температурному режиму. При снижении нагрузки генератора уменьшением расхода воды, путем снижения её давления на входе в ветвь, необходимый температурный режим обеспечить было невозможно, так как при этом сказывался подпор со стороны сливного коллектора, связанного с нижним бьефом (уровень установки КАГа ниже уровня НБ). Уменьшить давление на входе в ветвь ниже 0,07-0,08 МПа по этой причине было нельзя, иначе прекращался проток воды.

Наряду с этим, и ремонтопригодность указанных узлов КАГа была неудовлетворительной, что требовало больших трудозатрат при профилактике и ремонте.

Эксплуатационной организацией были предложены и реализованы технические решения по модернизации узлов КАГа, позволившие увеличить надежность и несколько улучшить ремонтопригодность аппарата. Так, присоединение первичной обмотки трансформаторов тока к главным выводам генератора, которая теперь представляет единую с выводами шину, позволило обеспечить ее охлаждение дистиллированной водой от общей системы охлаждения генератора. Токоведущий переходный узел присоединения КАГа к токопроводам главных трансформаторов был переустроен на воздушное охлаждение и выполнен в виде гибких перемычек большого сечения. Эти мероприятия позволили отказаться от обеих автономных систем принудительного охлаждения узлов дистиллированной водой. Перемычки между корпусами трансформаторов тока, между КАГом и токопроводами главных трансформаторов также были переустроены на естественное воздушное охлаждение и изготовлены из массивного листового алюминиевого материала, чтобы обеспечить необходимое сечение для протекания тока.

Для предотвращения отпотевания и попадания конденсата на токоведущие части системы охлаждения корпуса и экранов КАГа были переустроены; вместо 6 ветвей было образовано две. Одна ветвь последовательно соединяет корпус разъединителя с половиной экранов, другая – корпус выключателя со второй частью экранов. В каждой системе подвод воды выполнен к наиболее нагретым элементам – к соответствующим корпусам. В этих узлах вода в самом начале тракта быстро достигает температуры, при которой выпадения конденсата не происходит (этот процесс рассмотрен в главе 4). Лишь в месте подключения воды на корпусе образуется небольшая область отпотевания, не представляющая опасности. После прохождения через тракт корпуса вода поступает в тракт охлаждения соответствующего экрана, который является наименее нагретым элементом, и

затем через сливной коллектор в НБ. Последовательность гидравлического соединения (корпус – экран), благодаря увеличению гидравлического сопротивления тракта, позволила поднять давление на входе в ветвь до 0,15-0,3 МПа, что обеспечило стабильность тока воды в тракте. При таком давлении на входе влияние подпора со стороны сливного коллектора мало сказывается на интенсивности охлаждения узлов КАГа.

Эффективность охлаждения элементов КАГов, в особенности корпусов разъединителя и выключателя, оказалась неодинаковой по другой причине. В нижней части корпуса, противоположной стороне от подвода воды, образуются застойные зоны. В этих местах отлагается ил, содержащийся в технической воде. Кроме того, в наиболее нагретых точках может протекать процесс отложений, рассмотренный в главе 4. В период плановых ремонтов КАГов производится промывка застойных зон корпусов раствором трилона Б через специальные отверстия, выполненные для этой цели. Применение технической воды зарекомендовало себя в трубчатой конструкции охладителей, имеющих доступ для периодического их осмотра и механической очистки. Конструкция охладителей должна учитывать свойства хладоагента. Цилиндрическая конструкция рубашки корпуса КАГа не отвечает такому условию.

Завод предусмотрел контроль за тепловым состоянием КАГа путем измерения расхода воды с помощью расходомеров, установленных на напорных коллекторах каждой фазы аппарата. Опыт показал, что показания расходомеров не изменяются, несмотря на сокращение живого сечения тракта охлаждения из-за упомянутых отложений. Поэтому службой эксплуатации установлены датчики температуры непосредственно на корпусах разъединителя и выключателя. При достижении температуры 30^0С на пункте управления появляется сигнал. Эта уставка, которая свидетельствует о нарушении теплового режима КАГа, определена опытным путем. При достижении 50^0С появляется аварийный сигнал, требующий от персонала принятия мер по разгрузке и отключению генератора. Попытка эксплуатационников приблизить датчик температуры к токоведущим частям на расстояние 110 мм (допустимое расстояние по правилам устройств электроустановок для напряжения 15,75 кВ составляет 80 мм) не привела к желаемому результату из-за отбора тепла от датчика, контактирующего с металлическим интенсивно охлаждаемым корпусом КАГа, который был значительно больше, чем передача тепла к датчику от токоведущих частей через воздух.

Серьезный дефект возник из-за неудачной конструкции привода поступательно-перемещающихся контактов разъединителя (рис. 6.18 поз. 4) контактной системы КАГа. Этот контакт не доходил до нужного конечного положения, в результате чего нахлест контактных поверхностей поворотных контактов был недостаточен.

Поэтому поступательно-перемещающиеся контакты разъединителя были исключены из схемы оперативного действия и жестко закреплены в крайнем положении так, чтобы обеспечить надежное замыкание поворотных контактов.

Достаточно частые отказы КАГов происходили из-за изломов передаточных тяг привода коммутаторов контактов вторичных цепей (ККВЦ). Переносом ККВЦ непосредственно к месту выхода штока, перемещающегося от поворотного контакта, была снята эта проблема.

По правилам техники безопасности при выводе в ремонт присоединения необходимо снять давление с привода разъединителя. Однако при этом снималось давление и внутри корпуса (камеры) разъединителя, поэтому воздушный межконтактный промежуток не обеспечивал необходимую электрическую прочность. Для ликвидации этого дефекта было выполнено раздельное воздухоснабжение привода и камер, обеспечившее автономность систем и надежность отключенного состояния разъединителя.

В период освоения КАГа были выявлены и заменены детали некачественного изготовления (пружины дутьевого клапана, не термостойкие манжетные уплотнения, экраны из хрупких алюминиевых сплавов). Была заменена заводская смазка ГОИ-54 на термостойкую ЦИАТИМ-221.

Выполнена реконструкция места подключения токопроводов главных трансформаторов к КАГу с изменением коммутации и места положения измерительных трансформаторов напряжения КАГа, что увеличило пространство между КАГом и токопроводом трансформатора. Это позволяет после разборки компенсаторной вставки устанавливать между КАГом и токопроводами главного трансформатора изолирующие крышки (со стороны токопроводов), что обеспечивает производство ремонта выключателя и разъединителя КАГа без ограничений.

В процессе освоения выяснилось, что КАГ не способен в определенных условиях справиться с отключением небольшого тока. Так, при отключении возбужденного генератора, при собранной схеме главного трансформатора и воздушного перехода 500 кВ длиной около 1000 м в режиме холостого хода произошел отказ КАГа, перешедший в 2-х фазное короткое замыкание в цепи генераторного напряжения. В результате этого две фазы КАГа были повреждены. Расследование показало, что в данном режиме отключаемый ток около 60 А, имеющий емкостной характер, не был погашен вспомогательными контактами выключателя КАГа.

Требования по отключению КАГа в указанном режиме не были заложены в технические условия на его разработку и поставку, поэтому было принято решение, запрещающее отключение генера-

тора в режиме холостого хода при собранной схеме его с блоком и переходом 500 кВ.

Для каждого головного образца оборудования, каким является КАГ, возникновение недостатков или дефектов в период освоения – нормальный процесс. Он показал, что идея, заложенная в конструкции аппарата, принципиально приемлема. Однако в течение 15 лет эксплуатации и доводки этого аппарата развитие мирового выключателестроения продвинулось достаточно далеко, и КАГ, доведенный лишь до нормального для данной конструкции состояния, уже не удовлетворяет требованиям эксплуатации. Примером этого могут служить следующие недостатки:

– любое устранение дефекта внутри аппарата требует полной его расшиновки с демонтажем вводов, которая должна была бы выполняться лишь в период капитального ремонта;

– трудозатраты, связанные с демонтажем большого количества болтовых соединений, уплотнений и вспомогательных узлов, сопоставимы с трудозатратами при текущем ремонте такого крупного агрегата, как генератор;

– КАГ был изготовлен только для Саяно-Шушенской ГЭС, т.е. крупного серийного их производства в целом для электроэнергетики не получилось. С прекращением выпуска аппаратов не производятся и запасные части, поэтому без необходимого запаса сменных узлов и деталей обеспечить длительный срок службы не представляется возможным;

– отсутствие теплового контроля за состоянием контактов токоведущих частей не позволяет предотвратить отказ на ранней стадии их неудовлетворительного нагрева.

Кроме этих недостатков КАГ не удовлетворяет требованиям развивающихся энергосистем, и прежде всего в отключении больших рабочих токов в цепи генератора, например, при действии системной ПА, и тем более, в отключении токов короткого замыкания. Не только по коммутационной способности, но и по материалоёмкости и ремонтопригодности КАГ уже не соответствует современному мировому уровню.

Создание токопроводов генераторного напряжения для связи гидрогенераторов с главными повышающими трансформаторами являлось сложной проблемой, учитывая, что номинальный ток составляет 28,5 кВ, а ударный ток короткого замыкания 480 кА.

Необходимо было разработать мероприятия по защите стальной арматуры железобетона и металлоконструкций, соседствующих с токопроводами, от влияния мощного электромагнитного поля токопроводов. Это поле могло нагревать ферромагнитные элементы

сверх допустимых температур, что привело бы к потере прочности ответственных строительных конструкций (колонны, балки, стены, перекрытия и т.п.). В отечественной практике не существовало аналогов решения возникшей задачи при таком номинальном токе.

Токопроводы главных выводов гидрогенератора до КАГа, расположенного в непосредственной близости от железобетонной "бочки" генератора, выполнены в виде водоохлаждаемых изолированных медных шин обеих параллельных ветвей обмоток статора (рис. 6.19). Наружный размер сечения шин 110х30 мм, а внутреннего канала охлаждения – 80 х10 мм. В месте прохода через окно в "бочке" эти токопроводы выполнены с "переплетенными" фазами таким образом, что результирующее электромагнитное поле соответствует половине полного тока фазы гидрогенератора, что снижает его влияние на окружающие и поддерживающие токопроводы металлоконструкции.

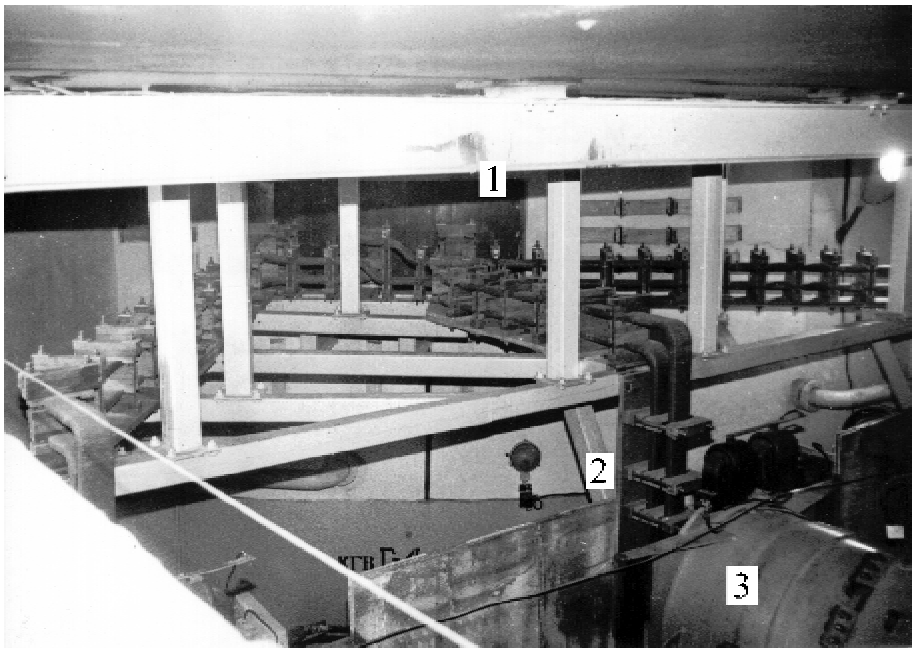


Рис. 6.19 Токопроводы главных выводов генератора с водяным охлаждением

1 – место выхода от генератора; 2 – место подключения к КАГу; 3 – КАГ

Для защиты арматуры железобетона "бочки" установлены размагничивающие короткозамкнутые витки.

Компенсация поля токопроводов с воздушным охлаждением, начиная с КАГа, и до главных трансформаторов обеспечивается за счет перетекания токов по их экранам. При этом разводка "тре-

угольника" главного трансформатора, ток в котором в $\sqrt{3}$ раза меньше полного тока фазы гидрогенератора, выполнена токопроводом с наружным диаметром (по экрану) 1160 мм, а участок между КАГом и треугольником – расщепленными токопроводами диаметром 880 мм, рассчитанными на половинный ток генератора.

Нейтральные выводы гидрогенераторов выполнены с помощью таких же водоохлаждаемых шин с "переплетенными" фазами, что и для главных выводов.

Эффективность защиты металлоконструкций была проверена в режиме короткого замыкания на гидрогенераторе № 9 после установки первого головного образца КАГа. Степень экранирования в пределах КАГа оказалась вполне достаточной. Сильное поле проявилось только в области экранных перемычек у трансформаторов тока, поэтому здесь были запроектированы металлоконструкции из немагнитной стали.

Если во время испытаний на участке пофазно-экранированных токопроводов недопустимых нагревов при токе КЗ, равном номинальному – не было, то на участках главных и нейтральных выводов генераторов с водяным охлаждением шин были обнаружены локальные места интенсивного перегрева вихревыми токами (над окружающим воздухом) поддерживающих немагнитных металлических балок до 80-90^{0}С, т.е. абсолютная температура конструкций составляла 105-115^{0}С. Причиной этого явилась "пучность" поля в узлах, где "переплетенные" фазы собираются в одноименные фазы, в результате чего получилось сложное пересечение из трех шин, которого избежать было нельзя. Поэтому балки в этих местах были реконструированы и выполнены из стеклопластиков, что сняло проблему нагрева поддерживающих конструкций.

В устройствах релейной защиты и автоматики Саяно-Шушенской ГЭС применены технические решения, в основном апробированные на Красноярской ГЭС, в том числе разработанные там впервые. Вместе с тем в связи с появлением нового аппарата КАГа в цепи генератора, не предназначенного для отключения токов короткого замыкания, проектом было предусмотрено воздействие токовых защит гидрогенератора и всех защит трансформатора на отключение выключателей блока 500 кВ. Кроме того, при действии любой защиты одного из генераторов или трансформатора предусматривались гашение поля ротора и остановка турбины этого генератора, а также и параллельно работающего в этом блоке. Это решение снижало надежность и оперативность электрической части ГЭС. Во-первых, при отключении блока даже при незначительном повреждении генератора, не сопровождающемся появлением тока короткого замыкания, или при ложной работе защиты вместе с блоком мог отключиться трансформатор собственных нужд (в блоках

Т1, Т3, Т4 – подключены отпаечные трансформаторы общестанционных собственных нужд). Во-вторых, отключение параллельно работающего генератора искусственно увеличивало дефицит мощности в энергосистеме. В связи с этим службой эксплуатации были предложены и реализованы изменения в действия релейной защиты блока, которые сводятся к следующему: продольная и поперечная дифференциальные защиты генератора и трансформатора действуют на отключение блока. Остальные защиты, в том числе "100% земляная защита", действуют с контролем тока статора генератора. При токе статора ниже номинального генератор отключается КАГом, если ток превышает номинальное значение, то отключается блок выключателем 500 кВ. При отказе КАГа отключается также блок.

Службой эксплуатации было разработано несколько новых устройств и усовершенствований проектных схем релейной защиты и автоматики, направленных на повышение их надёжности, что в свою очередь повысило и надёжность оборудования. Например, на гидрогенераторах внедрена дополнительная максимальная токовая защита оборудования всей цепи генератора, работающего в режиме холостого хода с возбуждением и отключенного от сети КАГом, действующая без выдержки времени на гашение поля ротора; схема управления выключателями ВВБК-500А дополнена устройством сигнализации, позволяющим выявить отказавший модуль выключателя в процессе коммутации; введено дополнительное устройство автоматики по ограничению частоты в энергосистеме, действующее на отключение генератора с помощью КАГа с контролем тока статора; разработана и внедрена автоматика, обеспечивающая перевод генератора в режим синхронного компенсатора и обратно, а также ряд других устройств. За 20-летний период эксплуатации не было случаев неправильной работы устройств релейной защиты и автоматики, которые бы привели к развитию аварий или иным тяжелым последствиям.

Создание сложного комплекса электротехнического оборудования и схем его работы в условиях обеспечения резкого роста единичной мощности агрегатов Саяно-Шушенской ГЭС стало возможным благодаря возникшему в свое время творческому содружеству 28 ленинградских предприятий и научных организаций, которые совместно со строительно-монтажными и эксплуатационными организациями отрасли решали поставленную задачу. Значительную роль в решении этой задачи сыграл как положительный, так и негативный опыт освоения и эксплуатации оборудования Красноярской ГЭС.

* * * * *

Заключительная глава. Некоторые вопросы эффективности ГЭС

7

- *Проектные решения*
- *Транспортировка, хранение и монтаж оборудования*
- *Пусковые комплексы*
- *Научное обеспечение эксплуатации сооружений и оборудования*
- *Вопросы подготовки молодых специалистов*

7.1 Проектные решения

Известно, что строгий смысл понятия эффективности – это отношение полезного эффекта (результата) к затратам на его получение, что похоже на коэффициент полезного действия, характеризующий техническую эффективность какого-либо устройства. Однако, в технико-экономических оценках полезный результат и затраты выражаются многими показателями, в последнее время одним из немаловажных является социальный эффект. В самых разнообразных областях жизни понятие социального эффекта имеет очень широкое применение. Мы применяли и далее будем применять термин – эффективность, акцентируя и отмечая пользу (техническую, экономическую, социальную) от проектных решений, как в период строительства, так и в период освоения гидроэлектростанций, полученную с учётом опыта эксплуатации, по-прежнему не прибегая во многих случаях к чисто экономическим сравнениям на основе каких-либо расчетов.

При оценке эффективности эксплуатации гидроэлектростанций придается основное значение величине условно постоянных затрат на производство электроэнергии (на амортизацию, заработную плату, материалы и прочие расходы), а также коэффициенту готовности ГЭС к несению нагрузки.

Известно, что в самом общем виде коэффициент готовности ($K_г$) выражает собой соотношение количества времени, в течение которого ГЭС готова нести нагрузку (за вычетом времени ($T_р$), затраченного на ремонт оборудования), с календарным временем ($T_к$).

$$K_г = \frac{T_к - T_р}{T_к}$$

В период проектирования в основном уделяется внимание удешевлению стоимости сооружений и оборудования (производственных фондов), влияющему на основной показатель – сумму амортизационных отчислений в эксплуатации. Однако опыт показывает, что всесторонней проработки технических решений, влияющих на величину объема ремонта производственных фондов, и главное, на их надёжность (безаварийность), не проводится. Кроме того, увеличение объема ремонтных работ ведет к увеличению численности персонала, что также снижает эффективность ГЭС [9, 15, 18, 20, 27, 35, 36, 40, 41, 43, 44, 61].

Уже показано, что строительство ажурной конструкции массивно-контрфорсной плотины Красноярской ГЭС было достаточно сложным для суровых климатических условий и уровня отечественной технологии строительства. Проблема трещинообразования в

массивных бетонных плотинах была уже известна. И тем не менее проект контрфорсной плотины был создан. Очевидно, что количество бетона в такого типа плотине по сравнению с гравитационной оказалось бы значительно меньшим. В результате чего расчетный экономический эффект был бы налицо. И этот главный фактор сбросить со счета стало бы трудно в ситуации, когда критика дорогостоящих гидротехнических сооружений была массированной. В особенности, если поводом для этого было заявление главы правительства на поздравительном митинге 10.08.1958 г. в честь завершения строительства тогда самой крупной в мире Куйбышевской гидроэлектростанции: "…несмотря на преимущества сооружения гидроэлектростанций… возникает вопрос: какому направлению в развитии энергетики… следует отдать предпочтение – строительству гидроэлектростанций или тепловых электростанций?… Речь идет о том, чтобы дать преимущество строительству тепловых электростанций, имея в виду выиграть время в соревновании с капитализмом…".

Менять решение в условиях уже строящегося гидроузла было нелегко. Но соображения о необходимости повышенной надежности плотины, в чем немалая роль отводилась факту проживания ниже створа ГЭС более миллиона человек, побудили принять решение о строительстве гравитационной плотины.

Приведенная в главе 2 характеристика плотины Красноярской ГЭС свидетельствует о ее высокой надежности, что стало возможным в результате влияния на проектное решение опыта строителей и эксплуатационников на ранней стадии возведения гидроузлов [20].

Опыт творческого сотрудничества с проектной организацией и влияния эксплуатационников на ранней стадии технического проекта выразился и в других важных решениях при создании Красноярской ГЭС. Они взвешивались и с точки зрения наименьших затрат, и обеспечения наибольшей надежности будущей эксплуатации ГЭС. К их числу относится, в частности, уже показанный выбор уровня заложения водоприемников гидротурбин. При рассмотрении этого вопроса ставилась задача сохранения наилучшего состояния рабочих колес турбин при воздействии кавитации и вибрации, связанной с пульсацией потока. Не в пример Братской ГЭС, где было реализовано решение по устройству водоприемников гидротурбин со значительным заглублением, позволявшее подать воду на турбину при напоре существенно ниже расчетного. Это решение было подчинено задаче пуска первого агрегата ценой выполнения предельно минимизированного объёма строительно-монтажных работ, вместо поиска иного проектного варианта для условий Братского гидроузла с водохранилищем многолетнего регулирования. Медленное его наполнение в течение нескольких лет и следовательно, большая задержка по достижению номинального напора является для данного

гидроузла нормальным расчетным случаем, а проектной проработки, обеспечивающей нормальные эксплуатационные условия для работы турбинного оборудования, в данном случае не было. В результате это привело к возникновению больших кавитационных разрушений лопастей рабочих колес гидротурбин, работавших длительное время на напорах существенно ниже расчетных. При ликвидации этих разрушений был выполнен большой объём ремонтных работ по заплавке каверн, имеющих значительную глубину и площадь (в некоторых случаях каверны проникали на всю толщину лопасти – насквозь). Ремонт таких повреждений в условиях ГЭС, непосредственно в камере рабочих колес, очень трудоемок. Кроме того, восстановить заводской профиль лопастей в полной мере не удалось, в результате коэффициент полезного действия турбин снизился.

При создании гидроузлов с водохранилищами многолетнего регулирования, или если для заполнения водохранилищ требуется ряд лет по каким-либо другим причинам, должны действовать другие исходные соображения, например, применение временных рабочих колес на весь период работы турбин с напорами значительно ниже минимальных расчетных или возведение первоначальной ГЭС (см. ниже).

Хорошо известно, что чем крупнее (до известного предела) испытуемая модель рабочего колеса турбины, тем точнее соблюдается соответствие (подобие) натурных энергетических характеристик РК модельным, поскольку уменьшается влияние масштабного эффекта. Но при слишком больших размерах моделей усложняются лабораторные модельные установки и сильно увеличивается их стоимость. Поэтому практикой установлены некоторые нормы наиболее целесообразных размеров моделей, применяемых на энергетических стендах заводов с диаметром РК от 250 до 600 мм. На моделях меньше 250 мм слишком сильное влияние оказывает масштабный эффект. Использование моделей более 600 мм ограничивается указанными выше трудностями. Однако проектирование Красноярской гидротурбины, превышающей более чем вдвое мощность созданных к тому времени отечественных агрегатов и не имеющей мировых аналогов, требовало нестандартного подхода.

Кроме общепринятых исследований моделей РК турбин Красноярской ГЭС стандартных размеров на лабораторных стендах завода, ЛМЗ предложил провести исследования на модели диаметром 1 м и изготовил её. Проектная организация и заказчик приняли и реализовали это предложение, используя действующую Баксанскую ГЭС как испытательный стенд турбины Красноярской ГЭС (натурное РК турбины Баксанской ГЭС имеет диаметр 1 м). Для этого был выполнен достаточно большой объём проектно-конструкторских и строительно-монтажных работ на Баксанской ГЭС, чтобы один из её агрегатов приспособить под модельные исследования. Была перестроена проточная часть турбины и отводной канал, в котором был

смонтирован специальный затвор с подъемным устройством для обеспечения регулирования нижнего бьефа в период исследований.

В результате исследований были получены необходимые данные для конструирования турбины Красноярской ГЭС, а также её энергетические характеристики, приближенные к натурным условиям.

Надежные результаты, полученные при исследованиях на крупной модели, повлиявшие на улучшение эксплуатационных свойств турбин Красноярской ГЭС, являются хорошим подтверждением оправданных проектных решений, несмотря на возникшие дополнительные затраты на строительство испытательного стенда на Баксанской ГЭС.

Выполнение всех технологических операций по изготовлению и обработке неразрезанных рабочих колес гидротурбин Красноярской ГЭС в заводских условиях гарантировало соблюдение точной геометрии проточной части РК и высокое качество её поверхности, что обеспечило хорошее совпадение натурной характеристики турбины с крупномодельной.

В таблицах 84 и 85 показаны сравнительные значения мощности и коэффициента полезного действия турбин Красноярской ГЭС, полученные при натурных испытаниях, с соответствующими параметрами, полученными путем пересчета с характеристики, построенной заводом по результатам модельных испытаний.

Таблица 84

Средний напор, м	Максимальная мощность турбины (натурная), МВт	Максимальная мощность турбины, полученная перерасчетом с модельной характеристики, МВт
96,5	532,77	508,0
90,0	505,50	483,0

Таблица 85

Напор, м	Мощность турбины при максимальном КПД (натурная), МВт	Максимальный (натурный) КПД, %	Максимальный КПД по эксплуатационной характеристике, построенной на основе модельной, %
71,5	325,0	90,0	88,5
90,0	450,0	93,3	93,2
93,0 и более	500,0	94,0	94,0

Из приведенных данных видно, что натурные значения мощности и КПД равны или больше, чем полученные пересчетом с модельной характеристики, а при напоре 71,5 м КПД выше на 1,5%, что в подавляющей мере является результатом точности изготовления РК турбин благодаря проектному решению о неразрезной их конструкции.

Проектной организацией был разработан для Красноярской ГЭС машинный зал высотой всего 4 м с раздвижными люками над каждым агрегатом. Над этим машзалом должен был передвигаться козловой кран грузоподъемностью 1000 т, который планировалось снабдить теплым кожухом. Кран должен был встать над люком ремонтируемого агрегата, и благодаря кожуху в машинный зал не попали бы холодный воздух и осадки. На площади, образованной кожухом и люком, по замыслу проектировщиков, должны были проводиться ремонтные работы, требующие кранового обслуживания [103].

В результате обоснованных альтернативных предложений эксплуатационников был разработан и реализован проект машинного зала Красноярской ГЭС закрытого типа с сокращенной высотой, но обеспечивающей выполнение всех необходимых ремонтных работ, в том числе перемонтаж агрегатов с помощью двух внутренних мостовых кранов. Высота машзала не позволяет лишь перенос на монтажную площадку спаренного с валом рабочего колеса турбины. Удачное строительно-архитектурное решение машинного зала с естественным освещением создает необходимые условия для ремонтно-эксплуатационных работ.

Опыт эксплуатации позволил разработать и внедрить ещё ряд эффективных решений, среди которых заслуживают внимания:

– создание системы осушающих устройств здания ГЭС с двумя приемными коллекторами большого сечения (проходными), вместо предлагаемого проектировщиками одного, диаметром 700-800 мм, что исключало какой-либо ремонт его и осмотр. Проходные коллекторы располагаются под плитой отсасывающих труб, что почти не вызвало увеличения скальной выемки и в то же время позволило получить большую емкость для приема значительного объема воды в первый момент откачки отсасывающих труб и обеспечивать гарантированное прижатие затворов;

– рациональная компоновка насосных станций осушающих устройств, которая позволила сократить длину трансмиссионных валов артезианских насосов. Это повысило их работоспособность и надежность;

– применение идентичных по конструкции трех козловых кранов водосливной и станционной плотины на единых подкрановых

путях. По проекту предлагались два одинаковых крана на водосливной плотине на своих подкрановых путях – несоосных со станционными путями, и один кран меньшей грузоподъемности на самостоятельных путях для обслуживания оборудования станционной плотины. Такая компоновка предполагалась с целью экономии бетона, так как единые подкрановые пути потребовали развития конструкции гребня станционной плотины в плане. Предложенная эксплуатационниками и реализованная схема идентификации кранов и их путей увеличила их маневренность, взаимозаменяемость и сокращение затрат на содержание кранов; был увеличен и ход подвески главного подъема кранов, обеспечивающий её досягаемость до отметки порогов водоприемников, что оправдало себя в их эксплуатации.

Важное место занимают предложения эксплуатационников, вызвавшие коренные изменения компоновочных решений при проектировании главных схем первичной коммутации 500 кВ и 220 кВ Красноярской ГЭС.

Проектом предполагалось создать схему соединений на напряжении 500 кВ путем подключения двух присоединений через три выключателя (полуторная схема). Доводы эксплуатационников привели к разработке и реализации схемы первичных соединений ОРУ-500 кВ с двумя секционированными системами шин и с двумя выключателями на каждое присоединение. Она зарекомендовала себя исключительно надежной (как в нормальных, так и в аварийных ситуациях) по сохранению транзита перетоков в энергообъединении Сибири. При этом обеспечивается соблюдение графика ремонта выключателей, т.е. поддержания нормального их технического состояния. Концепция некоторых специалистов, заключающаяся в том, что чем меньше применено выключателей, тем схема надежнее – оказалась несостоятельной.

Выполнение электропередачи на напряжении 500 кВ воздушными переходами от здания ГЭС до ОРУ осложнялось рельефными условиями, отсутствием достаточных монтажных площадей для сборки высоких опор, а также незамерзающим потоком воды в нижнем бьефе, пропускаемым через строительные водосбросы. Поэтому рассматривался вариант кабельного перехода 500 кВ. Благодаря использованию плавучих средств в качестве дополнительных монтажных площадок трудности были преодолены. Дополнительные затраты на строительно-монтажные работы компенсированы тем, что в период эксплуатации почти отсутствуют затраты на содержание переходов электропередачи от ГЭС до ОРУ. Кроме того, за 30-летний период не было отказов в работе воздушных переходов, в отличие от кабельных переходов 500 кВ, эксплуатируемых на других ГЭС.

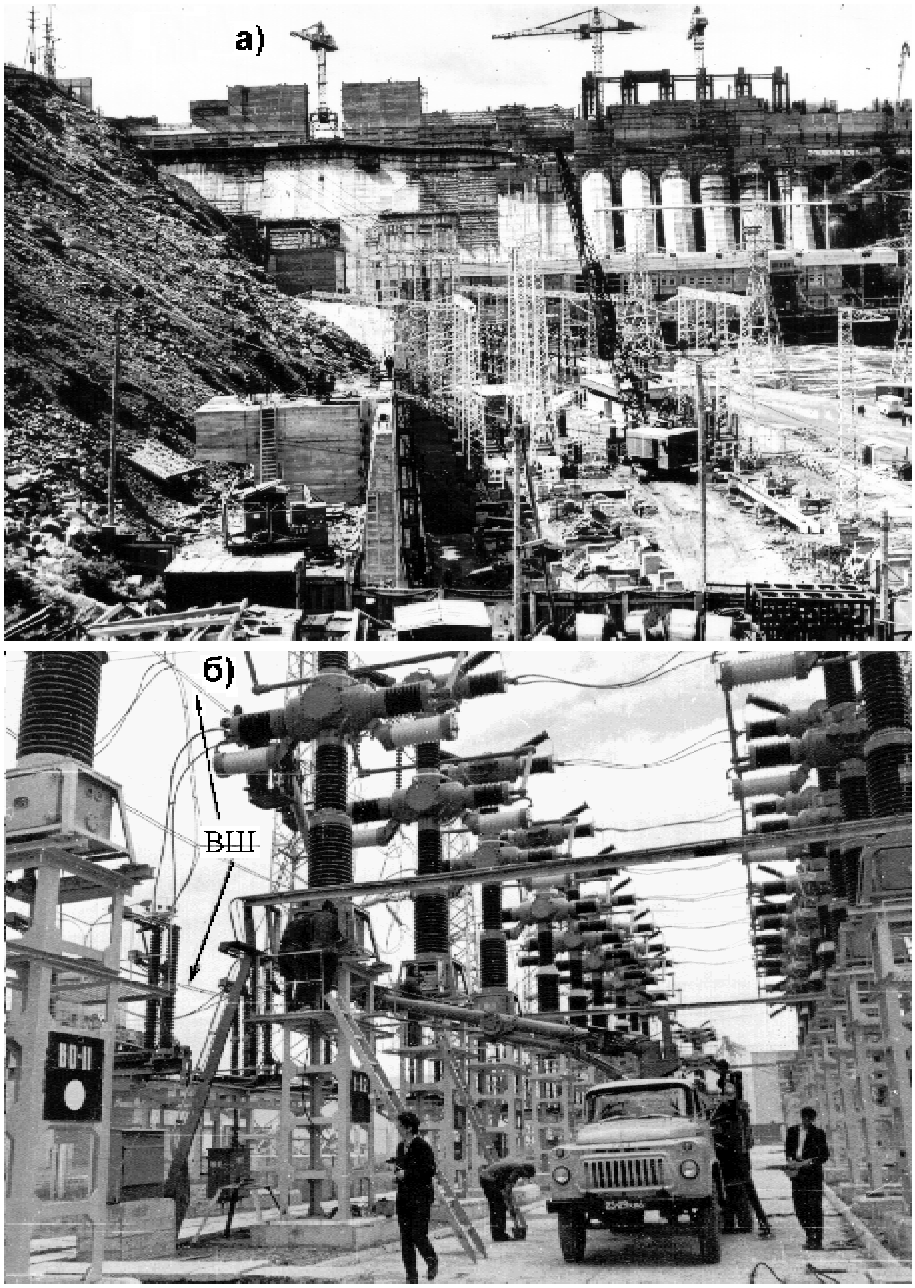


Рис. 7.1 ОРУ-200 кВ Красноярской ГЭС:

а) – строительство ОРУ и его камнезащитной стенки;
б) – ремонт оборудования ОРУ; ВШ – вертикальная система шин

Заслуживает хорошей оценки разработка и реализация расширения территории ОРУ-220 кВ, несмотря на дополнительный объем скальной выемки и устройство высокой железобетонной камнезащитной стенки (рис. 7.1а). Это позволило приблизить ОРУ не-

посредственно к косогору и сконструировать электрическую схему с применением основной системы сборных шин с обходной системой шин и с одним выключателем на присоединение. Предполагавшаяся проектом чисто блочная схема с установкой выключателей у потребителя стала неконкурентоспособной и была отвергнута. Кроме этого, новое компоновочное решение ОРУ-220 кВ обеспечило применение механизмов для его эксплуатации, эффективность чего при ремонтных работах является очевидной.

Но самым главным фактором успешности решения размещения ОРУ-220 кВ вблизи ГЭС является предложение проектной организации (В. Ф. Ласло и др.) о вертикальном расположении сборных шин на опорах (рис. 7.1б), в отличие от традиционного классического способа горизонтального крепления шин на порталах. Опытом многолетней надежной эксплуатации вертикальной ошиновки на Красноярской ГЭС подтверждена её высокая работоспособность и ремонтопригодность. Это позволило использовать такое предложение при создании ОРУ-500 кВ Саяно-Шушенской ГЭС, компоновать которое пришлось на достаточно стесненной территории в междугорье.

Очень важное место занимают проектные решения, на которые повлиял опыт эксплуатации при компоновке технологическо-производственных помещений в здании ГЭС. Весьма оправданным является расположение на одной отметке панелей релейной защиты, сигнализации и автоматики гидроагрегатов, возбуждения генераторов, преобразователей системы возбуждения и их вспомогательного оборудования, регулятора частоты вращения и другой аппаратуры управления технологическим оборудованием. Разобщение таких устройств на разных отметках приводит к трудностям в эксплуатации и увеличению трудозатрат.

Машинный зал со сплошным перекрытием пола создает наиболее удобную и простую схему ремонтно-эксплуатационных работ.

Для Саяно-Шушенской ГЭС первоначально был разработан проект машзала полуостровного типа, который якобы, по мнению проектной организации, позволял расширить использование кранов при ремонте вспомогательного оборудования. Это утверждение аргументировано только на первый взгляд. На самом же деле краны машинного зала необходимы в первую очередь для ремонтного обслуживания генераторов и турбин вплоть до полного их перемонтажа. Турбину и генератор кран может захватить сверху с отметки их верхнего перекрытия, и чем больше площадь вокруг генератора на этом уровне, тем проще и с меньшими затратами труда возможен ремонт агрегата. Оборудование, расположенное в этом случае под сплошным перекрытием машзала (в турбинном зале), является вспомогательным, оно невелико по габаритам и массе (компрессоры, насосы, задвижки, теплообменники, мелкие электрические шкафы,

трансформаторы собственных нужд, электродвигатели и т.п.). Ремонт этого оборудования, связанный с применением подъемных средств, крайне редок, а трудозатраты в сотни раз меньше. При необходимости демонтажа и транспортировки такого оборудования легко применить, например, электрокар со смонтированным на нем подъемным устройством или иное несложное приспособление, а также стационарные смонтированные в перекрытии закладные крюки, монорельсы и тому подобные устройства для подвески талей.

Сплошное перекрытие машинного зала создает эффективные условия и для организации эксплуатационного осмотра. При обходе и осмотре оборудования производятся конкретные операции, во время которых дежурный персонал считывает показания приборов, названия прошедших сигналов о неисправностях или воздействует на органы управления агрегатов и устройств. Таких мест и точек, где располагаются приборы контроля и сигнализации, достаточно много. Например, обслуживая генераторы Саяно-Шушенской и Красноярской ГЭС, следует знать величины активной и реактивной мощности, тока и напряжения статора и ротора, распределение тока по ветвям многоплечевого преобразователя системы возбуждения, температуру, расход и давление охлаждающей воды в системах охлаждения генератора или его системы возбуждения, температуру "меди" и "железа", статора, подпятника и подшипника генератора, состояние схем автоматики, релейной защиты и сигнализации (положение блоков, накладок, прошедших сигналов о неисправностях и т.п.), состояние щеточного аппарата и другое. Если обход с такой целью сопровождается переходами дежурного персонала с отметки на отметку, то эффективность организации эксплуатационного надзора будет низкой, необходимо будет увеличивать численность дежурного персонала. Сплошное перекрытие машинного зала, в отличие от островного или полуостровного, создает условия для компоновки названных выше устройств на одной отметке в непосредственной их близости друг от друга.

Эти аргументы эксплуатационников привели к тому, что проект полуостровного типа машинного зала Саяно-Шушенской ГЭС был отменен, и разработан и реализован проект машзала с единым перекрытием на уровне верхней крестовины генераторов. Этот пример, так же как и другие, свидетельствует о том, что при определенных условиях проектные организации могут учитывать аргументированные соображения, направленные на повышение надежности и эффективности гидроэлектростанций. Однако это и свидетельство того, что у проектных организаций не на первом месте внимание к факторам, подчиняющим технические решения обеспечению эксплуатационной эффективности.

Эксплуатационникам хорошо известно, что даже в таких очень несложных и будничных мероприятиях, как уборка помещений или

содержание в чистоте оборудования, от чего в значительной мере зависит безотказность его работы, необходима продуманная система организационных и технических мер, чтобы эту работу выполнять с наименьшими затратами. Если подобные решения проектом не разработаны, то эффективность эксплуатации будет низкой. Нельзя, например, считать, что затраты на простейшую влажную уборку помещений будут оправданы, если нет разветвленной сети холодной и горячей водораздачи по помещениям, или таких мест раздачи мало и они неудобно для персонала расположены. Нельзя претендовать на эффективность охраны объектов, если нет дуплексной громкоговорящей связи, нет устройств дистанционного управления у шлагбаума и ворот и т.д. Неудовлетворительной является организация работ, например, и там, где очистка агрегата или панелей управления от пыли производится путем продувки сжатым воздухом, если нет простых и оперативных средств, обеспечивающих выброс пыли и газов за пределы здания ГЭС через специально запроектированные устройства. Тщательная проектная проработка организационно-технических вопросов ремонтно-профилактического обслуживания в значительной мере снижает трудовые затраты. В частности, это относится к наличию, разнообразию и расположению так называемых “мастерских участков” на территории и в технологических помещениях ГЭС. Такой участок должен быть приспособлен и для размещения там верстаков, мелкого станочного оборудования, и для индивидуального и группового профессионального обучения, для проведения инструктажей, а также и для кратковременного отдыха и обсуждения производственных заданий. Помещение должно быть в каждой группе, сформированной по профессионально-техническому признаку (например, для групп по ремонту: электрической части генераторов, механической части генераторов, трансформаторов, турбин, регуляторов частоты вращения, систем возбуждения, устройств собственных нужд и т.п.). Рациональное размещение участков относительно обслуживаемого ими оборудования и их достаточность значительно сокращает потери рабочего времени. Отсутствие их приводит к увеличению численности работающих.

На Красноярской и Саяно-Шушенской ГЭС на стадии проектирования и в первоначальный период их освоения с учетом опыта эксплуатации оказалось возможным создать систему указанных участков. Это обеспечило необходимые условия для обслуживания оборудования и сооружений. Например, строительство специальной теплой стоянки для автокранов, автогидроподъемников и другой техники в непосредственной близости от ОРУ явилось весьма важным мероприятием для эксплуатации, обеспечившим значительную экономию времени.

Наряду с этим, не удалось решить вопросы обеспечения эксплуатации высотных объектов: наклонных граней плотины, внутрен-

них объёмов турбинных водоводов, уникальных опор воздушных переходов 500 кВ, витражей машзала, порталов, балок крановых и автодорожных мостов и т.п. Например, производство работ по окраске козловых кранов, имеющих высоту 40 м, превращается в проблему, требующую проектного решения.

Спектр такого рода мероприятий в эксплуатации крупных ГЭС, эффективность которых зависит от проектных решений, весьма широк. От продумывания количества и рассредоточения участков для обслуживания сооружений, оборудования и их механизации до тщательности и скрупулёзной детализации как проектов производства эксплуатационно-ремонтных работ, так и проектов производства строительно-монтажных работ. При разработке проектов производства строительно-монтажных работ с целью достижения высокой надежности допустимы и максимальные материальные и финансовые затраты в период строительства. Одним из таких решений является конструкция поверхностного водослива плотины Красноярской ГЭС. При его строительстве на достаточно обширной поверхности водослива была обеспечена высокая точность установки опалубки (до миллиметров) при значительной трудоемкости работ. Были применены дорогостоящие материалы для обшивки лицевой поверхности опалубки – пористая древесноволокнистая плита и хлопчатобумажная ткань, что обеспечило за счет отбора свободной воды поверхностное упрочение бетона. Был обеспечен особо строгий контроль за укладкой бетона и уходом за его поверхностью на водосливе. После снятия опалубки был выполнен значительный объем работ по дополнительному выравниванию отдельных участков поверхности водослива с покрытием обработанных мест эпоксидными составами. Все эти меры позволили получить очертание водосливной грани, близко соответствующее теоретическому профилю, а поверхность бетона гладкую, имеющую высокую прочность. После слива через плотину в течение 30-летнего периода эксплуатации более 30 км^3 паводковых вод с удельным расходом около 50 м^2/с эрозии бетона на водосливной поверхности практически нет, кроме незначительных участков на месте схода струи с носка.

Иной пример являет собой водобойный колодец плотины Саяно-Шушенской ГЭС. Недостаточная изученность работоспособности таких конструкций при гашении огромной энергии воды (более 25 млн. кВт) привела к тому, что бетонное крепление дна водобойного колодца было разрушено, о чем подробно рассказано во 2-й главе.

Таким образом, концепция проектирования, обеспечивающая максимальную эффективность и надежность гидроэлектростанций, должна опираться на опыт эксплуатации действующих ГЭС. Технические проектные решения должны быть подчинены минимуму затрат и максимальной рациональности при выполнении любой технологически необходимой эксплуатационной операции. Каждый

раздел проекта ГЭС должен содержать эксплуатационную его характеристику. Предложения в проект для учета так называемых "мелочей", в качестве примера перечисленные выше, могут внести только эксплуатационники. А для этого необходимо, чтобы на стадии технического проектирования, во-первых, проектные решения прошли экспертизу в эксплуатационных организациях, и, во-вторых, проектной организацией должно быть проведено специальное техническое обследование нескольких действующих ГЭС с целью выявления недостатков в обеспечении эффективности их эксплуатации.

7.2 Транспортировка, хранение и монтаж оборудования

Качество, надежность и эксплуатационная эффективность крупного гидросилового и электротехнического оборудования ГЭС зависит, в частности, и от того, насколько оптимально решены вопросы транспортной схемы его доставки, организации хранения и условий монтажа. Эти этапы являются звеньями единой технологической цепи и по существу закладывают некоторую основу надёжности оборудования в будущей эксплуатации. При создании сверхмощных ГЭС возникают особенности, имеющие принципиальный характер при решении вопросов транспорта и хранения оборудования.

Концепция создания гидротурбин Красноярской ГЭС содержала в себе, наряду с другими, важнейший принцип, обеспечивающий их высокое качество, – это изготовление неразрезных рабочих колес, полностью обработанных в заводских условиях без каких-либо доводочных работ на монтажной площадке. На ГЭС Грэнд-Кули (США) была осуществлена та же идея изготовления неразрезанного рабочего колеса турбины. Там сварка рабочего колеса была произведена непосредственно на ГЭС, поскольку с завода доставить такой груз большой массы и габаритов было невозможно. Перенос заводской операции по изготовлению РК на стройку значительно усложняет и удорожает строительство ГЭС, а, кроме того, качество изготовления в заводских условиях выше, чем в строительных. Поэтому особенно необходимы тщательно продуманные проектные решения способов транспортировки, хранения и монтажа такого оборудования, чтобы они приобрели определенную самостоятельность наравне с другими разделами проекта с такой же степенью ответственности. Тщательное исследование реальных возможностей использования того или иного вида транспорта и правильная оценка продолжительности перевозок, а также времени и условий хранения оборудования – могут стать основой, которая позволит правильно решать поставленную задачу по повышению эффективности гидроэлектростанций.

Рабочие колеса турбин Красноярской ГЭС можно было доставить на стройплощадку по железной дороге, но их необходимо было бы разделить на четыре части. При этом потребовались бы специальные железнодорожные транспортеры, а кроме того, негабаритность этого железнодорожного груза достигла бы IV степени, что требует особых условий для продвижения такого груза и соответствующих издержек.

Применение цельных РК упрощает их конструкцию и снижает вес, уменьшает продолжительность монтажных работ и повышает надежность турбин и энергетическую эффективность, что стало возможным в результате правильно разработанной водной транспортной схемы доставки РК от завода до строительства ГЭС через Северный морской путь. Такой проект в отечественной практике гидростроительства был разработан впервые для Красноярской ГЭС. Для этого на р. Неве у завода был сооружен специальный пирс, на который готовые рабочие колеса турбин на специальных самоходных тележках доставлялись непосредственно из цеха по специальным железнодорожным путям. С заводского пирса РК перекатывались на палубу речной баржи и доставлялись в морской порт, где перегружались в трюм специально переоборудованных морских лихтеров. Лихтеры транспортировались через систему Беломоро-Балтийского канала, Белого моря и Северного морского пути до устья р. Енисей

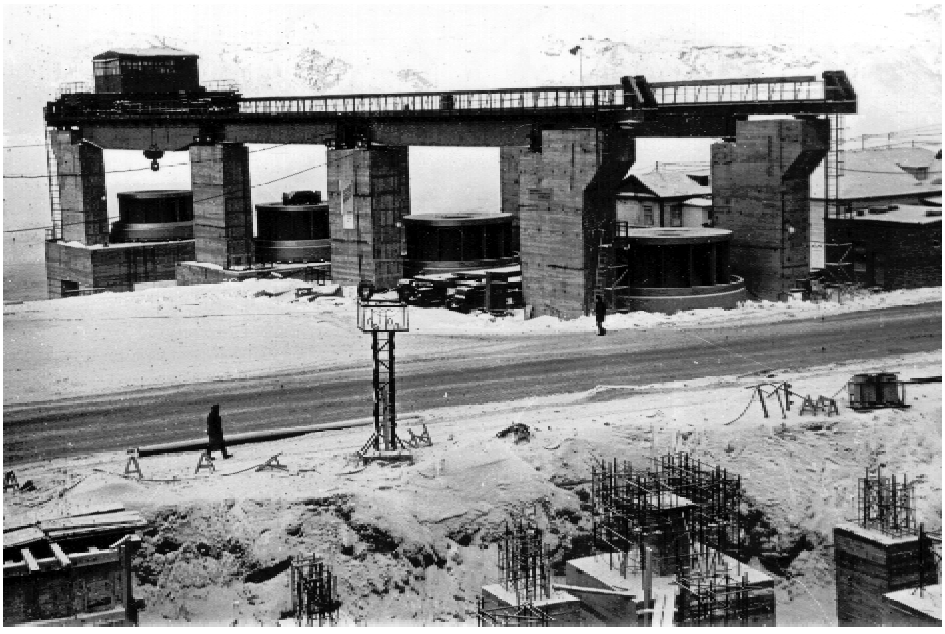


Рис. 7.2 Причал разгрузки рабочих колес с водного транспорта на Красноярской ГЭС

и по Енисею до створа строительства Красноярской ГЭС. В трюме лихтера размещались два РК и две крупногабаритные (также с целью повышения надежности) неразрезные ванны подпятников гидрогенераторов. В непосредственной близости от монтажной площадки ГЭС был построен специальный причал для лихтеров с мостовым краном грузоподъемностью 260 т (рис. 7.2). От причала на монтажную площадку были проложены четырехколейные железнодорожные пути, по которым РК доставлялись на самоходных тележках на монтажную площадку (рис. 7.3).



Рис. 7.3 Перекатка рабочих колес турбин Красноярской ГЭС от причала на монтажную площадку

Несмотря на кажущуюся сложность и громоздкость транспортной схемы РК турбин и дополнительные затраты на сооружение заводского пирса и причала на ГЭС, эта схема себя оправдала, так как обеспечила условия для высокой надежности гидротурбин Красноярской ГЭС. Этот очевидный эффект был воспринят не всеми проектными организациями одинаково. В частности, для Усть-Илимской ГЭС, спустя два года после успешно реализованной транспортной схемы доставки РК на Красноярскую ГЭС, настойчиво разрабатывался вариант изготовления разрезных РК с доставкой железнодорожным транспортом. Участие эксплуатационников Красноярской ГЭС в

дискуссии по этому вопросу имело решающее значение. Для Усть-Илимской ГЭС был принят вариант неразрезных РК турбин с доставкой их от завода водным транспортом на р. Ангару также через Северный морской путь. Для перевозки РК Саяно-Шушенской ГЭС транспортная схема не дискутировалась, она была принята без

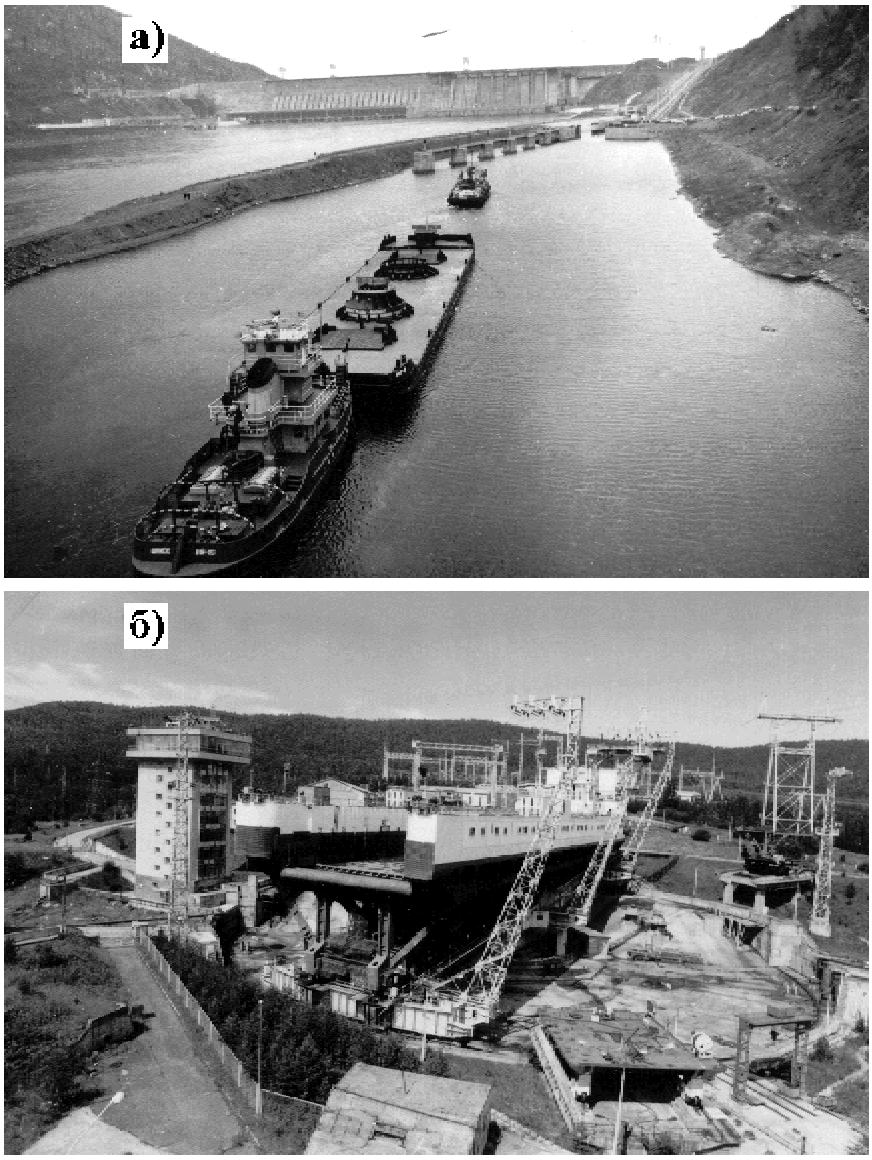


Рис. 7.4 а) буксир с баржей, на которой находятся первое временное РК и ванна подпятника Саяно-Шушенской ГЭС, на подходе к судоподъемнику Красноярской ГЭС с нижнего бьефа; б) камера судоподъемника

оговорок, исходя из положительного опыта, полученного на Красноярской ГЭС, с внесением некоторых улучшающих поправок в части применения морских и речных транспортных и погрузочных средств. Кроме того, в транспортной схеме был задействован судоподъемник Красноярской ГЭС, через который на речных баржах переправлялись РК Саяно-Шушенской ГЭС вверх по р. Енисей (рис. 7.4). Значительная заслуга в успешной реализации водной схемы перевозки РК гидротурбин наряду с Ленгидропроектом принадлежит многим учреждениям Минморфлота и Минречфлота РСФСР.

Доставленное на строительную площадку ГЭС оборудование нуждается в обеспечении необходимых условий для хранения и монтажа. Идеальная схема монтажа оборудования – с "колес" – далеко не всегда осуществима. Однако первоначальным проектом этот вопрос для Красноярской ГЭС проработан не был. Предмонтажный цикл содержания оборудования имеет большое значение для будущей его эксплуатации. Поэтому этот цикл нуждается в тщательной проектной проработке и должен быть важной составной частью проекта создания ГЭС.

В частности, статоры гидрогенераторов Красноярской и Саяно-Шушенской ГЭС, имеющие водяное внутрипроводниковое непосредственное охлаждение обмотки, испытывались на заводе на гидравлическую плотность. Поскольку конфигурация стержней обмотки сложная, удалить всю воду из неё было невозможно. Поэтому во избежание замерзания воды и, соответственно, повреждения водяного тракта транспортировка статоров в морозный период была запрещена. Однако монтаж генераторов планировался круглогодично, поэтому поставка статоров должна была производиться по времени с большим упреждением, а для этого необходимо было обеспечить соответствующее их хранение и в зимнее время.

На качество изоляции обмоток гидрогенераторов, зеркальных поверхностей дисков их подпятников, других ответственных узлов может серьезно повлиять длительность хранения и температурно-влажностные условия содержания. Для гарантированного хранения необходимы специальные склады, обеспечивающие такие условия содержания оборудования. Это важно еще и потому, что правильная организация заказчиком специального хранения оборудования исключает подавляющую часть вопросов, которые возникают в конфликтных ситуациях, когда завод может снять свои гарантии при вводе в действие ответственного и, в особенности, уникального оборудования по мотивам неудовлетворительного его хранения.

На Красноярской ГЭС эксплуатационниками были сформулированы требования по созданию специальных складских помещений с регулированием в них температуры и влажности окружающей среды для хранения четырех гидрогенераторов. Склады были за-

проектированы и построены. Они имеют съемное кровельное перекрытие с господствующим над ними козловым краном грузоподъемностью 120 т. В результате была обеспечена сохранность заводского состояния ответственных узлов гидрогенераторов, по этому поводу в период монтажа не было претензий со стороны шефмонтажников, и это позволяло вести монтаж высокими темпами, что является подтверждением правильно принятых решений.

Чисто экономическая эффективность подобных мероприятий видна из следующих цифр. От общей стоимости оборудования Красноярской ГЭС стоимость гидрогенераторов составляет 30%. Сметная стоимость предмонтажной ревизии составляет 3%, т.е. на ревизию гидрогенераторов пришлось бы затратить около 1% от стоимости всего оборудования (затраты могли и превысить расчетные по смете). В результате специального хранения гидрогенераторов затраты на их предмонтажную ревизию не потребовались. Затраты на мероприятия по специальному хранению гидрогенераторов составляют всего лишь 0,3% от общей стоимости оборудования [44]. То есть меры, благодаря которым было сохранено отличное техническое состояние наиболее уязвимых и ответственных узлов гидрогенераторов, оказались и экономически целесообразными.

Проекты производства монтажных работ энергетического оборудования на гидротехническом строительстве во многих случаях по глубине, содержанию и тщательности проработок, а, главное, по взаимоувязке со строительными работами уступают проектам производства работ, выполняемых строительными организациями по укладке бетона, возведению строительных и металлических конструкций. Монтажные работы гидросилового и электротехнического оборудования нуждаются в проектировании с такой же ответственностью, в особенности это относится к пусковому периоду уникального оборудования, где свойства материалов, из которых оно создано, очень высоко использованы (нагружены). Поэтому в период монтажа оборудования должна быть высокая готовность строительных конструкций, технологических помещений и их отделочных работ, а таких требований проекты производства монтажных работ не содержат. Совершенно недопустимо осуществлять монтаж оборудования в недостроенных зданиях, где оно подвержено воздействию атмосферных осадков, отрицательной температуры и сильному запылению.

На Красноярской ГЭС по предложению эксплуатационников заблаговременно была начата подготовка и проектные проработки пусковой схемы первых агрегатов и общестанционных устройств, где было отведено значительное место разработке условий, обеспечивающих проведение монтажных работ энергетического оборудования с высоким качеством. Эти проработки были успешно

реализованы благодаря творческому сотрудничеству эксплуатационников, монтажников и строителей.

Одна из особенностей подхода к решению такой непростой проблемы – пуска первых агрегатов в условиях интенсивного разворота строительно-монтажных работ – заключалась в том, что путем заблаговременных проектно-компоновочных решений были созданы условия для обеспечения завершенности минимально необходимых технологических помещений. Одновременно со строительством здания ГЭС и плотины строились и отделывались помещения для закрытых распредустройств, аккумуляторных батарей, маслохозяйства, компрессорных, центрального пульта управления, устройств водоподготовки и т.п.

На Красноярской ГЭС впервые в стране в практике монтажа крупных гидроагрегатов работы проводились в постоянном машинном зале, где оборудование было защищено от атмосферного воздействия. Это благоприятно сказалось на ускорении сроков, сокращении затрат и повышении качества монтажных работ. Например, такая операция, как сушка обмотки статора для обеспечения её испытаний повышенным напряжением 34,5 кВ (ГОСТ для заводских испытаний $U_{исп} = 2\,U_{н} + 3$), до опускания ротора занимала всего несколько часов. Это стало возможным как благодаря высокой готовности помещений, так и в результате специальной организации хранения гидрогенераторов. Ни на одной крупной гидроэлектростанции до Красноярской ГЭС указанные испытания изоляции обмотки статоров не производились из-за опасения её пробоя по причине недопустимого увлажнения.

Обеспечить сушку обмотки статора, пока не смонтирован ротор, практически невозможно, для этого потребовалось бы очень много времени и пришлось бы создавать специальный и мощный источник энергии. Невыполнение такой важной операции, как испытание изоляции обмотки статора повышенным напряжением до опускания ротора, является серьезным упущением технологии монтажа, влияющим на последующую надежность гидроагрегата, поскольку это испытание позволяет произвести отбраковку потенциально дефектных участков (стержней) обмотки. После монтажа (опускания) ротора по ГОСТ уровень испытательного напряжения требуется снизить $U_{исп} = (2\,U_{н} + 3)\cdot 0{,}8$, т.е. применительно к гидрогенераторам Красноярской и Саяно-Шушенской ГЭС, где $U_{н} = 15{,}75$ кВ, испытательное напряжение для данного случая равно 27,6 кВ – это снижение на 25% для выявления дефектов изоляции существенное.

На Саяно-Шушенской ГЭС, несмотря на то, что изготовление статоров гидрогенераторов производилось не на заводе, а непосредственно на месте их установки в более сложных условиях – в здании ГЭС под временным шатром, все требования ГОСТа по испытаниям

повышенным напряжением изоляции обмоток статоров строго соблюдались. Это стало возможным благодаря также специальной организации хранения стержней обмотки статоров, по аналогии с Красноярской ГЭС. Убедительный её опыт был использован, и специальные склады предусматривались сразу в составе проекта базы хранения и комплектации основного оборудования Саяно-Шушенской ГЭС. Исключение было сделано только для первых статоров, и то не по уровню испытательного напряжения, а лишь по технологической последовательности. Испытания повышенным напряжением 34,5 кВ проводились на этих статорах после опускания ротора из-за сильного отставания монтажных работ от пускового графика. При этом следует отметить, что опасений, причиной которых бывает недопустимая влажность изоляции, в данном случае не было, так как условия хранения обмотки гарантировали соблюдение заводских требований.

Процесс строительного производства может существенно повлиять на снижение надежности вводимого в эксплуатацию оборудования, если в проекте производства работ специально не проработать этот вопрос. В особенности это касается электротехнических устройств, их электрической изоляции, релейной аппаратуры, электроники, автоматики и механизмов турбин, генераторов и других аппаратов, где имеются контактные устройства, трущиеся или стыкующиеся поверхности с высокоточной обработкой. Если они подвержены загрязнению из-за выполняемых вблизи пылеобразующих работ, то сбои в их работе непременно произойдут. Производство пылеобразующих работ несовместимо с монтажом и наладкой энергетического оборудования, и не только на ГЭС.

Однако при правильной и заблаговременной организации таких работ, что должно быть специально предусмотрено проектом, при тщательно продуманной технологической последовательности всех операций возможно реальное совмещение строительного, монтажного и наладочного производства.

На Красноярской ГЭС, за редким исключением, такая организация работ была успешно реализована в пусковой период стройки. До пуска агрегата все пылеобразующие работы вблизи него заканчивались, поверхности, образующие внутренний объем агрегата, тщательно отделывались, им придавалась стойкость к температурному и механическому воздействию воздуха, что очень важно, поскольку при работе генератора его системой вентиляции создается высокоскоростной напор воздуха.

Было установлено, что там, где требования строительной "гигиены" агрегата не выдерживались, частицы пыли плотно оседали на активных частях гидрогенераторов, создавая тепловую изоляцию, и эффект охлаждения существенно снижался.

На Саяно-Шушенской ГЭС в полной мере опыт Красноярской ГЭС внедрить не удалось из-за неудачного проекта производства строительных работ, по которому через монтажную площадку здания ГЭС была организована бетоновозная автомобильная дорога для доставки бетона к возводимым конструкциям, расположенным между плотиной и зданием ГЭС (рис. 7.5). Бетоновозная дорога, как бы за ней ни ухаживали, не может исключить пылеобразования при движении автомобилей. Место сборки механизмов агрегатов с высокоточной обработкой поверхностей скольжения подшипников, подпятников, а также полистового монтажа обода ротора находилось непосредственно у дороги. По этой же причине (из-за сквозного проезда) машзал был вынужденно открыт, поэтому сильными сквозняками абразивные частицы заносились на все оборудование здания ГЭС, хотя агрегаты и находились под шатрами. Кроме того, оборудование подвергалось сильному воздействию атмосферной влаги из-за отсутствия кровли постоянного машинного зала, поскольку шатры были негерметичны.

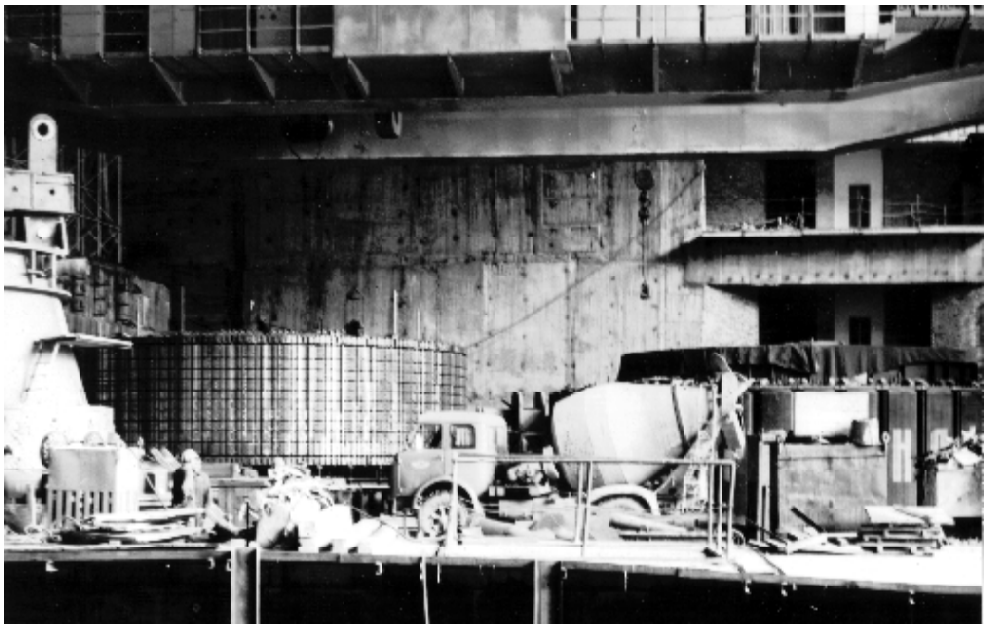


Рис. 7.5 Монтажная площадка здания Саяно-Шушенской ГЭС. Бетоновоз проезжает через монтажную площадку

Таким образом, для гидроэлектростанций, как и любого другого строящегося объекта, а для имеющего уникальное оборудование в особенности, требуется разработка специальных проектов транспортировки, хранения и монтажа оборудования, учитывающих его специфику. От того, насколько проекты продуманы, насколько в них

использован опыт эксплуатации, зависит надежность, и не только на ранней стадии создания, крупных ГЭС, а также их эффективность в последующей эксплуатации.

7.3 Пусковые комплексы

Ускорение фондоотдачи, сокращение сроков "омертвления" инвестиций – одна из самых важных задач в строительстве. Это особенно относится к созданию крупных ГЭС, где основные сооружения требуют выполнения больших объемов строительно-монтажных работ и времени на их возведение. Большая продолжительность строительства гидроузлов с высокими бетонными плотинами (Братской, Красноярской, Саяно-Шушенской и других ГЭС) во многом является следствием организационных и технологических условий – необжитые районы строительства, отсутствие коммуникаций, узкие каньоны рек, что сокращает возможности расширения фронта работ, интенсификации их темпов (табл. 86).

Таблица 86

Наименование строительства	Площадь строительной площадки, тыс. $м^2$	Объем бетона, уложенный в гидроузел, тыс. $м^3$	Удельный объём бетона на 1 $м^2$ площади стройплощадки, $м^3/м^2$
Саяно-Шушенская ГЭС	200	9500	47,5
Красноярская ГЭС	170	5500	32,3
Братская ГЭС	130	4900	37,6
Куйбышевская ГЭС	350	7050	20,1

Из таблицы видна особенность строительства Саяно-Шушенского гидроузла, заключающаяся в концентрации больших масс бетона на сравнительно небольшой строительной площадке [75]. Это подкрепляет аргументы, объясняющие большую продолжительность строительства крупных сооружений технологическими причинами.

Интенсивность инвестиций также имеет существенное значение, но не решающее. Длительность строительства огромных сооружений – это их свойство, и его следует признавать как факт. Однако ещё достаточно сильны кабинетные представления о том, что можно эффективно и в короткие сроки выполнить большие объемы строительно-монтажных работ, вовлекая огромные трудовые ресурсы и массу техники. На деле это приводит к кризисной бытовой и со-

циальной ситуации на стройке, к повышенной текучести рабочей силы и снижению профессионализма работающих. В этих условиях нельзя рассчитывать на высокое качество работ и избежать равнодушия к делу, что сильно подрывает репутацию гидроэнергостроительства.

Стимулом негативного характера является принятая в гидроэнергетике (и в электроэнергетике в целом) практика государственной отчетности строительно-монтажных организаций и дирекций строящихся электростанций за введенную установленную мощность агрегата. Это приводит к тому, что агрегаты вводятся в эксплуатацию без водохранилищ на недопустимо низких напорах, а котло- и турбоагрегаты очень часто без топливоподачи и дымовых труб, во временных помещениях и т.п., после чего такая электростанция длительное время не может достичь проектной выработки электроэнергии. Только в энергетике введенная в эксплуатацию мощность не выражается в виде товара – киловатт-часами, а образно говоря, представляет собой установленный на фундамент станок, проверенный на вращение. В результате возникает пресловутое понятие "разрыв мощности", и в эксплуатационных организациях начинается "борьба" за ликвидацию разрыва мощности, длящаяся годами. Здесь уже термин "мощность" фигурирует в ином смысле и воспринимается как недовыработанный товар (электроэнергия), то есть так, как это принято для всех других отраслей. Там введенная в эксплуатацию мощность после завершения строительно-монтажных работ изначально подразумевает товар и измеряется тоннами угля, кубометрами древесины, погонными метрами ткани и т.п. Вопреки этому, в энергетике после завершения строительно-монтажных работ защищается выполнение ввода в эксплуатацию установленной мощности, лишь бы агрегат был включен в сеть в течение 72 часов, а какова возможность его по несению нагрузки, значения не имеет. Поэтому ни строительно-монтажные, ни проектные организации за разрыв мощности ответственности не несут.

Такой подход стимулирует стремление к сильному удешевлению стоимости первого пускового комплекса, поскольку на крупных стройках затраты на него значительны и для их реализации нужно достаточно много времени. Отсюда понятно, что, в частности, в гидростроительстве культивировалось отсутствие интереса к ускоренному созданию необходимого объема водохранилища, связанного как со строительством плотины, так и с подготовкой его ложа, – это с одной стороны, а с другой, часто были технологически невыполнимыми заданные (директивные) сроки пуска агрегата. Все это усугубляло ситуацию и не способствовало эффективности использования введенных агрегатов и их эксплуатации.

Пусковые комплексы по-прежнему ставят цель значительного освоения сметных средств к пуску первого агрегата. Например, по

проекту стоимость строительно-монтажных работ для обеспечения пуска первого агрегата составляла на Саяно-Шушенской 74%, Красноярской более 70%, Богучанской 77%, Бурейской и Зейской гидростанциях около 70% от общей сметной стоимости основных сооружений этих ГЭС.

Однако было бы неправильно не искать альтернативных решений при строительстве крупных ГЭС. В этом одно из главных направлений к возрождению строительства уникальных гидроэлектростанций, в котором содержится реальный путь к сокращению сроков замораживания инвестиций. Без гидростанций в обозримом будущем не смогут развиваться энергетические системы, так как по регулирующим способностям пока не создано альтернативных гидростанциям генерирующих источников.

Безусловно, нельзя не видеть, что использование водотока реки для получения электроэнергии на ранней стадии строительства гидроузла является одним из самых принципиальных вопросов при возведении крупных ГЭС.

Альтернативным решением задачи ускорения ввода в эксплуатацию основных производственных фондов в гидроэнергостроительстве могло бы быть предложение по созданию (постоянной или временной) первоначальной гидроэлектростанции на самом первом этапе строительства крупного гидроэнергокомплекса. Такая первоначальная электростанция, например, могла бы "вписаться" в здание будущей большой ГЭС в том строительном объеме, который предусматривается для установки резервных гидроагрегатов. Возможность использования этих строительных объемов показана на рисунке 7.6, где изображены контуры проточной части гидротурбины Саяно-Шушенской ГЭС мощностью 650 тыс. кВт с расчетным напором 194 м и расходом 357 $м^3/с$ и поворотнолопастной гидротурбины Майнской ГЭС мощностью 110 тыс. кВт с расчетным минимальным напором 11 м и расходом 700 $м^3/с$. Даже такое поверхностное сравнение показывает, что проточная часть высоконапорной гидротурбины впоследствии (после исчерпания необходимости первоначальной ГЭС) могла бы быть встроена в строительный объем проточной части низконапорной гидротурбины, то есть при целевом подходе к такой схеме использования водных ресурсов безусловно можно найти оптимальные технические решения.

В схеме использования водотока путем строительства первоначальной ГЭС на месте будущих резервных гидроагрегатов большой ГЭС роль части напорного фронта, с целью минимизирования капитальных вложений, будут играть грунтовые перемычки, по типу тех, с помощью которых во многих случаях в проектах организации строительства выгораживаются котлованы ГЭС. Например, на строительстве Красноярской ГЭС грунтовые перемычки, под защитой

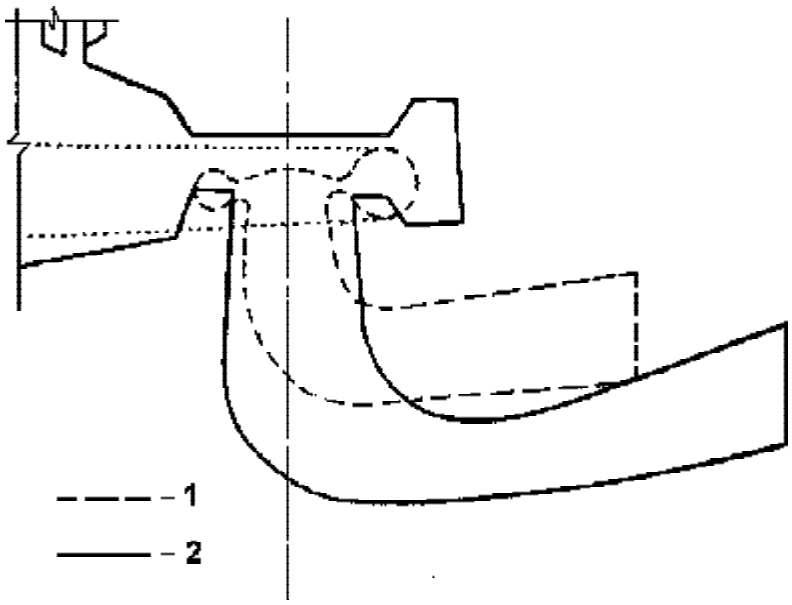


Рис. 7.6 Сравнение очертаний проточной части турбин Саяно-Шушенской и Майнской ГЭС

1 – высоконапорная гидротурбина; 2 – низконапорная гидротурбина

которых возводились основные сооружения, много лет удерживали напор около 30 м, то есть надежность таких перемычек достаточно высокая, а затраты на их возведение сравнительно небольшие. Напор 30 м создает существенную возможность для использования водотока на первоначальной ГЭС с большой выработкой электроэнергии в условиях многоводной реки. Встречающиеся возражения, что на маловодных реках с небольшим зимним расходом первоначальная ГЭС не обеспечит выработку электроэнергии в зимний период, не очень логичны. На маловодных реках и не следует строить крупные ГЭС, там первоначальная ГЭС и будет основной, соответствующей водноэнергетическим возможностям бассейна реки.

Строительство первоначальной ГЭС не потребует и особых затрат на какие-либо регулирующие устройства пропуска зимних строительных расходов. Опыт эксплуатации Майнской ГЭС показал, что если верх затворов водопропускных отверстий специально сконструировать и установить на минимально необходимой отметке, обеспечивающей напор, при котором надежно работают гидроагрегаты, то даже при непредвиденном их отключении от энергосистемы весь зимний расход реки пройдет через верх затворов без осложнений, то есть автоматически, без участия персонала и механизмов, что исключает опасность перелива воды через грунтовые перемычки или иные конструкции, перелив через которые недопустим.

Переход к строительству второго этапа – большой ГЭС – мог бы начаться после того, как регион, где построена первоначальная ГЭС, проявит интерес к увеличению выработки электроэнергии. Для этого прирост выработки электроэнергии за счет строительства большой ГЭС следует связывать со снижением цены на электроэнергию для населения и других потребителей в этих регионах после ввода в эксплуатацию большой ГЭС. Оценив образовавшуюся возможность наибольшего экономического благоприятствования и видя несущественный ущерб от появившейся первоначальной ГЭС, регион будет стимулировать гидростроителей на переход ко второму этапу строительства. При этом высока вероятность того, что возникнут предложения от крупных потребителей электроэнергии и муниципальных организаций по их участию в инвестировании строительства большой ГЭС.

Первоначальная ГЭС могла бы возводиться и как самостоятельный объект в энерговодохозяйственном комплексе и играть свою роль, например, в виде контррегулятора нижнего бьефа будущей большой ГЭС.

Эффективность такой первоначальной ГЭС можно показать на примере все той же Майнской ГЭС. На этой гидроэлектростанции от начала её сооружения и до ввода в эксплуатацию первого гидроагрегата прошло менее четырех лет. Строительство началось летом 1981 г.; Енисей был перекрыт осенью 1984 г.; все три агрегата были включены в сеть в 1985 году.

Майнская ГЭС работает с напором 11-14 м, с суммарной рабочей мощностью 195 МВт, с годовым числом часов использования более 8000 часов и с годовой выработкой электроэнергии 1,5 млрд. кВт·час. За четыре года, обеспечивших выход Майнской ГЭС на указанную годовую выработку электроэнергии, были израсходованы капиталовложения, составляющие всего 7,4% от стоимости первого пускового комплекса Саяно-Шушенской ГЭС [36]. Годовая выручка от реализации электроэнергии Майнской ГЭС составляет 28,6% от затрат, произведенных к пуску всех её агрегатов. Из этого нетрудно видеть, что окупаемость их наступила довольно быстро, а затем средства от реализации электроэнергии такой первоначальной ГЭС могли бы направляться на социальные нужды региона и накапливаться для строительства второго этапа энерговодохозяйственного комплекса, то есть в рыночных условиях это – важнейший путь ускорения фондоотдачи.

Следует отметить, что к началу строительства МГЭС вся производственная база строительной организации уже была в действии. В данном случае это был немаловажный фактор по ускоренному строительству Майнской ГЭС. Начинать строительство первоначальной ГЭС в необжитом районе, хотя и требующей небольших

затрат, безусловно сложнее, и сроки могут быть более длительные. Но и в этом случае может быть найдено альтернативное и эффективное решение, если применить индустриальные методы.

Правильнее будет предложить, чтобы организация строительства ГЭС в необжитых районах начиналась с создания высокомеханизированных подразделений с небольшой численностью работающих, имеющих высокую профессиональную подготовку, которая позволяет широко совмещать профессии.

Главной и основной идеей в создании таких высокомеханизированных строительно-монтажных подразделений должно быть их базирование на плавучих речных средствах с малой осадкой, то есть, образно говоря, на реку должна быть направлена автономная флотилия, состоящая из плавучих платформ. На платформах должны быть органически встроены бетонные заводы, склады цемента, материально-технических ресурсов, цеха по ремонту техники, деревообработке, дизельные электростанции, комфортабельные общежития, столовые, медицинские пункты, платформы по лесоочистке водохранилища и тому подобные устройства, обеспечивающие полную автономную жизнедеятельность строительных подразделений. Такой механизированный "десант" сразу же способен начать работы на основных сооружениях первоначальной ГЭС без затяжного подготовительного периода. Одновременно можно начать строительство инфраструктуры в минимальном, но комфортного исполнения объеме для обеспечения полноценного быта будущих эксплуатационных кадров, а также производственно-технологических баз для строительства будущей основной (большой) ГЭС.

При такой организации строительства сроки возведения первоначальной ГЭС будут невелики, работающие на стройке не будут испытывать принудительного "закрепления" на долгострое. Работники, занятые на сооружении производственно-технологических баз, останутся на них, обеспечивая выпуск продукции строительной индустрии в интересах региона. Организация перехода на строительство основной крупной ГЭС потребует тщательной и специальной проектной проработки, исходя из интересов территории и всех участников строительства, исключающих в перспективе социально-экономическую напряженность, связанную с возникновением энерговодохозяйственного комплекса. Понимание этой важной задачи – путь к возрождению крупного гидроэнергостроительства.

Ещё одну очень важную роль могла бы выполнять первоначальная ГЭС – снять препятствия, связанные с лесоочисткой ложа водохранилища в крутосклонном каньоне реки для большой ГЭС. Сооружение первоначальной ГЭС с небольшим напором позволяет создать хоть и небольшое водохранилище, но достаточное по площади для организации на его поверхности, как на идеально ров-

ной “площадке”, плавучих баз по очистке ложа будущего водохранилища. База представляла бы собой совокупность плавучих средств с разным функциональным и комплексным назначением: подборщики плавника, суда для срезки леса с берегов, буксиры для транспортировки леса к плавучему заводу-переработчику древесины, баржи – общежития, электростанции, топливохранилища, магазины, столовые, лаборатории ихтиологов, биологов и других научных учреждений, и т.п. После того, как полоса каньона высотой 15-20 м от уреза воды будет полностью очищена от древостоя и кустарника, осуществляется следующий этап наполнения водохранилища большой ГЭС на эту высоту, и так до полной очистки всего ложа. Этапы должны определяться проектом так, чтобы была обеспечена поэтапная синхронность полной готовности ложа водохранилища и высокой плотины, а не путем ввода в эксплуатацию лишь установленной мощности. В это время частичная энергетическая отдача водотока уже обеспечивается от первоначальной ГЭС.

На практике же обычно монтаж агрегатов крупных ГЭС существенно опережал готовность высоких плотин, что стимулировалось изложенными выше причинами, поэтому гидротурбины длительно работали на нерасчетных напорах, что приводило к их износу и повреждению, например, на Братской и Токтогульской ГЭС.

Поэтапное освоение, отличающееся от проектных предположений, произошло и на Саяно-Шушенской ГЭС из-за недоучета реальных возможностей строительного производства в конкретных условиях по интенсивности ведения бетонных работ на плотине [75].

Удешевление пусковых комплексов на Саяно-Шушенской ГЭС под давлением директивных сроков является характерным примером стремления любой ценой обеспечить ввод мощности, без необходимой ответственности за её надежность.

Объем бетона в сооружениях гидроузла Саяно-Шушенской ГЭС по проекту составляет 9,5 млн. м^3, а чтобы обеспечить пуск первого агрегата, первоначальным пусковым комплексом предписывалось уложить 7,2 млн. м^3, или 76% от общего объема. Затем этот объем неоднократно пересматривался и был снижен сначала до 6,8 млн. м^3 (72%), потом до 4,1 млн. м^3 (43%), и наконец при 3,2 млн. м^3 (34%) фактически уложенного объема бетона всеми участниками сооружения Саяно-Шушенской ГЭС было дано согласие на ввод в эксплуатацию первого агрегата.

Для обеспечения пуска первого агрегата в назначенный директивой срок было спешно начато наполнение водохранилища, чтобы успеть использовать необходимый объем притока из недостаточно большого осеннего расхода р. Енисей. В нижний бьеф сбрасывался лишь санитарный попуск. При этом не была предусмотрена возможность сброса воды из водохранилища на случай каких-либо

непредвиденных обстоятельств. Первый агрегат в конце декабря 1978 г. был сдан в эксплуатацию при напоре 60 м. Технологические возможности не позволили зимой 1978-79 гг. уложить требующийся объем бетона в водосбросную плотину, поэтому к половодью 1979 года она оказалась не готовой. Пропуск паводка по этой причине

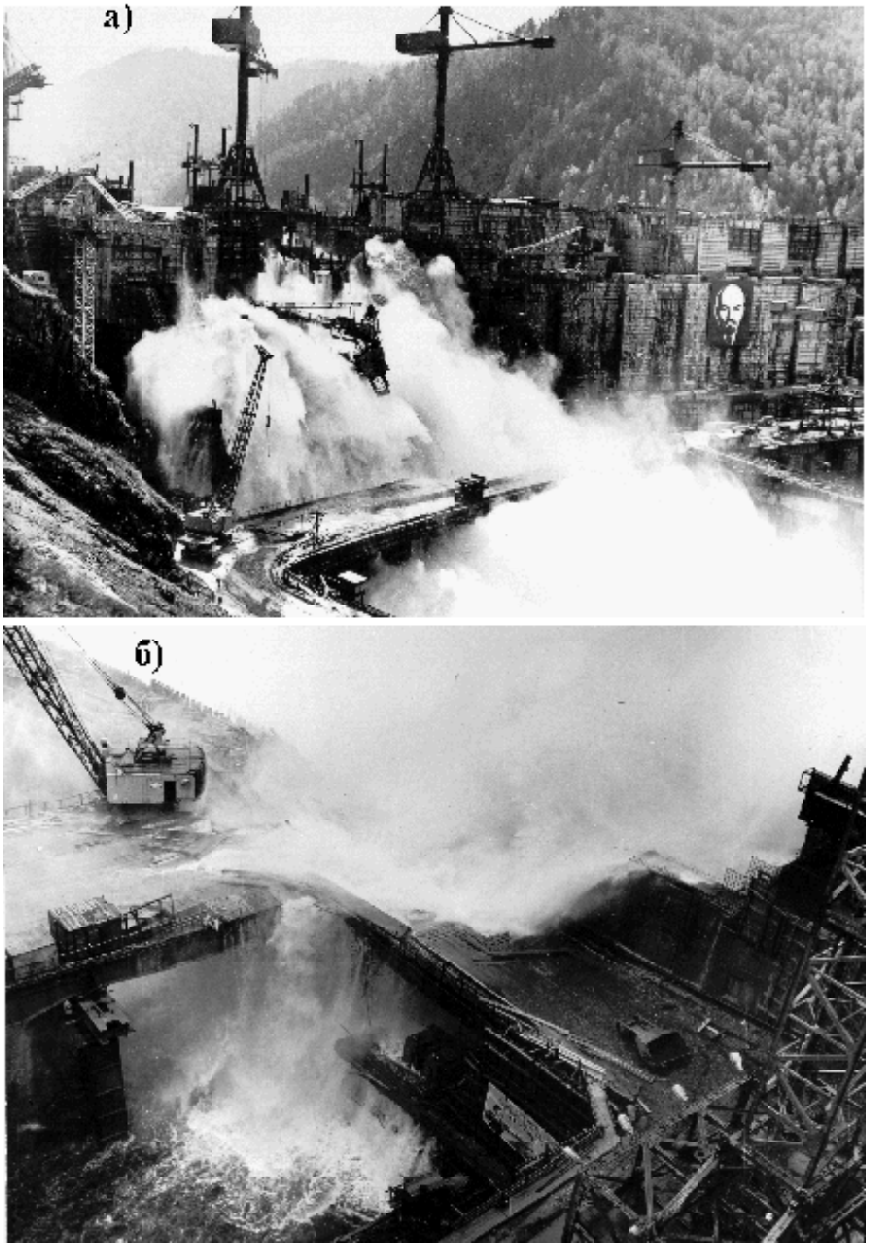


Рис. 7.7 Неуправляемый пропуск половодья 1979 г. через сооружения Саяно-Шушенской ГЭС:

а) – общий вид; б) – свал потока в здание ГЭС через раздельный устой

происходил в неуправляемом аварийном режиме (рис. 7.7), поэтому 23 мая 1979 года первый агрегат и здание ГЭС были обречены и подверглись затоплению. Расход притока в мае 1979 г. составил 3330 м^3/с, что составляет 19% обеспеченности. По ГОСТу в период строительства гидротехнические сооружения должны безаварийно пропускать половодье 1% обеспеченности, что составляет 4100 м^3/с.

Частично поступление воды в котлован здания ГЭС происходило и через трубу-аэратор крайнего водосброса, расположенную в раздельном устое, отделяющем здание ГЭС от водосбросной плотины. Эти аэраторы, встроенные в стенки водосбросов, должны были обеспечивать подвод воздуха в поток в месте схода его с носка водосброса в водобойный колодец (рис. 7.8). На деле эффект эжекции не получился, и вместо подсоса воздуха в аэратор произошло нагнетание в него воды из водосброса. Недостаточная предпроектная изученность работы аэраторов в данных конкретных условиях усугубила сложившуюся на стройке ситуацию. Кроме того, в период подготовки к пропуску половодий на стройках, как правило, проводится всесторонняя оценка возможного возникновения нештатных ситуаций, разработка мер по их предотвращению, в частности, – придирчивый учет и заделка всякого рода отверстий, труб и т.п. во избежание проникновения воды в действующую часть сооружений. В данном случае торец трубы аэратора, выходящий на поверхность в раздельном устое, оказался не загерметизированным. К сожалению, необходимо отметить, что подобное пренебрежение к выявлению недопустимых путей проникновения воды имело место незадолго до описываемого случая. 2.10.78 г. после опускания последнего затвора (закрытия) строительных отверстий первого яруса началось заполнение водохранилища для обеспечения пуска первого агрегата (выше отмечено, что повторный подъем затворов не был предусмотрен). По мере подъема уровня воды она начала поступать через незаглушенные аэрационные трубы и далее в водобойный колодец. Проектом была предусмотрена установка заглушек перед закрытием строительных отверстий. Только при этих условиях возможна была достройка колодца и устройство бетонных пробок в строительных отверстиях. Лишь 17.10.78 г. с трудом удалось установить заглушки на аэрационные трубы.

В совокупности все факторы, которые привели к затоплению действующего здания ГЭС с первым эксплуатирующимся агрегатом в мае 1979 г., являются в значительной мере результатом, с одной стороны, силового давления директивных сроков по ускорению ввода мощности, мало соответствующих технологическим возможностям стройки, а с другой, – отсутствием альтернативных предложений со стороны строительной организации, которые бы позволили с максимальной надежностью решить эту задачу, и, наконец, существенным недостатком инженерных служб в организаторской работе на стройке.

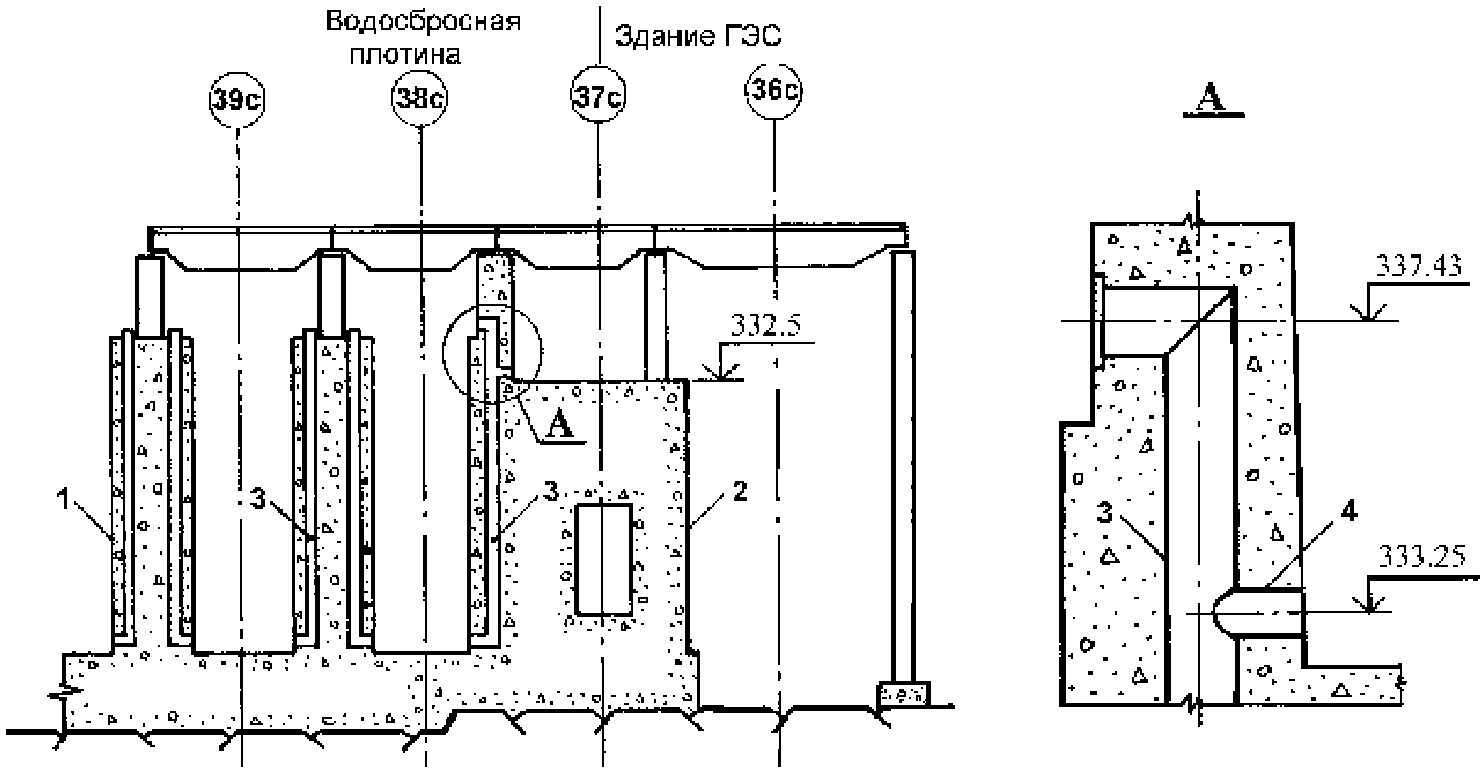


Рис. 7.8 (вид с нижнего бьефа) Поперечный разрез фрагмента водосброса: 1 – промежуточный бычок водосброса; 2 – аэрационная труба водосброса; 3 – труба ∅1020 мм для технологических нужд; 4 – врезанная в аэрационную трубу ∅700 мм

Показанный случай ярко свидетельствует, что минимизация объемов строительно-монтажных работ, обеспечивающая удешевление пусковых комплексов без соответствующих технических решений, а также недостаточный учет инженерными службами готовности отдельных устройств может привести лишь к снижению надежности сооружений и оборудования, а следовательно, и снижению эффективности ГЭС.

Сложившаяся практика ускоренного ввода мощности особенно негативно отразилась на гидроэлектростанциях с высокими плотинами. Примером этого вновь является Саяно-Шушенская ГЭС, где для реализации ускоренного ввода агрегатов была создана схема ступенчатого расположения водоприемников водоводов гидротурбин для работы первых двух агрегатов с напором 60 м, для агрегатов № 3, 4 – с напором 110 м и для агрегатов № 5, 6 – с напором 120 м. Работа штатных РК гидротурбин с напором 60 м была совершенно недопустима, поэтому были изготовлены два специальных сменных рабочих колеса для работы с таким низким напором.

Схема ступенчатого расположения водоприемников гидротурбин определялась теоретическими проектными предположениями о возможностях возведения напорного фронта сооружений и не исходила из реальных технологических возможностей его готовности. На первых этапах практически к каждому весенне-летнему половодью эта схема диктовала новую, отличающуюся от предыдущего года, готовность напорного фронта для того, чтобы обеспечить пуск соответствующего агрегата. Это означало, что нагружение плотины достаточно быстро прирастало от ступени к ступени. Для обеспечения такой готовности напорного фронта и профиля плотины не хватало технологического времени, в результате чего её напряженно-деформированное состояние в строительный период отличалось от проектных предположений и отрицательно сказалось на окончательных результатах нагружения плотины. Однако дело не только в этом. Сами проектные предположения того времени не учитывали особенностей создаваемой плотины, арочно-гравитационной конструкции, небывалых соотношений высоты и длины по гребню из-за отставания научных знаний в области расчетов такой конструкции.

Все это не позволяло доводить заданную ступень напорного фронта (ступенчатое расположение водоприемников) до готовности, предполагаемой по проекту, что вызывало необходимость корректировки предельных уровней ежегодного наполнения и сработки водохранилища. Полезный объем его при этом резко сокращался, и уровень водохранилища обеспечивал лишь пуск очередного агрегата, а не энергоотдачу вновь введенного агрегата, которая в зимний напряженный период – дефицита в энергосистеме – была невелика.

Опыт эксплуатации ГЭС по такой схеме ввода агрегатов показал на начальном этапе низкую её эффективность в энергосистеме. Это произошло из-за отсутствия специальных проектных проработок условий эксплуатации Саяно-Шушенской ГЭС в период её работы на пониженных напорах. Прежде всего это относится к работе ГЭС в зимний период, когда требуется особая точность обеспечения попусков в нижний бьеф во избежание нарушения нормативных санитарных условий. Выдержать эти условия при работе одного первого агрегата оказалось невозможным. При отключении агрегата от сети компенсировать попуск через специально запроектированный аварийно-ремонтный водосброс не удалось. Оказавшись в зоне интенсивного строительного производства, входной участок водосброса был завален строительными отходами настолько, что расчистить их не удалось. Ни в проекте, ни у строителей никаких организационных и технических мероприятий по защите этого важного устройства предусмотрено не было. Работоспособность водосброса в условиях, когда рядом с ним интенсивно производятся строительно-монтажные работы, должна была бы обеспечиваться специальными мерами. Оперативная готовность такого рода водосбросов, предназначенных для компенсации попусков в нижний бьеф, при больших уклонах реки должна быть очень высокой. Ответственность в энергосистеме подобных устройств должна быть одинаковой с гидроагрегатами, включенными в электрическую сеть. Чтобы обеспечить высокую маневренность, необходимо специально проектировать такие элементы сооружений, подчиняя их работу эксплуатационным условиям, надежно изолировав от воздействия строительного производства.

В напряженное время (конец зимы – начало весны) на Саяно-Шушенской ГЭС на протяжении семи лет (1978-1985 гг.) в работе были только два гидроагрегата со сменными рабочими колесами, способными работать на низких напорах. Из-за уменьшения напора ниже допустимого другие агрегаты (со штатными рабочими колесами) останавливались. Очевидно, что и двухагрегатная ГЭС при пропускной способности одной турбины 300 $м^3/с$ не могла гарантированно обеспечить заданный санитарный попуск в нижний бьеф 500 $м^3/с$ при непредвиденном отключении одного из агрегатов. Это приводило к конфликтным ситуациям с водопользователями. Поэтому при проектировании необходимо выбирать такое количество агрегатов, работающих на первоначальном этапе эксплуатации ГЭС, чтобы был обеспечен необходимый резерв. Это позволит не допускать холостых сбросов воды и гарантирует соблюдение режима нижнего бьефа, т.е. и для первоначального периода эксплуатации необходимо учитывать все те условия, которые закладываются в проект постоянной эксплуатации.

Из диаграммы наполнения водохранилища Саяно-Шушенской ГЭС, ввода агрегатов в работу и очередности схем пропуска строитель-

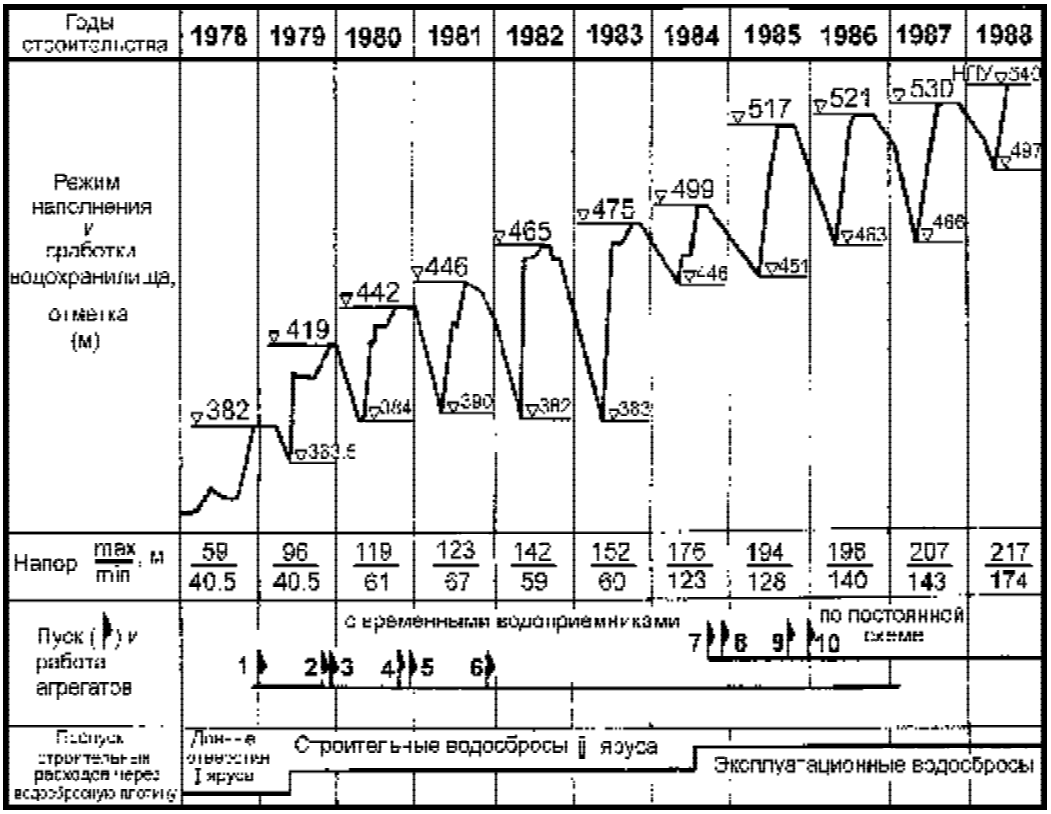


Рис. 7.9 Диаграмма наполнения водохранилища, ввода агрегатов в эксплуатацию и очередности пропуска строительных расходов

ных расходов (рис. 7.9) видна ярко выраженная многоэтапность возведения плотины. Однако, основываясь на этом опыте, можно представить и альтернативный вариант, который мог бы принести большую эффективность. Представлялось бы целесообразным возведение ГЭС и плотины осуществить в два ярко выраженных этапа. На первоначальном (это может быть один из вариантов схемы строительства с первоначальной ГЭС) этапе могла бы быть возведена плотина и здание ГЭС с четырьмя – пятью агрегатами, работающими при напорах 60-120 м, что обеспечивается применением сменных рабочих колес гидротурбин. Пропуск строительных расходов осуществлялся бы соответствующими этим этапам водосбросами.

Второй этап позволил бы возводить и омоноличивать плотину, не подвергая её преждевременно гидростатической нагрузке. И только после полного окончания всех работ по плотине было бы разрешено поставить её под проектную нагрузку. К этому времени было бы готово здание ГЭС и смонтированы остальные 5-6 гидроагрегатов

со штатными рабочими колесами гидротурбин, которые и начали бы вырабатывать электроэнергию, а первые 4-5 агрегатов были бы остановлены для переоборудования с заменой временных рабочих колёс на штатные и перевод водоприемников гидротурбин на постоянное место.

Фактическое многоэтапное возведение плотины Саяно-Шушенского гидроузла заметного энергетического эффекта не принесло, что видно из следующего расчета. Каждый агрегат на Саяно-Шушенской ГЭС, оборудованный сменным РК гидротурбины, вырабатывал в среднем в год 2,3 млрд. кВт·ч. С того момента, когда строительная готовность напорного фронта позволила создать объем водохранилища для круглогодичной работы гидротурбин со сменными рабочими колесами, и до момента, когда готовность плотины позволила создать объем водохранилища, обеспечивающий круглогодичную работу агрегатов со штатными рабочими колесами, прошло 8 лет (1978-1986 гг.). Фактическая выработка электроэнергии Саяно-Шушенской ГЭС за этот период составила 76,7 млрд. кВт·ч. За этот же восьмилетний период предлагаемая первоначальная ГЭС, состоящая из 5 агрегатов со сменными РК гидротурбин, выработала бы почти такое же количество электроэнергии. Если принять, что из 5 агрегатов работали бы постоянно 4,5 агрегата с учетом ремонта, то получим 2,3·8·4,5 = 82,8 млрд. кВт·ч, т.е. энергетический эффект был бы даже несколько выше.

Условия возведения уникальной арочно-гравитационной высокой плотины были бы в этом варианте исключительно благоприятными для ее напряженно-деформированного состояния. А кроме того, лесоочистка берегов каньона для подготовки ложа водохранилища встретила бы значительно меньше осложнений, поскольку промежуточный уровень его в течение многих лет позволил бы организовать эту работу с воды с помощью плавсредств. Если просуммировать изложенные мероприятия, то издержки на изготовление 3-х дополнительных сменных РК в предлагаемом варианте были бы не только компенсированы, но и получена прибыль от эффекта всего вместе взятого.

И наконец, можно представить принципиально иную концепцию организации строительства крупных гидроузлов в слабо обжитых районах с помощью индустриальных плавсредств, о чем было уже сказано. На деле же пока существует только один подход в организации строительства – сосредоточить к пуску первого агрегата многотысячный коллектив строителей, поскольку на этот период приходится пик строительно-монтажных работ. Например, исследования социально-экономических вопросов в связи с освоением региона Канско-Ачинского топливно-энергетического комплекса (КАТЭК) [73] показали, что новые социальные процессы развивались стихийно. Столкнулись интересы уже сложившейся

системы промышленной и сельскохозяйственной среды с интересами вновь формирующейся производственной инфраструктуры. Отвлекалось трудоспособное население от сельскохозяйственного производства. В гидроэнергостроительстве это особенно ярко проявляется при переносе жилых построек и переселении населения из зоны будущего водохранилища. Такой же процесс шел и при строительстве Красноярской и Саяно-Шушенской ГЭС. В сельских поселениях и маленьких городах миграционный отток в несколько раз превысил естественный прирост населения. Возникла психологическая неподготовленность местного и приезжего населения к чрезвычайно быстрым и глубоким переменам во всех сферах жизни. Организации, ведущие застройку и новое промышленное освоение региона, почти не учитывали социальные интересы местного населения. Нестабильность населения в городах КАТЭКа, отсутствие чувства хозяина, ощущение у строителей "временности" проживания привели к развитию таких негативных тенденций, как пьянство и хулиганство, что усиливало миграцию. Так, по данным Красноярского госуниверситета, 18,3% людей, уезжающих из г. Ачинска, назвали основной причиной отъезда высокий уровень хулиганства в городе [73]. Отмечается в такой ситуации факт "растворения" традиционных культурных и моральных ценностей личности исконно сибирского склада в массе временных и случайных ценностей, формирующихся вследствие постоянно обновляющейся социальной среды. Объем инфраструктуры на крупных гидростройках страны никогда не соответствовал цивилизованным потребностям. В проектах расчетом определялся обязательный резкий прирост трудовых ресурсов на пик строительного производства, но никаких адекватных проектных решений по обеспечению полноценных бытовых условий не прорабатывалось. В результате на большинстве крупных гидростроек многие годы существовали, а есть и поныне существующие, дискомфортные поселки. Все эти факторы существенно снижали эффективность строительства гидроэлектростанций и их последующей эксплуатации. Создание мобильных индустриальных плавсредств с размещением на них высокомеханизированных колонн – путь решения этой проблемы и путь к возрождению гидроэнергетического строительства и его развития.

7.4 Повышение эффективности гидроагрегатов в энергосистеме по регулированию ее параметров

Для современной электроэнергетики роль малых и средних гидроэлектростанций в регулировании режимов энергосистем утрачена. При появлении сверхмощных турбо- и гидроагрегатов задача покрытия дефицита графика активной нагрузки в энерго-

системе может быть решена путём использования мобильных гидроагрегатов сопоставимой мощности, поскольку других генерирующих сверхмощных источников пока не создано. Действительно, при неплановом и внезапном отключении, например, блока 800 МВт Березовской ГРЭС в Красноярской энергосистеме компенсировать такую мощность способны большие ГЭС с крупными гидроагрегатами в составе объединенной энергосистемы Сибири. Это же положение справедливо и в случаях непредвиденных выходов из строя крупных гидроагрегатов ГЭС.

К распространенным режимам работы агрегатов ГЭС, обеспечивающим регулирование активной нагрузки в энергосистеме, относятся пуски – остановки гидроагрегатов, быстрый набор и снижение мощности от нуля до полной и обратно, глубокое и непрерывное (часто интенсивное) изменение нагрузки в широких пределах (60-90%) при регулировании частоты тока в электрической сети, частые переводы агрегата из генераторного режима в режим синхронного компенсатора. Кроме того, для обеспечения устойчивости энергосистемы в зависимости от ситуации, связанной с непредвиденным отключением линий электропередачи, автоматически отключается необходимое количество гидроагрегатов, в этом случае происходит мгновенный сброс нагрузки с последующим повышением частоты вращения агрегата.

К таким нестационарным режимам с глубоким и резким изменением нагрузки гидрогенераторы 500 МВт Красноярской ГЭС оказались не приспособленными. На быстрое протекание процесса теплообмена в обмотке статора, благодаря непосредственному водяному её охлаждению, ручное регулирование, предусмотренное проектом, отреагировать своевременно не способно. Поэтому во избежание перегрева обмотки гидрогенераторы использовались в стационарных режимах, что не отвечало требованиям мобильности их в энергосистеме.

Неудовлетворительное проектное решение можно увидеть из следующего. Количественно теплоотдача описывается формулой Ньютона:

$Q = a\ (t_{ж} - t_{ст})\ F \cdot t$, где

Q – количество тепла, которым обменивается стенка и жидкость между собой;

a – коэффициент теплоотдачи;

$t_{ж}$ – температура жидкости;

$t_{ст}$ – температура стенки;

F – поверхность соприкосновения стенки и жидкости;

t – время теплообмена.

С позиции воздействия на процесс регулирования теплового состояния обмотки интерес представляет время теплообмена, которое получим, переписав формулу Ньютона:

$$\tau = \frac{Q}{\alpha(t_{ж} - t_{ст})F} = \frac{1}{\alpha} \cdot \frac{Q}{\alpha(t_{ж} - t_{ст})F}$$

Если сравнить время теплообмена у двух гидрогенераторов, у одного из которых непосредственное, а у другого косвенное охлаждение обмотки, то при прочих равных условиях выражение:

$$\frac{Q}{(t_{ж} - t_{ст})F}$$

можно заменить постоянным коэффициентом $K = Const$, тогда выражение времени теплообмена получит вид:

$$\tau = \frac{1}{\alpha} \cdot K \quad [44].$$

При турбулентном движении воды внутри обмотки коэффициент теплоотдачи $a_{вод} = 500 \div 10000$, а для газа также при турбулентном движении коэффициент теплоотдачи $a_{газ} = 10 \div 100$.

Время теплообмена, исходя из полученного выражения, для гидрогенератора с непосредственным водяным охлаждением на два порядка меньше, нежели в случае применения косвенного охлаждения при отводе одного и того же количества тепла при одной и той же поверхности теплоотвода. В действительности площадь соприкосновения с водой вдвое больше, чем при косвенном охлаждении обмотки воздухом, и в связи с этим обеспечить регулирование теплообмена вручную невозможно, даже если специально для этой цели держать дежурный персонал, так как человек может вовремя не отреагировать.

На основе проведённых на Красноярской ГЭС натурных исследований была разработана и внедрена автоматическая система регулирования теплового режима обмотки статоров на всех гидрогенераторах. Это обеспечило их высокую мобильность в энергосистеме по регулированию активной мощности.

Развитие энергетических систем с увеличением длины линий электропередачи, уровня напряжения, присоединением к сети крупных турбо- и гидроагрегатов существенно повлияло на то, какими свойствами должны обладать генерирующие источники. Конструкторская мысль при создании сверхмощных агрегатов предполагала их использование в достаточно щадящих стационарных режимах, если не в предписывающей форме, то в виде консультативных рекомендаций. Однако интенсивное развитие энергосистем создает условия, при которых каждый последующий крупный генератор все труднее содержать в особом щадящем ре-

жиме, и он очень скоро начинает участвовать в практически возникающих режимах регулирования параметров электрической сети [62].

В больших энергетических системах суммарная электрическая емкость сети очень высокая, что все больше выдвигает требования к использованию синхронных генераторов в режиме потребления реактивной мощности (в режиме недовозбуждения). Особое место занимают исследования режимов сверхмощных гидрогенераторов, когда они работают с активной нагрузкой, близкой к номинальной, в условиях избытка реактивной мощности в электрической сети, требующих одновременного использования гидрогенераторов в режиме недовозбуждения. Это имеет большое практическое значение в деле повышения эффективности гидроэлектростанции, поскольку сокращаются потери воды, менее изнашивается оборудование, так как турбина работает в оптимальной зоне КПД. Это положение остается справедливым и в тех случаях, когда используется перевод генераторов в режим синхронного компенсатора с отжатием воды из зоны РК турбины, так как здесь расходуется электроэнергия на вращение агрегата.

У обычных гидрогенераторов средней мощности с косвенным охлаждением, где использование активных материалов сравнительно невысокое, и, в частности, невелики токовые нагрузки, нет жёсткого ограничения режима недовозбуждения по признаку нагрева крайних пакетов сердечника статора. Пределы режима недовозбуждения таких гидрогенераторов определяются их статической устойчивостью в электрической сети. У гидрогенераторов большой мощности с непосредственным водяным охлаждением токовые нагрузки резко возросли, что изменило отношение к температурному состоянию торцевой части активного железа статора. В этой связи на гидрогенераторах Красноярской ГЭС возникла необходимость исследовать этот вопрос.

Известно, что суть физического явления, приводящего к повышенному нагреву элементов торцевых зон сердечников статоров гидрогенераторов в режиме недовозбуждения, сводится в общем виде к возникновению в зоне лобовых частей обмотки статора результирующей магнитодвижущей силы (МДС) генератора продольно-намагничивающего характера, что приводит к появлению больших аксиальных составляющих электромагнитных полей рассеяния [50]. Эта составляющая достигает максимума вблизи воздушного зазора и по мере удаления от него падает по закону, близкому к параболическому. Величина аксиальной составляющей индукции у гидрогенератора 500 МВт Красноярской ГЭС составляет:

на ступеньках крайних пакетов сердечников статоров (50-80% от индукции в воздушном зазоре) – 4000 - 6000 Гаусс;

на нажимной плите – 500 Гаусс.

Существующие методы не позволяют достаточно точно рассчитать величину нагрева торцевых зон сердечников статоров, поэтому возникает необходимость получения этих данных при натурных испытаниях.

Таким образом, для решения проблемы регулирования реактивной мощности в энергосистеме путем перевода генератора в режим потребления (недовозбуждения) при активной его нагрузке, близкой к номинальной, необходимо было выяснить фактические пределы статической устойчивости и температурное состояние торцевой зоны сердечников гидрогенераторов.

Натурные испытания, проведенные совместно Красноярской ГЭС и ВНИИЭлектромашем (Г. В. Карпов), показали, что по условиям статической устойчивости у гидрогенераторов 500 МВт имеются определённые запасы.

Экспериментальная проверка предельного значения внутреннего угла гидрогенератора q, при котором наступает потеря его статической устойчивости, была проведена в реальных условиях работы агрегата в сети с активной нагрузкой. Результаты экспериментов приведены в таблице 87. Каждый опыт начинался с определенной ступени нагрузки при $Cosj$ =1. Во избежание возникновения асинхронного хода гидрогенератора ток возбуждения очень медленно и плавно уменьшался со строгим постоянным контролем изменения угла q. Начало самопроизвольного сползания стрелки прибора указывало на границу статической устойчивости гидрогенератора, и опыт прекращался. Подобные эксперименты на крупном действующем оборудовании проводятся весьма редко и относятся к уникальным и особо ответственным опытам, требующим от исследователей особого искусства.

Таблица 87

Частота тока в сети, Гц	Ток ротора генератора, А	Линейное напряжение статора генератора (среднее), кВ	Ток статора генератора (средний), кА	Активная мощность генератора, МВт	Реактивная мощность генератора, МВар	Кажущаяся мощность генератора, МВ·А	Внутренний угол генератора, эл. градус
49,88	2447	15,23	18,74	491,2	-57,4	493,5	$41^0 36$
49,89	2359	15,11	19,0	491,2	-94,6	497,0	$44^0 30$
49,90	2296	14,99	19,36	492,0	-123,0	502,5	$47^0 06$
49,91	2254	14,83	19.60	491,2	-167,3	503.0	$49^0 06$
49,90	2193	14,79	20,30	492,0	-179,6	519,0	$52^0 48$
49,89	2111	14,57	21,53	491,2	-238,7	543,0	$58^0 48$

Из таблицы видно, что при активной нагрузке гидрогенератора около 500 МВт в режиме недовозбуждения ($Cosj \approx 0,9$) потребление реактивной мощности составило 238,7 МВар и угол q достиг $58^0 48$, т.е. по условиям статической устойчивости потребляемая реактивная мощность может быть достаточно большой почти при номинальной активной нагрузке гидрогенератора. Получив такие результаты, необходимо было выяснить пределы режима недовозбуждения гидрогенератора по условиям нагрева торцевой зоны сердечников статоров.

Совместными исследованиями Красноярской ГЭС и НИИ ЛЭО "Электросила" (И. Ф. Филиппов) была измерена температура непосредственно на поверхности пакетов железа с помощью термопар, а также с использованием штатного термоконтроля гидрогенераторов (рис. 7.10).

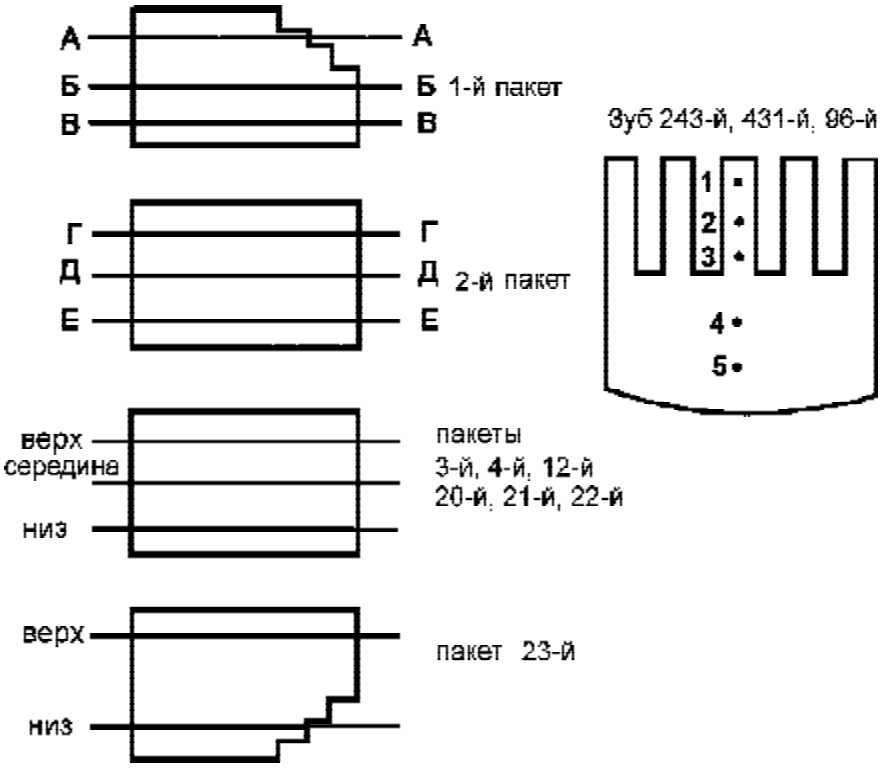


Рис. 7.10 Схема установки термопар в сегментах активной стали гидрогенератора № 1 Красноярской ГЭС

Эксперимент был проведен на 4-х гидрогенераторах. На одном из них выборка точек измерений была достаточно большой и составила 51 штуку. Средняя температура превышения над холодным воздухом зафиксирована $74,6^0$С. В таблице 88 приведены данные

температуры, полученные в одном из опытов в зубце № 243 сердечника гидрогенератора № 1.

Таблица 88. Превышение температуры железа крайних пакетов в зубце № 243 сердечника статора на гидрогенераторе № 1 Красноярской ГЭС в режиме холостого хода и под нагрузкой 500 МВт

№ опыта	Режим работы гидро-генератора	Сечения измерения	Превышение температуры, C^0 №№ термопар					Температура холодного воздуха, C^0
			1	2	3	4	5	
1.	Холостой ход	А-А	48	51	43	52	43	23,2
	Нагрузка	А-А	79	86	90	5	71	23,6
2.	Холостой ход	Б-Б	41	52	55	56	45	23,2
	Нагрузка	Б-Б	69	85	90	86	73	23,6
3.	Холостой ход	В-В	46	53	52	49	39	23,2
	Нагрузка	В-В	78	-	87	80	68	23,6
4.	Холостой ход	Г-Г	44	49	45	42	37	23,2
	Нагрузка	Г-Г	84	86	74	68	59	23,6
5.	Холостой ход	Д-Д	45	51	52	48	39	23,2
	Нагрузка	Д-Д	89	95	86	76	65	23,6
6.	Холостой ход	Е-Е	40	40	41	41	37	23,2
	Нагрузка	Е-Е	70	75	73	72	76	23,6

Необходимо было определить максимальную расчётную величину превышения температуры крайних пакетов железа сердечников статоров над охлаждающим воздухом. Для этого был принят нормальный закон распределения случайных величин из теории вероятностей. Расчёт производился по [59]. В расчете была принята надежность 95%, для которой коэффициент, учитывающий рассеивание, составляет $e = 2$, а выборка принята $n = 51$.

Тогда максимальная расчётная температура превышения над холодным воздухом X_{max}, определённая с надёжностью 95%, которую не превысит температура на крайних пакетах железа сердечника, в целом на гидрогенераторе будет:

,

где – средняя температура в двух верхних (№ 1 и № 2) и двух нижних крайних пакетах (№ 22 и № 23), равная $74,6^0$C;

S_n – среднее квадратическое отклонение;

n – выборка.

$= 13,6^0C$

$= 74,6+2\cdot13,6 = 102^0C.$

Предельно допустимая величина температуры холодного воздуха по правилам технической эксплуатации составляет 35^0C, т.е. в нашем случае расчетная величина максимальной температуры крайних пакетов железа сердечника статора может достичь $102^0 + 35^0 = 137^0C$.

Согласно заводским нормам для изоляции класса В, которая применена на обмотках гидрогенераторов Красноярской ГЭС, допустимая температура составляет 130^0C. Однако в условиях Красноярской ГЭС по многолетним наблюдениям из-за низкой температуры воды в водохранилище, откуда идет её забор на охлаждение воздуха в гидрогенераторах, максимальная температура холодного воздуха, поступающего из воздухоохладителей, достигает только $25\text{-}27^0C$ даже в летнее время. Таким образом, максимальная абсолютная величина температуры крайних пакетов железа сердечников гидрогенераторов из этого расчёта может достичь $102^0 + 27^0 = 129^0C$, т.е. подойдёт к предельно допускаемой заводскими нормативами.

Натурные исследования также показали, что основным ограничивающим условием при работе гидрогенераторов Красноярской ГЭС в режиме недовозбуждения является нагрев торцевой зоны их сердечников статоров. Фактические максимальные температуры, полученные в опытах, приведены в таблице 89.

Таблица 89. Измеренная средняя и максимальная величина превышения температуры крайних пакетов железа сердечников статоров над температурой холодного воздуха

Номер гидрогенератора	Режим гидрогенератора	Средняя температура	Максимальная температура
Гидрогенератор № 1	перевозбуждение	79^0C	-
Гидрогенератор № 2	недовозбуждение	93^0C	-
Гидрогенератор № 5	недовозбуждение	-	105^0C
Гидрогенератор № 11	недовозбуждение	-	102^0C

Приведённые данные были получены после реализации ряда разработок по реконструкции узлов гидрогенераторов, вызванных необходимостью повышения их мобильности в энергосистеме, что уже было показано в разделе “Гидрогенераторы”.

В результате этих работ и последующих натурных исследований гидрогенераторов в режиме недовозбуждения была получена следующая зависимость допустимых реактивных ёмкостных на-

грузок от величины активной мощности гидрогенераторов, вошедшая в инструкцию Красноярской ГЭС по их эксплуатации (табл. 90).

Таблица 90

Полная мощность гидрогенератора, МВ·А	0	100	200	300	400	500	590
Потребляемая мощность в режиме недовозбуждения, МВар	275	255	235	200	140	80	0

Это позволило использовать красноярские гидрогенераторы в режиме недовозбуждения в пределах указанных значений, что обеспечило регулирование реактивной мощности в энергосистеме без ограничений, т.е. повысило эксплуатационную эффективность ГЭС.

Представляет большой интерес режим регулирования активной мощности (плановое и непредвиденное регулирование) путём пуска крупных агрегатов из состояния "покоя".

В особенности остро эта проблема стоит там, где схема первичных соединений построена так, что гидрогенераторы, синхронизируясь с электрической сетью, включаются воздушными выключателями высокого напряжения 220, 500 кВ. Опыт эксплуатации выключателей неудачной серии ВВН (высокая вероятность самопроизвольных включений, частые повреждения и другие недостатки) определил порядок ведения режима, при котором остановленные гидрогенераторы содержатся в резерве с разобранной электрической схемой их присоединений (отключенных разъединителями). Такое содержание гидрогенераторов не отвечает требованиям оперативного резерва, так как для их ввода в работу необходимо собрать электрическую схему разъединителями и визуально убедиться в наличии замыкания их контактов, на что требуется значительное время. Существуют, однако, схемы, где разъединители введены в состав автоматических цепей управления, но с обязательным условием визуального осмотра разъединителей сразу же после того, как прошёл цикл автоматического пуска гидроагрегата. И только после подтверждения, что разъединители надёжно замкнуты, разрешается использование гидрогенераторов в необходимом нагрузочном режиме. Контроль за положением контактов разъединителей продиктован низким уровнем надёжности этих аппаратов, к ним не предъявляются при конструировании требования оперативного управления, традиционно разработчиками отводится разъединителям роль устройств ремонтного назначения. Очевидно, что такая "автоматика" носит чисто условный характер и не обеспечивает в действительности оперативного использования мощности гидрогенератора,

находящегося в резерве. Кроме того, частые операции по включению – отключению разъединителей особенно увеличивают вероятность их отказов. Требованию оперативности отвечает такая схема автоматики, которая построена на безоговорочных принципах без подстраховки человеком выполнения каких-либо её действий, т.е. на безотказности. Такими свойствами будет обладать схема, в которой остановленный гидрогенератор отключён от сети лишь выключателем, а разъединители остаются включенными. В этом случае разъединители участвуют в операциях по переключениям только при ремонтных работах на присоединении гидрогенератора. После их выполнения разъединитель включается под специальным наблюдением высококвалифицированного персонала, что гарантирует надёжное замыкание контактов разъединителей на весь последующий период содержания гидрогенератора в оперативном резерве.

Однако в такой схеме показатель надёжности выключателей должен быть очень высоким, поскольку, решая поставленную задачу, необходимо исходить из такого расчёта, чтобы не подвергать гидрогенератор сильным динамическим воздействиям. Но, предположив включение остановленного гидрогенератора в сеть, можно с уверенностью сказать, что далеко не каждый такой случай может привести к его повреждению, хотя и создадутся для него весьма тяжелые условия. Наибольшее динамическое воздействие на обмотку статора гидрогенератора возникнет в первый момент после включения в сеть, и оно будет того же порядка, что и при внутреннем внезапном коротком замыкании, которое гидрогенератор по техническим условиям его изготовления должен выдерживать. Впоследствии по обмотке будет протекать установившийся ток КЗ величиной 40-50 кА (для гидрогенераторов 500 МВт Красноярской ГЭС), который определяется сопротивлением генератора и состоянием схемы внешней коммутации. Следует считаться и с тем, что такое включение может произойти как в момент максимального значения напряжения сети (тогда возникнут максимальные динамические усилия в обмотке), так и в момент времени прохождения вектора через нуль. Вероятность обоих случаев одинакова. И тем не менее, не обеспечив надёжность выключателей, не убедившись в ней, внедрять схему оперативного содержания гидрогенератора, отключенного от сети только выключателем, нельзя.

На Красноярской ГЭС в главной схеме электрических соединений на всех присоединениях 220 и 500 кВ установлены воздушные выключатели новой серии ВВБ, всего 32 шт.

В период их освоения был выполнен ряд доводочных работ, о чем сказано в разделе “Электротехническая часть ГЭС”, и это позволило предложить и реализовать схему полноценного содержания гидрогенераторов 500 МВт в резерве, отключенных от сети только выключателем.

Однако потребовалось обоснование высокой степени надёжности выключателей.

С позиции теории надёжности такая схема была рассмотрена как система, состоящая из элементов (выключатель, трансформатор, генератор, шины, компрессорное хозяйство, сеть воздухопроводов и т.п.) [78]

Выключатель был рассмотрен как невосстанавливаемый элемент, отказ которого (самопроизвольное включение) в процессе функционирования (состояния оперативного резерва) системы приведет к непоправимым последствиям – повреждению гидрогенератора, т.е. восстановление выключателя (устранение отказа) не приведет к ликвидации последствий его отказа (гидрогенератор останется серьезно повреждённым).

Была произведена ориентировочная оценка надёжности 32 выключателей типа ВВБ Красноярской ГЭС, исходя из времени их наработки к внедрению схемы резерва гидрогенераторов, составлявшей $t = 40000$ часов. Ни одного отказа за это время в рассматриваемом смысле не было. Допустим, что предприятию "повезло" и что вероятность такой ситуации составляет 5%, т.е. $P_{32}(40000) = 0,05$.

Тогда вероятность безотказной работы одного выключателя P_1 по правилу умножения вероятностей для независимых событий определяется из соотношения:

$[P_1(40000)]^{32} = P_{32}(40000) = 0,05$, откуда

$P_1(40000) = 0,9107$ или $\approx 90\%$

Зададимся широко применяемым в теории надёжности экспоненциальным законом распределения вероятности безотказной работы объекта в течение заданного времени:

$$P(t) = e^{-\frac{t}{T}},$$

где T – среднее время безотказной работы выключателя.

Определим T:

$$e^{-\frac{10000}{T}} = 0,9107$$

$$T = \frac{40000}{0,0933} = 428000 \approx 430 \text{ тыс. часов.}$$

Определим вероятность безотказной работы одного выключателя в течение одного года.

Число часов работы выключателя за год составляет около 8000 час.

$P_1(8000) =$;

$lgP_1(8000) = -0,0186 lge = -0,0186 \cdot 0,4343 = -0,00807 \cong -0,0081 = \bar{1},9919$

$P_1(8000) = 0,9815$ или $\approx 98\%$

Из этого видно, что показатель надёжности выключателя получился высоким даже при предположении, что имевший место на Красноярской ГЭС факт безотказной работы выключателей является результатом благополучного стечения обстоятельств (что выразилось в принятии вероятности этого события равной лишь 5%). На практике показатели надёжности ещё более высокие. Это позволило внедрить на Красноярской ГЭС режим оперативного резерва гидрогенераторов 500 МВт, отключенных от сети только выключателем.

Однако содержание в таком режиме большого количества агрегатов увеличит вероятность отказа выключателей.

Действительно, если вероятность отказа в течение года одного выключателя равна P_1 (8000), то для n генераторов, содержащихся в резерве, она равна:

$P_1(8000) = [P_1(8000)]^n$

Если содержать в резерве два гидрогенератора, тогда надёжность безотказной работы будет:

$P_2(8000) = 0,9815^2 = 0,9633$ или $\approx 96\%$

Тридцатилетний период эксплуатации гидрогенераторов Красноярской ГЭС в оперативном резерве показал правильность принятого решения. За это время среднее число пусков – остановок агрегатов из состояния "покоя" составило 13027. Во избежание ошибочных действий персонала, сопровождающихся непосредственным воздействием на релейную аппаратуру или соленоиды включения, которые приведут к включению выключателя остановленного гидрогенератора, были разработаны и внедрены специальные методические указания (например, запрещение допусков к работе на эти присоединения). Кроме того, была введена специальная защита на отключение гидрогенераторов (в случае включения остановленного агрегата), действующая с уставкой по току прямой последовательности 27 кА и обратной последовательности 1,5 кА без выдержки времени.

С момента подачи "команды" на пуск агрегата от состояния "покоя" до включения его в сеть проходит 20-40 с вместо 20-30 минут (по самой оптимистической оценке), имевших место до внедрения рассмотренного режима.

Эта схема позволила ввести автоматику пуска агрегата, находящегося в оперативном резерве по признаку аварийного снижения частоты, что ещё усилило роль ГЭС в энергосистеме и соответственно её эффективность.

Исследования и на их основе разработки, выполненные в период освоения Красноярской ГЭС на гидроагрегатах 500 МВт, решили задачу мобильности ГЭС в энергосистеме, сняли ограничения по регулированию параметров электрической сети, вызванные недостатками проектно-конструкторских и технологических решений.

Опыт показал, что выявление возможностей оборудования с целью повышения его эффективности на ранней стадии освоения является одной из важнейших особенностей организации эксплуатации крупных ГЭС.

Опыт Красноярской ГЭС по решению изложенной задачи был использован проектной организацией на Саяно-Шушенской ГЭС в полной мере.

На Саяно-Шушенской ГЭС благодаря применению аппаратов генераторного напряжения КАГ-15,75, через которые каждый генератор присоединен в укрупненном блоке к электрической сети, проблема содержания агрегата в оперативном резерве решена, так как при отключенном положении выключателя этого аппарата его разъединитель остается включенным. Разъединитель КАГа отключается для ремонтных работ. Конструкция КАГа исключает возможность самопроизвольного включения выключателя, а также не содержит каких-либо элементов, которые подвержены разрушению, как, например, фарфор, находящийся под давлением воздуха в некоторых конструкциях выключателей. Поэтому любой гидрогенератор Саяно-Шушенской, отключающийся от сети в резерв, находится в состоянии оперативного резерва и при необходимости вводится в работу с помощью автоматики без предварительных операций по подготовке схемы его присоединения, лишь поворотом ключа на ЦПУ. Этим обеспечивается высокая мобильность гидрогенераторов в энергосистеме и эффективность гидростанции в целом.

Автоматика пуска агрегата из резерва по признаку аварийного снижения частоты тока в энергосистеме на Саяно-Шушенской ГЭС так же смонтирована и налажена и содержится в состоянии готовности. Ввод её в работу по заданию диспетчера объединенной энергосистемы Сибири обеспечивается ключом выбора режима, находящегося на центральном пульте управления (ЦПУ) ГЭС.

7.5 Социальная значимость гидроэнергетических узлов

Освоение гидроресурсов Енисейско-Ангарского бассейна составляет всего одну треть от тех, которые было бы наиболее целесообразно использовать. Работа введенных здесь в действие гидроэлектростанций за сравнительно небольшой период времени привела к

быстрому развитию Сибирского региона на базе самой дешевой в России электроэнергии.

Однако темпы развития гидроэнергетики в России резко сократились из-за критических настроений, возникших на основе всеподавляющей концепции охраны окружающей среды. Такая критика возникла не без основания, поскольку инженерная практика не ставила своей целью проводить социальные исследования последствий, которые возникали в результате выстроенных гидроэнергетических узлов, а научных данных в этой области просто не было. Отсутствие исследований не стимулировало образование нормативных документов, регулирующих отношения гидроэлектростанций и населения [36, 38, 61]. Таких норм проектирования нет и в настоящее время, кроме соображений общего характера и большого количества критических публикаций по вопросам экологии, появившихся в связи с гидро- и мелиоративным строительством. Мы отдаем себе отчет, что такого характера нормы проектирования создать очень трудно. Но вместе с тем необходимо разработать принципы проектирования и подходы к составлению сметно-финансовых расчетов строительства не просто гидроузлов, а энерговодохозяйственных комплексов. Должны быть разработаны и приняты нормативные и директивные документы, регулирующие социальные и экономические отношения между пользователями гидроресурсов. Они должны предполагать конкретное получение равных и выгодных социально-экономических результатов от создаваемых энерговодохозяйственных комплексов для всех пользователей, обязывающее их выступать равноправными и экономически ответственными заказчиками в создании комплексов.

Однако на практике в период создания гидроузлов почти у всех отраслей энерговодохозяйственного комплекса, кроме электроэнергетики и судоходства, необходимой заинтересованности нет. Свидетельством этого могут служить, например, отзывы на представленное в свое время всем ведомствам для заключения проектное задание Красноярской и Саяно-Шушенской ГЭС : "…данный район бассейна реки рыбопромыслового значения не имеет…", или "…в данном районе промышленного запаса товарной древесины нет…", или "…отсутствие достаточной изученности района не позволяет сделать достоверного прогноза…", и т.п.

Пользователи той или иной части энергетического и водохозяйственного комплекса в большинстве своем проявляют интерес только после возведения гидроэнергетического узла. А до этого всю тяжесть и ответственность за сооружаемый комплекс несёт отрасль – электроэнергетика, естественно, в меру своего понимания задач. После возведения гидроузла обычно выясняется, что интересы в нем могли бы быть разнообразней, а круг пользователей значительно шире, чем это предусматривалось проектными предположениями. К поль-

зователям следует отнести и местные территории, строго говоря – это население, организации здравоохранения, ихтиологические и биологические учреждения, охотоведческие и рыбопромысловые ведомства, органы разных видов государственного контроля, авиационного и автомобильного транспорта, лесного и сельского хозяйства и ряд других. Проявление интереса у многих из них после строительства ГЭС зачастую носит только претензионный характер. Некоторые требования заслуживают внимания и являются справедливыми, но они в своем большинстве уже после возведения ГЭС оказываются неосуществимыми. Так, например, различные идеи о селективных водозаборах с целью снижения температуры воды в нижнем бьефе для сокращения длины полыньи ниже ГЭС и другие.

Причина такого положения кроется в том, что у упомянутых ведомств и организаций, у администраций территорий не культивируется интерес к выгодным для них результатам, которые могут быть достигнуты после создания ГЭС, и, что особенно важно, в интересах населения близлежащих регионов.

Иначе говоря, необходимо формирование новой научно-технической и социальной идеологии, чтобы обеспечить развитие использования водных ресурсов с учетом многоукладной экономики.

При правильном подходе, т.е. равноправном, равнозаинтересованном и ответственном объединении всех организаций, если бы они выступали заказчиками наряду с энергетиками, были бы обеспечены условия для создания полнокровного и гармоничного проекта воднохозяйственного и энергетического комплекса. Тогда понятие “комплекс” предстанет в истинном значении этого слова.

В коренное изменение существующего положения не вносят радикальных предложений и сами проектировщики, хотя первым шагом в этом могло бы быть создание у них специализированных изыскательских партий по социальным, экологическим, этнографическим и другим подобным вопросам. Аналог таких изыскательских партий издавна существует в Гидропроекте по исследованиям геологического строения створа гидроузла и для гидрологических исследований реки и ее бассейна. В такой же мере, если не большей, давно назрела необходимость в специализированных социальных исследованиях в регионе задолго до начала строительства там гидростанций. Это позволило бы сформировать объективный реестр проблем как близлежащих, так и отдаленных районов строительства, вдумчиво проанализировать их и не наспех подготовить соответствующие решения силами всех заинтересованных заказчиков в прямой связи с сооружением энерговоднохозяйственного комплекса. Иначе говоря, провести всестороннюю и серьезную общественную экспертизу проекта. Такие целевые экспертные комиссии предстоит образовывать, например, с участием научно-технических обществ.

Основной задачей такой экспертизы должно быть определение наиболее важных запросов территорий и, может быть, в связи с этим экологических ограничений, а с другой стороны, экспертиза должна радикально повлиять на конструкцию сооружений, этапность их возведения с целью получения максимальной в этих условиях энергетической, экологической и социальной эффективности. При этом экспертная комиссия не должна давать лишь оценку проекта и иметь право на согласование, а может выступать в качестве директивной структуры (в определённой мере) местных администраций, имеющей право принимать решение. В процедуру выбора проекта следует ввести соревновательность проектных организаций между собой за право внедрения проекта. На основе обобщения материалов таких экспертиз из разных регионов, где наиболее целесообразно использовать гидроресурсы страны, можно будет сформировать нормативную базу для рационального проектирования энерговодохозяйственных комплексов.

Одними из многих предложений в интересах жителей района сооружения ГЭС могли бы быть, например, такие проектные решения, заложенные в смету ее строительства, как: затраты по компенсации тарифа на электроэнергию, используемую для отопления домов, приусадебных теплиц, гаражей; затраты, позволяющие жителям на льготных условиях возводить индивидуальные комфортабельные дома; затраты на приобретение древесины из ложа водохранилища по льготной цене; затраты на строительство подъездных дорог к объектам сельского хозяйства, а в некоторых случаях на создание крупных собственных сельскохозяйственных подсобных хозяйств с полной механизацией и автоматизацией животноводческих ферм, с освоением новых земель для кормовой базы собственных подсобных хозяйств, с цехами по переработке продуктов овощеводства, животноводства и зерноводства, т.е. энерговодохозяйственный комплекс, осваивающий регион в округе будущей ГЭС, должен обеспечивать себя продуктами питания сам и не ложиться бременем на сельское хозяйство региона. Иными словами, проект ГЭС должен стимулировать интерес людей в обширном районе расположения ГЭС и ее водохранилища путем создания комфортных условий жителям для работы и проживания. При таком подходе население станет союзником строительства энерговодохозяйственных комплексов.

Безусловно, с ростом освоения природных ресурсов, в частности, в связи со строительством водохозяйственных энергетических комплексов, возрастают и масштабы вмешательства человека в существующее равновесие окружающей среды. С созданием комплексов происходит формирование новых природо-технических систем (ПТС), которое обусловливает изменение сложившегося состояния водных систем и природной среды на прилегающих территориях.

Некоторые изменения физических, химических, биохимических, биологических процессов природной среды носят временный характер, связаны с периодом возведения сооружений и могли бы полностью прогнозироваться на стадии проекта на базе тех исследований, о которых речь шла выше. И не только прогнозироваться, но и быть основой для превентивных проектных организационно-технических мероприятий.

Другие изменения природной среды являются долговременными, часто необратимыми и фиксируются лишь в процессе эксплуатации ПТС. Однако негативное проявление и таких изменений также могло быть существенно уменьшено благодаря упреждающим проект исследованиям.

Однако при этом важно понять, всё ли, что связано со строительством комплекса, несет в себе отрицательное влияние и насколько, и что оказывает благотворное влияние на среду обитания. Без взвешенного и разностороннего подхода к исследованию этого вопроса задолго до стадии проектирования гидроузла, а затем без объективного отслеживания последствий на протяжении всей его "жизни" и корректировки негативных проявлений, нельзя рассчитывать на нормальное социальное развитие региона.

Многие стороны отрицательного влияния на окружающую среду гидроузлов, создаваемых на реке Енисей, могли бы быть исключены или сведены к минимуму при своевременной разработке и осуществлении комплекса мероприятий, опирающихся на всестороннее изучение природных и социальных закономерностей и на прогноз возможных изменений в окружающей среде при намеченных режимах эксплуатации водохранилищ и нижних бьефов Енисейских ГЭС.

О режиме нижнего бьефа

Очень характерным подтверждением негативного влияния на окружающую среду из-за отсутствия необходимой изученности региона нижнего бьефа является вынужденно сложившийся зимний режим Красноярской ГЭС, который сильно отличается от расчетного. Расчеты должны были бы быть увязаны с соображениями о необходимости охраны окружающей среды и обеспечения интересов водопользователей и населения, проживающего у р. Енисей.

В интересах чистой энергетики осуществляется использование водотока, обеспечивающего выдачу мощности и энергии в систему, в наибольшей мере отвечающее графику электропотребления, т.е. с максимальной пиковой энергоотдачей в зимний период и при снижении её летом в маловодные годы, для чего необходимо существенное перераспределение водных ресурсов между сезонами. В средние и многоводные годы этот процесс регулируется проще.

Интересы неэнергетических потребителей, напротив, сводятся к сохранению в реке в теплый период значительного объема стока, обеспечивающего четко определенный уровенный режим в реке. Кроме того, не был учтен фактор строительства Красноярского гидроэнергетического узла на многоводной реке в суровых климатических условиях, когда зажорные явления не являются редкостью. Более того, отсутствие изученности реального температурного режима воды в нижнем бьефе привело к существенной ошибке в оценке протяженности открытой полыньи от створа ГЭС – вместо ожидаемых 40 км полынья в теплые зимы достигает 180 км и более.

В результате возникла необходимость разработки режима использования Красноярской ГЭС исходя из новых начальных условий.

Они сводились к тому, чтобы обеспечить базовые попуски воды – летом для водного транспорта, а зимой для работы водозаборов г. Красноярска. Возникли ограничения амплитуды суточных колебаний уровней в нижнем бьефе – летом по условиям работы причалов речного транспорта, а зимой для обеспечения безаварийного отстоя судов в затонах, а также исключения зажорных явлений в русле реки. Участок бьефа, находящийся в зоне перемещения кромки льда, отличается неустойчивым ледовым режимом. Под влиянием суточного регулирования гидростанцией нагрузки на этом участке в течение зимнего периода ледостав чередуется с ледоходом и шугоходом. При перемещении кромки льда на участках с повышенными скоростями течения под ледяной покров заносится масса шуги и льда, вызывая стеснение русла, т.е. образуются зажоры и заторы, сопровождающиеся значительным повышением уровня воды. Поэтому установленная мощность ГЭС в этих условиях может максимально использоваться только летом в многоводные годы с большой среднесуточной загрузкой.

В зимний период и среднесуточная загрузка ограничивается из-за опасности затопления и подтопления населенных пунктов в районе кромки ледостава, где создаются условия для возникновения зажоров. Таким образом, потеряна возможность использования мощности ГЭС и в качестве аварийного резерва, особенно это остро ощущается, когда по тем или иным причинам в самое морозное время сокращаются или затруднены поставки минерального топлива на тепловые электростанции энергообъединения.

Так, в декабре 1984 года при суммарном расходе р. Енисей 7500 $м^3/с$ (4000 $м^3/с$ с Ангарских ГЭС и 3500 $м^3/с$ с Красноярской ГЭС) ниже впадения р. Ангары в период активного ледообразования, когда кромка ледостава достигла устья Ангары, произошло повышение уровня воды у г. Енисейска более чем на 8 м. Была подтоплена часть жилой застройки, пострадали подвалы домов, несколько промышленных предприятий, лесные и угольные склады, заготовленные на

зиму запасы сена и другое на значительной территории у гг. Енисейска и Лесосибирска.

Условия эксплуатации гидроузлов на Енисее и Ангаре (из-за различной подготовленности нижнего бьефа, регулирующей емкости водохранилищ, водохозяйственной деятельности административных территорий и разных их интересов) отличаются друг от друга, как зимой, так и летом. Например, сплав экспортной ангарской сосны приобретает у администрации Красноярского края приоритет, поддерживаемый в государственном масштабе, что требует повышенных попусков с Ангарских ГЭС, расположенных на территории Иркутской области. В силу специфики электропотребления в Сибири энергетическое диспетчерское управление не может в ряде случаев обеспечить нагрузку на всех ГЭС, чтобы создать необходимые условия для сплава леса, и тогда возникает необходимость в холостых сбросах воды. Администрация Иркутской области и её энергосистема возражают против холостых сбросов на Ангарских ГЭС для обеспечения сплава, а в рыночных условиях ещё и из-за потерь выработки электроэнергии, на своей территории, и настаивают, чтобы режим нижнего бьефа обеспечивался Енисейскими ГЭС.

Из-за неизученности этих вопросов в расчетах не была учтена возможность общего негативного влияния Енисейско-Ангарских гидроузлов на нижележащие территории. Опыт указал на особенность зимней эксплуатации этих гидроэлектростанций, заключающейся в том, чтобы использовать их в режиме компенсированного гидравлического регулирования, пока не будет разработана схема, исключающая зимние затопления при максимально необходимой зимней энергоотдаче. Обязанности такого гидравлического регулятора легли на Красноярскую ГЭС.

Эта особенность эксплуатации продиктовала необходимость изменить подходы к проектированию водноэнергетической части гидроузлов на многоводных реках в суровых климатических условиях. Заставила вернуться к идее специальных контррегулирующих гидроузлов в нижних бьефах крупных ГЭС. Расчет на быстрое создание каскадов ГЭС оказался нежизненным. Контррегулирующие гидроузлы должны выравнивать неравномерно поступающие расходы от основной ГЭС и создавать на расположенных участках реки ниже контррегуляторов необходимые условия для благоприятного функционирования уже существующих объектов, а также обеспечить снижение сметно-финансовых затрат в проектах по переустройству нижних бьефов в связи со строительством крупных ГЭС. Контррегулирующие гидроузлы должны сооружаться раньше, чем основная ГЭС.

Сложная ситуация в нижнем бьефе Красноярской ГЭС поставила перед эксплуатацией дополнительную задачу отслеживать гид-

рологическое состояние реки далеко за пределами ГЭС, хотя эти функции должно было бы обеспечить управление гидрометеослужбы. Однако у неё недостает постов наблюдений, нет необходимых средств связи между даже действующими постами, не сформулированы задачи и не организовано их решение по наблюдениям за ледовой обстановкой в нижнем бьефе.

Это произошло по тем же причинам: отсутствие соответствующих исследований, а следовательно, и комплексности подходов в проектировании гидроузлов такого масштаба и неадекватная заинтересованность ведомств и территорий.

На завершающем этапе строительства Саяно-Шушенской ГЭС в её нижнем бьефе был возведен контррегулирующий Майнский гидроузел. Создание его оказалось энергетически эффективным и экономически выгодным. Несмотря на большую мощность Саяно-Шушенской ГЭС, ёмкость Майнского водохранилища для контррегулирования сравнительно невелика, поэтому особо заметного отрицательного воздействия на окружающую среду не оказывает.

Контррегулирующие функции Майнской ГЭС заключаются как в обеспечении минимальных расходов в реке ниже её до 500-700 $м^3/с$ во время глубокой ночной разгрузки Саяно-Шушенской ГЭС, так и в снижении максимальных летних расходов до 3600 $м^3/с$ и среднесуточных зимой до 1850 $м^3/с$. Кроме того, контррегулирующий гидроузел обеспечивает значительное сокращение базисного расхода основной ГЭС в выходные дни при сохранении минимального допустимого среднесуточного расхода ниже контррегулятора.

За счет контррегулирования Майнским водохранилищем, т.е. снятия ограничений по максимальным расходам, пиковая мощность Саяно-Шушенской ГЭС, в зависимости от перспективы развития распределительной электрической сети и увеличения потребления электроэнергии, может достигать 5,8 млн. кВт, что является высоким показателем энергетической эффективности.

Одновременно с этим необходимо отметить следующее. Стоимость Майнского контррегулирующего гидроузла составляет 8,5% от стоимости Саяно-Шушенской ГЭС. Если бы Майнский гидроузел не был построен, то потребовалось бы произвести затраты на компенсационные мероприятия в нижнем бьефе Саяно-Шушенской ГЭС в объеме 6% от её сметной стоимости [75]. При наличии контррегулирующего гидроузла попутно производится электроэнергия, стоимость которой ежегодно составляет более 1,0% от стоимости Саяно-Шушенской ГЭС. Из сопоставления этих цифр экономический эффект контррегулятора очевиден.

О зажорах

Несмотря на то, что Майнский контррегулирующий гидроузел создает достаточно благоприятный режим для водопользователей, между эксплуатационной организацией и администрациями прилегающих к правому берегу нижнего бьефа территорий систематически возникают конфликтные ситуации, вызванные зимними подтоплениями берегов в результате зажорных явлений. Русло р. Енисей в 100 км ниже Майнской ГЭС имеет разветвление и многочисленные острова (рис. 7.11).

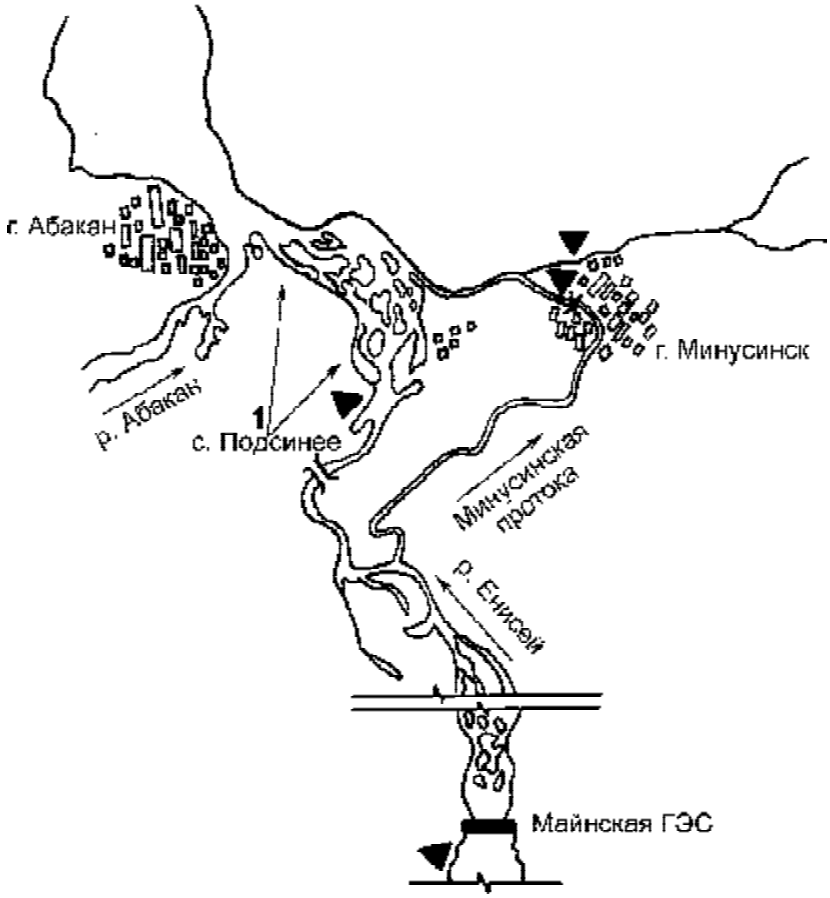


Рис. 7.11 Схема нижнего бьефа Майнской ГЭС

1 – участок зажорных явлений; ▼ – водомерные посты

По данным, полученным на основании обработки статистического ряда наблюдений заторов и зажоров на р. Енисей за период 1949-1997 гг., выполненной Черемушкинским гидрометеорологическим бюро (ЧГМБ, И. Г. Воротников) Хакасского гидрометеоцентра (ХГМЦ), следует, что заторно-зажорные явления, зафиксированные

водомерными постами, в частности, с. Подсинее (рис. 7.11), происходили на протяжении всего наблюдаемого периода, т.е., когда река протекала и в естественных условиях. Литературные источники, появившиеся на основе многих специальных исследований, свидетельствуют, что зажорные участки реки существуют в естественных условиях. Как уже отмечалось, они происходят в период ледостава. Местами наиболее частого образования зажоров являются участки рек, где наблюдается сравнительно резкое уменьшение уклонов и скоростей течения, вызывающее, в свою очередь, уменьшение шуготранзитной способности потока, которая зависит от совокупности морфологических и гидродинамических условий, т.е. формы извилистости, разветвленности, глубин, уклонов, расходов воды и других. Таким условиям отвечает участок р. Енисей, представленный на рисунке 7.11, где происходили зажорные явления в естественных условиях (рис. 7.12). От различного сочетания условий образования и транзита шуги зависят вероятность возникновения, место формирования, а также масштабы зажорных явлений.

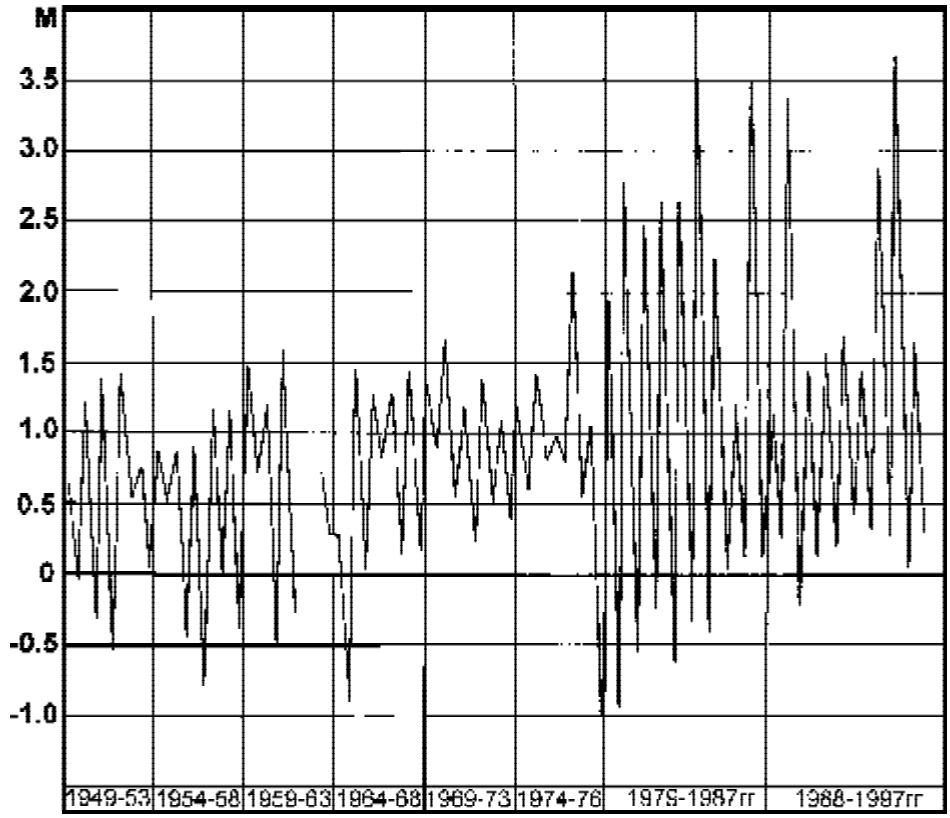


Рис. 7.12 График изменения уровней в р. Енисей на зажорном участке

(1949-1977) – в естественных условиях; (1978-1997) – при зарегулированном режиме реки после ввода в эксплуатацию Саяно-Шушенской ГЭС; 0 – нуль графика водопоста

Максимальные зажорные уровни соответствуют максимальным расходам воды за период формирования зажоров.

Процесс нарастания зажора в естественных условиях происходит за счет переохлаждения водной массы потока на таких перекатных участках реки в периоды понижения температуры воздуха, усиления скоростей воздушных потоков, а также во время интенсивных снегопадов, что приводит к постепенному заполнению шугой сечения русла или его рукавов. В какой-то момент времени, различный для разных условий зимы и водности года, наступает стабильное состояние и дальнейший прирост зажора прекращается, на реке наступает ледостав.

Образование зажора, когда существует полынья (наш случай незамерзающего нижнего бьефа ГЭС), имеет особенность в том, что образующийся зажор быстро прирастает за счет подныривания под кромку льда шуги, возникающей на полынье при определенных условиях – резком похолодании воздуха, сопровождающемся ветром. Это вызывает быстрое снижение температуры воды в полынье и интенсивное образование шуги.

Из графика (рис. 7.12) видно, что в условиях естественного течения р.Енисей (по данным за 1949-1977 гг.) на зажорном участке ежегодно возникали подъемы уровней воды в реке, колебания которых от минимального до максимального значения достигали в отдельные годы 2,5 м. После того как режим реки был зарегулирован в связи с образованием гидростанции и возникновением полыньи в её нижнем бьефе, зажорные явления стали проявляться в значительно большем масштабе. По данным за 1978-97 гг. видно, что изменения уровня воды от минимальных до максимальных значений достигают в отдельные годы 4 м (над нулем графика более 3,5 м). Это хорошо совпадает с выводами исследователей о том, что зажорные уровни тем выше, чем больше расход воды в это время, ниже температура воздуха и интенсивнее снегопады.

По сравнению с естественными условиями, когда в самый холодный период – январь-февраль – среднемесячный расход в реке составлял 240-260 $м^3/с$, зарегулированный расход в это же время составил 1200-1600 $м^3/с$, что хорошо видно из таблицы 91, где представлено несколько достаточно характерных лет из наблюденного ряда.

Сопоставляя данные рисунка 7.12 и таблицы 91, мы увидим, что зима 1951 г., например, была очень холодной: количество дней с температурой ниже -25^0С в январе составило 17, а среднемесячная минимальная температура воздуха составила $-30,4^0$С, февральская среднемесячная минимальная температура составила $-25,7^0$С. Из графика видно, что уровень в реке зимой 1951 г. колебался от -0,5 до +1,5 м над нулем графика. Зимой 1977 г. также было много

Таблица 91. Гидрометеорологические параметры по гидроствору водомерного поста Никитино ниже Майнского гидроузла и метеостанции Хакасская.

Месяц / Годы	Декабрь			Январь			Февраль			Март		
	$м^3/с$	дата	^0C	$м^3/с$	дата	^0C	$м^3/с$	дата	^0C	$м^3/с$	дата	^0C
	I	II	III	I	II	III	I	II	III	I	II	III
1950-51	-	1, 2, 6	-20,9	-	1-3, 6-11, 19-25,31	-30,4	-	7,23, 27	-25,7	-	-	-12,7
1951-52	273	21	-15,8	294	31	-19,8	309	1-3, 14-7, 21-26, 28	-29,4	249	4-7	-17,2
1954-55	333	1-6, 19, 31	-29,4	326	1-4, 6-9, 16-22, 24,26, 27, 29	-27,8	242	9,17, 18,27, 28	-20,1	269	1, 3, 7-9, 11	-17,6
1955-56	358	26-31	-19,1	267	1-8, 16-23	-28,2	268	9-19, 22, 23	-28,7	267	-	-16,3
1956-57	373	6-8, 13-22	-29,0	286	5-8, 10-14, 21	-26,1	243	2,3,5, 6-10	-23,8	221	3, 9, 10	-20,4
1959-60	408	12-15, 18-21, 23-27	-25,0	353	13-15, 18-22, 24	-24,5	274	-	-15,8	232	-	-16,5
1960-61	392	13, 16-18	-22,8	367	8-10, 19	-22,3	325	-	-18,0	265	-	-11,8
1965-66	517	14-17, 21-24, 28,29	-24,2	469	15-18, 20-26	-25,3	402	9,10, 19, 27	-20,7	391	3,4	-12,7
1966-67	424	5-7, 14-19, 20-31	-32,3	402	1-8, 14,15, 27-30	-28,9	299	7-10	-22,9	299	-	-11,2
1967-68	402	4-9, 26-30	-26,5	379	17-23, 28-31	-26,7	290	1-4, 17,18	-27,6	290	-	-8,0
1976-77	361	24-31	-21,4	274	1-5, 17-21, 25-29, 31	-30,4	240	1-4, 14	-23,2	240	-	-9,4
1977-78	398	-	-16,1	382	-	-16,8	334	7-10	-22,5	334	-	-12,8
1978-79	282	28, 29	-19,7	357	3, 8-13, 16, 26-29	-28,0	288	20	-17,3	288	-	-9,2
1979-80	317	17, 18, 30	-17,8	585	9, 13, 26-31	-24,6	641	2-14	-26,6	641	-	-16,7
1983-84	631	29-31	-18,6	752	1, 14, 18, 19, 23-29	-25,7	676	1, 4-10, 12-15	-27,8	505	-	-11,1
1984-85	1070	11-16, 20-23	-23,2	921	8, 14	-22,4	763	15-23, 26-28	-27,2	694	2-5	-17,2
1987-88	1200	1-3	-18,2	1200	21-23, 25-28, 30	-24,2	1220	13,14, 26-29	-23,6	914	-	-14,5
1990-91	1350	-	-15,3	1330	-	-19,2	1270	-	-18,6	1360	-	-14,4
1991-92	1800	5, 6, 24, 25, 27, 28	-20,7	1330	-	-16,8	1610	-	-21,0	1470	-	-13,0
1992-93	1570	17	-17,9	1620	4, 15, 18	-22,6	1350	-	-16,8	1520	-	-10,9
1994-95	1590	12-16	-18,5	1360	17-19, 25-31	-21,5	1360	1, 2	-17,6	1560	-	-8,3
1995-96	1520	-	-18,3	1670	12-14, 29, 17-23, 31	-26,3	1330	14-19	-26,6	1190	-	-15,2

I – среднемесячный расход воды в створе; II – даты, в которые среднесуточная температура воздуха была ниже -25^{0}C; III – среднемесячная минимальная температура воздуха.

морозных дней, январская среднемесячная минимальная температура тоже составила -30,4^{0}С, и подъем уровня в реке над нулем графика составил более 2,0 м.

Начиная с момента действия гидростанции, с увеличением расхода в реке в холодные зимы мы видим на графике существенные подъемы уровней воды. И здесь же хорошо видно, что в "теплые" зимы с 1990 по 1993, где в январе-феврале практически не было дней с температурой ниже -25^{0}С, подъем уровня воды не превышал естественный, несмотря на значительные расходы, т.е. решающим фактором появления зажора является низкая температура воздуха и её продолжительность по времени.

Как при создании Красноярской ГЭС не было необходимой изученности зажорного участка реки в нижнем бьефе, так и в период изысканий по Саяно-Шушенской ГЭС этого сделано не было, поэтому при проектировании не возникла задача разработки мероприятий по предупреждению зажорных явлений.

Нет и к настоящему времени методики прогноза масштабов зажорных явлений для описываемого уникального участка реки Енисей ниже Майнского гидроузла. Нет сопоставимых данных по теплоёмкости Майнского водохранилища и водохранилища Саяно-Шушенской ГЭС, без чего невозможно решить излагаемую проблему.

Проектная организация ограничилась достаточно традиционнным решением по конструированию защитных дамб у ряда населенных пунктов и г. Минусинска, исходя из назначения зимних коэффициентов сужения русла за счет образования заберегов. Эти коэффициенты, безусловно, не могли учесть специфики описанного участка реки. Поэтому, например, через гребень дамбы инженерной защиты г. Минусинска при одном из зажорных событий произошел перелив воды. Хозяйственный ущерб от такой недооценки усугубляется непониманием специфики указанного участка реки и со стороны администрации прилегающей территории. Например, по её заказу на одном из островов зажорного участка были устроены водозаборы и насосная хозяйственно-питьевого водоснабжения г. Минусинска, которая подтапливается при крупных зажорах.

Коренным решением проблемы могло бы быть строительство ниже описываемого участка реки водорегулирующего сооружения, обеспечивающего в месте вероятных заторно-зажорных явлений поддержание постоянного уровня воды на весь морозный период до момента разрушения ледового покрова весной. После этого водорегулирующее сооружение, путем открытия его водопропускных отверстий, должно обеспечивать беспрепятственный пропуск всего весенне-летне-осеннего зарегулированного Майнской ГЭС расхода реки.

О рекреации

Наряду с вопросами о нарушениях в нижних бьефах ГЭС, экологически важными являются и проблемы влияния Саяно-Шушенской и Майнской гидростанций на температурный режим и водный обмен в их водохранилищах, которые отличаются от ранее сложившихся в реке. Например, вода в Майнском водохранилище заменяется менее чем за сутки. Водообмен в Саяно-Шушенском водохранилище по мере его ступенчатого по годам наполнения происходил следующим образом: 1979 г. – 11 раз; 1980 г. – 9; 1981 г. – 6; 1982 г. – 5; 1983 г. – 4; 1985 и 1986 гг. – около 2, и начиная с 1990 г. при проектном режиме наполнения и сработки – 1,5 раза в год.

Годовой термический цикл Саяно-Шушенского водохранилища в общих чертах не отличается от других глубоководных водохранилищ гидростанций Сибири. Обратная температурная стратификация наблюдается в январе с температурой у поверхности около нуля градусов, до 3,6^{0}С у дна.

Весной (конец апреля) даже при наличии льда в водохранилище в результате частичного проникновения солнечной радиации наступает период разрушения обратной стратификации и наступает весенняя гомотермия, т.е. температура у поверхности и у дна становится почти одинаковой и составляет соответственно 4,2^{0}С и 3,6^{0}С.

С мая по ноябрь наступает прямая температурная стратификация, вода на поверхности в июне-июле прогревается до 20÷22^{0}С, а на дне остается прежней 3,6^{0}С.

Зимняя гомотермия наступает в середине января, при этом температура у поверхности водохранилища составляет 3,9^{0}С, а у дна 3,3^{0}С.

В водохранилище ярко выражен малоактивный придонный слой (гиполимнион), мало меняющийся от времени года. Верхняя граница этого слоя находится на глубине приблизительно 70 м от поверхности водохранилища. Максимальная высота гиполимниона достигает 150 м. Указанный слой характеризуется замедленным водообменом и однородностью температурного состояния, изменение температуры в слое составляет 3,6-5,0^{0}С.

Из-за поступления зимой более теплой воды из глубоких водохранилищ Красноярской и Саяно-Шушенской ГЭС в их нижних бьефах образовались полыньи большой протяженности. Неучтенная в проекте подпитка р. Енисей теплыми значительными по объему промышленными стоками воды в районе г. Красноярска привела к тому, что ожидаемого проектировщиками ледостава у города не произошло. В результате родился ряд проблем. Одна из них – образование туманов. В условиях промышленного района, атмосфера которого достаточно запылена и загазована, конденсация водяного пара провоцируется твердыми микрочастицами, находящимися в атмосфере.

Влажность воздуха в прибрежных районах зимой неблагоприятно сказывается в ряде случаев на людях с определенно выраженной патологией.

Четко прослеживается уменьшение градиента среднемесячных температур воздуха до и после создания водохранилищ, в особенности в самые холодные и самые жаркие месяцы, причем это различие по мере удаления от Енисея постепенно сглаживается.

Так, в п. Черемушки, расположенном в непосредственной близости от Саяно-Шушенской ГЭС, повышение среднемесячной температуры воздуха в холодный период года составило 1,6-1,9^{0}С; в г. Саяногорске, расположенном на берегу в 40 км ниже створа ГЭС – 0,6-0,8^{0}С; на метеостанции Минусинск изменение среднемесячной температуры воздуха не превышает порядка случайных расхождений [75].

Определяющим фактором влияния на микроклимат прибрежной территории, примыкающей к водохранилищу, является накопленная большой массой воды тепловая энергия. В нижеследующей таблице по данным ЧГМБ показаны максимальные запасы тепла водохранилища, образовавшегося путем аккумуляции теплой воды р. Енисей и его притоков, а также нагрева воды в водохранилище солнечной радиацией.

Расчет проведен на основе натурных данных максимальных температур на 1 сентября каждого года:

Год	Максимальный УВБ, м	Максимальный объем водохранилища в относительных единицах, %	Дата достижения максимального УВБ	Максимальное количество тепла, $\cdot 10^{15}$Дж
1985	517,32	66,5	28.08	954
1986	521,34	70,7	17.09	1100
1987	531,05	84,0	13.10	990
1988	534,10	89,0	8.08	1033
1989	526,56	77,3	23.10	892
1990	540,06	100,1	23.09	1051
1991	540,06	100,1	17.09	1099
1992	539,97	99,9	7.09	1130
1993	539,88	99,7	11.10	1175
1994	539,57	99,1	29.09	1041
1995	539,91	99,8	29.09	1295
1996	540,13	100,2	20.09	1116
1997	538,86	97,7	24.10	1019

Заметное изменение произошло в датах перехода среднесуточной температуры воздуха через 0^0; $+5^0$; $+10^0$С в п. Черемушки и г. Саяногорске. Сдвиг дат на более поздние сроки при переходе через 0^0С колеблется от 3 до 10 дней; даты перехода через $+5^0$; $+10^0$С наступают весной раньше на 20-15 дней, а осенью позже на 2-5 дней. Проблема рекреации с учетом этого осталась неразработанной в необходимых масштабах.

До строительства Красноярской ГЭС был очень популярным отдых жителей г. Красноярска и других прибрежных населенных пунктов, связанный с купанием в р. Енисей в течение 1,5-2 месяцев самого теплого времени лета. После образования водохранилища вода, поступающая из глубинных слоев в нижний бьеф, не прогревается до комфортной температуры, в результате такой вид отдыха, как купание в реке, исчез из обихода.

В природных условиях обращает на себя внимание то, что нагрев воды в старицах даже горных холодных рек, несмотря на проточность стариц, намного выше, чем в основном русле. Эта особенность приводит к мысли, что сравнительно несложно у населенных пунктов в нижнем бьефе ГЭС создавать искусственные старицы, путем устройства мелководных отводных каналов со слабопроточной водой. По примеру стариц они будут хорошо прогреваться, что обеспечит комфортные условия для отдыха на воде. Небольшой опытный проект подобного устройства разработан и успешно реализован в нижнем бьефе Саяно-Шушенской ГЭС.

Нельзя не отметить отрицательного влияния водохранилища Майнской ГЭС на застройку прибрежной части п.Черемушки. С образованием водохранилища произошел подъем кривой депрессии, и в определенных режимах, как правило, при пропуске половодий и паводков, происходит подтопление фундаментов жилых домов, их подвалов и инженерных подземных коммуникаций. При застройке поселка этому не придавалось необходимого значения. Впоследствии предложенный проект по искусственному снижению кривой депрессии путем непрерывной откачки воды из специально создаваемых дренажных устройств не мог быть реализован по причине неоправданных эксплуатационных затрат таких сооружений и низкой их надежности, а также нежелания муниципальных органов заниматься эксплуатацией подобных устройств.

О туманообразовании

Образование туманов обусловлено общими физико-географическими условиями и особенностями атмосферной циркуляции в отдельных районах. А в пределах какого-либо района на повторяемость туманов оказывают влияние и физико-географические особенности отдельных природных элементов: высота местности над

уровнем моря; форма её рельефа; близость моря, озер, мелких водоёмов и крупных водохранилищ; температура поверхности воды в прибрежной зоне и другие факторы, в особенности загрязненность воздуха. Несмотря на достаточную известность и изученность этих причин, общественное мнение районов расположения ГЭС склонно связывать образование туманов только с образованием водохранилищ и полыней. Поскольку на влажность воздуха открытые водоёмы хотя и локальное, но оказывают влияние, то в определенной мере образование туманов с этим также связано. По данным ряда исследований, в том числе проведенных Красноярским госуниверситетом, известно, что водохранилища и полыньи в нижнем бьефе Красноярской и Саяно-Шушенской ГЭС оказывают влияние на влажность воздуха лишь в пределах 2-километровой прибрежной зоны. И здесь, в решающей мере, в Красноярском промышленном районе на повторяемость туманов (в особенности смогов) влияет воздух, загрязненный пылевидными частицами, на которых конденсируется водяной пар. Одним из доказательств этого может служить отсутствие туманов в г. Дивногорске и п. Черёмушки, расположенных в непосредственной близости соответственно Красноярской и Саяно-Шушенской ГЭС. Атмосферный воздух в этих населенных пунктах не загрязнен. Кроме того, за счет "сглаживания" температуры воздуха и температуры воды в р.Енисей градиент температуры на границе соприкосновения двух сред (вода – воздух) уменьшился, что также влияет на образование тумана.

Данные обработки статистических рядов наблюдений за длительный период 1936-1995 гг., полученные Черемушкинским гидрометеобюро (И. Г. Воротников) Хакасского гидрометеоцентра, приведенные в таблицах 92-95, показывают количество туманных дней до и после строительства Красноярской и Саяно-Шушенской гидростанций.

Таблица 92. Среднее число дней с туманом в период наблюдений на метеостанции "Красноярск, опытное поле" 1936-1965 гг. (29 лет)*)

Месяцы	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
Число дней с туманом	1	0,5	0,4	0,4	0,3	0,6	0,7	2	3	0,8	0,8	1
Итого за период	октябрь-март 4,5 дня; апрель-сентябрь 7 дней; за год 11,5 дней											

**) Дробные числа в таблице означают, что туманы наблюдались не ежегодно. Все обработанные ряды наблюдений составляют более 15 лет, что гарантирует достоверный результат.*

Эта таблица свидетельствует о количестве туманных дней в период, когда река Енисей была в естественных условиях, до начала регулирования водотока Красноярской ГЭС, первый агрегат которой был введен в эксплуатацию в ноябре 1967 г. Лишь к этому моменту было осуществлено первое заполнение водохранилища.

В таблице 93 представлены данные по материалам той же метеостанции "Красноярск, опытное поле" после обработки статистического ряда наблюдений за период 1968-1995 гг., т.е. после ввода в эксплуатацию Красноярской ГЭС и образования её водохранилища.

Таблица 93. Среднее число дней с туманом в период наблюдений на метеостанции "Красноярск, опытное поле" за период 1968-1995 гг. (27 лет)

Месяцы	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
Число дней с туманом	0,6	0,4	0,1	0,2	0,4	0,3	0,8	1,8	2,3	1,4	0,5	0,3
Итого за период	октябрь-март 3,3 дня; апрель-сентябрь 5,8дня; за год 9,1дней											

Таблица 94. Среднее число дней с туманом в период наблюдений на метеостанциях до строительства Саяно-Шушенской ГЭС

Метеостанция "Минусинск, опытное поле", период 1891-1945 гг. (54 года)												
Месяцы	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
Число дней с туманом	6	5	3	1	0,7	1	2	3	7	5	4	7
Итого за период	октябрь-март 30 дней; апрель-сентябрь 14,7 дня; за год 44,7 дня											
Метеостанция "Минусинск, опытное поле", период 1936-1980 гг. (44 года)												
Число дней с туманом	4	2	1	0,3	0,2	0,5	0,8	2	4	2	2	3
Итого за период	октябрь-март 14 дней; апрель-сентябрь 7,8 дня; за год 21,8 дней											
Метеостанция "Минусинск, опытное поле", период 1950-1975 гг. (25 лет)												
Число дней с туманом	0,6	0,2	-	0,1	0,1	0,1	-	0,1	0,1	0,6	0,3	0,6
Итого за период	октябрь-март 2,3 дня; апрель-сентябрь 0,5 дня; за год 2,8 дня											

Из сопоставления данных таблиц 92 и 93 видно, что практически число туманных дней является одинаковым до и после стро-

ительства Красноярской ГЭС, т.е. напряженность, создаваемая средствами массовой информации, представляет собой больше политическое явление, чем социальное.

Характеристику туманообразования до и после создания Саяно-Шушенской ГЭС можно увидеть из материалов того же ЧГМБ ХГМЦ, представленных в таблицах 94 и 95.

Из данных таблицы 94 следует, что до строительства Саяно-Шушенской ГЭС были периоды, сильно отличающиеся между собой по количеству туманных дней. Так, в период 1891-1945 гг. в среднем за год было 44,7 туманных дней, а в период 1936-1980 гг. – 21,8. При этом, начиная с 1936 года, на метеостанции были введены 4-х срочные наблюдения, в том числе ночью, поэтому атмосферные явления стали регистрироваться с большей точностью. Следовательно, в статистическом ряде 1891-1945 гг. могло быть количество дней с туманами ещё больше, поскольку до 1936 г. сроки наблюдений были реже.

Из таблицы 95 следует, что явления туманообразования также не имеют стабильного характера и после образования водохранилища Саяно-Шушенской ГЭС и незамерзающей полыньи в нижнем бьефе.

Таблица 95. Среднее число дней с туманом в период наблюдений на метеостанциях после ввода в эксплуатацию Саяно-Шушенской ГЭС

Метеостанция “Минусинск, опытное поле”, период 1979-1995 гг. (16 лет)												
Месяцы	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
Число дней с туманом	4	3,4	2,2	0,2	0,4	0,4	0,5	1,4	3,4	3,2	4,2	4
Итого за период	октябрь-март 21день; апрель-сентябрь 6,3 дня; за год 27,3 дня											
Метеостанция “Черёмушки", период 1978-1996 гг. (18 лет)												
Месяцы	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
Число дней с туманом	0,4	0,3	0	0,1	0	0,1	0,2	0,1	0,1	0	0,2	0,7
Итого за период	октябрь-март 1,6 дня; апрель-сентябрь 0,6 дня; за год 2,2 дня											

Приведенные в таблицах 94 и 95 данные свидетельствуют о том, что атмосферные явления возникают под воздействием куда более мощных природных сил (например, атмосферная циркуляция), чем воздействие водохранилища и открытого зимой русла реки. После ввода в эксплуатацию Саяно-Шушенской ГЭС по данным метеостанций, располагающихся вблизи ГЭС (“Майнский рудник” и

“Черёмушки”), число туманных дней в году осталось на том же уровне. Непосредственно в самом п.Черемушки количество дней с туманами значительно сократилось, так как градиент температур на границе “вода – воздух” резко уменьшился.

Большинством исследователей признается, что все природные атмосферные изменения, вызванные образованием водохранилищ и полыней, являются факторами смягчения резкоконтинентального климата, которое распространяется лишь в узкой прибрежной полосе долины р. Енисей.

О качестве воды

Одна из важных особенностей эксплуатации ГЭС связана с проблемой подготовки ложа водохранилища, в частности, с очисткой его от древостоя, крупного кустарника и валежника. Так, в ложе водохранилища Саяно-Шушенской ГЭС была выполнена лесоинвентаризация, которая показала, что в зоне мертвого объема каньонной части находится 2,2 млн. м^3 древостоя, а в зоне переменного уровня 1,0 млн. м^3. Однако оценки объема валежника не делалось, а это очень характерная и значительная для тайги часть её биомассы.

Известно, что отношение затопленной древесины к объему воды 1:300 безопасно для биоты [75]. Кроме того, факты обнаружения под водой строений и судов, затопленных в глубокой древности, свидетельствуют о том, что древесина в этих условиях крайне слабо подвергается деструкции. Эти соображения и другие не менее веские аргументы, такие как: мелкоконтурность и разбросанность территорий деловой древесины, труднодоступность лесных массивов из-за отсутствия подъездов, а также невозможность обеспечения безопасной работы на крутосклонах каньона Енисея, привели Правительство СССР к решению – затопить в ложе водохранилища Саяно-Шушенской ГЭС около 3 млн. м^3 учтенного древостоя. Полной лесоочистке подверглась озерная часть ложа водохранилища на территории Тувы на рыбопромысловых участках и местах отстоя судов, а также часть предгидроузловой зоны переменного уровня водохранилища.

Зелёные участки берегов водохранилища в переменной зоне его уровней, вынос в водохранилище притоками вырванных в паводки деревьев и кустарника, а также таежный валежник являются постоянными источниками плавающего древесного хлама в акватории водохранилища.

Места скопления плавающей древесной массы, которая в основном сосредоточена в приплотинной части, определяются конфигурацией водохранилища, стоковым течением и преобладающими направлениями ветра.

Прогноз качества воды и развития биологических процессов в водохранилище, выданный Красноярскими УГМС и государственным университетом, достаточно благоприятный и сводится к следующему [75]:

– благоприятный в первые годы наполнения кислородный режим является особенностью Саяно-Шушенского водохранилища по сравнению с другими водохранилищами Сибири; наблюдается общая тенденция к стабилизации кислорода в воде на уровне 10 мг/л;

– химический состав воды Енисея в водохранилище существенно не меняется; по общей минерализации вода в водохранилище, так же как и в р. Енисей, мягкая; минерализация стабильная на уровне 100-115 мг/л;

– цветность, как и в реке, изменяется в диапазоне от 20 до 30^0, отмечается тенденция к стабилизации;

– в нижний бьеф поступает вода, обогащенная кислородом за счет полыньи в ВБ и прохождения через турбины и водосбросы, что способствует самоочищению воды Енисея на нижележащем участке;

– вода свободна от возбудителей желудочно-кишечных заболеваний, а принятая степень очистки сточных вод и достаточно большой санитарный расход позволяют сохранить бытовой участок реки ниже ГЭС в качестве водоёма культурно-бытового, хозяйственно-питьевого и рыбохозяйственного использования;

– достаточно хорошая проточность водохранилища, его уникальная глубина, низкая средняя температура по разрезу "столба" водоема воспрепятствовали образованию синезеленых водорослей.

Наряду с этим, в средствах массовой информации публикуются субъективные оценки, которые приобрели достаточно большое распространение среди населения – о неудовлетворительном питьевом качестве воды, поступающей из водохранилища Саяно-Шушенской ГЭС. В частности, настойчиво распространявшаяся версия об увеличении фенолов в питьевой воде поставила перед эксплуатационниками Саяно-Шушенской ГЭС задачу организации многолетних исследований качества воды, характеризующих пригодность её для питья.

На ГЭС была разработана схема створов отбора проб воды (рис. 7.13), охватывающая не только водохранилище, но и большой участок р. Енисей значительно выше выклинивания водохранилища (более 100 км), т.е. там, где нет техногенной нагрузки, выше г. Кызыла, поскольку считается, что в природных условиях вода является эталоном качества. Эта схема была утверждена Хакасским центром Госкомгидромета (С. Д. Парамонов) и вошла в измерительную сеть гидрометрии страны.

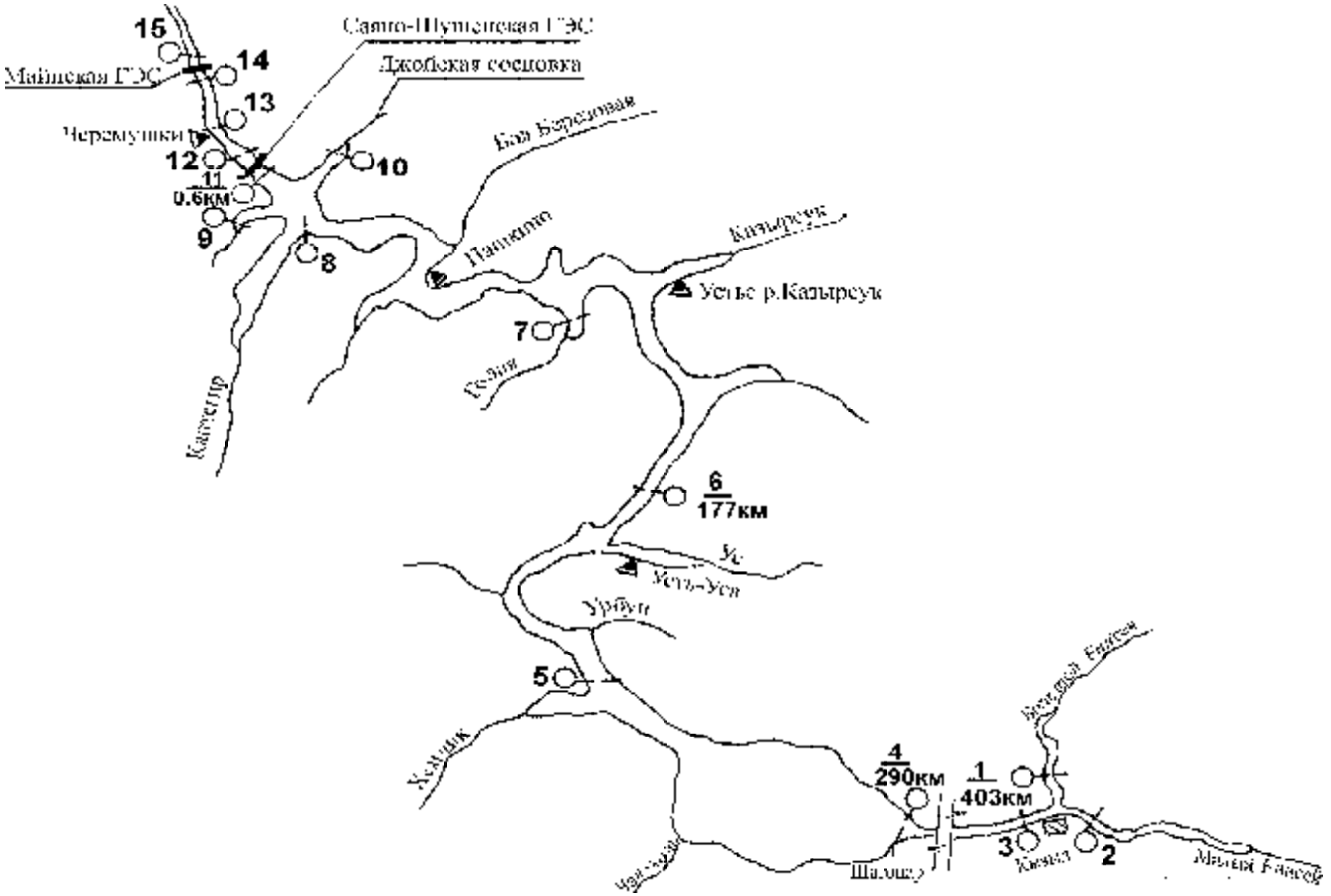


Рис. 7.13 *Условные обозначения* ***Саяно-Шушенской ГЭС*** *и* ***расположения*** *створа* *ГЭС*: *номер* *расстояние от ГЭС*

В таблице 96 приведены статистические данные основных параметров по некоторым створам, характеризующих питьевое качество воды в Саяно-Шушенском водохранилище и в р. Енисей, полученные в течение 1980-1995 гг. в результате исследований воды в створах указанной схемы*).

Таблица 96. Результаты анализа качества воды водохранилища Саяно-Шушенской ГЭС, а также р. Енисей выше водохранилища за период 1980-1995 гг.

Параметры	№№ створов отбора проб воды			ПДК, мг/л
	Створ № 1 выше выклинивания водохранилища выше 100 км	Створ № 6 выше плотины на 177 км	Створ № 11 выше плотины на 0,6 км	
Взвешенные вещества	3,0	3,5	3,0	0,75 от природной величины
$БПК_5$	1,6	2,1	1,5	не более 3,0
Минерализация	90,0	105,0	108,0	1000
pH	7,2	7,5	7,6	6,5-8,5
Кислород	11,0	8,6	9,1	не менее 4,0
Железо	0,15	0,17	0,2	0,1
Медь	0,009	0,005	0,008	0,001
Фенолы	0,013	0,003	0,004	0,001
Нефтепродукты	0,6	0,45	0,35	0,05

Из таблицы видно, что содержание фенолов, меди и нефтепродуктов, по мере разбавления воды в водохранилище с приближением к створу ГЭС, уменьшается. Видно также и то, что наличие меди и фенолов имеет природное происхождение и содержание их достаточно высокое (по сравнению с ПДК) в реке, где нет техногенного влияния. Наличие нефтепродуктов объясняется расположением нефтебаз на берегу в районе г. Кызыла.

Разбавление концентрации веществ у ГЭС, где расположены питьевые водозаборы, по сравнению с содержанием в реке таково: фенолов меньше в 3,2 раза, меди в 1,1 раза, нефтепродуктов в 1,7 раза.

Все другие параметры не превышают ПДК. Обобщая результаты исследований, следует обратить внимание на то, что соображения,

**) Данные по створу 1 получены по результатам ежеквартальных наблюдений за 1989-1993 гг., а по створам 6 и 11 за 1980-1995 гг.*

высказываемые средствами массовой информации об ухудшении питьевого качества воды в водохранилище по сравнению с природной водой, оказались несостоятельными.

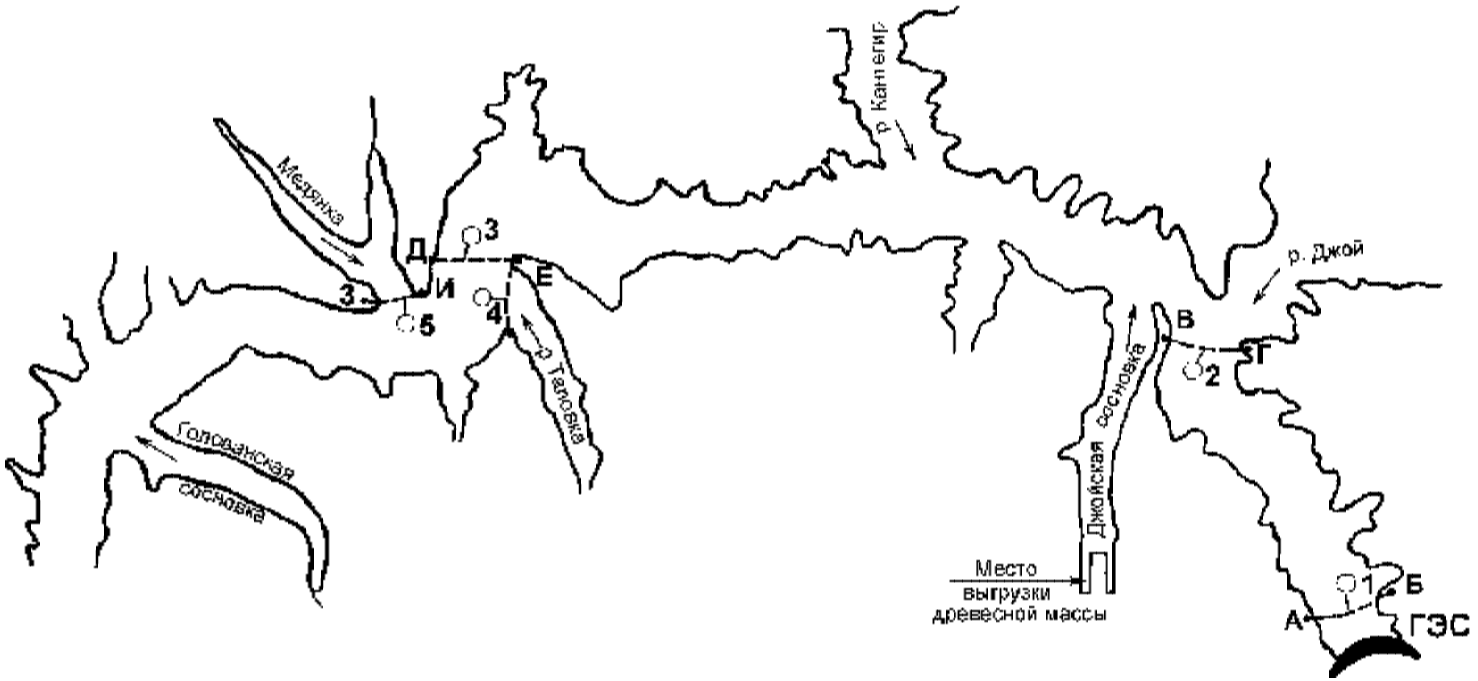
Об очистке акваторий от древесного хлама

Неординарный вид деятельности эксплуатационной организации возник и в связи с плавающей древесной массой в водохранилище. Необходимо было не допустить миграции древесной массы по акватории водохранилища и организовать ее отстой за пределами фарватера, а также исключить ее скопление перед плотиной. Отстой был необходим потому, что извлечь за короткое время существующими способами и средствами, принятыми в лесодобывающей промышленности, большой объем древесной массы из узкого каньона, где нет подходящих площадок выгрузки и подъездных дорог, было невозможно.

Возникла необходимость в научных исследованиях для разработки методики проектирования специальных запаней для условий водохранилища. Действующие нормы на проектирование речных запаней не соответствовали условиям водохранилища по характеру внешних нагрузок на запани и их протяженности по сравнению с рекой. Возникли и значительные инерционные нагрузки, и дифракционные явления, которых в условиях работы речных запаней нет. В результате, с учетом предложений эксплуатационников, были запроектированы и сооружены перед плотиной Саяно-Шушенской ГЭС головные уникальные запани, созданные впервые для условий водохранилищ. Установлено 5 запаней (рис. 7.14) с максимальной протяженностью 1500 м, состоящих из цепочки спаренных трубчатых металлических понтонов ∅ 720 мм повышенной плавучести, которые соединены лежнями в виде пучка металлических канатов диаметром 56 мм (4 штуки в пучке), закрепленными на противоположных берегах водохранилища (рис. 7.15). О масштабах работ дает представление линия по изготовлению понтонов запани на базе “Гидромонтажа” (рис. 7.15б).

Места отстоя древесной массы были выбраны в заливах водохранилища и перекрыты такими же запанями – это № 4 и 5 на рисунке 7.14.

Изложенные условия, вызывающие появление и миграцию древесного хлама, потребовали организации и нового структурного подразделения эксплуатации ГЭС. Оно обеспечивает систематический отвод (рис. 7.16) от головных запаней скапливающегося там древесного хлама, поступающего как из зоны переменного уровня водохранилища, так и вырывающегося из-за запаней при очень сильном волнении. В летнее и зимнее время выполняется ремонт запаней и регулировка длины их лежней в зависимости от уровня воды.



Рис

. 7.14

Схема

установки

запаней

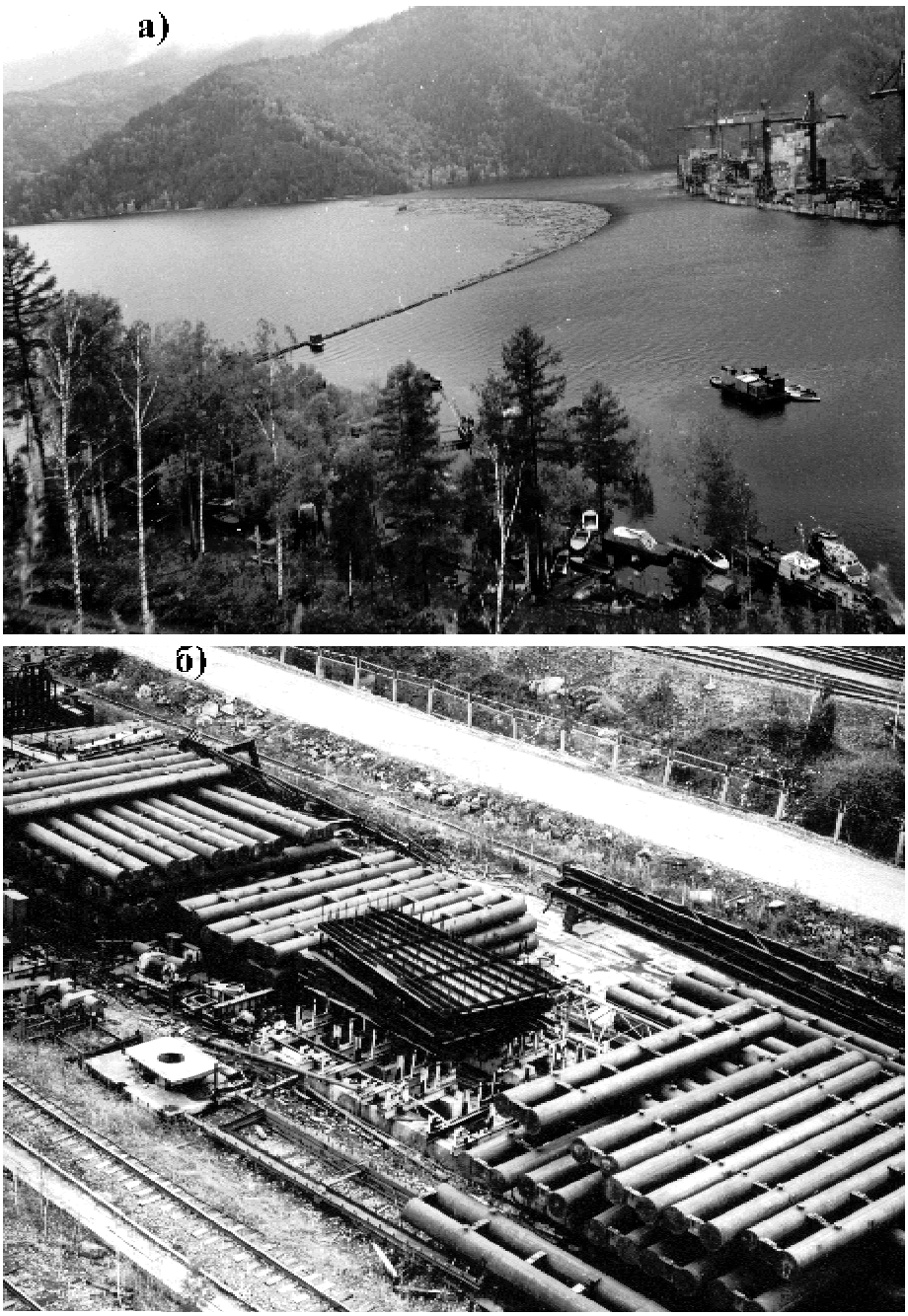


Рис. 7.15 а) – запань № 1 непосредственно перед плотиной Саяно-Шушенской ГЭС; б) – изготовление понтонов запани

Это подразделение собирает мигрирующий хлам в кошели и заводит его в заливы за запани для отстоя, а также подает кошели к месту выгрузки на берег для извлечения древесной массы и ее переработки. Выход деловых материалов составляет менее 1%; не-



Рис. 7.16 Формирование кошелей древесной массы с помощью катеров и отвод их к местам отстоя

значительная доля идет на дрова, остальная часть складируется. Из-за узкого фронта выгрузки, так как каньон не позволяет его расширить, производительность по извлечению из воды древесного хлама и его переработке очень низкая. Такая очень трудоёмкая и большая часть работы эксплуатационной организации, обеспечивающая надежность ГЭС, не предусмотрена никакими нормативными документами, которые бы регламентировали включение соответствующих затрат в тариф на электроэнергию (численность персонала, текущее содержание и ремонт технических воднотранспортных средств). Затраты по сбору древесного хлама в больших масштабах снижают эффективность ГЭС. В проекте не учитывались такие эксплуатационные затраты.

Вопрос об утилизации и ускорении очистки акватории водохранилища от удерживаемой на плаву древесной массы остается по-прежнему острым. Эксплуатационники Саяно-Шушенской ГЭС выдвинули идею создания плавучего механизированного подборщика большой производительности (по аналогии с зерновым комбайном, подбирающим валки), затем перерабатывающего древесную массу в крошку, из которой прессуются либо строительные конструкции, либо брикеты для топлива. Иначе говоря, на таких водохранилищах необходимо создавать плавучий завод, выпускающий в конечном счете товарную продукцию, пользующуюся спросом. Од-

нако интереса к этой идее ни одна организация пока не проявила. Более того, администрации территорий, прилегающих к водохранилищу, от решения проблемы самоустранились, несмотря на то, что являются заказчиками по всем работам (кроме энергетики), которые выполнялись с целью образования водохранилища. Как заказчики, они обязаны отвечать за положение дел на созданном объекте. Административные органы территорий больше устраивает роль критикующей стороны.

Попытки службы эксплуатации организовать переработку древесного хлама в щепу или использовать его в гидролизном производстве успеха не принесли, так как у древесной массы нет необходимого качества.

В последнее время эксплуатационная организация предложила и реализует использование древесной массы с превращением ее в древесный уголь экологически чистым путем пиролиза. В практике эксплуатации ГЭС подобной деятельности ещё не встречалось. Ни одна гидроэлектростанция не строила заводов по переработке плавающего древесного хлама (рис. 7.17).

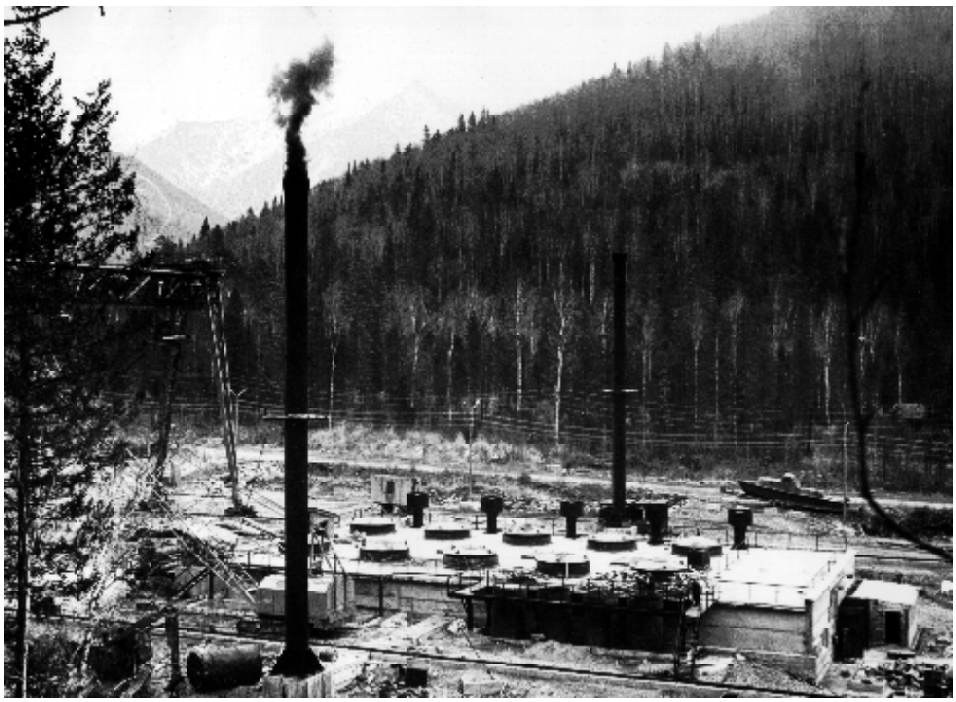


Рис. 7.17 Внешний вид пиролизного завода Саяно-Шушенской ГЭС

Однако и в этом направлении конкретного решения экологических проблем необходимой поддержки со стороны администраций территорий не было.

Влияние выклинивающейся части водохранилища

Результатом устаревшей концепции использования водных ресурсов следует считать и недооценку проблем, возникших в "хвостовой" части водохранилища на равнине, где его объем составляет около 20% от полезного. Проектом предполагалось, что у г. Шагонара возникнет искусственное озеро со своими условиями благоприятного воздействия на прибрежный город и близлежащие территории. На практике оказалось все иначе. Тот, кто проектировал водохранилище, не отдавал себе отчет в том, что создаваемый водоём годичного регулирования подчинен соответствующему предназначению ГЭС в энергосистеме. В результате "озеро" образуется в середине августа, а исчезает в середине ноября, в остальное время года эта влагонасыщенная низменность не только не пригодна для какой-либо хозяйственной деятельности, а наоборот, создает препятствия для этого.

Путем достаточно простого решения, обеспечивающего постоянный уровень "озера" у города путем регулирования стока реки ниже г. Шагонара, можно было бы получить огромный социальный эффект. Однако для этого необходимы затраты на строительство соответствующих подпорных и регулирующих водоток сооружений, что было бы, с социальной точки зрения, оправдано, несмотря на некоторое снижение выработки электроэнергии на Саяно-Шушенской ГЭС. Вместе с тем, в подпорные сооружения у г. Шагонара могла бы быть встроена небольшой мощности низконапорная ГЭС. Кроме того, подпорное сооружение решило бы до сих пор не решенную проблему надежной транспортной связи между населенными берегами р. Енисей того района.

О рыбном промысле

Промышленного лова рыбы на участке Енисея, где возведен Саяно-Шушенский гидроэнергокомплекс, не производилось. После создания водохранилища и изменения гидрологического и гидрохимического режимов на этом участке реки произошла перестройка в структуре существовавшего ихтиоценоза. В притоки и места, расположенные выше выклинивания водохранилища, переместились реофильные виды рыб. Проектными предположениями не рассматривалось использование нижнего бьефа Саяно-Шушенской ГЭС как природо-технической рыбопродуктивной системы. Финансовые средства были сконцентрированы на строительстве рыбоводного завода и расширении нерестово-вырастного хозяйства для зарыбления водохранилища. Эксплуатационники не могли с этим согласиться и в порядке опыта произвели выращивание форели на водохранилище Майнской ГЭС (рис. 7.18), основываясь на наличии высокого качества воды и наиболее благоприятного температурного её режима для обитания такого вида рыбы.

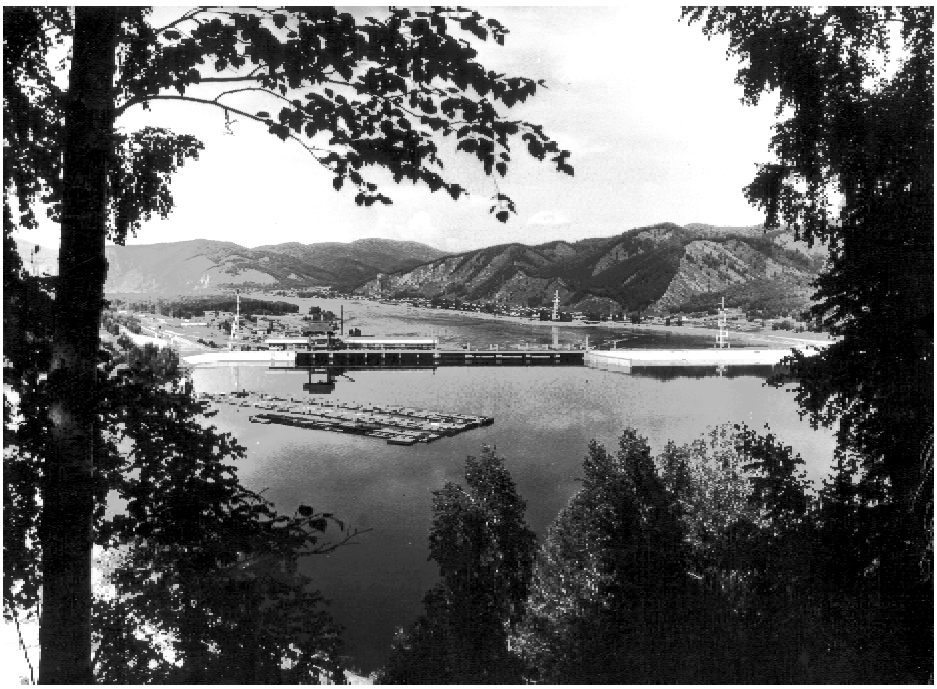


Рис. 7.18 Форелевое хозяйство на водохранилище возле Майнской ГЭС

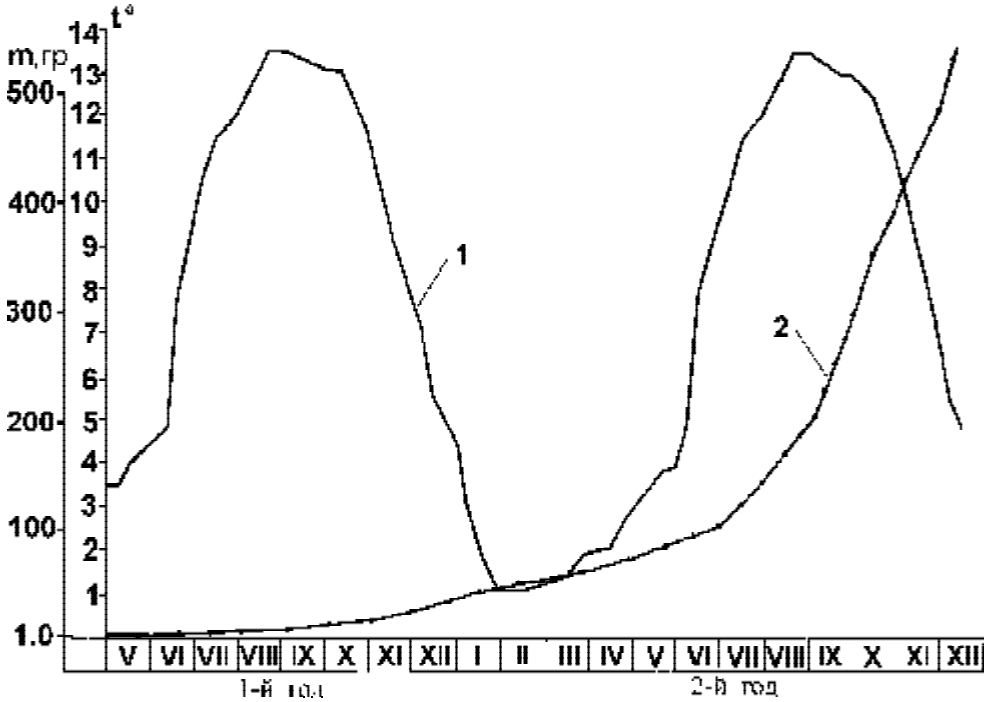


Рис. 7.19 График температурного режима (1) и прироста веса форели (2) на водохранилище Майнской ГЭС

Из кривой прироста веса рыбы видно (рис.7.19), что товарного состояния (от 1 г до 500-800 г.) форель достигает достаточно быстро (около 19 месяцев).

Опытом энергетиков воспользовались специалисты рыбохозяйственного ведомства уже на профессиональном уровне, и разведение форели приобрело промышленные масштабы – до 300 тн в год (рис. 7.20).



Рис. 7.20 Специализированное рыборазводное хозяйство Абаканского рыбозавода на водохранилище Майнской ГЭС

Размеры акватории водохранилища Майнской ГЭС позволяют развивать данный промысел без каких-либо ограничений. Предельные возможности промысла определяются лишь рыночными условиями.

Выращивание рыбы производится в делевых сетчатых садках. Размеры садков – 4х2 и 5х2,5м. Глубина слоя в садках – 2 м. Количество садков достигает почти 700 шт.

Ещё одно важное преимущество обеспечивается незамерзающим Майнским водохранилищем, и заключается оно в том, что при круглогодичном открытом водоёме создаются условия для выращивания маточного стада форели и содержания ремонтного стада. В настоящее время маточное стадо составляет 6 тыс. штук, ремонтное – 45 тыс. штук. Это решило большую и сложную проблему рыборазводных организаций, связанную с приобретением оплодотворенной икры у сторонних организаций. Например, часть икры доставлялась из Адлера, что представляет собой дорогостоящее мероприятие.

Эксплуатационники совместно с рыбохозяйственными организациями разработали и реализовали проект размещения цехапитомника в фундаментной части здания Майнской ГЭС (рис. 7.21). Сейчас рыбопосадочный материал в значительном объеме производится в этом инкубационно-личиночном цехе (из одной закладки получают 1,8 млн. шт. молоди).



Рис. 7.21 Инкубатор форели в здании Майнской ГЭС

Данный опыт свидетельствует не только об особенностях эксплуатационной деятельности, которая возникает в новых условиях, но и о том, что вода, поступающая из водохранилища Саяно-Шушенской ГЭС, имеет высокое качество, индикатором которого является факт, что такая рыба, как форель, в ней успешно развивается.

Коснувшись только некоторых вопросов охраны окружающей среды в связи со строительством и эксплуатацией ГЭС, следует отметить, что этот опыт указывает на необходимость решения проблемы экологического образования при подготовке инженеров нового поколения, проблема экологической безопасности гидротехнических объектов требует создания новой идеологии в гидротехническом строительстве. Нужна активизация как в среде специалистов-гидротехников, энергетиков, так и административных органов территорий по экологизации и всестороннему использованию водной

энергии, которая по своему изначальному принципу является одним из самых чистых способов получения электрической энергии, а также обеспечивает всю жизнедеятельность человека [90].

7.6 Научное обеспечение эксплуатации сооружений и оборудования

С появлением сверхмощных электростанций с агрегатами большой единичной мощности, создание которых стало возможным за счет значительного повышения использования свойств активных и конструктивных материалов, из которых они изготовлены, а также высоких бетонных плотин, по-иному встала перед эксплуатирующими организациями задача обеспечения нормального технического состояния сооружений и оборудования, в частности, организации специального контроля за их работой. Так, впервые на Красноярской ГЭС была сформулирована необходимость в научном обеспечении эксплуатации появившихся сверхмощных гидрогенераторов 500 МВт.

На этих электрических машинах проявились такие свойства, к которым оказались не подготовленными не только эксплуатационники, но и завод-изготовитель гидрогенераторов, проектные и научно-исследовательские учреждения.

Представления о средствах контроля и их объеме исходили лишь из опыта эксплуатации генераторов малой и средней мощности, а натурные исследовательские работы планировались в основном для проверки параметров машин и их узлов, которые трудно поддаются расчетам при конструировании.

Более того, например, план вибрационных исследований красноярских гидрогенераторов сводился лишь к измерениям виброперемещений сердечника статора. Примечательно, что разногласия по этому вопросу с эксплуатационниками, ставившими задачу исследовать в первую очередь виброхарактеристики обмотки статора, стали предметом конфликта, рассматривавшегося впоследствии Правительственной комиссией, расследовавшей причины массовых аварий с гидрогенераторами 500 МВт. Эксплуатационники при осмотрах систематически обнаруживали на обмотке пыль, образующуюся от истирания изоляции об элементы крепления обмотки, что было явным признаком больших перемещений стержней обмотки. Поэтому возникла необходимость в эксплуатационном инструментальном контроле за вибрацией обмотки статора, а не только в контроле для исследовательских целей. Неизвестны были и вопросы эксплуатации обмоток статоров, связанные с непосредственным их

охлаждением водой, и влияние этого на вибрационные, тепловые и изоляционные характеристики обмоток.

Электрическая обмотка, непосредственно охлаждаемая водой, приобрела свойства еще и сложной гидравлической системы с элементами, работающими в сильно отличающихся температурных и вибрационных условиях. Часто возникали случаи проникновения охлаждающей воды в изоляцию обмотки, что приводило к её пробою и повреждению в больших масштабах. В водяном тракте обмотки стали развиваться негативные физико-химические процессы, вызывающие закупорку тракта стержней и их перегрев. Перегрев обмоток статора возникал и при неплановом регулировании активной мощности в энергосистеме. Имеющийся к тому времени в практике эксплуатации опыт непосредственного водяного охлаждения обмоток статоров турбогенераторов тепловых электростанций был непригоден, поскольку быстрое изменение нагрузки котлоагрегаты обеспечить не способны. На гидрогенераторах в таких режимах скорость изменения нагрузки измеряется секундами, а соответственно, и скорость тепловыделения велика, на что в то время общепринятый ручной способ регулирования охлаждением не способен был отреагировать. Поэтому возникла неизвестная ранее задача автоматизации процесса охлаждения обмоток.

Возник целый ряд подобных эксплуатационных отличий и в других узлах гидрогенераторов, а также в средствах релейной защиты и автоматики (РЗиА). Только беглое обозначение проблем и лишь перечисление потребностей, возникших в дополнительных устройствах РЗиА, указывает на недооценку обеспечения такими устройствами впервые создаваемого сверхмощного гидрогенератора. Потребовалось разработать и реализовать: защиту от замыканий на землю в одной точке цепей возбуждения, защиту от асинхронного хода, защиту обмотки статора от замыкания на землю со 100% охватом стержней, защиту от перенапряжений ротора главного генератора с разрядником многократного действия, дифференциальную защиту, контролирующую целостность водяного тракта охлаждения обмотки, а также установить на каждом генераторе автоматические осциллографы для записи аварийных режимов и ряд других разработок.

Поэтому необходимо было провести широкие натурные и расчетные исследования неизвестных явлений, результаты которых были использованы при доводке красноярских и конструировании саяно-шушенских гидрогенераторов, а также при разработке новых правил, эксплуатационных циркуляров по контролю электрических машин, имеющих подобные свойства.

Для успешного решения поставленной задачи была найдена новая форма сотрудничества с научными отраслевыми организа-

циями путем создания на Красноярской ГЭС лаборатории технической диагностики (ЛТД) под научным руководством ВНИИЭ. Зарождаясь, техническая диагностика крупных гидрогенераторов как организационная форма показала, что решение многих задач выполнить силами только состава традиционного персонала не представлялось возможным, поскольку эксплуатация подобных агрегатов требовала повседневного исследовательского подхода. Не могла обеспечить решение задач диагностики обособленно и научно-исследовательская организация – в силу структурных, финансовых и территориальных условий. Лишь в разумном сочетании сил и средств гидростанции и НИИ на базе ЛТД и решается ныне задача эксплуатации уникальных агрегатов, т.е. это истинная интеграция науки с производством. ЛТД выполнен ряд важных разработок. Так, лабораторией Красноярской ГЭС была разработана методика определения максимальной расчетной вибрации обмотки по результатам выборочных измерений; был экспериментально и теоретически исследован вопрос о законе распределения вибраций, в результате предложен новый вид распределения, более точно соответствующий реальному. Предложен метод оценки вибрационного состояния обмотки, учитывающий вероятностный характер измеряемых величин.

Решая проблему высоких уровней вибраций в стыках сердечника статора, ЛТД разработала методику вибрационного контроля стыков, позволяющую получить параметр $U_к$ – критическое напряжение, достаточно точно характеризующий состояние стыка сердечника статора. По этому параметру можно оценить состояние стыка, следить за изменением его во времени и по ходу этого изменения делать прогнозы на будущее.

Была усовершенствована методика теплового обследования обмотки статора с целью выявления стержней, имеющих закупорки. Сейчас она позволяет не только выявить факт наличия закупорки, но и с приемлемой для практики точностью определить её величину.

С появлением Саяно-Шушенской ГЭС также возникла необходимость создания структурных подразделений для осуществления технической диагностики, поскольку требования научного обеспечения эксплуатации этой гидростанции ещё более возросли благодаря появившейся высокой арочно-гравитационной плотине, не имеющей аналогов в мире. Поэтому была создана ещё и лаборатория гидротехнических сооружений, где диагностика стала превалирующей задачей, в отличие от многих других гидростанций, обеспечивающих в основном отображение полученных результатов наблюдений за гидротехническими сооружениями.

Особенности поведения плотины потребовали нетрадиционного объема наблюдений за ГТС. На завершающей стадии нагруже-

ния плотины весь комплекс наблюдений был сосредоточен в единых руках эксплуатационной организации, благодаря созданной ЛГТС.

Лаборатория выполняет не только лишь рутинную работу по считыванию показаний датчиков и первичной их обработке. ЛГТС – это, повторим – структура научного обеспечения эксплуатации ГТС. Подобного примера нет в практике ни у нас в стране, ни за рубежом.

Значительное место в основных направлениях эксплуатации сооружений уделяется натурным исследованиям напряженно-деформированного состояния системы "плотина – основание – вмещающая ГТС – геологическая среда". Опыт показал, что эта система требует доводки до состояния, соответствующего проектным предположениям, поскольку ряд параметров, характеризующих НДС, по своей величине не отвечает требованиям проекта, например, растяжение бетона напорной грани плотины и разуплотнение её основания. Это привело к возникновению трещин и, соответственно, высокоскоростной фильтрации через бетон напорной грани до 460 л/с. Проектом фильтрация через тело плотины предполагалась практически лишь через межсекционные швы. Фильтрация в основании составила более 500 л/с против 100-150 л/с по проектным предположениям.

Размеры растянутой зоны бетона и основания не смогла предвидеть проектная организация, поэтому никаких мероприятий по предотвращению такого масштаба явлений не было предусмотрено. Это поставило перед эксплуатационниками задачу по организации комплекса расчетных и натурных исследований, а также поиска новых технологий ремонтно-восстановительных работ и разработки мероприятий по предотвращению негативных процессов в названной системе. Опыта восстановления монолитности плотины в условиях сильной фильтрации под большим напором через растянутую зону бетона у отечественных ремонтно-строительных организаций не было. Нет пока опыта и по укреплению основания, имеющего большое разуплотнение. Не было технологии инъекций и соответствующих материалов. Задача восстановления монолитности бетона в растянутой зоне тела плотины Саяно-Шушенской ГЭС была решена с помощью зарубежной технологии и материалов. Фильтрация через бетон снизилась до 5 л/с. Подобная работа предстоит и по укреплению основания.

Одновременно с этим с целью предотвращения повторного раскрытия трещин в бетоне и улучшения НДС основания снижен на 1 метр проектный нормальный подпорный уровень. Ограничена скорость наполнения водохранилища. Введено в правила эксплуатации требование значительной заблаговременности открытия холостых сбросов при пропуске половодий с приточностью выше средней.

Уточнена расчетная сейсмичность района расположения гидростанции, которая в настоящее время составляет 8 баллов по 12-балльной шкале.

Расчету на сейсмостойкость плотины предшествовали натурные исследования прочности бетона, которые показали высокий её уровень. Так, для основных марок бетона М-200 и М-300 средняя фактическая прочность, определенная на основании испытания кернов, составляет 37,2 и 44,9 МПа соответственно. На основании испытаний кернов и ультразвукового каротажа была установлена и величина динамического модуля упругости, которая в расчетах принята равной 46000 МПа против ранее принятой 38400 МПа.

С учетом всего этого расчеты показали, что сейсмостойкость плотины при воздействии максимального расчетного землетрясения обеспечивается в соответствии с современными нормами, применяемыми к строительству гидротехнических сооружений в сейсмических районах.

Для проверки достоверности расчетных частот и форм собственных колебаний плотины были проведены натурные динамические её испытания (динамическое тестирование) с помощью вибромашины, укрепляемой на гребне. Она вызывала вынужденные колебания плотины. Вибромашина создавала горизонтальную нагрузку гармонического вида с плавным перекрытием диапазона частот 0,5-150 Гц при максимально допустимой нагрузке 3000 кН. В опыте максимальная амплитуда нагрузки составляла 18-1158 кН, что вполне достаточно для определения резонансных частот плотины. Полученные динамические характеристики плотины характеризуют ее состояние. Подобные испытания, широко распространенные за рубежом, крайне редко применяются в отечественной практике, в основном из-за организационных и финансовых трудностей.

Задача службы эксплуатации этим не ограничивается, поскольку необходимо знать последствия от сравнительно слабых, но систематических динамических воздействий, например, мощность потока, действующая на водобойный колодец при пропуске больших половодий, составляет более 25 млн. кВт, что особенно важно учитывать в связи с тем, что плотина будет стареть.

Существенным мероприятием является разработка дополнительных надежных водосбросов по способу гашения энергии потока на быстротоке за счет простоты их конструкции со скоростями, исключающими кавитационную эрозию. Это позволит разгрузить основной водосбросной тракт и перевести его в щадящий режим, а также создать благоприятные условия для НДС системы “плотина – основание” даже при поверочном притоке обеспеченностью 0,01%.

Проводя комплексный анализ состояния ГТС по натурным и расчетным данным, ЛГТС систематически составляет ежегодный отчет на уровне специализированных научных учреждений с выдачей рекомендаций по ремонту и эксплуатации сооружений и, в определенной мере, с прогнозом их поведения, ставя в ряде случаев ограничительные условия.

Качество и глубина анализа состояния ГТС повышается, поскольку Ленгидропроект и ВНИИГ выступают в настоящее время уже в роли внешних экспертных организаций по выпущенным ЛГТС материалам.

Кроме того, на гидростанции по контрактам периодически работает ряд специалистов из различных научных учреждений в области гидротехники, и они выступают оппонентами по затронутым вопросам, что усиливает качество выпускаемых материалов наблюдений и анализа ГТС.

Более того, приказом РАО "ЕЭС России" образована специальная комиссия экспертов по оценке состояния сооружений Саяно-Шушенской ГЭС, которая будет работать несколько лет.

Оперативность выпуска информационных и отчетных материалов стала возможной благодаря тому, что по инициативе эксплуатационной организации создана самостоятельная подсистема автоматизированного контроля САК ГТС, которая включает в себя четыре подсистемы контроля: геодезического (САК ГС); напряженно-деформированного состояния (САК НДС); фильтрационного (САК ФС); сейсмических событий (САК СС). Подобных автоматизированных систем контроля ГТС у нас в стране пока нет.

Благодаря разработке новых подходов в организации эксплуатации и созданию неординарного структурного подразделения ГЭС удалось обеспечить содержание гидротехнических сооружений на уровне необходимой надежности.

Техническая диагностика оборудования Саяно-Шушенской ГЭС в решении задач контроля за состоянием гидроагрегатов приобрела дальнейшее развитие.

В проекте Саяно-Шушенской ГЭС были изначально хорошо решены проблемы обеспечения надежности гидрогенераторов путем новых конструкторских разработок, применения современных материалов и технологий. Новые конструкторские решения в значительной степени опирались на результаты исследований ЛТД красноярских гидрогенераторов. В частности, изготовление неразрезного сердечника статора, крепление его обмотки, применение немагнитных щек полюсов ротора и ряд других. Развивая начатые исследования на Красноярской ГЭС, службами эксплуатации Саяно-Шушенской ГЭС совместно с ЛПИ и специалистами завода "Электро-

сила" разработан и внедрен новый способ регулирования водно-химического режима охлаждения обмотки статора гидрогенератора на основе ингибиторов коррозии.

В настоящее время разработано достаточно много методов и средств оперативного диагностирования и прогнозирования состояния гидрогенераторов в условиях длительной их эксплуатации. Однако поиск новых путей в диагностике по-прежнему имеет большое значение, поскольку снижение надежности оборудования по мере его старения остается непреложным фактом.

Примером одного из таких путей является исследование ЛТД Саяно-Шушенской ГЭС, направленное на разработку системы, повседневно следящей за механическим состоянием отдельных важных узлов гидроагрегатов.

Эта система должна выдавать информацию о неисправности и, в конечном счете, рекомендацию на остановку агрегата. К сожалению, до настоящего времени в большей части случаев бдительность дежурного персонала и индикатор часового типа остаются основным защитным средством контроля механического состояния агрегатов на большинстве ГЭС России.

ЛТД предпринимались неоднократные попытки внедрить современные средства виброметрии и на их основе осуществлять постоянный контроль за механическим состоянием агрегатов, чтобы при превышении уровня вибрации получать предупредительный сигнал. Однако низкий уровень точности, узость частотной полосы, отсутствие развернутого спектра частот диагностируемого сигнала, низкая надежность аппаратуры не приводили к практическому положительному результату. Не дали результата и попытки выполнить контроль аналогично электрическим защитам. В узкое понятие уставки электрической защиты оказалось невозможно вместить ряд зависимостей вибрации от механического состояния агрегата, напора, режима работы, нагрузки и др.

Только развитие виброметрии и появление на рынке аппаратуры для контроля вибрации с анализаторами спектра на базе ПЭВМ позволило получить средство контроля как механического состояния агрегатов, так и нахождения дефектов.

Структурная схема передвижной виброизмерительной установки ЛТД Саяно-Шушенской ГЭС показана на рисунке 7.22. Датчиками вибрации (ДВ) служат пьезоакселерометры. В одноканальном приборе сигнал усиливается и при необходимости дважды интегрируется. Предусмотрен фильтр. По необходимости сигнал виброускорения, скорости или перемещения подается на вход устройства согласования с ЭВМ (УСО). Устройство согласования имеет четыре входных аналоговых сигнала. БСД – блок сбора данных, предназ-

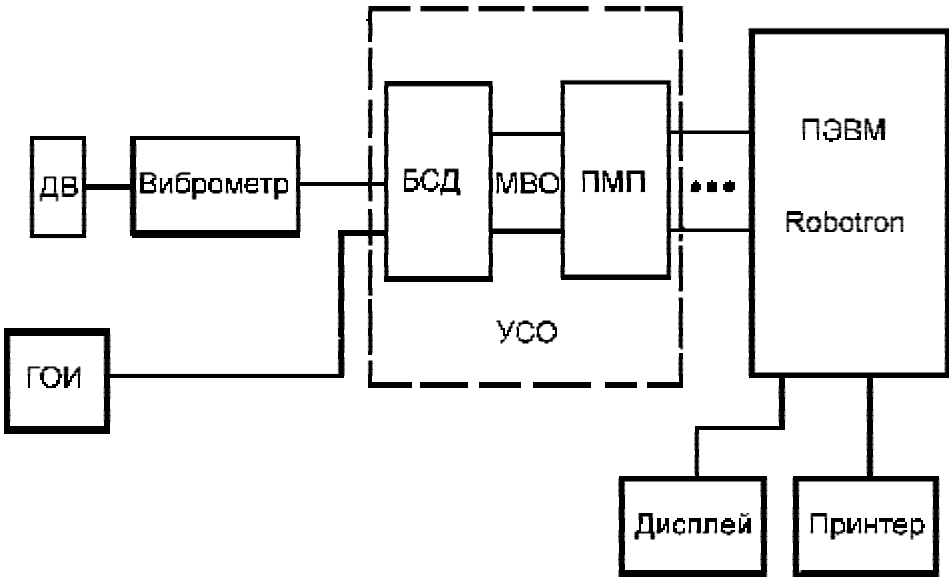


Рис. 7.22 Структурная схема передвижной виброизмерительной установки Саяно-Шушенской ГЭС

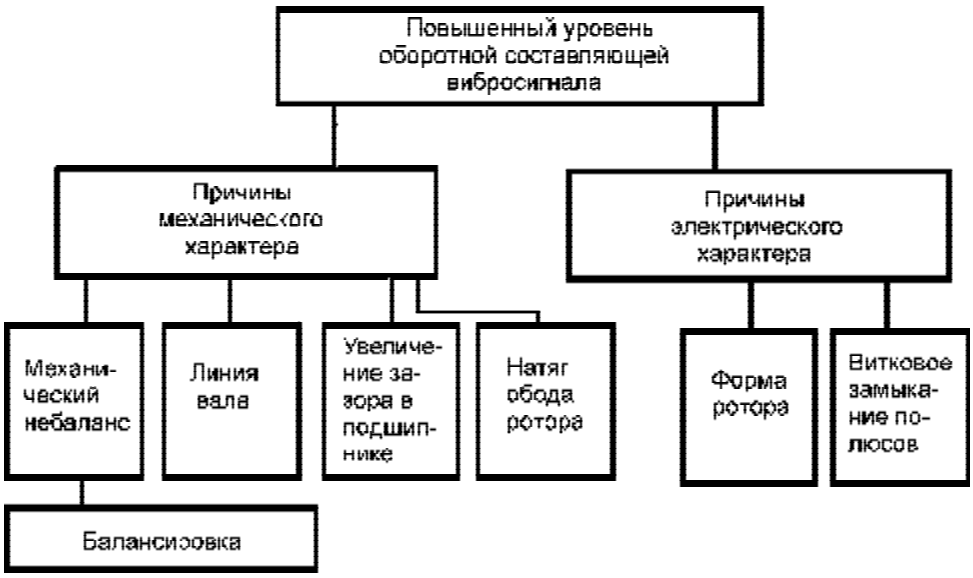


Рис. 7.23 Схема выяснения причины повышенных колебаний ротора гидрогенератора

наченный для преобразования аналоговых сигналов в цифровой код и выдачи их в виде оптического сигнала в тракт волоконно-оптического модуля (МВО), который служит для передачи оптического сигнала на расстояние до 300 м. ПМН – приемник-преобразователь – преобразует оптические сигналы в параллельный 19-разрядный код: 12 разрядов информационных, для записи вибрации, 4 разряда для номера канала, 3 разряда резервных. Код поступает в память ПЭВМ через порт, где программно обрабатывается. Результаты обработки информации выводятся на экран дисплея и, по мере необходимости, на печать.

Путем анализа гармонического ряда и спектра частот определяются информационные частоты, по которым составляется алгоритм отыскания дефекта или оценка состояния узла агрегата. Схема выяснения причин повышения оборотного биения ротора одного из гидрогенераторов по отношению к предыдущим замерам показана на рисунке 7.23.

Частоту $f_0 = n_н/60$ Гц принято называть оборотной. Где $n_н$ – номинальная частота вращения, 1/мин. Так, для агрегата Саяно-Шушенской ГЭС f_0=2,38 Гц. Осциллограмма колебания корпуса подшипника с повышенной оборотной частотой показана на рисунке 7.24. Эта осциллограмма, так же как и другие, рассматриваемые ниже, получена с датчика вибрации, установленного на генераторном подшипнике в радиальном направлении. На рисунке 7.25 представлен амплитудный спектр колебательного процесса, показанного на рис. 7.24. Максимальная амплитуда сосредоточена в полосе оборотной частоты.

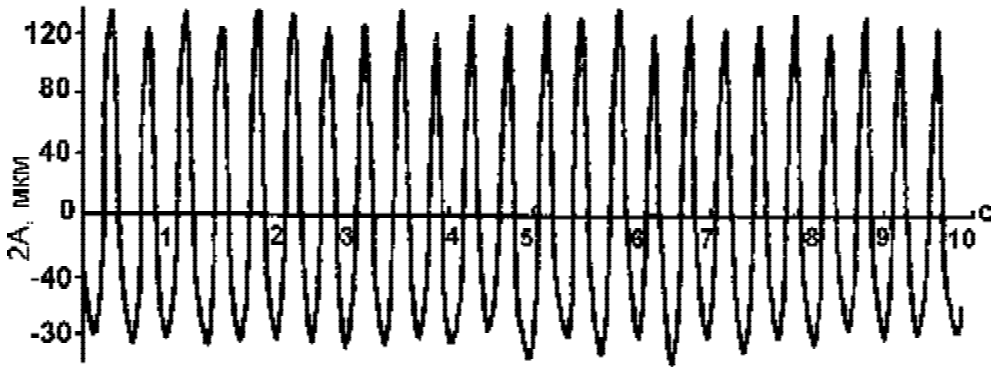


Рис. 7.24 Осциллограмма колебания корпуса подшипника

Одним из напряженных в механическом отношении узлов гидрогенератора является ротор. Наиболее механически нагруженным узлом ротора является обод. Обод шихтован из сегментов и стянут в вертикальном направлении шпильками. Между ободом и

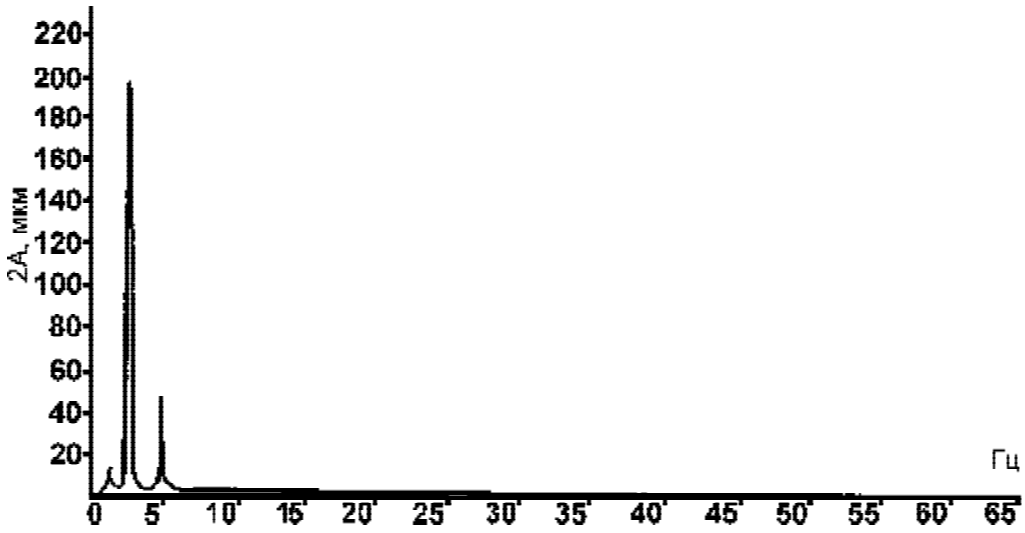


Рис. 7.25 Амплитудный спектр колебательного процесса, показанного на рис. 7.24. Максимальная амплитуда сосредоточена в полосе оборотной частоты

спицами создается радиальный натяг. Величину натяга выбирают путем расчета так, чтобы разъединительная частота вращения, при которой между ободом и спицами начинает образовываться зазор, была, как правило, не ниже 150% от номинальной частоты вращения, что происходит обычно при сбросе номинальной нагрузки агрегата.

По мере старения генератора под воздействием центробежных сил на полюсы и обод ротора происходит обмятие краев отверстий в сегментах, через которые проходят стяжные шпильки. Возможные нарушения технологии сборки ротора создают механический небаланс, а, следовательно, и силу одностороннего тяжения, которая еще больше усугубляет этот процесс. К таким нарушениям технологии сборки в основном относятся укладка в одно элементарное кольцо обода разных по весу сегментов и неудачное расположение отличающихся по весу полюсов роторов. Увеличение отверстий в сегментах обода приводит к потере его жесткости, смещению обода и, как следствие, появлению на ранее сбалансированном роторе механического небаланса.

Характерным диагностическим признаком этого дефекта считается прямолинейная зависимость амплитуды оборотной вибрации от квадрата частоты вращения. Дефект устраняется балансировкой ротора. На рисунке 7.26 показана зависимость размаха оборотной вибрации от квадрата частоты вращения (в относительных единицах) ротора гидрогенератора № 4 Саяно-Шушенской ГЭС. Балансировкой оборотная составляющая вибрации уменьшена в 6 раз.

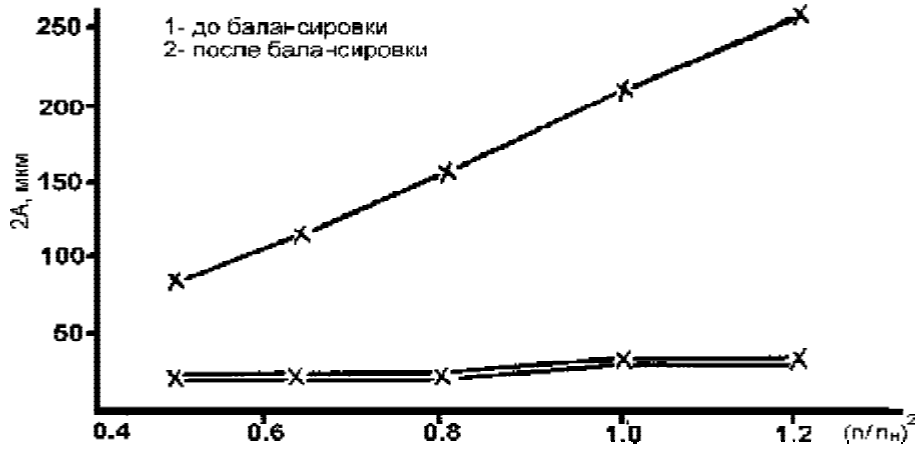


Рис. 7.26 Зависимость размаха оборотной вибрации от квадрата частоты вращения ротора генератора № 4

Для балансировки ротора ЛТД реализован с помощью передвижной установки метод динамической балансировки жестких роторов при их равномерном вращении с $n = n_н$ в собственных подшипниках с использованием генератора опорных импульсов (отметчика), предложенный в [105]. Использование ПЭВМ в схеме балансировки позволило повысить точность метода, автоматизировать процесс обработки данных. Результаты обработки выдаются в виде графического изображения (рис. 7.27), где показаны фазы расположения максимума, минимума амплитуды биения, соответствующие "легкой" и "тяжелой" точкам на роторе относительно опорного импульса.

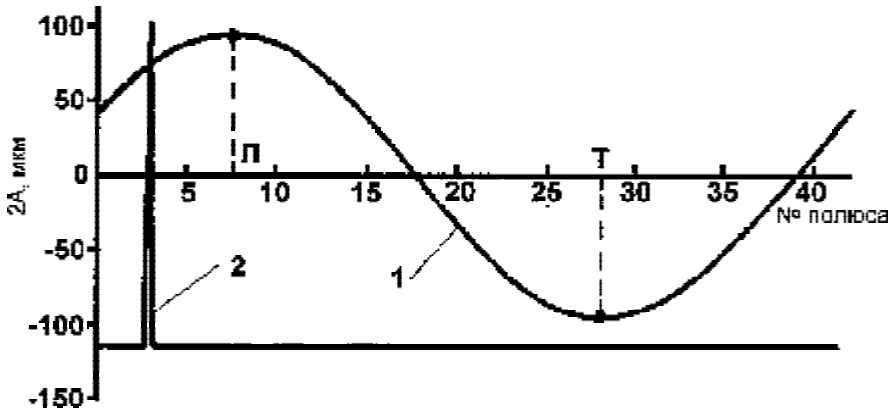


Рис. 7.27 Осциллограмма, позволяющая определить "тяжелую" точку ротора

1 – колебания корпуса подшипника – синусоида с частотой, равной оборотной частоте агрегата; 2 – метка на роторе (опорный импульс); Т – расположение тяжелой точки на полюсе № 28; Л – расположение "легкой" точки на полюсе № 7

Ориентировочная масса груза, которая изменит уровень вибрации при балансировке первого генератора, определялась по формуле [53].

$$P = (0{,}5\text{-}2{,}5)\ \frac{g \cdot G}{n^2 r},$$

где P – масса пробного груза, кг; G – масса ротора генератора, кг; r – радиус крепления пробного груза, м; n – частота вращения агрегата, об/мин.

На следующих генераторах, с учетом первой балансировки, окончательная масса определяется по формуле:

$$P = A_{max} \cdot dA,$$

где P – масса груза, кг; A_{max} – амплитуда вибрации до установки груза; dA – удельная масса груза на единицу вибрации, кг/мкм, полученная при первой балансировке ротора:

$$dA = P1/(A_{max}1 - A_{min}1) = 2 \text{ кг/мкм},$$

где $A_{max}1$ – максимальная амплитуда вибрации до первой балансировки ротора; $A_{min}1$ – минимальная амплитуда вибрации после первой балансировки ротора; $P1$ – уравновешивающий груз, полученный в результате первой балансировки ротора.

При балансировке роторов гидрогенераторов на Саяно-Шушенской ГЭС компенсирующий вес груза составлял от 90 до 280 кН. При этом оборотная составляющая вибрации генераторного подшипника в радиальном направлении сокращалась от 2,5 до 6 раз.

Важно отметить (на примере агрегатов № 3 и № 9), что при радиальной оборотной вибрации 180 мкм и выше баббитовое покрытие сегментов генераторного подшипника не выдерживает межремонтного периода и выкрашивается. При вибрации ниже 180 мкм повреждений не было. Допустимая нагрузка на генераторный подшипник, рассчитанная для номинальной частоты вращения по [53], составляет 1,8 МН. Центробежная сила механического и магнитного небаланса, рассчитанная с помощью параметра dA, соответствующая вибрации 180 мкм, равна 0,6 МН.

На гидрогенераторах Саяно-Шушенской ГЭС вибросостояние турбинного подшипника после балансировки ротора, как правило, улучшалось. Но воздействие гидродинамического небаланса оставалось, и при анализе причин биений ротора это необходимо учитывать.

После балансировки величина полученного вектора оборотной вибрации, его фаза относительно опорного импульса замеряются на основных режимах работы агрегата, берутся на контроль и запоминаются в базе данных. Все последующие измерения сопоставляются с этим результатом.

Оценить степень ослабления натяга обода ротора, получив информацию с вращающихся частей ротора от средств тензометрии, – достаточно сложная проблема. Поэтому в условиях отсутствия надежных инструментальных методов оценки натяга ЛТД предложено следующее.

Контроль за величиной оборотной вибрации выявляет агрегаты, где ослабление обода ротора привело к критическому снижению величины натяга. Было отмечено, что у генераторов с проектной величиной натяга обода ротора увеличения оборотной вибрации после сброса нагрузки нет, а у агрегатов с ослабленной посадкой обода после сброса номинальной нагрузки наблюдается увеличение оборотной вибрации. При этом фаза вектора не меняется.

Объясняется такое явление следующим образом. На ослабленном ободе ротора разъединительная частота становится ниже расчетной. Обод ротора отделяется от спиц и тяжелая точка обода сдвигает его в своем направлении. Балансировочный груз, установленный на спице, не препятствует этому. На прежнее место обод, потерявший упругость, уже не возвращается. В результате происходит разбалансировка ротора и увеличение оборотной вибрации.

Для гидрогенератора Саяно-Шушенской ГЭС расчетная величина натяга обода ротора на радиус составляет $3{,}3 \cdot 10^{-3}$ м. Если принять изменение радиуса по центру тяжести обода и полюсов на величину $3 \cdot 10^{-3}$ м, в месте тяжелой точки обода после сброса нагрузки, то масса выдвинувшегося сектора обода ротора составит примерно 230 кг. Для создания силы, соответствующей этой массе, приведенной к точке установки балансировочного груза, необходима масса 300 кг. При балансировках агрегатов получена зависимость изменения оборотной вибрации от устанавливаемого груза $dA = 2$ кг/мкм. Ожидаемая величина вибрации при появлении небаланса массой 300 кг составляет 150 мкм. Например, при сбросе нагрузки на гидрогенераторах № 7 и 3 произошло увеличение оборотной вибрации на 70,100 мкм. Сопоставление цифр показывает степень ослабления натяга (табл. 97).

Таблица 97. Оборотная вибрация на генераторном подшипнике в радиальном направлении при $P = P_н$, $n = n_н$

№ гидрогенератора	Оборотная вибрация, мкм		
	до сброса нагрузки	нагрузка восстановлена после сброса без останова агрегата	нагрузка набрана после сброса и останова-пуска агрегата
3	82	180	86
7	96	166	98

Из таблицы видно, что при останове агрегата воздействие тормозных домкратов на обод устанавливает его на прежнее место. В результате оборотная вибрация уменьшается до величины, предшествующей сбросу нагрузки.

Дефект – ослабление натяга обода ротора – устраняется горячей расклиновкой обода.

Было общепринято устанавливать балансировочный груз на спицы ротора гидрогенератора. При появлении зазора между ободом и спицами такой груз не препятствует сдвигу обода ротора в сторону тяжелой точки при разделительной скорости вращения. Этот недостаток устраняется лишь установкой груза на обод. При этом обеспечивается высокая точность его места расположения – на легкой точке обода, а не на ближайшей от неё спице. Эта разработка ЛТД Саяно-Шушенской ГЭС включена в нормативную ремонтную документацию и успешно реализуется.

По новому вибрационному методу выполнена точная балансировка на шести агрегатах. Максимальное биение валов подшипников генераторов не превышает 120 мкм.

Увеличение оборотной составляющей вибрации может вызвать искривление линии вала. Диагностическими признаками по [105] считаются изменение биения вала и вибрации, не зависящие от частоты вращения ротора генератора. Такой дефект был выявлен на агрегате № 9. Оборотная вибрация увеличилась до 180 мкм. Биение вала до 1500 мкм. При разборке генераторного подшипника обнаружено смятие опорных болтов сегментов, выкрашивание баббита сегментов, повреждение шпилек крепления крышки подшипника. После устранения смещения вала – надставки и балансировки агрегата – оборотная вибрация стабилизировалась.

Следует различать увеличение оборотной вибрации, вызванное увеличением зазора генераторного подшипника. Диагностическим признаком считается увеличение оборотной вибрации на различную величину, выявленную при замерах в двух точках генераторного подшипника, расположенных под углом 90^0, в радиальном направлении. Различие в замерах достигает 30 мкм. Устраняется этот дефект установкой нормальных зазоров.

На некоторых генераторах наблюдается увеличение оборотной вибрации от магнитного небаланса до 60 мкм при возбуждении генератора и наборе нагрузки. Попытки установить корреляционную зависимость между фазой вектора оборотной вибрации и формами ротора, а также статора, полученными при замерах путем проворота ротора краном, к четким результатам пока не привели. Ответ на эту задачу ЛТД продолжает искать при снятии форм ротора и статора на номинальных оборотах агрегата.

На Майнской ГЭС вибрационные испытания выявили повышенные вибрации сердечников статора с полюсной частотой. Вибрации носят ярко выраженный резонансный характер. Уровень вибраций был снижен до допустимой величины путем увеличения жесткости корпуса сердечника статора. Такие работы запланировано выполнить на всех генераторах. За сердечниками установлен контроль с периодом замеров раз в три месяца.

Это лишь часть примеров нетрадиционных (исследовательских) форм работы эксплуатационной организации по обеспечению надежности гидрогенераторов.

Не менее важным разделом деятельности ЛТД является исследование работы турбинного оборудования.

Из-за неудовлетворительной работы трущихся узлов механизмов разворота лопастей и их поломок турбины Майнской ГЭС были переведены в пропеллерный режим с постоянным углом разворота лопастей, равным 18 градусам. Для этого лопасти жестко закреплены на втулке рабочего колеса. Угол разворота был выбран на основе также вибрационных испытаний, позволивших подобрать режим работы турбин под нагрузкой с наилучшими гидравлическими условиями. Однако при пропеллерном режиме возникают тяжелые условия для турбины на холостом ходу в период от пуска до набора нагрузки. Несмотря на кратковременность этого режима, задача поиска мер по снижению гидродинамических воздействий у ЛТД остается.

Вибрационные исследования агрегатов Саяно-Шушенской ГЭС позволили выделить узлы, за которыми необходим постоянный виброконтроль. Например, на турбине – это подшипник, крышка, опора подпятника.

Наблюдения за биением вала одного из генераторов, работающего в режиме синхронного компенсатора, позволили выявить его самораскачивание, что было вызвано увеличенными протечками воды через направляющий аппарат.

ЛТД участвует в исследованиях очень важной проблемы – трещинообразования на лопастях рабочих колес. Натурные исследования показали, что в спектре вибраций опорных узлов (по виброскорости) получены высокочастотные составляющие (230-330 Гц). Это с большой долей уверенности свидетельствует, что лопасти рабочих колес турбин подвержены воздействию известного явления – вихрей Кармана, поскольку по расчету, проведенному для напора, соответствующего натурному, действие вихрей Кармана на рабочее колесо при испытуемом напоре должно появляться в частотном диапазоне 210-330 Гц.

Более того, ЛТД были впервые обнаружены высокочастотные колебания 70-160 Гц, зарегистрированные на лопатках направ-

ляющего аппарата, что также, по-видимому, связано с отрывом вихрей Кармана с выходных кромок лопаток. Это явление ЛТД ещё предстоит изучать.

Анализ спектров виброскорости лопаток направляющего аппарата, например, на агрегате № 2, показал, что имеются лопатки и с высоким, и с низким уровнем амплитуды вибрации лопастной частоты при неизменном режиме работы агрегата. Путем прикрытия лопаток, имеющих большой уровень вибрации лопастной частоты, не трогая другие, было получено уменьшение биения вала более чем в 3 раза с 250 мкм до 80 мкм. Изменились вибрации и на турбинном подшипнике со 170 мкм до 90 мкм. При этом следует подчеркнуть, что на данном агрегате турбинный подшипник имел очень большие зазоры перед капитальным ремонтом. Этот пример свидетельствует, что возникает возможность на основе вибрационных испытаний после капитального ремонта производить корректировку разгонки лопаток направляющего аппарата, для чего необходимо разработать соответствующую методику. Вибрационные испытания опорных узлов агрегата позволят также уточнять зоны допустимой работы турбин.

Таким образом, круг задач лаборатории технической диагностики все больше расширяется, так как при создании сверхмощного оборудования многого учесть было нельзя, поскольку не все поддается расчету, а кроме того, велико влияние масштабного эффекта, которое можно выявить лишь при натурных исследованиях. Например, модельные гидравлические исследования не могут дать всего объема представлений о будущей турбине хотя бы потому, что геометрическая точность проточной части модели значительно выше натурной. Это же справедливо практически для любого типа оборудования, если оно разработано впервые в виде головных образцов. Поэтому надежную эксплуатацию такого оборудования можно обеспечить, если в структуре эксплуатационной организации будет создаваться специальное подразделение типа лаборатории технической диагностики, являющейся звеном научного обеспечения эксплуатации гидростанции.

7.7 Вопросы подготовки молодых специалистов

Современная крупная гидроэлектростанция имеет в своем составе, как правило, сложные гидротехнические сооружения, уникальное гидросиловое и электротехническое оборудование, а также соответствующие ему средства автоматики, релейной защиты и управления. Поэтому эксплуатационный персонал должен иметь в своем составе специалистов разных областей знаний. Кроме того, особая регулирующая роль ГЭС в энергообъединениях, как “стража”

их устойчивости, требует от эксплуатационников глубокого понимания процессов, происходящих за пределами гидростанции – в энергосистемах, в которых они обеспечивают не только устойчивость, но и экономическую оптимизацию технологических процессов.

Наряду с этим, нельзя увлекаться привлечением на эксплуатацию ГЭС большого количества узкопрофильных специалистов, поскольку минимальная численность персонала – один из важных факторов эффективности гидроэлектростанции. Поэтому возникает очень остро вопрос о широком совмещении профессий на эксплуатации ГЭС и у инженерно-технических работников, и в среде рабочих кадров.

Сложившаяся в прошлый период система подготовки молодых специалистов уже не соответствует изменяющейся общественно-политической и экономической ситуации. При этом в рассматриваемой области промышленности очень сильным фактором является резкое сокращение строительства объектов электроэнергетики в нашей стране по сравнению со странами дальнего зарубежья.

В настоящее время один из самых сложных вопросов, который зачастую должен решить для себя молодой человек, закончивший школу и вступающий во взрослую жизнь – это вопрос о том, как строить взаимоотношения с обществом: продолжать учебу в ВУЗе, искать работу или пополнять ряды безработных. Немаловажно решить и такую проблему: если искать работу, то где? Большинство молодежи стремится далеко "не отрываться" от места жительства родителей. Наряду с этим еще не забыто, что успешная стратегия жизни "советского человека" в прошлом подразумевала получение высшего образования и специальности. Можно было в разной степени признавать провозглашавшиеся цели, но стать образованным означало также включиться в социальную жизнь, выбрать свой путь – "специалиста", "интеллигента". Сейчас это правило оказалось разрушенным, поэтому преобладающую роль начинают играть другие ценности.

Уже в 1991-1992 годах в головах молодых людей начался решительный поворот к идеологии частной жизни и "малых дел", что означает не столько возврат к "нормальной жизни", сколько разочарование в социально значимых целях и сомнение в собственных возможностях достичь социального успеха. Молодые люди начали понимать, что им придется резко менять свои жизненные стратегии, ещё плохо представляя себе, каким образом можно включиться в жизнь общества, достичь успеха и социального признания.

Четыре года спустя – в 1996 году – ситуация сделалась гораздо более определенной. Для массы молодых людей изменился смысл получения высшего образования – оно служит теперь для них ключом к "денежной" или "рыночной" профессии, студенты мечтают о "работе первоклассного юриста или экономиста, который знает свое

дело", о "хорошем образовании", "о небольшом капитале и работе в фирме", которая позволит "хорошо устроиться на работу и зарабатывать деньги" [106]. Ещё лучше, если зарабатывать на банковских операциях, т.е. многие совершенно не понимают, что деньги могут образовываться только после производства и реализации какого-либо продукта. Ростовщичество само по себе существовать не может.

На этом "фоне" за последние годы престижность, например, таких специальностей, как "инженер-гидротехник" или "инженер-электрик" резко упала, существенно сократилось количество выпускников по этим специальностям ВУЗов России, и через 8-10 лет энергетика страны на действующих объектах будет испытывать острую нехватку высокопрофессиональных специалистов-энергетиков, несмотря на то, что новые объекты будут появляться пока крайне редко.

Однако необходимо подчеркнуть, что уже созданных гидроэнергетических узлов в стране достаточно много, и их эксплуатация должна поддерживаться на очень высоком уровне благодаря существенной значимости их в энергосистемах. Смена поколений эксплуатационников – процесс естественный и независимый. Поддерживать высокий квалификационный уровень персонала, сменяющего выбывающий, можно лишь в том случае, если будет непрерывным выпуск специалистов широкого профиля.

К этому следует добавить, что несомненно в стране будет развиваться малая гидроэнергетика там, где требуют этого специфические условия существования (многие районы Севера, Дальнего Востока, Сибири и др.). Есть много малых ГЭС в нашей стране, которые были остановлены в связи с изношенностью оборудования, и восстанавливать их считалось нецелесообразным, поскольку в строй вступали мощные ГЭС.

На эксплуатации гидростанций нельзя допустить большую численность персонала, так как затраты на его содержание, в особенности на малых ГЭС, являются определяющей частью в цене электроэнергии. Поэтому специалист-гидроэнергетик-электромеханик-гидротехник здесь будет просто неоценим. Более того, такие специалисты (достаточно 2-3 человека для руководства всеми работами на ГЭС) должны и строить малые ГЭС, а затем их эксплуатировать (строительство сооружений, монтаж оборудования, наладка технологических устройств, включение генераторов в сеть, обеспечение обслуживания сооружений, оборудования, средств управления, автоматики и защит). Специальность, о которой здесь говорится, обеспечит такой подход как в строительстве, так и в восстановлении ранее действовавших малых ГЭС.

Поэтому вопрос подготовки специалистов, совмещающих профессии гидроэлектроэнергетиков, гидротехников, в особенности для отдаленных районов Сибири и Дальнего Востока, является злободневным.

Условия для создания базы по подготовке специалистов энергетического профиля из уроженцев Сибири, что в перспективе очень важно для закрепления здесь кадров, существуют благодаря такому стечению обстоятельств, как возникновение крупнейшего Саяно-Шушенского гидроэнергокомплекса с линиями электропередачи 500 кВ, что могло бы быть необходимой специфической особенностью будущей базы подготовки молодых инженеров по специальности "Гидроэнергетик-электромеханик-гидротехник".

В свое время в Московском энергетическом институте (МЭИ) был гидроэнергетический факультет (ГЭФ), который готовил инженеров-гидроэнергетиков широкого профиля. Выпускники ГЭФа очень быстро становились профессионалами на строительстве и эксплуатации гидросооружений, на монтаже и эксплуатации оборудования и электрических сетей, на наладке устройств релейной защиты и автоматики. Специалисты ГЭФа наилучшим образом соответствовали требованию совмещения профессий как в строительном производстве, так и на эксплуатации в областях электроэнергетики, гидроэнергетики, гидротехники, автоматики, управления ГЭС и электрических систем и сетей. Это подтверждено опытом многолетней успешной работы почти всех выпускников ГЭФа МЭИ, которые стали профессионалами проектирования, строительства, монтажа, наладки и эксплуатации крупнейших гидроэлектростанций и энергетических систем и сетей страны. К сожалению, этот факультет был необдуманно ликвидирован.

Нынешние выпускники МЭИ слабо владеют, в совокупности, вопросами строительства, эксплуатации плотин, гидроагрегатов, электрических сетей, устройств релейной защиты и автоматики. Выпускники электроэнергетического факультета по специальности "Гидроэлектроэнергетика" больше владеют вопросами водноэнергетических режимов, что в эксплуатации гидростанций не является самым главным.

В связи с этим возникает вновь необходимость создания факультета типа бывшего ГЭФа МЭИ. Однако не в прежней структурной и организационной форме, а в иной.

Например, этот факультет мог бы называться "Гидроэнергетический факультет-ВТУЗ Саяно-Шушенской ГЭС" при каком-либо близлежащем техническом или ином университете. Факультет имел бы статус высшего учебного заведения предприятия (в данном случае, и территориальное расположение на ГЭС), а его принадлежность относилась бы к соответствующему высшему учебному заведению, т.е. административное и учебно-методическое руководство было бы, в основном, со стороны учебного заведения*).

) От истинного ВТУЗа отличие заключается и в том, что студенты не являются работниками ГЭС.

Размещение факультета-ВТУЗа на базе Саяно-Шушенского гидроэнергетического комплекса имеет существенные преимущества. В составе этого комплекса – высокая бетонная плотина, сочетающая и гравитационную, и арочную часть; сверхмощные радиально-осевые турбины и гидрогенераторы с очень высоким использованием активных и конструктивных материалов; головные образцы как высоковольтных, так и выключателей генераторного напряжения; и Майнская ГЭС, где в составе находятся низконапорная земляная плотина и русловая ГЭС с поворотно-лопастными турбинами. Выдача мощности от Саяно-Шушенской ГЭС до ОРУ-500 кВ осуществляется через два уникальных двух- и трехцепных воздушных перехода. В отечественной практике подобные трехцепные опоры выполнены впервые.

Вблизи гидроэнергокомплекса располагается предприятие по эксплуатации электрических сетей, имеющих напряжение от 10 до 500 кВ. То есть практически на одной территории уникально сочетаются интересные и разнородные конструкции гидротехнических сооружений, линий электропередачи, оборудования и аппаратуры, а также осуществляется очень важная регулирующая роль ГЭС в энергообъединении, что очень ценно для прохождения практики студентами, и не от случая к случаю, а буквально повседневно. Реальная же ситуация в ВУЗах страны из-за отсутствия финансирования студенческих летних практик уже привела к снижению уровня подготовки молодых специалистов.

Другим преимуществом создания факультета-ВТУЗа является возможность использования в качестве преподавателей по специальным предметам высокоэрудированных специалистов-эксплуатационников, работающих на ГЭС, в электрических сетях и близлежащих энергосистемах, знающих свой предмет не только теоретически.

Для обеспечения подготовки инженеров безусловно потребуются и профессиональные профессорско-преподавательские кадры. Привлечение таких специалистов из существующих близрасположенных высших учебных заведений путем систематических выездов в регионы для подготовки инженерных кадров уже получило распространение, например, в Хакасии. По истечении какого-то периода на факультете-ВТУЗе будут подготовлены местные специалисты для профессиональной преподавательской работы, которые переймут и будут дальше уже своими силами внедрять достижения преподавательской школы в практику подготовки инженеров.

Благодаря подготовке молодых специалистов-энергетиков широкого профиля появится возможность устанавливать по-настоящему действенную связь с общеобразовательными школами и отбирать их выпускников целевым образом в первую очередь в тех

районах, где особенно “скудно” обстоят дела с кадрами энергетиков, например, в электросетях сельскохозяйственных районов или в северной части областей и краев Сибири.

Ежегодный выпуск инженеров мог бы быть до 30 человек.

Специальность выпускников могла бы называться: инженер-гидроэнергетик-гидротехник-электромеханик.

При успешном развитии обучения на факультете-ВТУЗе может возникнуть конкурс при наборе абитуриентов. На факультет будут приниматься наиболее способные студенты, окончившие 2 общеобразовательных курса в обычном ВУЗе.

Преподавание на факультете должно будет происходить по программам, включающим в себя обучение современным компьютерным технологиям, техническому и разговорному английскому языку.

Факультет-ВТУЗ по своей природе, поскольку базируется непосредственно на действующей электростанции и имеет вблизи крупное сетевое предприятие, будет служить опорным пунктом и для более эффективной переподготовки инженерных кадров действующих гидроэлектростанций и электросетей Сибири и Дальнего Востока, нежели это делается специалистами ВУЗов, территориально оторванными от производственно-экономических процессов в электроэнергетике и не участвующими в них непосредственно.

Несомненно, большая польза будет и в том, что на факультете-ВТУЗе будет происходить своеобразная переподготовка и профессорско-преподавательского состава головных институтов страны, которые будут работать на факультете-ВТУЗе выездным методом, поскольку систематическое соприкосновение преподавателей с “живыми” действующими объектами электро- и гидроэнергетики и специалистами, там работающими и одновременно преподающими, будет сказываться на повышении уровня и качества обучения в головных институтах.

Изложенное может оказаться одним из перспективных путей сохранения и даже увеличения возможностей подготовки молодых инженерных кадров для строительства и эксплуатации объектов электроэнергетической отрасли в современных условиях.

* * * * *

Список литературы

1. **Акт** Государственной комиссии по приемке в эксплуатацию Красноярской гидроэлектростанции. 26.07.72. – 19 с. Приложения к акту – Заключения секций Госкомиссии – 8 томов.
2. **Акты** межведомственных комиссий по рассмотрению состояния гидрогенераторов и гидротурбинного оборудования Саяно-Шушенской и Красноярской ГЭС.
3. **Брызгалов В. И.** Основные результаты приёмо-сдаточных испытаний гидроагрегатов Красноярской ГЭС // Обмен передовым опытом эксплуатации основного оборудования гидроэлектростанций: Тез. докл. Всесоюз. науч. конф., декабрь 1971 г. – ВДНХ–М.: 1971. – С.30-33.
4. **Брызгалов В. И.,** Борушко В. С., Глебов И. А., Карпов Г. В.. Мамиконянц Л. Г., Надточий В. М., Романов В. В., Тер-Газарян Г. Н. Сравнительные результаты натурных исследований гидрогенераторов 590 МВ·А на Красноярской ГЭС // Международная конференция по Большим энергосистемам: доклад 11–04, август 1974 г. – Париж, 1974. – С. 1-9.
5. **Брызгалов В. И.** Красноярская ГЭС – сооружение века // Тр. з-да / Ленингр. з-д Электросила. – 1974. – Вып. 29. – С.19-24.
6. **Брызгалов В. И.,** Худяков В. А. Некоторые вопросы эксплуатации гидрогенераторов 500 МВт // Энергетик.– 1974 г. – № 12. – С. 9-11.
7. **Брызгалов В. И.** Вопросы теплового контроля гидрогенераторов с водяным охлаждением // Энергетик.– 1974. – № 12. – С. 14-15.
8. **Брызгалов В. И.,** Бибер Л. А., Надточий В. М., Соколов А. Е., Кислицкий Б. В., Элькинд Ю. М. Контроль вибрационного состояния гидрогенераторов // Энергетик. – 1974. – № 12, – С. 15-16.
9. **Брызгалов В. И.** Опыт эксплуатации энергетического оборудования Красноярской ГЭС им. 50 лет СССР // Повышение эффективности эксплуатации гидроэлектростанций: докл. Всесоюзн. науч. техн. совещ., октябрь 1975 г. – Волгоград, 1975. – С. 13-19.
10. **Брызгалов В. И.** О совместных работах Красноярской ГЭС и ВНИИэлектромаша по повышению эксплуатационной надёжности гидрогенераторов // Докл. Всесоюзн. науч. техн. конф. ВНИИэлектромаш, май 1975 г. – Ленинград, 1975. – С. 68-72.
11. **Брызгалов В. И.,** Кучерявый О. А., Калюжная Л. И. Вопросы водоподготовки для охлаждения обмоток мощных гидрогенераторов // Электрические станции.– 1975.– № 3. – С. 78-79.
12. **Брызгалов В. И.,** Трифель М. С., Ахмедов Г. М., Горчаков К. К. Коррозийное поведение стали в условиях Красноярской ГЭС // Гидротехническое строительство. – 1976. – № 12. – С. 25-27.
13. **Брызгалов В. И.,** Бушуев В. В., Филиппова Т. А., Хазацкий В. Е., Юсин В. М. АСУ Красноярской ГЭС // Средства и системы управления в энергетике. – 1976. – № 8. – С. 7-10.
14. **Брызгалов В. И.,** Соколов А. Е. К вопросу об уточнении норм на вибрацию статоров гидрогенераторов Красноярской ГЭС // Электротехника и Электроника. – 1976. – № 5. – С. 1-17.
15. **Брызгалов В. И.,** Соколов А. Е. Некоторые вопросы повышения эффективности гидроэлектростанций // Электрические станции. – 1976. – № 6. – С. 51-55.
16. **Брызгалов В. И.,** Ласло В. Ф., Неровный М. Т., Нестеров Ю. М. Опыт проектирования расчета и эксплуатации неэкранированных проводов с принудительным охлаждением // Тр. ин-та / Лен. отд. Гидропроект. – 1977. – Вып. 11. – С. 13-17.
17. **Брызгалов В. И.,** Соколов А. Е. Опыт работы лаборатории технической диагностики // Энергетик. – 1977. – № 12. – С. 15-16.

18. **Брызгалов В. И.,** Шушарин А. Д. Эффективность эксплуатации ГЭС, организация контроля и некоторые результаты наблюдений за ГТС Красноярской ГЭС // Гидротехническое строительство. – 1978. – № 2. – С. 11-14.

19. **Брызгалов В. И.,** Кулак В. М., Соколов А. Е. Оценка вибрации статора гидрогенератора по результатам выборочных измерений // Электрические станции. – 1978. – № 5. – С. 28-32.

20. **Брызгалов В. И.,** Лискун Е. Е. Опыт эксплуатации Красноярской ГЭС им. 50 лет СССР // Гидротехническое строительство. – 1978. – № 7. – С. 4-8.

21. **Брызгалов В. И.,** Шушарин А. Д. Контроль за работой плотины Красноярской ГЭС // Строительство и архитектура. – 1978. – № 1. – С. 107-113.

22. **Брызгалов В. И.** Систематизация теории автоматизированных систем управления гидроэлектростанциями // Электрические станции. – 1979. – № 9. – С. 65-66.

23. **Брызгалов В. И.** Вопросы повышения эффективности эксплуатации гидрогенераторов // Тр. з-да / Ленингр. з-д Электросила. – 1979. – Вып. 32. – С. 21-27.

24. **Брызгалов В. И.,** Кислицкий Б. В., Надточий В. М., Соколов А. Е. Исследования вибрационного состояния гидрогенераторов Красноярской ГЭС // Тр. з-да / Ленингр. з-д Электросила. – 1979.– Вып.32.– С.17-21

25. **Брызгалов В. И.,** Дукштау А. А., Жихаревич М. С., Пинский Г. Б., Шахматов М. А. Статоры гидрогенераторов // Тр. з–да / Ленингр. з-д Электросила. – 1982. – Вып. 34. – С. 42-50.

26. **Брызгалов В. И.,** Дукштау А. А., Жихаревич М. С., Пинский Г. Б., Шахматов М. А. Кольцевые сердечники статоров гидрогенераторов // Электротехника. – 1982. – № 1. – С. 20-22.

27. **Брызгалов В. И.,** Мороз А. Я. Некоторые итоги опыта ввода в эксплуатацию сооружений и агрегатов С–ШГЭС // Гидротехническое строительство. – 1983. – № 3. – С. 38-41.

28. **Брызгалов В. И.** Красноярская энергосистема в 11-ой пятилетке // Электрические станции. – 1983. – № 5. – С. 7-11.

29. **Брызгалов В. И.,** Дьяков А. Ф., Магазанник Я. М. Перспективы развития методов обучения операторов в энергосистемах // Электрические станции. – 1983. – № 10. – С. 11-14.

30. **Брызгалов В. И.,** Сухотин А. М., Балабанов И. Г., Жидов Р. Н., Зайцев В. А., Кулак Л. М., Пальмский В. Г. Предотвращение образований меднокисных отложений в системах водяного охлаждения высокоиспользуемых генераторов // Электротехническая промышленность. – 1984. – № 7. – С. 1-3.

31. **Брызгалов В. И.,** Сухотин А. М., Балабанов И. Г., Ворошилов В. П., Миляев Н. К. Опыт эксплуатации систем водяного охлаждения высокоиспользуемых генераторов с применением ингибиторной защиты от коррозии и меднокисных отложений // Электротехника. – 1985. – № 11. – С. 47-49.

32. **Брызгалов В. И.,** Балабанов И. Г., Сухотин А. М., Пальмский В. Г. Опыт проектирования, наладки и эксплуатации систем водяного охлаждения генераторов С-ШГЭС, обеспечивающих высокоэффективную защиту от коррозии и медно-окисных отложений // Решение проблем Саяно-Шушенского гидроэнергокомплекса: Докл. Всесоюз. науч. техн. конф. 1986 г. – Ленинград. – 1987. – С. 360-366.

33. **Брызгалов В. И.,** Григорьев Ю. А., Васильев Ю. С., Картелев Б. Г., Кузьмин К. К. Основные научно-технические проблемы при создании Саяно-Шушенского гидроэнергокомплекса // Решение проблем Саяно-Шушенского гидроэнергокомплекса: Докл. Всесоюз. науч. техн. конф. 1986 г. – Ленинград. – 1987. – С. 7-9.

34. **Брызгалов В. И.,** Васильев Ю. С., Складнев М. Ф., Григорьев Ю. А. Решение проблем охраны окружающей среды при создании Саяно-Шушенского гидроэнергокомплекса // Решение проблем Саяно-Шушенского гидроэнергокомплекса: Докл. Всесоюз. науч. конф. 1986 г. – Ленинград. – 1987. – С. 19-28.

35. **Брызгалов В. И.** Опыт эксплуатации Саяно-Шушенской ГЭС в период строительства гидроузла // Решение проблем Саяно-Шушенского гидроэнергокомплекса: Докл. Всесоюз. науч. конф. 1986 г. – Ленинград. – 1987. – С. 67-74.

36. **Брызгалов В. И.** Об эффективности строительства ГЭС и опыте эксплуатации Саяно-Шушенского комплекса // Гидротехническое строительство. – 1989. – № 6. – С. 1-4.

37. **Брызгалов В. И.,** Шушарин А. Д. Измерение уровней верхнего бьефа у высокой плотины в строительный период // Гидротехническое строительство. – 1990. – № 3. – С. 31-33.

38. **Брызгалов В. И.** Ещё раз об эффективности строительства ГЭС // Гидротехническое строительство. – 1990. – № 8. – С. 54-57.

39. **Брызгалов В. И.** О схеме управления гидроэлектростанций // Гидротехническое строительство. – 1989. – № 1. – С. 8-9.

40. **Брызгалов В. И.** Вопросы проектирования строительства и эксплуатации гидроэлектростанций // Пути повышения эффективности научно-технического прогресса на предприятиях края: Тез. докл. на краевой науч. практ. конф. 1976 г. – Красноярск, 1976. – С. 165-168.

41. **Брызгалов В. И.** Некоторые итоги пятнадцати лет эксплуатации Саяно-Шушенского гидроэнергокомплекса // Гидротехническое строительство. – 1994. – № 4. – С. 1-3.

42. **Брызгалов В. И.** Опыт организации сейсмологических и сейсмометрических наблюдений на высокой плотине Саяно-Шушенского гидроэнергокомплекса // Проблемы сейсмостойкости энергетических объектов: Докл. на Всесоюз. сем. совещ. ноябрь 1995 г. – Дивногорск, 1996. – С. 1-9.

43. **Брызгалов В. И.** Освоение гидроэлектростанций со сверхмощными агрегатами и высокими бетонными плотинами в суровых климатических условиях: Дис. докт. техн. наук. – АО "Саяно-Шушенская ГЭС", 1996. – 126 с.

44. **Брызгалов В. И.** Вопросы эффективности эксплуатации гидростанций, оснащенных мощными гидроагрегатами (на примере Красноярской ГЭС): Дис. канд. техн. наук. – М., 1976. – 294 с.

45. **Брызгалов В. И.,** Соколов А. Е. Опыт освоения и задачи технической диагностики эксплуатационного состояния гидроагрегатов с непосредственным охлаждением // Основные итоги работы и дальнейшие задачи научного обеспечения эксплуатации и развития электроэнергетики Красноярского края: Тез. докл. краевому научн. техн. совещ. 29 апр. 1985 г. – Красноярск, 1985. – С. 15-18.

46. **Брызгалов В. И.,** Карпов Г. В. Экспериментальные исследования гидрогенераторов в условиях эксплуатации на электростанциях // Основные итоги работы и дальнейшие задачи научного обеспечения эксплуатации и развития электроэнергетики Красноярского края: Тез. докл. краевому науч. техн. совещ. 29 апр. 1985 г. – Красноярск, 1985. – С. 28-30.

47. **Булатов В. А.,** Шахмаева Е. Ю. Особенности работы плотины Саяно-Шушенской ГЭС при наполнении водохранилища до НПУ // Гидротехническое строительство. – 1994. – № 4. – С. 21-25.

48. **Вопросы** диагностики эксплуатационного состояния мощных гидрогенераторов / Л. Г. Мамиконянц, Ю. М. Элькинд, Р. Л. Геллер и др. – Тр. ВНИИЭ. – 1977. – Вып. 53. – С. 128-141.

49. **Василевский А. Г.,** Серков В. С., Дмитрухин А. Ф. Проблемы эффективной эксплуатации электростанций // Гидротехническое строительство. – 1990. – № 10. – С. 7-11.

50. **Вольдек А. И.** Электрические машины. – Л.: Энергия, 1974. – 839 с.

51. **Гидроэлектрические** станции / Под ред. Ф. Ф.Губина. – М.: Энергия, 1980. – 368 с.

52. **Гончаров А. Н.** Гидроэнергетическое оборудование гидроэлектростанций и его монтаж. – М.: Энергия, 1972. – 319 с.

53. **Гидрогенераторы** / Глебов И. А., Домбровский В. А., Дукштау А. А. и др. – Л.: Энергоиздат, 1982.– 366 с.

54. **Гуревич Э. И.** Тепловые испытания и исследования электрических машин. – Л.: Энергия, 1977.– 296 с.

55. **Дурчева В. Н.** Натурные исследования монолитности высоких бетонных плотин. – М.: Энергоатомиздат, 1988.

56. **Инструкция** по эксплуатации гидрогенераторов СВФ-1690/175-64 и СВФ-1690/185-64 мощностью 590000 кВ·А Красноярской ГЭС: Утв. ЛЭО Электросила Минэлектротехпрома СССР. – Ленинград, 1971. – 69 с.

57. **Использование** водной энергии / Щавелев Д. С., Васильев Ю. С., Можевитинов А. Л., Щеголев Г. С. и др. – Л.: Энергия, 1976. – 655 с.

58. **Каганов Г. М.**, Румянцев И. С. Гидротехнические сооружения. В 2 т. – М.: Энергоатомиздат, 1994. – Т.1 – 305 с. – Т.2 – 271 с.

59. **Кассандрова О. Н.**, Лебедев В. В. Обработка результатов наблюдений. – М.: Наука, 1970.

60. **Косматов Э. М.**, Ромас И. А. Вопросы определения экономического эффекта повышения качества турбо- и гидрогенераторов: Сборник научных трудов. – ВНИИ Электромаш. – Выпуск 1. – Ленинград, 1974.

61. **Круглый стол**. Перестройка экономики и управления при эксплуатации гидроэлектростанций // Гидротехническое строительство. – 1988. – № 8. – С.1-8.

62. **Линдорф Л. С.**, Мамиконянц Л. Г. Некоторые особенности работы генераторов в современных энергосистемах. // Тр. з-да / Ленингр. з-д Электросила. – 1973. – Вып. 29. – С. 43-50.

63. **Литвин А. М.** Теоретические основы теплотехники. – М.: Энергия, 1969.

64. **Математическая** статистика / В. М. Иванова, В. Н. Калинина, Л. А. Нешумова, И. О. Решетникова, – М.: Высшая школа, 1975. – 398 с.

65. **Методы** воздействия на напряженное состояние бетонных массивов в гидротехнических сооружениях / Под ред. А. П. Епифанова. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 112 с.

66. **Марчук А. М.** Прогноз землетрясений в районе Саяно-Шушенской ГЭС с помощью измерительных систем плотины // Гидротехническое строительство. – 1995. – № 8. – С. 34-38.

67. **Научные** исследования для Саяно-Шушенской ГЭС. Ленинград. 1977.: Сб. докл. научн. техн. конф. – Л.: Энергия, 1978. – 333 с.

68. **Непорожний П. С.**, Обрезков В. И. Гидроэлектроэнергетика. – М.: Энергоиздат, 1982. – 303 с.

69. **Обнаружение** дефектов гидрогенераторов / Е. В. Гущин, В. Б. Кулаковский и др. / Под ред. Л. Г. Мамиконянца и Ю. М. Элькинда. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 232 с.

70. **Отчеты** о натурных наблюдениях, гидродинамических исследованиях и визуальных обследованиях элементов водобойного колодца Саяно-Шушенской ГЭС, выполненных в 1986, 1988, 1991 гг. специалистами ВНИИГа им. Б. Е. Веденеева, Сибфилиала ВНИИГа, Ленгидропроекта, Красноярскгэсстроя и Саяно-Шушенской ГЭС. Архив СШГЭС.

71. **Пермякова Л. С.**, Решетникова Е. Н., Епифанов А. П. Фильтрационный режим основания плотины Саяно-Шушенской ГЭС в первые годы постоянной эксплуатации // Гидротехническое строительство. – 1994. – № 4. – С. 16-21.

72. **Подшипниковый** узел гидрогенератора: А. с. 964868 СССР, М. кл. 3 Н 02 к 5/16 / Брызгалов В. И., Арошидзе Ю. В., Дукштау А. А., Дегусаров Ю. А., Орлов А. С., Новиков А. Ф., Фролов П. Н. – 3 с.: ил.

73. **Проблемы** развития и эффективности использования энергетических и топливных ресурсов Красноярского края. Красноярск, 1987: Сб. докл. Всесоюз. научн. практич. конф. – Красноярск, ВСНТО. –1987. – Ч. 1 – 124 с. – Ч. 2 – 192 с.

74. **Ротор** электрической машины: А.с. 448542 СССР, М. Кл. Н 02 к 3/52 / Брызгалов В. И., Авроров А. Б., Орлов А. С., Семенов В. А., Калачев Л. Н., Стафиевский В. А. – 3 с.: ил.

75. **Решение** проблем Саяно-Шушенского гидроэнергокомплекса. Ленинград. 1986 г.: Сб. докл. научн. техн. конф.: Энергоатомиздат. 1987. – 584 с.

76. **Справочник** по гидротурбинам / В. Б. Андреев, Г. А. Броновский, И. С. Веремеенко и др.; Под общ. ред. Н. Н. Ковалева.– Л.: Машиностроение, 1984. – 496 с.

77. **Справочник** по ремонту и модернизации гидрогенераторов / Под ред. В. М. Надточего, Я. С. Уринцева. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 272 с.

78. **Справочник** по расчету надежности / Козлов Б. А., Ушаков И. А. – М.: Советское радио, 1975. – 472 с.

79. **Саркисов М. А.** Эксплуатация и исследования гидротехнических сооружений и оборудования Волжской ГЭС. – М.: Госэнергоиздат, 1961. – 216 с.

80. **Способ** предотвращения образования медистых отложений в системах водяного охлаждения обмоток электрических машин: А.с. 1568462 СССР, кл. С 02 в 1/18 / Брызгалов В. И., Сухотин А. М., Хорошайлов В. Г., Зайцев В. А., Пальмский В. Г., Гайворонский А. В., Жидов Р. Н., Балабанов И. Г., Ворошилов В. П., Кулак Л. М., Миляев Н. К. – 3с.

81. **Способ** определения критической частоты вращения ротора гидрогенератора: А. с. 1293675 СССР / Брызгалов В. И., Блинов В.В ., Дукштау А. А., Хренов А. В. – 4 с.

82. **Способ** сборки статора электрической машины: А.с. 1791909 СССР, кл. Н 02 К 15/02 / Брызгалов В. И., Белянин В. К., Дукштау А. А., Прутковский С. А., Хренов А. В. – 4с.: ил.

83. **Средства** и системы управления в энергетике. Москва, Экспресс-информация, 1976. – 36 с.

84. **Танно К.**, Ивасаки К., Ватанабэ С., Кавасима Н. Коррозия генератора, непосредственно охлаждаемого водой // Хитати-Херон – 1970. – № 11. – С. 69-75 (япон.).

85. **Технические** отчеты Красноярской и Саяно-Шушенской ГЭС, заводов-изготовителей оборудования, проектных и научно-исследовательских организаций, выполненные по заказу эксплуатации гидростанций с участием специалистов этих ГЭС; решения и протоколы указанных организаций, а также директивных органов. 1961–1997 гг.

86. **Труды** Ленгидропроекта: Сб. научн. тр. 25 (13) – Ленингр. 1971. – 223 с.

87. **Труды** Ленгидропроекта: Сб. науч. тр. № 8. – Ленинград, 1968. – 275 с.

88. **Тер-Газарян Г. Н.** Анормальные режимы работы гидрогенераторов. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 232 с.

89. **Управление** режимами электрических станций /Филиппова Т. А., Журавлев В. Г., Жирнов В. Л., Сидоркин Ю. М. В 2 ч. – Новосибирск, НЭТИ, 1995. – 282 с.

90. **Федоров М. П.** Экологическая безопасность гидроэнергетических объектов нового поколения // Гидротехническое строительство. – 1990. – № 10. – С. 27-29.

91. **Филиппов И. Ф.** Основы теплообмена в электрических машинах. – Л.: Энергия, 1974. – 384 с.

92. **Цветков Е. В.**, Алябышева Т. М., Парфёнов Л. Г. Оптимальные режимы гидроэлектростанций в энергетических системах. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 304 с.

93. **Цветков В. А.** Влияние вибраций на эксплуатационное состояние обмотки статора мощных синхронных генераторов // Электрические станции. – 1975. – № 1. – С. 48-50.

94. **Шатравский А. И.**, Мороз А. Я. Состояние водопропускных сооружений Саяно-Шушенской ГЭС и проблемы их эксплуатации // Гидротехническое строительство. – 1994. – № 4. – С. 9-12.

95. **Шатравский А. И.**, Попов А. В. Очистка водохранилища Саяно-Шушенской ГЭС от плавающей древесины // Гидравлическое строительство. – 1994. – № 4. – С. 12-16.

96. **Шушарин А. Д.**, Пермякова Л. С. Результаты натурных наблюдений в контактной зоне плотины и основания Саяно-Шушенской ГЭС // Гидротехническое строительство. – 1991. – № 10. – С. 44-49.

97. **Эксплуатация** гидроэлектростанций / П. Г. Кумсиашвили, В. С. Серков, А. М. Смирнов, Ю. А.Стасенков, В. А.Усталов, Р. М.Эпштейн; Под ред. В. С.Серкова. – М.: Энергия, 1977.– 302 с.

98. **Эйдельман С. Я.** Натурные исследования бетонной плотины Братской ГЭС. – Л.: Энергия, 1975. – 294 с.

99. **Экономика** энергетики СССР / А. Н. Шишов, Н. Г. Бухаринов, В. А. Таратин, Г. В. Шнеерова; Под ред. А. Н. Шишова.– М.: Высш. шк., 1986. – 352 с.

100. **Энергетическое** строительство. Б. В. Фрадкин. Напряженно-деформированное состояние арочно-гравитационной плотины в случае раскрытия контактных швов по периметру верховой грани. // Энергетическое строительство. – 1977. – № 7. – С. 73-78.

101. **Электрические** станции. В. И. Брызгалов, А. А. Клюкач. 1997. – № 3. – С. 48-52.

102. **Энциклопедический** словарь / С. М. Ковалев и др. – М.: Советская энциклопедия, 1979. – 1600 с.

103. **Феринггер Б. П.** Красноярская гидроэлектростанция на р. Енисей// Гидротехническое строительство.– 1961. – № 5. – С. 27.

104. **Амбриашвили Ю. К., Ананьин А. И., Барченков А. Г. и др.** Динамический расчет специальных сооружений и конструкций. – М.: Стройиздат, 1986. – 461 с.

105. **Владиславлев Л. А.** Вибрация агрегатов гидроэлектростанций. – М.: Энергия, 1972.

106. **Здравомыслова О. М.** Путь к социальному успеху: что об этом думают молодые люди // Семья и школа. – 1997. – № 3.