



# ГИДРО- ТЕХНИЧЕСКОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО

Ежемесячный  
научно-технический журнал  
УЧРЕДИТЕЛИ:

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РФ,  
ОАО «РУСГИДРО»,  
АССОЦИАЦИЯ «КОРПОРАЦИЯ ЕЭЭК»,  
ЗАО НТФ «ЭНЕРГОПРОГРЕСС»,  
НП «НТС ЕЭС»

Основан в 1930 г.

№ 1

январь

2012

## Содержание

Лапин Г. Г. О статьях дискуссионного содержания. . . . .	2	Воронков О. К. Отзыв на статью Сашурина А. Д. “Истоки и причины аварии на Саяно-Шушенской ГЭС: возможное развитие ситуации” . . . . .	43
<b>Дискуссии</b>		Газиев Э. Г., Замахаев А. М., Савич А. И. О проблеме “нестационарного состояния” плотины и скального основания Саяно-Шушенской ГЭС . . . . .	45
Мищенко Б. И. Анализ Акта технического расследования причин аварии на Саяно-Шушенской ГЭС . . . . .	5	Марчук А. Н., Марчук Н. А. Геологические и геодинамические аспекты в комплексе причин аварии на Саяно-Шушенской ГЭС . . . . .	48
Тарасов В. Н. Гидроупругие колебания агрегатов ГЭС . . . . .	13	Марчук А. Н. О тангенциальных смещениях плотины Саяно-Шушенской ГЭС . . . . .	57
Берлин В. В., Муравьев О. А. О статье В. Н. Тарасова “Гидроупругие колебания агрегатов ГЭС” . . . . .	24	Поздравление Ю. Б. Мгалобелову . . . . .	58
Тарасов В. Н. Физические механизмы Саяно-Шушенской аварии . . . . .	26	<b>Российские энергетики</b>	
Сашурин А. Д. Истоки и причины аварии на Саяно-Шушенской ГЭС: возможное развитие ситуации . . . . .	37	Румянцев И. С., Калустян Э. С. В. В. Подарев (к 150 летию со дня рождения)	59

## О статьях дискуссионного содержания

Лалин Г. Г., главный редактор журнала “Гидротехническое строительство”



Уважаемые коллеги! Предлагаемый вашему вниманию номер журнала “Гидротехническое строительство” содержит статьи дискуссионного содержания, которые посвящены поиску причин катастрофической аварии на Саяно-Шушенской ГЭС, произошедшей 17 августа 2009 г.

Прошло два с половиной года с трагической даты, разделившей историю развития российской гидроэнергетики на два периода: до и после аварии. Состоялось большое количество совещаний, заседаний, научно-технических конференций, но, в гидроэнергетическом сообществе отсутствует единое мнение о причинах этой аварии. Более того, вряд ли какая-либо версия способна собрать большинство голосов экспертов. Это предположение основано на моем общении со специалистами, высказывавшимися на эту тему. Нет единого мнения и у членов редколлегии нашего журнала.

Попытка классифицировать версии аварии выглядит следующим образом.

**Ошибки эксплуатационного персонала.** В основе этой версии лежит утверждение об ошибках эксплуатационного персонала, который не остановил гидроагрегат № 2, имевший повышенную вибрацию, что в конечном итоге привело к обрыву шпилек крышки турбины.

**Геологическая версия.** Сторонники этой версии утверждают, что авария произошла в результате геодинамических процессов, происходивших и происходящих во вмещающем плотину и здание ГЭС массиве. В данном номере журнала мы публикуем несколько статей сторонников этой версии и их оппонентов. Вне зависимости от позиции, обе стороны говорят о необходимости проведения до-

полнительных научных исследований и постоянного мониторинга за состоянием основания и береговых массивов Саяно-Шушенского гидроузла. С этим нельзя не согласиться.

**Ошибки при проектировании.** Приверженец этой версии д.т.н. Тетельмин В. В., который утверждает, что авария произошла из-за конструктивных особенностей Саяно-Шушенского гидроузла и, в первую очередь, из-за отсутствия компенсирующего устройства между плотиной и зданием ГЭС. По его утверждению авария произошла из-за “навала” плотины на здание ГЭС.

**Электрогидравлический удар.** Сторонники этой версии настаивали на том, что в результате короткого замыкания после попадания воды в генератор произошел мощный электрогидравлический удар, в результате которого агрегат выбросило из кратера<sup>1</sup>.

Эта версия была изучена с выполнением необходимых расчетов доктором физико-математических наук, профессором, лауреатом Ленинской и Государственной (РФ) премий, главным научным сотрудником Института проблем механики РАН Райзером Ю. П. В своем заключении “К вопросу об источниках энергии, вызвавшей разрушения при аварии на Саяно-Шушенской ГЭС” и последующем дополнении к нему, направленных академику-секретарю отделения энергетики, машиностроения, механики и процессов управления РАН академику Фортову В. Е., Юрий Петрович делает следующие выводы:

версию электрогидравлического удара, как основную причину разрушений при аварии следует отвергнуть, хотя какой-то эффект взрывного характера, связанный с электромагнетизмом, вероятно был;

наиболее правдоподобной является версия, согласно которой основную роль сыграли эффекты динамического (гидравлический удар) или/и квазистатического давления воды, возможно усиленные резонансной раскачкой.

Таким образом, авторитетнейший ученый отвергает версию электрогидравлического удара как основной причины выброса гидроагрегата.

**Несовершенство гидроагрегата и его систем.** Эта версия наиболее полно изложена в статье Ми-

<sup>1</sup> По определению Райзера Ю. П. электрогидравлическим ударом называют явление взрывного выброса воды из открытого сосуда, когда через воду быстро разряжается, например, электрическая конденсаторная батарея.

щенко Б. И.<sup>2</sup>. “Анализ акта технического расследования аварии на Саяно-Шушенской ГЭС”.

**Гидродинамическая версия.** Главным автором этой версии, пожалуй, является доктор физико-математических наук Окулов В. Л., а наиболее активным сторонником и автором ряда статей к.т.н. Лобановский Ю. И. В основе этой версии лежит утверждение, что ученые, проектировщики и изготовители гидротурбины Саяно-Шушенской ГЭС не до конца исследовали и понимают процессы, происходящие на переходных режимах в гидроэнергетическом тракте на всей его длине от водоприемника до выхода из отсасывающей трубы.

В Институте теплофизики СО РАН 20 ноября 2009 г. состоялся семинар, на котором присутствовали 27 докторов и 28 кандидатов наук (в том числе ученые из институтов СО РАН: Института гидродинамики им. М. А. Лаврентьева, Института водных и экологических проблем, Института геологии и геофизики), всего 63 человека. На семинаре был заслушан доклад Окулова В. Л. “Прецессия винтового вихревого жгута как возбудитель резонансов в напорных системах” применительно к проблемам Саяно-Шушенской ГЭС. При обсуждении доклада большинство ученых прямо или косвенно высказались за “гидродинамическую” версию. В заключительном выступлении директор Института теплофизики СО РАН, член-корреспондент РАН Алексеев С. В., в частности, сказал “...*Первоочередные задачи: изучение вибраций, сейсмической неустойчивости и резонанса... Главная задача – это комплексное обнаружение колебаний в водоводах... Что нужно делать? Начать моделирование в высоконапорной лаборатории на Красноярской ГЭС. Развивать модели. Натурные исследования, как это планировали Окулов В. Л. и Брызгалов В. И. Продолжить фрагменты численных расчетов. Это всегда имеет смысл...*”

Для меня ситуация с версией о возможном гидроакустическом резонансе представляется весьма неоднозначной. С одной стороны, с ней не согласны все мои коллеги, однако никто не опроверг ее с указанием конкретных ошибок Окулова В. Л. или Лобановского Ю. И. и в чем эти ошибки: в исходных данных, в математических расчетах и т.д. Попытка к.т.н. Юркевича Б. Н. сделать это в статье [1] не кажется убедительной. С другой стороны, Пылев И. М. – заместитель главного конструктора по гидротурбинам ЛМЗ - являлся соавтором Окулова В. Л. в нескольких публикациях на эту тему [2, 3,]. Следовательно, один из авторитетнейших

специалистов завода-изготовителя гидротурбин не отрицает возможности возникновения гидроакустического резонанса при определенном соотношении параметров напорной системы, отводящего тракта и характеристики гидротурбины. А если гидроакустический резонанс потенциально возможен, то в случае его возникновения никакие периодические освидетельствования шпилек крышки турбины не спасут от возможной аварии. Более того, если явление гидроакустического резонанса поддается расчету на стадии проектирования, требование о необходимости таких расчетов должно быть в нормативных документах на проектирование ГЭС.

Тарасов В. Н. - автор статьи “Гидроупругие колебания агрегатов ГЭС” говорит о возникающих низкочастотных гидроупругих колебаниях, которые он называет “органными”.

Есть мнение специалистов НПО ЦКТИ, утверждающих о наличии высокочастотных колебаний, из-за которых, предположительно, и произошло откручивание гаек с нескольких шпилек на гидроагрегате № 2 Саяно-Шушенской ГЭС.

**Комбинированные версии**, например, гидродинамическая версия и версия о несовершенстве гидроагрегата и/или его систем. Возможно есть и другие неизвестные мне версии, которые не могут быть отнесены к вышеперечисленным.

Я солидарен с д.т.н., профессором Московского государственного университета природообустройства Кагановым Г. М., который предлагает составить перечень всех версий аварии и по каждой из них дать квалифицированное, подробное заключение как, например, это было сделано по версии электрогидравлического удара.

Официально озвучена версия об ошибке эксплуатационного персонала. Она изложена в “Акте технического расследования причин аварии, произошедшей 17 августа 2009 года в филиале Открытого Акционерного Общества “РусГидро” - “Саяно-Шушенская ГЭС имени П. С. Непорожного” Ростехнадзора РФ и Акте Парламентской комиссии. Сразу после аварии было естественное желание и требование всех: Президента РФ, Председателя Правительства РФ, родных и близких погибших работников станции, средств массовой информации, общественности как можно быстрее найти причины и наказать виновных в катастрофе. Это обстоятельство не могло не оказывать большого психологического давления на членов обеих комиссий.

Предположим, что обе комиссии ошиблись, в том числе и из-за нехватки времени детально разобратся во всех версиях. Это будет означать, что истинные причины аварии не выявлены, что аналогичные аварии могут произойти на других станциях и что эксплуатационный персонал некоторых

<sup>2</sup> Мищенко Б. И. в период 1954 – 1993 гг. работал в специальном конструкторском бюро гидротурбин Харьковского завода ОАО “Турбоатом”. С 1998 г. и по настоящее время работает в Укрэнергопроекте в должности главного специалиста.

ГЭС будет постоянно находиться “под гильотиной”, которая в любой момент может “упасть на их шею”.

Журнал “Гидротехническое строительство” предоставил свои страницы для публикации всем специалистам, желающим проанализировать различные версии и гипотезы. Будучи верной своим обещаниям, редакция публикует в этом номере ряд статей дискуссионного содержания. Решение о публикации таких статей всегда дается непросто. Публикуешь их или нет – всегда будут несогласные. В первом случае – рецензенты, давшие отрицательный отзыв и некоторые коллеги, во втором – авторы статей, уверенные в своей правоте, в том, что журнал “фильтрует” статьи, игнорирует “неудобные мнения” других специалистов и пр.

Считаю, что дискуссии необходимы, различие мнений – это нормально. В дискуссиях рождается истина. Нужно не только уметь слушать, но и заставить себя услышать других, даже если их высказывания кажутся глубоко ошибочными.

К сожалению, в публикациях по Саяно-Шушенской ГЭС в журнале “Гидротехническое строительство” не участвуют: специалисты завода-изготовителя турбин Саяно-Шушенской ГЭС ЛМЗ, НПО ЦКТИ, ОРГРЭС, ученые МГСУ, МЭИ и др. Хочется надеяться, что в вышеназванных организациях хотя бы читают дискуссионные статьи и, не афишируя своего отношения к их содержанию, делают необходимые выводы.

Отрицательное отношение к статьям дискуссионного содержания часто основано на утверждении, что их авторы не являются специалистами в гидроэнергетике, где профессионалам давно все известно. Полагаю, что это ошибочная позиция. Мнения специалистов из смежных областей знаний могут быть весьма полезны.

Генри Форд, который внедрил конвейерное производство и “посадил на автомобили” весь мир, в книге [4] “Моя жизнь, мои достижения” в частности писал: “...У нас нет так называемых “экспертов”. Мы даже были вынуждены отпустить (уво-

лить) всех лиц, которые воображали себя экспертами... Если довериться “эксперту”, то бывают вещи, кажущиеся неисполнимыми... Я наотрез отказываюсь считать что-нибудь невозможным. Я не нахожу, чтобы на земле был хотя бы один человек, который был бы сведущ в известной области, чтобы мог с уверенностью утверждать возможность или невозможность чего-нибудь... В большинстве случаев техническое образование и так называемый опыт служат лишь тому, чтобы показать последствия неудавшихся опытов. Вместо того, чтобы оценивать подобные неудачи по их существу, они становятся оковами успеха. Пусть придет кто-нибудь, объявит себя авторитетом и скажет, что то, или это неисполнимо, и целый ряд бессмысленных (малограмотных) последователей будет повторять:

– Это неисполнимо!”

Публикация дискуссионных статей не означает, что редакция согласна с их содержанием. С какими-то выводами мы согласны, с какими-то нет, а некоторые утверждения требуют дополнительных научных исследований, расчетов, без которых нельзя сказать ни “да”, ни “нет”. Задача журнала - привлечь внимание специалистов на возможные версии и гипотезы, пусть даже ошибочные. Возражайте, пишите статьи и отзывы, дискутируйте, но публикации должны быть обоснованными и корректными. Необходимо указывать на конкретные ошибки в исходных данных, в расчетах и их алгоритме. Главное – найти истину.

#### Список литературы

1. Юркевич Б. Н. Отзыв на ст. Лобановского Ю. И. “Автоколебания напорных систем и разрушение гидроагрегатов” // Гидротехническое строительство. 2011. № 1.
2. Окулов В. Л., Пылев И. М. Неустойчивость напорных систем // ДАН. 1995. Т. 341. № 4. С 470 – 473.
3. Арм В. Х., Окулов В. Л., Пылев И. М. Неустойчивость напорных систем гидроэнергоблоков // Изв. РАН, ЭНЕРГЕТИКА, 1996. № 3. С. 122 – 132.
4. Генри Форд. Моя жизнь. Мои достижения. М.: Финансы и статистика, 1989. С. 76 – 77.

### Анализ Акта технического расследования причин аварии на Саяно-Шушенской ГЭС

Мищенко Б. И., главный специалист (Укрэнергопроект)

Приводятся причины обрыва крышки турбины, повлекшие затопление здания Саяно-Шушенской ГЭС.

**Ключевые слова:** анализ, причины аварии.

Уровень надежности гидроэнергетического оборудования ГЭС (ГАЭС) в основном зависит от следующих факторов:

уровня совершенства конструкций узлов, механизмов и систем, в совокупности представляющих гидроагрегат;

степени соответствия характеристик гидроагрегата заданным значениям;

условий эксплуатации, определяемых техническим руководством ГЭС (ГАЭС);

режимов эксплуатации, определяемых энергосистемой.

Основной причиной возникновения аварии на агрегате № 2 являются ошибочные решения по применению заведомо ненадежных узлов, особенно по отношению к уникальным по мощности гидротурбинам (г-т) Саяно-Шушенской ГЭС (СШГЭС), ошибочные конструкторско-технологические решения и несоответствия основных характеристик г-т требуемым значениям. Кроме того, обрыву крышки г-т способствовали режимы работы агрегата, сопровождаемые недопустимыми уровнями вибраций несущих узлов и боя (вибрации) вала г-т, и режимы работы агрегата, определяемые энергосистемой, например, по количеству переходных режимов. В первом случае это относится к резиновому направляющему подшипнику (н.п.) сегментного типа на водяной смазке, низкая эксплуатационная надежность которого была определена на основании опыта работы таких подшипников на ряде ГЭС (с турбинами значительно уступающими по всем параметрам турбинам СШГЭС) еще в середине 60-х гг. прошлого века, т.е. до начала разработки проекта по г-т СШГЭС.

Причиной, влияющей на низкий уровень надежности таких подшипников, является низкая несущая способность при динамических нагрузках, так как отсутствует в них жидкостный слой между валом и рабочей (резиновой) поверхностью самоустанавливающихся сегментов из-за низкой динамической вязкости воды (вязкость воды, определяемая динамическим коэффициентом вязкости, в 150 раз меньше вязкости турбинного масла при температу-

ре, например, 20 °С). При отсутствии жидкостного слоя между трущимися поверхностями исключается гидродинамическое демпфирование радиальных сил, действующих от вращающегося вала; возникает полусухое трение, что вызывает прилипание самоустанавливающихся сегментов (имеющих свободу движения в радиальном направлении) к шейке вала турбины, из-за чего исключаются смазка трущихся поверхностей и отвод тепла, увеличивается сила трения, повышается температура трущихся поверхностей (особенно из-за ее нетеплопроводности) и, как следствие, происходит разрушение резинового слоя сегментов и нержавеющей облицовки шейки вала, трещины в корпусе н.п., обрыв шпилек крепления корпуса н.п. и др. (см. Акт, стр. 22 – 25), увеличение боя вала и радиальных динамических нагрузок, воспринимаемых несущими узлами и деталями г-т (корпусом н.п., крышкой г-т и крепежом в соединении крышки г-т со статором).

По этой причине практически ежемесячно на протяжении многих лет направляющие подшипники турбин СШГЭС подвергались ремонту, а между ремонтами эксплуатировался агрегат с боем вала турбины до 2,0 мм при допустимой величине порядка 0,460 мм, складывающейся из максимального проектного диаметального зазора в н.п., равного 0,30 мм, и максимальной допустимой вибрации корпуса н.п. в горизонтальной плоскости, равной 0,160 мкм при оборотной частоте 2,37 Гц (частота вращения ротора агрегата СШГЭС — 142,8 об/мин). Увеличенный бой вала, превышающий в два с лишним раза допустимую величину, вызывал разрушения крепления корпуса н.п. с крышкой г-т, трещины в корпусе н.п., вырывы и трещины облицовки вала, разрушения элементов уплотнения вала г-т и т.д. (см. таблицу Акта, стр. 22 – 24), а также сокращал запас усталостной прочности элементов крепления крышки г-т, принимавших повышенную динамическую нагрузку из-за повышенного боя вала.

Но самым опасным разрушением, произошедшим 13.09.81 г. (см. стр. 22 Акта) по причине увеличенного боя вала, которое могло вызвать разви-

тие аварийной ситуации с возможным затоплением шахты турбины или здания ГАЭС, являлось разрушение нижнего неподвижного лабиринтного кольца (уплотнения рабочего колеса), закрепленного на забетонированном фундаментном кольце г-т, находящемся ниже на несколько метров от уровня расположения н.п. Из-за увеличенного боя вала вращающимся рабочим колесом выбрался кольцевой зазор, равный 2,5 – 2,9 мм (на диаметре 6,420 м), вследствие чего было разрушено нижнее лабиринтное кольцо и произошел обрыв конуса рабочего колеса. При этом по благоприятным причинам не возникло развитие разрушений с возможным затоплением шахты турбины, учитывая задевание закладного фундаментного кольца вращающимся рабочим колесом со значительным крутящим моментом, соответствующим мощности агрегата 650 МВт.

Данная аварийная ситуация, связанная с низкой эксплуатационной надежностью н.п., была предупредительным сигналом к принятию экстренных мер по реконструкции г-т. В первую очередь требовалась замена н.п. на другой тип, что было выполнено своевременно на насос-турбинах, спроектированных в начале 60-х гг. прошлого века для первой в СССР Киевской ГАЭС. Агрегаты этой ГАЭС по решению технического экспертного совета Госкомитета по автоматизации и машиностроению были опытными, на которых проверялись многие опытные узлы, в том числе и резиновые сегментные самоустанавливающиеся н.п. на водяной смазке, подобные установленным на СШГЭС. На Плявиньской ГАЭС французской фирмой при реконструкции турбин были заменены н.п. на сегментные самосмазывающиеся масляные и проблемы, указанные выше, были исключены, как и на Киевской ГАЭС.

Направляющие подшипники на водяной смазке могут применяться и применяются преимущественно для г-т поворотного-лопастного типа, которым присущи меньшие нестационарности в проточной части (за счет двойного регулирования), чем для турбин радиально-осевого типа. Применяются н.п. на водяной смазке не сегментные самоустанавливающиеся, а кольцевые, у которых обеспечивается конструктивный кольцевой зазор между валом и кольцевым обрешиненным вкладышем, жестко закрепленным к внутренней расточке корпуса н.п., чем обеспечивается постоянный водяной слой, смазывающий поверхности обрешиненного вкладыша н.п. и шейки вала. Кроме того, резиновые кольцевые н.п. имеют большую несущую способность для одних и тех же условий (по удельным давлениям), чем сегментные самоустанавливающиеся резиновые н.п., в связи с конструктивной невозможностью выполнить общую площадь сегментов, равную площади кольцевого резинового вкладыша.

Поэтому, учитывая параметры гидротурбинных установок для СШГЭС, альтернативы масляным самосмазывающимся н.п. для условий СШГЭС не имеется. Уровень их эксплуатационной надежности подтвержден многолетней эксплуатацией на многих гидротурбинах, включая и гидрогенераторы, на которых применяются н.п. только такого типа.

На Киевской ГАЭС после замены н.п. на масляные сегментные самоустанавливающиеся не было отказов уже более 20 лет, в то время как до замены ремонт их производился многократно в течение каждого года их эксплуатации по причинам, аналогичным на СШГЭС.

Возникновению рассматриваемой аварии способствовали и другие ошибочные конструктивные решения при создании гидротурбинного оборудования для СШГЭС, к которым относятся следующие.

1. Применение статора г-т без механической обработки верхнего фланца под установку крышки турбины, для крепления которой к статору требовалась приварка в условиях монтажа (на диаметре  $\approx 9,0$  м) специальной опорной конструкции со значительным объемом наплавленного металла, что в условиях ГАЭС исключало применение термической обработки для снятия внутренних сварочных напряжений, необходимой для такого объема наплавки, применительно к ответственному соединению, воспринимающему значительные динамические нагрузки.

Для такого соединения (статор-крышка турбины) должен был быть применен вибростойкий крепеж (шпильки), однако при выбранной конструкции фланцевого соединения применение такого крепежа исключалось из-за его недостаточной длины, определяемой толщиной фланца крышки турбины.

Кроме того, при укороченном крепеже практически исключается его тепловая затяжка как наиболее точная для создания требуемых напряжений, создаваемых затяжкой, исключая возможное “раскрытие” фланцевого соединения и, как следствие, разрушение крепежа.

Крышка турбины для условий СШГЭС должна была иметь двойной фланец (соединяемый со статором турбины) с поперечными ребрами жесткости. Это позволило бы применить вибростойкий крепеж и его тепловую затяжку и в результате повысить надежность рассматриваемого соединения, что и применяется на г-т таких типоразмеров.

В Украине статоры без механической обработки верхнего фланца (пояса) под установку крышки применены на насос-турбинах Ташлыкской ГАЭС поставки фирмы “Силовые машины” (ЛМЗ) подобно гидротурбинам СШГЭС. При этом поставщик

(ЛМЗ), учитывая заблаговременно недостаточную надежность такого соединения, записал в “Инструкции по эксплуатации насос-турбины” (№ 2173645ТО) следующие исключительные в гидротурбостроении требования:

“Работа насос-турбин не допускается при нарушении целостности опорного фланца, установленного на статоре, о чем можно судить по появлению течи из него” (см. п. 9.4). Но фланец не “установлен”, а приварен, кроме того, отдельными массивными сварочными швами (к статору привариваются отдельно два концентричных кольца, а к кольцам приваривается опорный фланец отдельными круговыми швами);

“Периодически, раз в 3 месяца, проверять состояние швов приварки опорного фланца” (см. п. 11.3).

По-видимому, такие же требования по контролю подобного сварочного соединения указаны и в Инструкции по эксплуатации турбины СШГЭС, так как соединения идентичны.

Но для проверки состояния сварочных швов необходимо один раз в 3 месяца производить значительный объем демонтажных работ с осушением проточной части агрегата, поскольку иначе доступность к сварным швам исключена, тем более что при трещинах в сварном шве с внутренней части колец течи воды не появится, а несущая способность сварочного крепления опорного фланца будет снижена, что чревато обрывом крышки турбины от действия на нее гидродинамических усилий со стороны проточной части турбины со всеми вытекающими отсюда последствиями (затопление здания ГЭС и т.д.).

В рассматриваемом Акте упущен анализ (после аварии) состояния сварочных швов крепления опорного фланца крышки турбины агрегата № 2. Необходимость реконструкции этого слабого места может быть упущена при восстановлении агрегатов СШГЭС, что окажется “бомбой замедленного действия”, потому что запас усталостной прочности сварочных швов снижен за период 30-летней эксплуатации независимо от наличия в них трещин, учитывая и воздействие на них значительных динамических нагрузок за 30-летний период, приведенных выше.

Ошибочное решение по конструкции соединения “крышка турбины — статор” заводом “ЛМЗ” было отменено для дальнейшего применения на турбинах других ГЭС только в последующие годы. Например, на гидротурбинах Бурейской ГЭС начиная только с четвертой турбины из шести. Для трех первых турбин соединения подобны описанному выше (см. журнал “Гидротехническое строительство”, 2007, № 11).

Относительно рассматриваемого соединения можно констатировать, что перенос заводских технологических операций, выполняемых на гидроэлектростанциях в условиях строительства ГЭС с применением преобладающего ручного труда (например, устранение перекрыш между секторами статора по верхнему его поясу, достигавших 40 – 50 мм, имевших место на статорах Ташлыкской ГЭС; значительный объем ручной сварки и др.), можно объяснить только стремлением снижения себестоимости для изготовителя в ущерб снижению надежности конструкции при значительном удорожании монтажных работ, оплачиваемых заказчиком. В результате за оборудование более низкого качества заказчик заплатил более высокую цену.

2. Относительно применения 20 индивидуальных сервомоторов на турбинах СШГЭС (вместо классической системы механизма поворота лопаток НА с применением регулирующего кольца и прямоосных сервомоторов) в работе “Строительство и эксплуатация Загорской ГАЭС”, изданной в 2000 г., написано: “На обычных ГЭС, как правило, используется конструктивная схема с регулирующим кольцом и сдвоенными сервомоторами. Исключением является СШГЭС, на турбинах которой в порядке эксперимента установлены направляющие аппараты с приводом лопаток с индивидуальными сервомоторами”. Там же: “Эта система в порядке накопления опыта конструирования и эксплуатации применена на СШГЭС”.

Но новые конструкторские решения должны проверяться (и проверяются) на турбинах со значительно меньшими параметрами, чем на СШГЭС, что не влечет за собой сколько-нибудь значительных негативных последствий при выходе их из строя из-за неудачного эксперимента.

Таким образом, в результате еще один “эксперимент” и “накопленный опыт” по применению индивидуальных сервомоторов оказались отрицательными. Например, потребовалось выполнить перекиновку рычагов лопаток НА (см. стр. 43 Акта) для устранения рассогласования идентичности разворота лопаток НА, чего не может быть при “классической” системе поворота лопаток, т.е. перекиновки рычагов. При этом рассогласование влечет за собой неравномерность поля скоростей потока воды, сходящего с лопаток НА, “провоцируя” нестационарности в проточной части турбины, увеличивая динамическое воздействие на несущие узлы агрегата, в том числе и на крышку турбины и ее крепеж, уменьшая запас их усталостной прочности.

Уровень эксплуатационной надежности системы управления лопатками НА при помощи индивидуальных сервомоторов проверялся на действующую

щих гидротурбинах ГЭС еще в 50-е гг. прошлого века. Например, на Иркутской ГЭС, где индивидуальные сервомоторы выполняли только противоаварийные функции, обеспечивающие закрытие НА при отказе регулятора скорости, а оперативные функции по управлению направляющим аппаратом выполнялись по “классической” схеме, т.е. двумя прямоосными сервомоторами в комплекте с регулирующим кольцом и механизмом поворота лопаток (на СШГЭС индивидуальные сервомоторы выполняют и оперативные функции по управлению направляющим аппаратом). На Иркутской ГЭС индивидуальные сервомоторы упразднены из-за их целого ряда недостатков, известных специалистам, работающим в области гидротурбостроения и в системе эксплуатации ГЭС и ГАЭС.

3. Вызывает, по меньшей мере, удивление эксплуатационная характеристика турбины РО230/833-В-677 для СШГЭС относительно “допустимых” и “недопустимых” зон работы турбины по мощности в зависимости от напора (см. стр. 70 Акта). Так, зона I по мощности от нуля до 30 % от номинальной, характеризуемая исключительно низким коэффициентом полезного действия (КПД), является разрешенной для эксплуатации, а зона II, близкая к оптимальной по КПД (по мощности около 70 % от номинальной), — неразрешенной.

Таким образом, опровергаются известные технические положения по допустимой зоне работы гидротурбины радиально-осевого типа (РО) по мощности, отмеченные как в соответствующих международных нормативных документах, так и в ГОСТе 73807 – 88 на г-т (см. пункт 1.13), где указывается: “Гидротурбины должны обеспечивать длительную работу в диапазоне мощностей от 60 до 100 % номинальной мощности для радиально-осевых гидротурбин”, т.е. зона от холостого хода до 60 % номинальной мощности должна являться переходной при пусках агрегата и при его остановках, а не для работы в стационарном режиме, что необходимо для исключения длительного “нахождения” работающей турбины в зоне с исключительно низким КПД, что “сопровождается” повышенной динамикой, так как чем меньше КПД, тем большая часть подводимой энергии тратится не на выработку полезной работы, а на возмущения, вызывая тем самым снижение долговечности несущих узлов агрегата.

В связи с этим в последние годы на эксплуатационных характеристиках турбин наносится линия ограничения мощности не только по ее максимальной величине, но и по минимальной в соответствии с требованиями ГОСТа, указанного выше, для “напоминания” эксплуатационникам о недопустимости работы турбин в стационарных режимах за линией ограничения по минимальной мощности. У

турбин СШГЭС все наоборот: разрешена работа турбин при исключительно низких КПД, а при высоких — запрещена, что “помогает” находиться турбинам СШГЭС практически в постоянном ремонте (см. стр. 22 – 24 и др. Акта) с самого их “рождения”.

4. Полученные данные натурных испытаний по определению уровня пульсаций потока в проточной части турбин превышают в 3 – 4 раза принятый уровень пульсаций для турбин РО типа (см. стр. 69 Акта), который не должен превышать 5 – 6 % от действующего напора, а фактически около 20 %. Пульсации высокой частоты (до 300 Гц) могут указывать на развитый уровень кавитации в рекомендованных режимах, что подтверждается значительным объемом кавитационных разрушений рабочих колес (см. стр. 43 и др. Акта), а множество трещин в рабочих колесах (см. стр. 34 Акта), периодически завариваемых и снова появляющихся, подтверждают “опасность” такой величины пульсаций давления и частоты (включая пульсации осевой силы, равной 150 тс), которые должны быть выявлены еще при модельных испытаниях с определением напряженно-деформированного состояния несущих узлов, учитывая действительный коэффициент динамичности, который должен определяться при модельных испытаниях, а также должна быть выполнена “отстройка” частот собственных колебаний несущих узлов относительно частот колебаний действующих возмущающих сил (т.е. частот пульсаций давления). По результатам “отстройки” должны быть определены достаточные запасы, исключающие резонансные явления.

Но в любом случае с таким уровнем пульсаций давления и такими кавитационными характеристиками лопастная система рабочего колеса и проточная часть модельной турбины не должны были быть приняты для прототипа (для натурной турбины). Поэтому заказчик должен принимать у изготовителя результаты модельных испытаний с привлечением независимых экспертов, как это принято в мировой практике, чтобы натурная турбина соответствовала требуемым характеристикам. В Украине такой организацией является Укрэнергопроект, выполняющий подобные экспертные услуги как для украинских заказчиков, так и для зарубежных.

5. Снижению уровня усталостной прочности несущих узлов турбины и крепежа и их разрушению (впоследствии) способствовал и технологический брак при изготовлении временного рабочего колеса агрегата № 2, работавшего 7 лет (с 1979 по 1986 г.), имевшего гидравлический небаланс (см. стр. 22 – 24 Акта). В связи с этим агрегат № 2 оказался в более тяжелых эксплуатационных условиях, чем другие, учитывая длительную его работу с временным рабочим колесом, имевшим гидравли-



ческий небаланс, способствовавший росту гидродинамических усилий, действовавших на крышку г-т и ее крепеж. Это могло “отразиться” на различном состоянии (в лучшую сторону) шпилек крепления крышек г-т на других агрегатах (в рассматриваемом Акте отсутствует информация о состоянии оборудования других агрегатов).

Кроме того, стремясь повысить технико-экономические показатели г-т Саяно-Шушенской ГЭС, одним из которых являлась в СССР относительная металлоемкость, поставщик г-т снизил её до исключительно низкого уровня, равного 1,9 кг/кВт (например, для г-т других ГЭС: Братской — 2,6 кг/кВт, Усть-Илимской — 2,5 кг/кВт, Бхакра (Индия) — 2,6 кг/кВт, Токтогульской — 2,3 кг/кВт, Гренд-Кули (США) — 4,2 кг/кВт), что отразилось на увеличении вибросмещений несущих узлов, поскольку со снижением металлоемкости уменьшилась жесткость конструкций, вызывая рост их вибросмещений при одних и тех же возмущающих силах и, как следствие, снижения их усталостной прочности.

6. Соединение, на котором отсутствует стопорение крепежа (имеющее место на турбинах СШГЭС, см. стр. 65, 77, 101, 104 Акта), особенно на узлах подверженных вибрации, является грубейшим технологическим нарушением, и такое соединение обречено на разрушение независимо от того, что на его крепеж действуют динамические и статические нагрузки, не выходящие за пределы допустимых величин.

7. Турбины РО типа, имеющие сравнительно узкую зону работы по мощности (от 60 до 100 %), определенную ГОСТом на гидротурбины (см. выше), характеризуются повышенной нестационарностью и в этой зоне. Это имеет место в интервале по мощности от 60 до 70 % и в зоне, близкой к максимальной мощности, т.е. в режимах, отклоняющихся от оптимального. Для снижения интенсивности нестационарностей, а следовательно, и вибросмещений несущих узлов применяется система впуска сжатого воздуха в проточную часть, работающая в автоматическом режиме, обеспечиваемая контроллером командоаппарата; однако такая система, судя по информации, приведенной в рассматриваемом Акте, отсутствует на турбинах СШГЭС, но применяется практически на всех турбинах РО типа, что предусмотрено ГОСТом 27807-88 на г-т (см. п. 1.9). Имеется на СШГЭС только система впуска атмосферного воздуха, но в зоне работы турбины (от 60 до 100 %  $N_n$ ), определенной упомянутым ГОСТом, впуск атмосферного воздуха в проточную часть турбины не дает положительного эффекта по причине повышенного давления (выше атмосферного) в проточной части в этой зоне по мощности.

Явления повышенной нестационарности, как правило, имеют гидродинамическую природу и обусловлены образованием в отмеченных режимах интенсивных срывных вихрей в межлопастных каналах рабочего колеса, а также возникновением под рабочим колесом (в конусе отсасывающей трубы) центрального жгута. Указанные нестационарности имеют в основном три характерные частоты динамического воздействия на несущие узлы агрегата: жгутовую, оборотную и лопастную.

Пульсации с жгутовой частотой в зоне частичной нагрузки (от 60 до 70 %) имеют частоту несколько меньшую от оборотной, а в зоне максимальной мощности она удваивается, и жгут в этой зоне имеет направление вращения, обратное оборотам агрегата, а его ядро имеет больший диаметр, что приводит к росту размаха усилия пульсаций. При этом на высоконапорных РО турбинах (РО 150 и выше) наблюдаются парные жгуты.

Интенсивность вихревого жгута определяется в основном циркуляцией потока у корневых сечений лопастей рабочего колеса, а так как безциркулярный поток на выходе из рабочего колеса обеспечивается только в оптимальной зоне по КПД, то профилированием лопастной системы нельзя решить проблемы устранения жгутовых пульсаций, кроме как впуском сжатого воздуха на режимах, указанных выше, для разрушения или деформации жгута за рабочим колесом (р.к.). Конструктивные решения для “устранения” жгута пока не дали положительного результата.

Пульсации давления со жгутовой частотой в основном наблюдаются в отсасывающей трубе (за р.к.). Частично они передаются в зону НА и спиральной камеры, и эти пульсации могут приводить (и приводят, см. стр. 69 Акта) к неустойчивой работе, сопровождающейся колебаниями расхода, а следовательно, и мощности.

Пульсации с оборотной частотой в основном наблюдаются под крышкой турбины, являясь следствием неравномерности зазоров в лабиринтных уплотнениях р.к., если они имеют место, что является ошибкой монтажа. Эти пульсации могут усугубляться за счет неидентичности межлопастных каналов р.к., что является ошибкой изготовителя, а также за счет влияния радиальных сил, действующих на р.к. турбины, обусловленных несимметричностью поля скоростей на выходе из НА, по причине, например, неидентичности разворота лопаток НА, что имело место на СШГЭС (см. п. 2 данной статьи). Эти пульсации могут быть значительной энергоемкости, что негативно сказывается на эксплуатационной надежности гидротурбин РО типа. Поэтому международным стандартом IEC 60193 ужесточены требования по выполнению элементов проточной части турбин (особенно рабочих колес

РО типа) для исключения нестационарностей в проточной части, связанных с технологическим браком при их изготовлении.

Исходя из этого, готовые рабочие колеса для реконструируемых гидротурбин СШГЭС (после аварии) должны приниматься заказчиком строго в соответствии с положениями указанного выше стандарта, включая и лопатки НА, так как другие элементы проточной части турбин, выполненные из бетона, или узлы, закладываемые в бетон (например, статор турбины), не подвержены замене. Игнорирование такой приемки чревато негативными последствиями, указанными выше. Имеется в виду приемка готовых изделий, включая и результаты модельных испытаний.

8. Ошибочные решения, принимаемые эксплуатацией, применительно к агрегатам СШГЭС, повлиявшие на снижение эксплуатационной надежности оборудования, связаны в основном с игнорированием технических требований, изложенных в нормативных документах по эксплуатации гидротурбин.

Это касается в первую очередь разрешений эксплуатации турбины агрегата № 2 при “выходе” контролируемых параметров за пределы допустимых величин по вибрации несущих узлов и боя вала, превышающие в несколько раз (см. стр. 75 и др. Акта).

9. Относительно количества переходных режимов (пуски, остановки), при которых агрегат “проходит” опасную зону, характеризующую нестационарностями, заказчик и энергосистема должны знать, что это не абстрактная величина, а параметр, от которого зависит уровень металлоемкости оборудования агрегата, а следовательно, и его цена. И чем больше переходных процессов, тем выше цена оборудования, потому что оно должно быть более металлоемким, чтобы выдерживать более многократно интенсивные нагрузки в течение требуемого срока службы, определяемого действующим ГОСТом 27807-88 на вертикальные гидротурбины (см. п. 1.17). При несоблюдении заказчиком или энергосистемой (в основном) данного параметра (увеличившего число переходных режимов) они должны знать, что берут на себя ответственность за сокращение срока службы оборудования.

Число переходных режимов, учитывая его значимость при разработке конструкции узлов гидроагрегатов (см. выше), определяется предварительно (до начала разработки проекта) заказчиком совместно с энергосистемой и вносится в Техническое задание, являясь в дальнейшем при эксплуатации агрегатов параметром обязательным для его соблюдения, что, к сожалению, на ГЭС постсоветского пространства практически не соблюдается, как не соблюдаются и технические требования ГОСТа

27807-88 на г-т по ограничению минимальной мощности (для гидрогенераторов и двигателей — генераторов (д-г) допустимое количество переходных процессов (пусков и остановок) определено ГОСТом № 5616 – 89 на г-г и д-г, см п. 2.16). А с внедрением системы группового регулирования мощности на СШГЭС число таких нарушений увеличилось. Для исключения таких нарушений со стороны в основном энергосистем предлагается для реконструированных турбин СШГЭС ввести ограничения по минимальной мощности в зависимости от напора, действующие в автоматическом режиме, по аналогии с ограничением максимальной мощности, что обеспечивается современными регуляторами скорости цифрового типа. В этом случае и система группового регулирования мощности “не сможет перейти запретную черту” по минимальной мощности, что в конечном итоге увеличит эксплуатационную надежность турбин и их долговечность.

Относительно оценки технического состояния основного оборудования и конкретно по крышке гидротурбин СШГЭС в Акте представлены следующие требования: “При постоянном контроле состояния крышки гидротурбины во время работы гидроагрегата фиксируют визуально и измеряют при помощи штатных и переносных измерительных средств состояние крепежа, закладных и крепежных элементов” (см. стр. 74 Акта).

Записан широкий набор методов контроля крышки, крепежа, закладных элементов и др., но как эти требования выполнять во время работы гидроагрегата и постоянно — не известно. Указанные проверки возможны, но потребуют длительной остановки агрегата с определенным объемом демонтажных работ и со специальной подготовкой мест контроля на крышке, если требуется определить наличие трещин или других дефектов неразрушающими методами.

“Постоянный контроль состояния оборудования на работающем агрегате” может осуществляться в автоматическом режиме, но это выполняется пока только для виброконтроля несущих узлов гидроагрегата, боя вала, термоконтроля и для контроля других параметров, изменяющихся во времени (например, давление, расход, перемещение), но не для контроля состояния элементов, указанных в рассматриваемом документе, требования которого ошибочны и не выполнимы. Например, как можно контролировать при работе и постоянно состояние “закладных элементов и крепежа”?

В некоторой степени эффективным косвенным методом определения состояния элементов оборудования гидроагрегата является контроль изменения во времени коэффициентов готовности отдельно гидротурбины и гидрогенератора, являющихся

одним из показателей надёжности г-т и г-г, величина которых определена ГОСТами на г-т (№ 16504 – 74) и г-г (№ 5616 – 89), равных соответственно 0,980 и 0,995. Такой метод контроля состояния оборудования рекомендовался для эксплуатации ГЭС еще много лет тому назад специалистами института ЦКТИ им. И. И. Ползунова по обеспечению своевременного “реагирования” на изменение коэффициента готовности, а следовательно, и степени эксплуатационной надёжности узлов, механизмов и систем агрегата и для принятия соответствующих мер. Для этого требуется иметь для каждой турбины и генератора специальный оперативный журнал, в котором должны регистрироваться результаты всех осмотров и ремонтов, данные регулировок и параметров узлов, механизмов и систем, установленных проектом и полученных после каждого ремонта, с отметкой всех ненормальностей в работе оборудования, методы их устранения, с регистрацией суммарного времени нахождения агрегата в ремонте за определенное календарное время.

Известный коэффициент готовности  $K_{\text{гот}}$  определяется соотношением:

$$K_{\text{гот}} = \frac{t_{\text{раб}} + t_{\text{рез}}}{t_{\text{календ.вр}}},$$

где  $t_{\text{раб}}$  — время работы гидроагрегата за расчетный период;  $t_{\text{рез}}$  — время нахождения гидроагрегата в резерве за расчетное время;  $t_{\text{календ.вр}}$  — полное календарное время расчетного периода.

Величина  $K_{\text{гот}}$ , равная 0,98 для “новых” г-т, должна указываться в Техническом задании на г-т.

## Выводы

1. Обрыв крышки г-т (и связанное с этим затопление здания ГЭС) произошел в результате снижения прочности шпилек М80 крепления крышки по причине уменьшения поперечного их сечения, вызванного трещинами усталостного характера, что указывает на долговременное их образование и развитие по мере увеличения “набора” циклов недопустимых знакопеременных усилий, причины возникновения которых указаны выше.

К моменту обрыва шпилек, обследованных ОАО НПО “ЦНИИТМАШ” в количестве 49 штук, они имели среднюю величину площади усталостного излома, равную 64,9 % (см. стр. 78 Акта). Шесть шпилек не несли никакой нагрузки из-за отсутствия на них гаек, не имея никаких повреждений (см. стр. 77 Акта).

Известно, что трещины или трещиноподобные дефекты, имеющиеся в грузонесущих деталях, какими являются в данном случае шпильки, характеризуются как недопустимые, так как являются кон-

центраторами напряжений, а следовательно, очагами развития их разрушения. Поэтому любые предположения о возникновении ударной нагрузки на крышку г-т значительной величины (гидроудара или других ударных нагрузок кратковременного действия), объясняющие причину рассматриваемой аварии, могли только ускорить обрыв шпилек, но не исключить их разрушение при отсутствии таких ударных нагрузок.

2. Надёжность применяемых узлов и механизмов для “новых” гидромашин должна быть подтверждена их эксплуатационным опытом.

3. Затяжка “ответственного” крепежа должна выполняться преимущественно термическим методом, а результаты его затяжки (болтов, шпилек) должны контролироваться и отражаться в соответствующих формулярах. Такой крепёж должен контролироваться в следующих соединениях:

вал гидротурбины (г-т) — вал гидрогенератора (г-г);

вал г-т — втулка ротора г-г;

вал г-т — рабочее колесо (р.к.);

лопасть р.к. — втулка р.к. (для поворотно-лопастных г-т);

крышка г-т — статор г-т (или верхнее кольцо направляющего аппарата, если оно имеется в конструкции направляющего аппарата);

верхнее кольцо направляющего аппарата — статор г-т.

4. Качество сварных рабочих колёс радиально-осевого типа должно определяться по результатам неразрушаемого контроля, выполняемого независимой организацией, определяемой заказчиком.

5. Электрические устройства, например золотники с электромагнитом и др., управляющие действиями противоаварийных защит (золотником аварийного закрытия, быстродействующим затвором, предтурбинным затвором), должны находиться под напряжением при нормальной работе агрегата и срабатывать при потере собственных нужд для обеспечения аварийной остановки агрегата.

6. Приёмка “готовых” рабочих колёс г-т должна приниматься заказчиком в строгом соответствии с требованиями международного стандарта ИЕС 60193.

7. Разработка технических требований на новые гидротурбинные установки или реконструируемые должна выполняться независимой организацией по выбору заказчика для исключения практики “советского образца”, когда технические требования, вносимые в технические задания на г-т, разрабатывал поставщик “под себя”. В Украине такой организацией является Укрэнергопроект, разрабатывающий подобные документы (технические задания или тендерные технические требования) как для украинских, так и зарубежных заказчиков.

8. Должны соблюдаться поставщиками г-т технические требования, изложенные в государственном стандарте (ГОСТе) на “турбины гидравлические вертикальные” (см. п. 1.16) относительно резьбовых соединений, контактирующих с водой, которые должны изготавливаться из коррозионно-стойких сталей или с защитными покрытиями, исключая коррозионные концентраторы напряжений, а следовательно, и повышающие их долговечность.

9. Для повышения уровня безопасности и надежности вновь строящихся ГЭС и ГАЭС необходимо, чтобы гидроагрегаты, работающие при напорах выше 50 – 60 м, имели предтурбинные затворы, выполняющие как оперативные (открытие перед пуском и закрытие при остановках), так и противоаварийные функции, что в первом случае затворы в закрытом положении предохраняют элементы НА (лопатки и др.) от разрушений щелевой кавитацией, а во втором — являются 3-й ступенью противоаварийной защиты агрегата (после регулятора скорости и золотника аварийного закрытия).

Кроме того, затворы, устанавливаемые перед обратимыми агрегатами ГАЭС, препятствуют перетечкам воды через неплотности НА из верхнего бьефа в нижний (при неработающих агрегатах), чем предотвращают снижение КПД ГАЭС, которое (т.е. снижение) может быть достаточно значительным, учитывая время нахождения обратимых агрегатов в “покое” порядка 10 и более часов в сутки. Например, на Загорской и Ташлыкской ГАЭС, работающих при напорах порядка 100 м, а также на Киевской ГАЭС (расчетный напор 65 м) при отсутствии затворов перед насос-турбинами имеют место значительные потери объемов воды, проходящие через неплотности НА.

Наряду с этим при отсутствии затворов перед турбинами (насос-турбинами) радиально-осевого типа наблюдаются и другие негативные явления, связанные с повышенным потреблением активной мощности в режиме синхронного компенсатора (СК), превышающим в несколько раз расчетное, сопровождаемое повышенной вибрацией несущих узлов и увеличением боя вала. Причиной этого является пульсирующее вращающееся водяное кольцо повышенного давления, находящееся между закрытым НА и вращающимся рабочим колесом (куда

вода поступает через неплотности НА). Так, например, на Чиркейской ГЭС (расчетный напор  $H_p = 170$  м, номинальная мощность  $N_n = 260$  МВт) при отсутствии затвора перед турбиной потребление активной мощности в режиме СК — 10,5 % от номинальной. (На основании статистических данных допустимый уровень потребления активной мощности в режиме СК не должен превосходить 4 % от номинальной мощности турбины или насос-турбины, чему соответствуют и расчетные уровни потребления активной мощности в режиме СК.) На Нурекской ГЭС ( $H_p = 223$  м,  $N_n = 320$  МВт) при наличии шарового затвора и при его закрытом положении потребление активной мощности в режиме СК — 1,4 % от номинальной, а при открытом затворе — 9 %. На Киевской ГАЭС ( $H_p = 65$  м,  $N_n = 34,6$  МВт) при отсутствии затвора перед насос-турбиной потребление активной мощности в режиме СК — 4 МВт, т.е. больше 11 % от номинальной мощности.

Кроме того, по сравнению с предтурбинными затворами быстродействующие затворы, устанавливаемые на водоприемниках ГЭС или ГАЭС, не смогут в полной мере считаться противоаварийными при наличии протяженных подводящих напорных трубопроводов (например, как на Загорской ГАЭС), так как объема воды в таких трубопроводах достаточно для “создания” максимальных разгонных оборотов как при аварийных остановках (посредством быстродействующего затвора) из турбинного режима (на ГЭС или ГАЭС), так и из насосного (на ГАЭС), когда воды достаточно в напорном трубопроводе даже для изменения направления вращения ротора обратимого агрегата из насосного в турбинный с последующим достижением максимальных разгонных оборотов, что и имело место на Загорской ГАЭС.

#### Список литературы

1. *Справочник по гидротурбинам* / Под ред. чл.-корр. Н. Н. Ковалёва. — Л.: Машиностроение, 1984.
2. ГОСТ73807-88. Турбины гидравлические вертикальные: Технические требования и приёмка.
3. ГОСТ5616-89. Генераторы и генераторы-двигатели электрические гидротурбинные.
4. *Международный стандарт* IEC60193 “Hydraulic turbines, storage pumps and pump-turbines — Model acceptance tests”.

# Гидроупругие колебания агрегатов ГЭС

Тарасов В. Н., инженер (ООО “Диамех 2000”)

Рассматриваются гидроупругие колебания в гидравлическом тракте ГЭС. Анализируются механизмы, приводящие к появлению зон нерекомендованной и запрещённой работы гидроагрегатов.

**Ключевые слова:** гидротурбина, водоводы, автоколебания.

При проектировании гидротехнического оборудования не принято уделять особое внимание динамическим эффектам. Гидротурбина, как правило, рассматривается как статический объект, рассчитанный на обеспечение максимального КПД преобразования. Гидромеханические эффекты, сопровождающиеся повышенной вибрацией и кавитацией, традиционно объясняются гидродинамической неустойчивостью потока и воздействием кавитационного жгута.

Однако есть основания полагать, что многие подобные явления вызваны гидроупругими колебаниями, возникающими благодаря особенностям течения в гидротурбинах и колебательным свойствам напорных водоводов. Обтекание реактивной турбины принципиально отличается от обтекания крыла самолёта или лопасти вертолёт. Обтекание крыла самолёта происходит в свободном пространстве. В гидротурбине поток замкнут. На рабочее колесо действует перепад давления, на который влияет столб воды в водоводе и отсасывающей трубе. Поэтому при колебаниях турбины в это движение вовлекается вся масса воды в гидравлическом тракте. Благодаря этому в системе “гидравлический тракт — гидроагрегат” возникают новые формы гидроупругих колебаний — “органные” гидроупругие колебания.

Существующие методики расчёта гидротурбинного оборудования обычно не учитывают этих форм колебаний. Поэтому некоторые гидроагрегаты могут быть динамически неустойчивыми. При совпадении частоты внешних возмущений с собственной частотой “органных” колебаний наступает режим резонанса. А при некоторых условиях могут возникать автоколебания.

## Колебательные характеристики водоводов

Высоконапорные и средненапорные ГЭС имеют длинные водоводы с жёсткими стенками. Потери энергии в таком водоводе малы и он представляет собой высокооборотную колебательную систему.

Колебания потока в водоводе, сообщаемого с водохранилищем в сечении  $x = L$ , можно описать уравнениями Эйлера с учётом диссипации энергии [3]

$$\frac{\partial U}{\partial t} + \frac{\lambda}{2d} U^2 = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial P}{\partial x}; \frac{\partial P}{\partial t} + \rho c^2 \frac{\partial U}{\partial x} = 0. \quad (1)$$

Если в начале водовода ( $x = 0$ ) действует гармоническое возмущение давления  $\tilde{P} = P_0 \exp(i\omega t)$ , в водохранилище оно должно затухать  $\tilde{p}(L, t) = 0$ . Уравнения (1) для малых возмущений  $\tilde{p} = p(x) \exp(i\omega t)$ ;  $\tilde{u} = u(x) \exp(i\omega t)$ ; можно линеаризовать и получить систему

$$\left. \begin{aligned} (\alpha + i\omega)u(x) &= -\frac{1}{\rho} \frac{dp(x)}{dx} \\ i\omega p(x) + \rho c^2 \frac{du(x)}{dx} &= 0 \end{aligned} \right\}, \quad (2)$$

$$\text{где } \alpha = \frac{\lambda U_0}{d} = \frac{2\Delta P}{\rho U_0 L}.$$

Из этих уравнений можно получить удельный механический импеданс водовода при малых потерях

$$\tilde{Z}(0) = \frac{\tilde{p}(0)}{\tilde{u}(0)} \approx i\rho c \frac{\operatorname{tg}(kL) - i\beta}{1 + i\beta \operatorname{tg}(kL)}, \quad (3)$$

где  $\beta = \frac{g\Delta H}{cU_0}$  — коэффициент потерь ( $\Delta H$  — потеря напора в водоводе при скорости потока  $U_0$ );  $k = \frac{\omega}{c}$  — волновой вектор.

На рис. 1 изображены амплитуда и фаза расчётной функции импеданса  $\frac{\operatorname{tg}(kL) - i\beta}{1 + i\beta \operatorname{tg}(kL)}$  водовода Саяно-Шушенской ГЭС ( $L \approx 240$  м;  $\beta \approx 1/500$ ). При низких частотах удельный импеданс водовода примерно равен  $\tilde{Z} \approx i\rho\omega L$ , столб жидкости ведёт себя как инерционное тело массы  $M = \rho LS$ . При повышении частоты наблюдается ряд резонансов и антирезонансов. Это стоячие волны, соответствующие собственным формам колебаний водовода. Используя функцию импеданса, колебательное движение воды в водоводе можно записать в виде

$$\left. \begin{aligned} p(x) &\approx P_0 \left[ \cos(kx) - \frac{i\rho c}{\tilde{Z}} \sin(kx) \right]; \\ u(x) &\approx \frac{iP_0}{c\rho} \left[ \frac{i\rho c}{\tilde{Z}} \cos(kx) + \sin(kx) \right], \end{aligned} \right\} \quad (4)$$

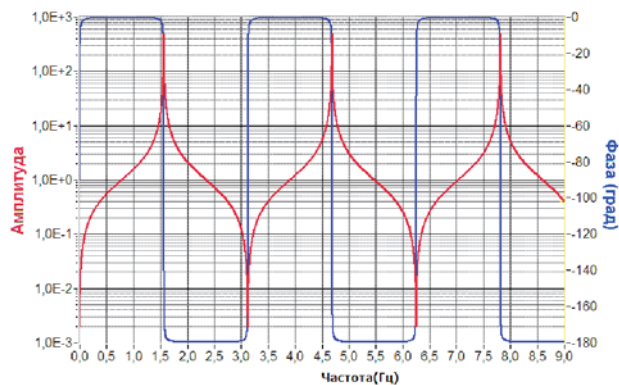


Рис. 1. Функция импеданса

Антирезонансы ( $\tilde{Z} \rightarrow \infty$ ), возникают при условии  $\text{tg}(kL) = \infty$ , первый возникает на частоте  $f = c/4L$  (длина водовода соответствует четверти длины волны), остальные — при условии  $L = \lambda/4 + N \lambda/2$ . Эти формы колебаний водовода в сечении  $x = 0$  возбуждаются пульсациями скорости (расхода).

Резонансы ( $\tilde{Z} \rightarrow 0$ ), возникают при условии  $\text{tg}(kL) = 0$ , первый возникает на частоте  $f = c/2L$  (длина водовода соответствует половине длины волны), остальные — при условии  $L = \lambda/2 + N \lambda/2$ . Эти формы колебаний водовода в сечении  $x = 0$  возбуждаются пульсациями давления (рис. 2).

### Динамическое поведение гидротурбин

Рассмотрим модельную задачу, описывающую динамическое поведение турбинной ступени жёсткой геометрии (рис. 3), при следующих предположениях:

- ступень обтекается идеальной жидкостью;
- течение осесимметрично;
- направление потока определяется постулатом Жуковского — Чаплыгина.

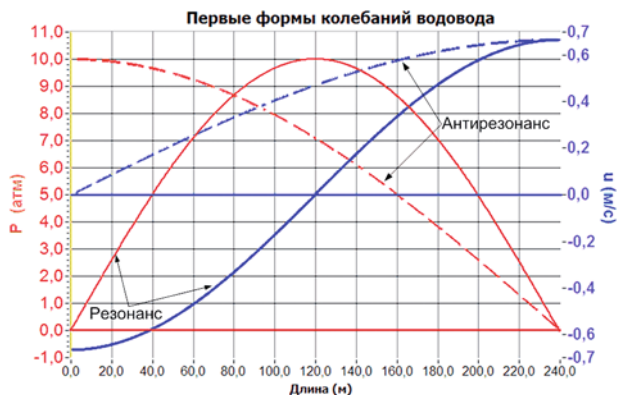


Рис. 2. Первые собственные формы колебаний водовода

Удельные нагрузки на лопасти ступени  $\vec{f}$  будем искать из уравнения Эйлера в форме Громека — Ламба [1, 3]

$$\frac{\partial \vec{V}}{\partial t} + \text{grad} \left( \frac{\vec{V}^2}{2} + \frac{P}{\rho} \right) + \text{rot} \vec{V} \vec{V} = \vec{f}. \quad (5)$$

Введём обозначения:  $P_0 = P + \frac{\rho V^2}{2}$ ;  $\Omega_z = \text{rot} \vec{V} = \frac{1}{r} \frac{\partial (V_\tau r)}{\partial r}$ , тогда в цилиндрической системе координат это уравнение примет вид

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial V_\tau}{\partial t} + \frac{1}{\rho} \frac{\partial P_0}{\partial r} - \Omega_z V_\tau &= f_r; \\ \frac{\partial V_\tau}{\partial t} + \Omega_z V_r &= f_\tau. \end{aligned} \right\} \quad (6)$$

Радиальную нагрузку, действующую на лопасть ступени  $F_r(t)$ , можно найти, проинтегрировав по объёму первое уравнение системы. Введя функции

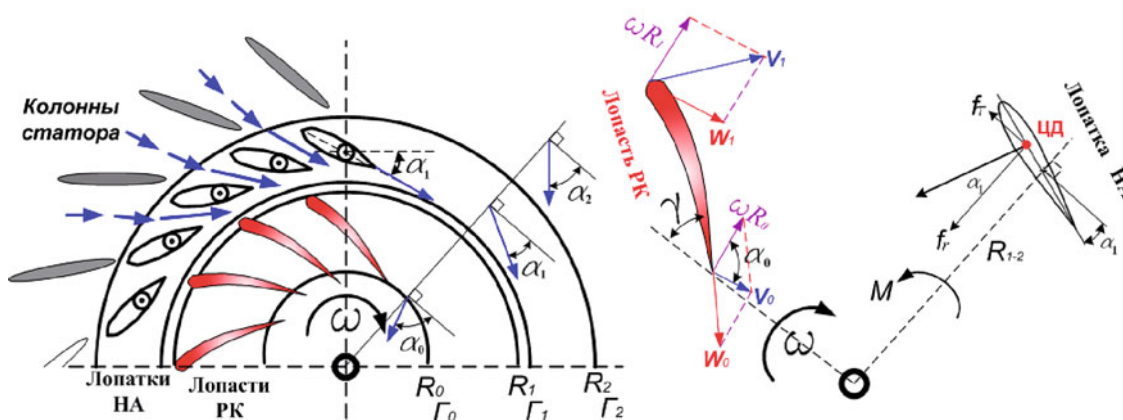


Рис. 3. Обтекание модели гидротурбины

расхода и циркуляции  $V_r = \frac{Q(t)}{2\pi r b_0}$ ;  $V_\tau = \frac{\Gamma(r, t)}{2\pi r}$ , получим выражение

$$F_r(t) = \frac{1}{N} 2\pi b_0 \rho \int_{R_1}^{R_2} f_r r dr = \frac{1}{N} \left[ \rho \frac{dQ}{dt} + 2\pi b_0 \int_{R_1}^{R_2} \frac{\partial P_0}{\partial r} r dr - \frac{\rho b_0}{4\pi} \int_{R_1}^{R_2} \frac{\partial \Gamma^2}{\partial r} \frac{dr}{r} \right]. \quad (7)$$

Проинтегрировав второе уравнение по объёму, можно найти суммарный момент, действующий на все лопасти ступени:

$$M(t) = 2\pi b_0 \rho \int_{R_1}^{R_2} m_z r dr = 2\pi b_0 \rho \left[ \int_{R_1}^{R_2} \frac{\partial V_\tau}{\partial t} r^2 dr + \int_{R_1}^{R_2} \Omega_z V_r r^2 dr \right].$$

Согласно постулату Жуковского — Чаплыгина направление потока определяется углом задней кромки лопасти  $V_\tau = V_r \text{ctg} \alpha$  (рис. 3), поэтому  $\Gamma = \frac{Q}{b_0} \text{ctg} \alpha$ , и из кинематических условий получаем выражение для нестационарного момента турбинной ступени

$$M(t) = \rho b_0 \frac{d}{dt} \left[ \int_{R_1}^{R_2} \Gamma(r, t) r dr \right] + \frac{\rho Q}{2\pi} [\Gamma(R_2, t) - \Gamma(R_1, t)] = \frac{\rho}{2\pi b_0} \left[ V_{ST} \frac{d(Q \langle \text{ctg} \alpha_{2-1} \rangle)}{dt} + Q^2 (\text{ctg} \alpha_2 - \text{ctg} \alpha_1) \right],$$

где  $V_{ST} = \pi b_0 (R_2^2 - R_1^2)$  — объём турбинной ступени:

$$\langle \text{ctg} \alpha_{2-1} \rangle = \frac{2\pi b_0}{V_{ST}} \int_{R_1}^{R_2} \text{ctg} \alpha(r, t) r dr —$$

средневзвешенное значение отношения скоростей  $\text{ctg} \alpha = V_\tau / V_r$ .

При стационарном течении это уравнение моментов переходит в уравнение Эйлера  $M = \frac{\rho Q}{2\pi} [\Gamma_2 - \Gamma_1]$ .

*Направляющий аппарат.* Циркуляция потока после направляющего аппарата определяется углом поворота лопаток и равна

$$\Gamma_1 = \frac{Q_V}{b_0} \text{ctg} \alpha_1. \quad (8)$$

В зазоре между НА и РК расход, циркуляция и угол  $\alpha$  не меняются. Нестационарный момент, действующий на направляющий аппарат, определяется из выражения

$$M_{HA}(t) = \frac{\rho}{2\pi b_0} \times \left[ V_{HA} \frac{d(Q \langle \text{ctg} \alpha_{2-1} \rangle)}{dt} + Q^2 (\text{ctg} \alpha_2 - \text{ctg} \alpha_1) \right]. \quad (9)$$

Гидравлическая сила, действующая на лопатку направляющего аппарата, равна

$$f(t) \approx \sqrt{f_r^2 + \frac{M^2}{(NR_{1-2})^2}},$$

где  $R_{1-2}$  — средний радиус НА. Направление действия этой силы примерно перпендикулярно хорде профиля. Точка приложения — центр давления профиля (ЦД). Полное давление в НА практически не меняется и  $f_r > f_\tau$ , поэтому из кинематических соображений  $f_r = f_\tau \text{ctg} \alpha_1 \approx \frac{M_{HA}}{NR_{1-2}} \text{ctg} \alpha_1$ , а гидравлический момент, действующий на лопатку, равен

$$M_l \approx \frac{M_{HA}}{NR_{1-2}} \text{ctg} \alpha_1 l_l, \quad (10)$$

где  $l_l$  — расстояние между осью вращения и ЦД профиля.

При пульсациях расхода через турбину  $Q = Q_0 + \tilde{q}$  и колебаниях угла установки лопаток  $\alpha_1 = \alpha_1^0 + \tilde{\alpha}$ , на лопатку начинает действовать возмущающий момент  $\tilde{m}_l = \frac{\partial M}{\partial Q} \tilde{q} + \frac{\partial M}{\partial \alpha_1} \tilde{\alpha}_1$

$$\tilde{m}_l \approx \frac{\rho}{2\pi N b_0 R_{1-2}} \left[ V_{HA} \langle \text{ctg} \alpha_{2-1} \rangle \text{ctg} \alpha_1 \frac{d\tilde{q}}{dt} + 2Q\tilde{q} (\text{ctg} \alpha_2 \text{ctg} \alpha_1 - \text{ctg}^2 \alpha_1) \right] \cdot l_l^* + \frac{\rho}{2\pi N b_0 R_{1-2}} \times \left[ -V_{HA} Q \frac{d\langle \text{ctg} \alpha_{2-1} \rangle}{dt} + Q^2 (2\text{ctg} \alpha_1 - \text{ctg} \alpha_2) \right] \frac{\tilde{\alpha}}{\sin^2 \alpha_1} l_l^*. \quad (11)$$

где  $l_l^*$  — расстояние между осью вращения и фокусом профиля. Знак этого момента определяется углом поворота лопаток  $\alpha_1$  и плечом силы  $l_l$ , которое зависит от положения фокуса профиля и меняется в зависимости от угла  $\alpha_1$  и расхода через НА. При плоском стационарном безотрывном обтекании профиля его ЦД и фокус обычно находятся в районе первой половины хорды. При малых углах атаки (обтекание без циркуляции) картина течения качественно изменяется, ЦД и фокус смещаются к задней кромке [9]. Исследований моментных характе-

ристик и положения фокуса лопатки НА при нестационарном обтекании в литературе не встречается, но из физических соображений можно полагать, что эффект смещения фокуса будет происходить и здесь.

*Рабочее колесо.* Угол  $\alpha_0$  после вращающегося РК определяется из треугольника скоростей (рис. 3)

$$\operatorname{ctg}\alpha_0 = \frac{V_\tau}{V_r} = \frac{\omega R_0 - W_0 \sin \gamma}{W_0 \cos \gamma} = \frac{2\pi b_0 R_0^2}{Q} \omega - \operatorname{tg}\gamma.$$

Поэтому уравнение нестационарного гидравлического момента, действующего на РК, будет иметь вид

$$M(t) = \frac{\rho}{2\pi b_0} \left[ V_{\text{РК}} \frac{d(Q \langle \operatorname{ctg}\alpha_{1-0} \rangle)}{dt} - 2\pi b_0 R_0^2 Q \omega + Q^2 (\operatorname{ctg}\alpha_1 + \operatorname{tg}\gamma) \right], \quad (12)$$

где  $V_{\text{РК}}$  — объём РК;  $\langle \operatorname{ctg}\alpha_{1-0} \rangle$  — средневзвешенное значение;  $\alpha_1$  — угол установки лопаток НА;  $\gamma$  — угол задней кромки лопастей РК;  $\omega$  — угловая частота вращения РК.

Лопастей РК имеют достаточно сложную форму, поэтому определение нагрузок на лопасти из уравнений (6) весьма проблематично. Нужно отметить, что на лопастях РК происходит основное изменение полного давления. Поэтому пульсации перепада давления на гидротурбине  $\tilde{p}_{1-0}$ , согласно выражению (7), приводят к переменной нагрузке на лопасть РК  $\tilde{f}_L \approx \tilde{p}_{1-0} S_L$ , где  $S_L$  — площадь лопасти.

При колебаниях изменяются расход через турбину, угол установки лопаток НА и угол обтекания лопастей. Следовательно, добавочный момент равен  $\tilde{m}_{\text{РК}} = \frac{\partial M}{\partial Q} \tilde{q} + \frac{\partial M}{\partial \alpha_1} \tilde{\alpha} + \frac{\partial M}{\partial \varphi} \tilde{\gamma}$  и уравнение возмущающего момента гидротурбины имеет вид

$$\tilde{m}_{\text{РК}} \approx \frac{\rho}{2\pi b_0} \left[ V_{\text{РК}} \langle \operatorname{ctg}\alpha_{1-0} \rangle \frac{d\tilde{q}}{dt} + \left[ 2Q(\operatorname{ctg}\alpha_1 + \operatorname{tg}\gamma) - 2\pi b_0 R_0^2 \omega \right] \tilde{q} - \frac{Q^2}{\sin^2 \alpha_1} \tilde{\alpha} + \frac{Q^2}{\cos^2 \gamma} \tilde{\gamma} \right]. \quad (13)$$

### Теория гидроупругих колебаний

Под гидроупругими колебаниями обычно понимают совместные колебания упругой конструкции и жидкости, при которых происходит деформация конструкции. Собственные частоты и формы гидроупругих колебаний обычно находятся при пред-

положении о близости форм собственных колебаний в вакууме и жидкости [5, 6]. При этом собственные формы колебаний в жидкости  $\vec{U}(\vec{r}, t)$  ищут в виде ряда

$$\vec{U}(\vec{r}, t) = \sum_{k=1}^N C_k \vec{u}_k(\vec{r}) \exp(i\omega_k t), \quad (14)$$

где  $\vec{u}_k(\vec{r})$  — собственные формы колебаний в вакууме.

Если ввести функцию потенциала, возмущённая скорость жидкости будет равна  $\vec{V}(\vec{r}, t) = \operatorname{grad}\Phi(\vec{r}, t)$ , а давление  $P = -\rho \frac{\partial \Phi(\vec{r}, t)}{\partial t}$ . Граничные условия для функции потенциала записываются в виде

$$\left. \begin{aligned} \nabla\Phi(r \rightarrow \infty) &\Rightarrow 0; \\ (\operatorname{grad}\Phi \cdot \vec{n})|_s &= \frac{\partial w}{\partial t}. \end{aligned} \right\} \quad (15)$$

Первое условие означает затухание возмущений скорости при значительном удалении от поверхности, второе — равенство нормальных скоростей на поверхности раздела. Из этих условий находятся собственные частоты и коэффициенты ряда, определяющие собственные формы гидроупругих колебаний.

При строгой постановке задачи эти граничные условия (15) некорректны. Законы физики требуют, чтобы на поверхности раздела соблюдалось не только равенство скоростей, но и равенство давлений. Поведение возмущений в дальней зоне определяется геометрией гидравлического тракта и рядом других факторов. Для этого необходимо учитывать сжимаемость и решать волновое уравнение для жидкости с учётом граничных условий, что связано с большими математическими трудностями.

Как показала практика, упрощённый расчёт гидроупругих колебаний по классической теории даёт правильные результаты в случае свободного обтекания. Применять эту методику для расчётов колебаний рабочих колёс реактивных гидротурбин некорректно. Особенно это касается расчётов турбин средненапорных и высоконапорных ГЭС, имеющих длинные водоводы с жёсткими стенками. Приведём примеры.

#### Пример 1. Колебания поршня

Рассмотрим колебательную систему, состоящую из поршня, пружины и демпфера (рис. 4). Площадь поршня  $5 \text{ м}^2$ , масса  $m = 5000 \text{ кг}$ , жёсткость пружины  $K = 5,0E + 8 \text{ Н/м}$  и коэффициент демпфирования  $C = 2,0E + 5 \text{ Н/(м/с)}$ . Поведение



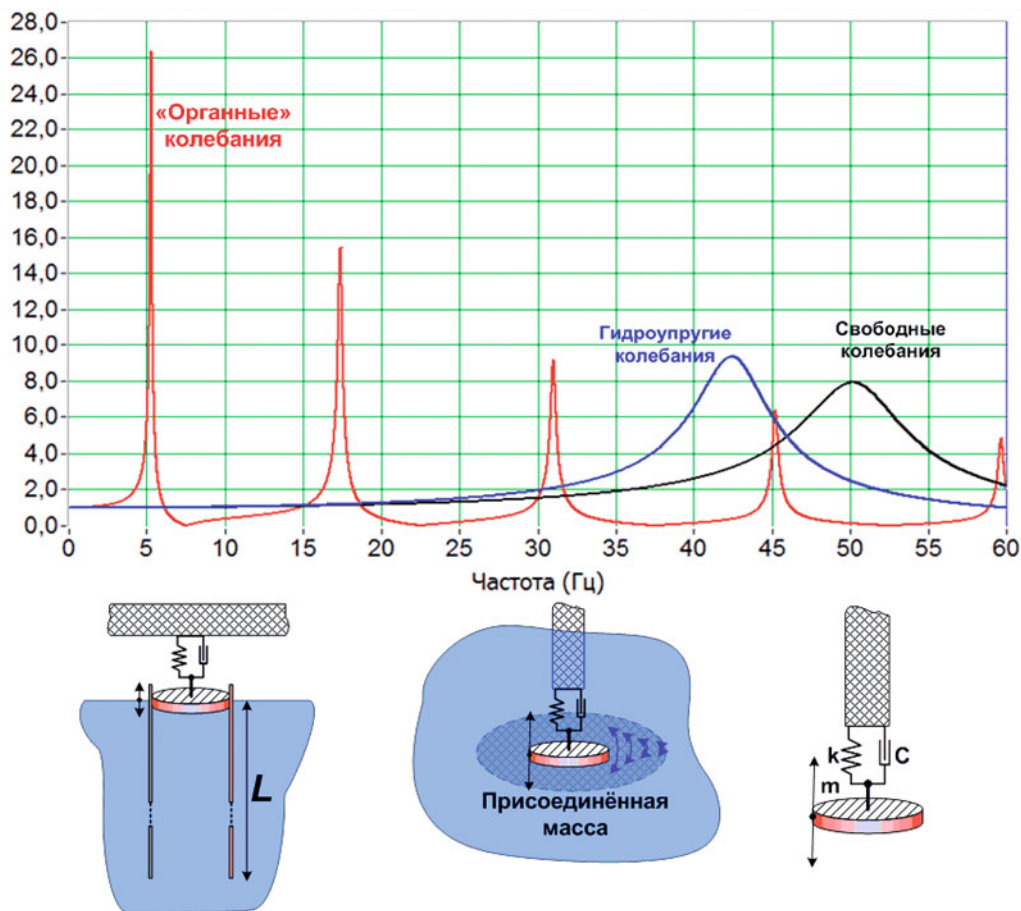


Рис. 4. Влияние присоединённой массы

системы описывается уравнением гармонического осциллятора с затуханием

$$m \frac{d^2x}{dt^2} + C \frac{dx}{dt} + Kx = F(t). \quad (16)$$

#### Свободные колебания

При воздействии на поршень возмущающей силы  $F_0 \cos(2\pi ft)$ , он будет совершать вынужденные колебания  $x_0 \cos(2\pi ft + \phi)$  с амплитудой  $x_0 \approx \frac{F_0}{K} W(f)$ . Передаточная функция равна

$$W(f) \approx \frac{1}{\sqrt{\left(1 - \frac{f^2}{f_0^2}\right)^2 + \left(\frac{1}{Q_k}\right)^2}}$$

Резонансная частота осциллятора  $f_0 \approx \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{K}{m}} \approx 50$  Гц, добротность  $Q_k \approx \sqrt{Km}/C \approx 8$ .

#### Свободные гидроупругие колебания

Помещаем поршень в воду. Резонансная частота за счёт «присоединённой массы» воды  $m_2$  около поршня, колеблющейся вместе с ним, уменьшается

$$f_0' \approx \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{K}{m + m_2}}$$

#### «Органые» гидроупругие колебания

Заключаем поршень в жёсткую трубу. Граничные условия задаём в виде равенства давлений и скоростей на поверхности раздела  $\tilde{p}|_{x=0} = F(0)/S$ ,  $\tilde{u}|_{x=0} = \frac{dx(0)}{dt}$ . Тогда передаточная функция системы определяется из соотношения

$$F_0 \exp(i\omega t + \phi) = -m\omega^2 x_0 \exp i\omega t + i\omega C x_0 \exp i\omega t + Kx_0 \exp i\omega t + i\omega x_0 \exp i\omega t \cdot SZ(i\omega),$$

где  $Z = i\rho c \frac{\operatorname{tg}(kL) - i\beta}{1 + i\beta \operatorname{tg}(kL)}$  — удельный механический импеданс столба жидкости.

Частотная характеристика системы при  $L = 50$  м и коэффициенте потерь  $\beta = 0,01$  представлена на рис. 4, 5. Вместо одного низкодобротного резонанса мы получаем целый спектр. Антирезонансные частоты системы и столба жидкости совпадают, резонансные частоты отличаются. Самую высокую добротность  $Q_k \approx 25$  имеет первый резонанс. Его частота в основном определяется массой воды в

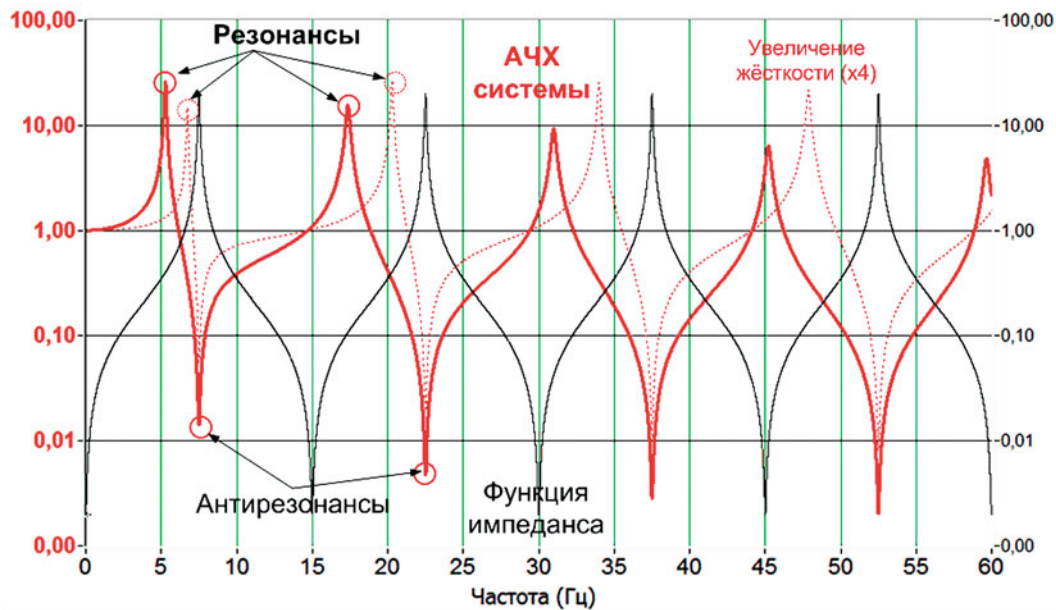


Рис. 5. Частотные характеристики

трубе и жёсткостью пружины  $f_1 \approx \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{K}{\rho LS}} \approx 5$  Гц.

При уменьшении жёсткости пружины частота первого резонанса системы уменьшается до нуля, при увеличении стремится к частоте первого антирезонанса столба жидкости.

Резонансные формы колебаний системы возбуждаются переменной силой (давлением). Амплитуды перемещений (расхода) при резонансах значительно увеличиваются, а при антирезонансах уменьшаются. Антирезонансные формы возбуждаются перемещением (расходом). Если воздействовать на поршень перемещением  $x_0 \cos(2\pi ft)$ , при антирезонансах значительно увеличиваются амплитуды давления, а при резонансах уменьшаются.

Приведённый пример является простейшей моделью лопасти гидротурбины. При обтекании рабочего колеса на лопасти действует сила, обусловленная перепадом полного давления на РК (6), и они ведут себя подобно поршню. Благодаря этому эффекту у лопастей реактивной гидротурбины возникают новые формы низкочастотных гидроупругих колебаний, которые можно условно назвать “органными” колебаниями.

Поскольку присоединённая масса воды намного больше массы самих лопастей, собственные формы “органных” колебаний близки к статическому прогибу лопастей под действием гидравлических нагрузок. Для упрощённого расчёта этих форм колебаний задачу можно разделить на две части. Для элементов гидравлического тракта решаются линеаризованные волновые уравнения и находятся функции импеданса. Влияние гидравлического

тракта учитывается затем в виде воздействия возмущений давления и расхода.

#### Пример 2. Колебания радиально-осевой турбины

При колебаниях давления и расхода ( $\tilde{p}$ ,  $\tilde{q}$ ), эти возмущения в водоводе и отсасывающей трубе связаны функциями импеданса  $Z = \frac{\tilde{p}}{\tilde{q}}$ . Поскольку с

учётом знака возмущений скорости  $\tilde{q}_2 + \tilde{q}_1 = 0$ , возмущение перепада давления на турбине будет равно  $\tilde{p}_2 - \tilde{p}_1 = (Z_1 + Z_2)\tilde{q}$ .

Первой формой свободных колебаний рабочего колеса (РК) высоконапорной гидротурбины является “колокольная” форма (рис. 6), её частота обычно составляет несколько десятков герц [7]. При замкнутом обтекании, благодаря присоединённой массе, РК будет совершать низкочастотные крутильно-осевые колебания. Уравнение крутильных гидроупругих колебаний модели РК можно записать в виде

$$J^* \frac{d^2\psi}{dt^2} + D^* \frac{d\psi}{dt} + K^* \psi = \tilde{m}_p, \quad (17)$$

где  $\psi$  — угол поворота обода колеса;  $\tilde{m}_p$  — возмущающий момент;  $J^*$ ,  $D^*$ ,  $K^*$  — соответственно момент инерции, демпфирование и крутильная жёсткость лопастей модели.

Колебание расхода потока за счёт гидроупругих деформаций лопастей будет равно

$$\tilde{q} \approx N_{л} \frac{dV_{л}}{dt} \approx N_{л} S_{л} R_{л} \frac{d\psi}{dt}. \quad (18)$$

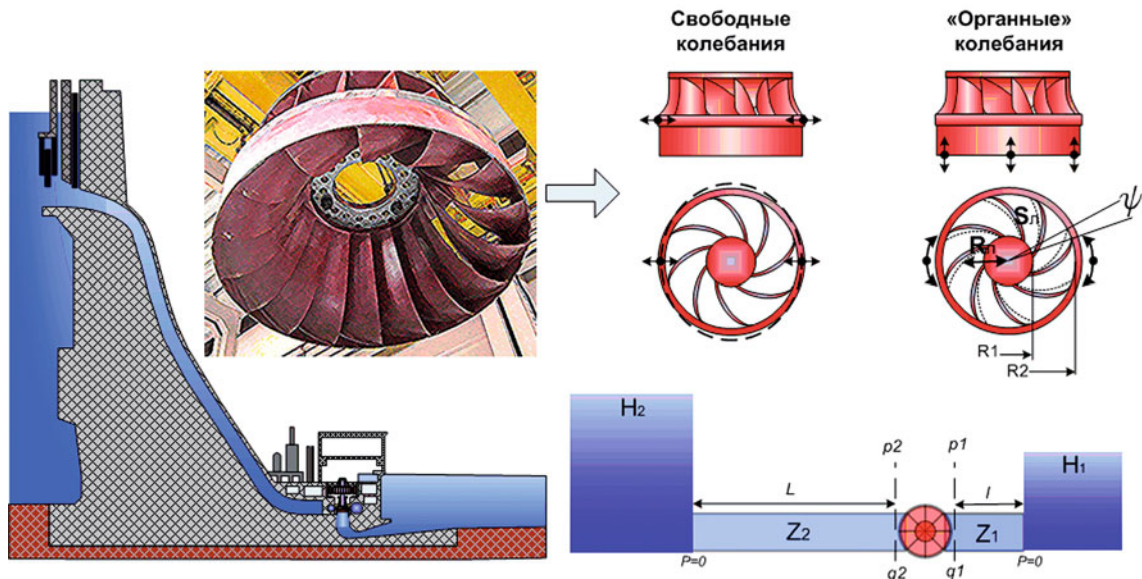


Рис. 6. Модель рабочего колеса

Возмущающий момент, вызывающий гидроупругую деформацию лопастей, можно определить из выражения

$$\tilde{m}_p \approx N_{л} \int_{R1}^{R2} b_0 (\tilde{p}_2 - \tilde{p}_1) r dr \approx N_{л} (\tilde{p}_2 - \tilde{p}_1) S_{л} R_{л}, \quad (19)$$

где  $N_{л}$  — число лопастей;  $S_{л}$  — характерная площадь лопасти;  $R_{л}$  — плечо силы возмущения (примерно середина лопасти);  $b_0$  — высота лопасти;  $p_2$  и  $p_1$  — возмущения давления по разные стороны лопасти.

Теперь уравнение (17) можно записать в виде

$$J^* \frac{d^2 \psi}{dt^2} + [D^* + N_{л}^2 S_{л}^2 R_{л}^2 (Z_1 + Z_2)] \frac{d\psi}{dt} + K^* \psi = m_0 \exp(i\Omega t). \quad (20)$$

Построим частотную характеристику системы  $\psi_0 = \frac{m_0}{K^*} W(f)$ , при параметрах, характерных для гидротурбины Саяно-Шушенской ГЭС ( $J^* = 5,000E + 5$ ;  $K^* = 5,000E + 10$ ;  $N_{л} = 20$ ;  $S_{л} = 4$ ;  $R_{л} = 2$ ). Длина водовода 240 м, а отсасывающей трубы около (30 м).

Как и в примере 1, вместо одного пика появляется целый спектр (рис. 7). Частота первого резонанса около 1,5 Гц. Это характерное свойство «органного» резонанса. При повышении жёсткости упругой конструкции его частота стремится к частоте первого антирезонанса водовода. Теоретически появление подобных форм гидроупругих колебаний должно происходить у всех типов реактивных турбин (насосов), но наиболее заметно этот эффект

проявляется у высоконапорных агрегатов с РО турбинами.

Гидроупругие колебания лопастей вызывают пульсации потока в проточной части гидротурбины. При этом колеблются угол обтекания лопастей и расход через турбину, что приводит к пульсациям как вращающего момента, так и циркуляции за РК. Из уравнения (20) можно найти возмущение расхода через турбину и возмущение угла обтекания лопастей РК при «органном» колебаниях. Подставив эти возмущения в нелинейные динамические уравнения гидротурбины (9) – (13), можно определить возмущающие силы и моменты.

### «Органные» колебания гидроагрегатов

Система уравнений, описывающая колебания гидроагрегата, должна включать:

уравнение колебаний ротора генератора в энергосистеме;

уравнение колебаний воды в гидравлическом тракте;

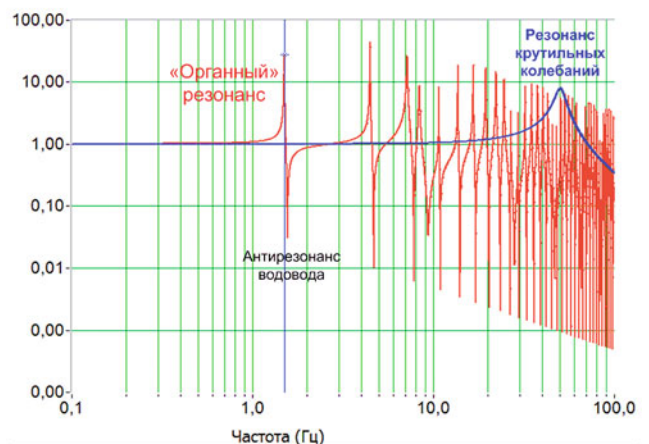


Рис. 7. Частотная характеристика крутильных колебаний РК

уравнение гидроупругих колебания РК;  
уравнение колебаний лопаток НА;  
уравнения связи.

Синхронный генератор в энергосистеме ведёт себя как гармонический осциллятор [8]. При воздействии возмущающего момента ротор агрегата совершает крутильные колебания (синхронные качания). Уравнения крутильных колебаний ротора генератора имеют вид

$$\frac{J_{\Gamma}}{k} \frac{d^2\theta}{dt^2} + D_{\Gamma} \frac{d\theta}{dt} + m_c\theta = \tilde{M}_{\Gamma}, \quad (21)$$

где  $\theta$  — угол нагрузки связан с углом вращения соотношением  $\theta = k\varphi$ ;  $k$  — число пар полюсов;  $D$  — коэффициент демпфирования;  $J_{\Gamma}$  — момент инерции ротора;  $m_c \approx \frac{3U}{\omega} \frac{E_0}{x_{qd}} \cos\theta$  — удельный синхронизирующий момент;  $M_{\Gamma}$  — возмущающий момент.

Собственная частота крутильных колебаний  $\Omega_0 \approx \sqrt{\frac{m_c k}{J}}$  синхронной машины обычно находится в диапазоне 1 – 2 Гц.

Возмущающий момент  $M_{\Gamma}$  находится из выражения (13). Этот момент вызывается колебанием расхода через турбину, колебанием угла обтекания лопастей РК и колебанием угла установки лопаток НА. Поскольку объёмный расход через турбину пропорционален частоте вращения  $\frac{Q_v}{\omega} = \text{const}$ , возмущение расхода при колебании угла  $\theta$  и колебании угла деформации РК  $\psi$  будет равно

$$\tilde{q} \approx \frac{Q_0}{k\omega_0} \frac{d\theta}{dt} + N_{\Gamma} S_{\Gamma} R_{\Gamma} \frac{d\psi}{dt}. \quad (22)$$

Возмущение угла обтекания лопастей РК  $\tilde{\gamma}$  в диапазоне линейной деформации лопастей РК связано с углом  $\psi$  эмпирическим соотношением

$$\tilde{\gamma} = \varepsilon\psi. \quad (23)$$

Возмущения давления на входе и выходе из турбины соответственно равны

$$\tilde{p}_2 = Z_2 \tilde{q}_2; \quad \tilde{p}_1 = Z_1 \tilde{q}_1. \quad (24)$$

Лопатки НА будем пока считать неподвижными. Уравнения колебаний гидроагрегата при воздействии возмущающего момента, вызванного пульсациями давления,  $m_0 \exp(i\Omega t) \approx N_{\Gamma} S_{\Gamma} R_{\Gamma} p_0 \cdot \exp(i\Omega t)$  имеют вид

$$\left. \begin{aligned} \frac{J_{\Gamma}}{k} \frac{d^2\theta}{dt^2} + D_{\Gamma} \frac{d\theta}{dt} + m_c\theta &= \tilde{M}_{\Gamma} \\ \tilde{M}_{\Gamma} &\approx \frac{\rho}{2\pi b_0} \left[ V_{\text{РК}} \langle \text{ctg}\alpha_{1-0} \rangle \frac{d\tilde{q}}{dt} + \right. \\ &\quad \left. + [2Q(\text{ctg}\alpha_1 + \text{tg}\gamma) - 2\pi b_0 R_0^2 \omega] \tilde{q} + \frac{Q^2}{\cos^2 \gamma} \tilde{\gamma}; \right] \\ \tilde{q} &\approx \frac{Q_0}{k\omega_0} \frac{d\theta}{dt} + N_{\Gamma} S_{\Gamma} R_{\Gamma} \frac{d\psi}{dt}; \\ \tilde{\gamma} &= \varepsilon\psi; \\ J^* \frac{d^2\psi}{dt^2} + [D^* + N_{\Gamma}^2 S_{\Gamma}^2 R_{\Gamma}^2 (Z_1 + Z_2)] \frac{d\psi}{dt} + \\ &\quad + K^* \psi = m_0 \exp(i\Omega t). \end{aligned} \right\} \quad (25)$$

Из этой системы можно получить уравнение колебаний угла нагрузки генератора, вызывающего качания мощности  $E = m_c\theta$  при воздействии пульсаций давления. Построим АФЧХ этого уравнения  $E(f) = E(0)W(f)$  при параметрах, соответствующих номинальному режиму агрегата Саяно-Шушенской ГЭС ( $E = 640$  МВт;  $H = 200$  м, КПД = 1).

Характеристики РК как в примере 2,  $J_{\Gamma} = 2,0E + 7$ ;  $m_c = 2,0E + 8$ ;  $D_{\Gamma} = 1,5E + 8$ ;  $Q = 320$ ;  $\omega = 15$ ;  $\text{ctg}\alpha_1 \approx \frac{Eb_0}{\rho Q^2 * 2,38} = 3$ ;  $\text{ctg}\alpha_0 = \frac{2\pi b_0 R_0^2}{Q} \omega - \text{tg}\gamma \approx$ ;  $R_0 \approx 2$ ;  $\text{tg}\gamma \approx 1,35$  (53 град);  $\varepsilon = 0,5$ .

На графике АФЧХ (рис. 8) хорошо виден “органый” резонанс гидроагрегата, его частота 1,4 Гц. При вариации режимных параметров системы (25) характер АФЧХ стабилен. При увеличении крутильной жёсткости РК частота резонанса практически не изменяется, при сильном её уменьшении — уменьшается.

Приведённый анализ показывает, что первой формой колебаний агрегата высоконапорной ГЭС являются колебания в системе “водовод — гидроагрегат — энергосистема”. Частота таких колебаний близка к частоте первого антирезонанса водовода. Добротность колебательной системы весьма высока, поэтому гидроагрегат динамически неустойчив. При совпадении частоты внешних возмущений с собственной частотой “органых” колебаний наступает режим резонанса. А при некоторых условиях могут возникать автоколебания. Математический анализ условий самовозбуждения “органых” колебаний сложен и выходит за рамки данной статьи, поэтому ограничимся физическим анализом.

Положительная обратная связь, приводящая к возникновению таких колебаний, может быть обу-

словлена комбинацией двух основных механизмов самовозбуждения:

гидроупругой деформацией лопастей РК (флаттерный механизм);

колебанием лопаток НА.

Рассмотрим уравнение колебаний лопаток НА:

$$\left. \begin{aligned} J_{л} \frac{d^2 \tilde{\alpha}}{dt^2} + D_{л} \frac{d \tilde{\alpha}}{dt} + K_{л} \tilde{\alpha} &= \tilde{m}_{л} + \tilde{m}_{упр}; \\ \tilde{m}_{л} &= \frac{\partial M_{НА}}{\partial Q} \tilde{q} + \frac{\partial M_{НА}}{\partial \alpha_1} \tilde{\alpha}. \end{aligned} \right\} \quad (26)$$

Кроме гидравлического момента  $m_{л}$ , на лопатку действует момент от системы управления гидроагрегатом  $m_{упр}$ , который зависит как от динамических характеристик различных гидравлических и механических звеньев привода НА, так и от алгоритмов системы управления. Возмущающий момент  $m_{л}$  определяется из выражения (11).

Как правило, НА сконструирован так, что гидравлические силы действуют на закрытие лопаток. В этом случае ось вращения размещена позади центра давления (ЦД) профиля (рис. 9).

Согласно закону сохранения момента, изменение угла положения лопаток, приводящее к изменению крутящего момента РК, вызывает примерно такое же изменение момента, действующего на сам НА:  $M_{РК} + M_{НА} = 0$ . Если лопатки качнулись на закрытие, циркуляция  $\Gamma_1$  возрастает, вращающий момент на РК увеличивается, а на направляющий аппарат действует противоположный реактивный момент, вызывающий дополнительный момент на закрытие. При качании на открытие происходит аналогичный эффект и на лопатки действует добавочный момент, действующий на открытие. Такая центровка лопаток приводит к положительной обратной связи, которая может вызывать автоколебания.

Характер обратной связи в основном обусловлен двумя составляющими возмущающего гидравлического момента:

$$2Q\tilde{q}(\text{ctg}\alpha_2 \text{ctg}\alpha_1 - \text{ctg}^2\alpha_1)l_{л}^* \quad \text{и}$$

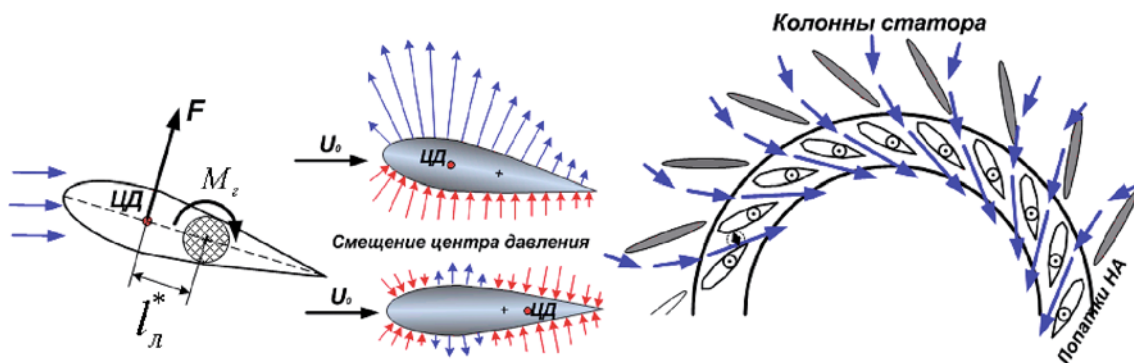


Рис. 9. Направляющий аппарат

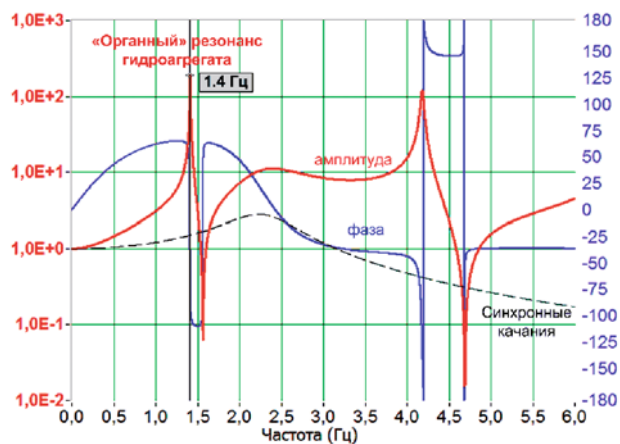


Рис. 8. Расчётная АФЧХ гидроагрегата

$$\left[ Q^2 (2 \text{ctg} \alpha_1 - \text{ctg} \alpha_2) \right] \frac{\tilde{\alpha}}{\sin^2 \alpha_1} l_{л}^* \quad (11)$$

При близости углов  $\alpha_1 \approx \alpha_2$  первая составляющая момента уменьшается. Это соответствует случаю обтекания лопатки вблизи нулевого угла атаки (без циркуляции). При таком обтекании профиля его фокус и ЦД обычно смещается к задней кромке, поэтому уменьшается и вторая составляющая. В результате положительная обратная связь, обусловленная центровкой лопаток НА, существенно уменьшается. “Органные” автоколебания не возникают. При смещении фокуса за ось вращения положительная обратная связь для лопаток даже превращается в отрицательную. Лопатки начинают вести себя как флюгер и демпфировать колебания потока.

Если посмотреть на диаграмму зон работы агрегатов Саяно-Шушенской ГЭС (рис. 10), можно заметить следующее:

в начале характеристики при малых скоростях потока автоколебаний нет, агрегат работает устойчиво (зона 1);

при некоторой критической скорости потока возникают автоколебания. Работа в этой зоне не рекомендована (зона 2);

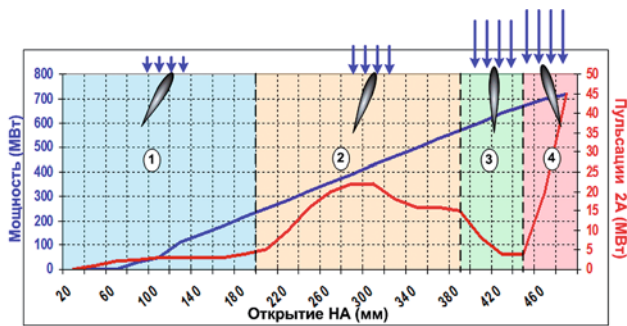


Рис. 10. Зоны работы агрегата Саяно-Шушенской ГЭС

вблизи нулевого угла атаки лопаток НА ( $\alpha_1 \approx \alpha_2$ ) автоколебания не возникают, здесь находится небольшая зона устойчивости (зона 3);

при дальнейшем открытии НА автоколебания резко увеличиваются. Работа в этой зоне запрещена (зона 4).

### Пульсации потока при “органных” колебаниях

При возбуждении “органных” автоколебаний вращение РК происходит неравномерно, на него накладываются крутильные колебания, сопровождающиеся колебательным движением всей массы воды в гидравлическом тракте. При этом происходят качания давления, расхода, вращательного момента, осевой нагрузки и качание лопаток направляющего аппарата. Значительные нагрузки на РК, вызванные колебаниями всей массы воды в гидравлическом тракте, приводят к деформации лопастей. Колебания угла обтекания лопастей приводят к пульсациям циркуляции за РК.

Если в номинальном режиме с высоким КПД поток выходит из турбины практически незакрученным, то при интенсивных “органных” колебаниях за РК формируется пульсирующий вихревой жгут. Поскольку в свободном потоке циркуляция сохраняется  $V_\tau r = \text{const}$ , при приближении к центру жгута тангенциальная скорость потока увеличивается, а давление падает. В самом центре жгута градиент скорости увеличивается настолько, что начинает сказываться трение. Поэтому центр или ядро вихря движется как твёрдое тело (рис. 11). В ядро вихря засасывается воздух и парогазовые пузырьки, образующиеся при работе турбины? и жгут становится видимым.

Пульсации давления за РК при “органных” колебаниях пропорциональны пульсациям расхода  $\tilde{p}_1 = Z_1 \tilde{q}_1$ , импеданс отсасывающей трубы на этих частотах  $Z_1 \approx i\rho\Omega \frac{L_{mp}}{S_{mp}}$ . Вода ведёт себя как инерци-

онное тело массы  $M \approx \rho LS$ . Поэтому при колебаниях расхода за РК возникают зоны разрежения и сжатия:

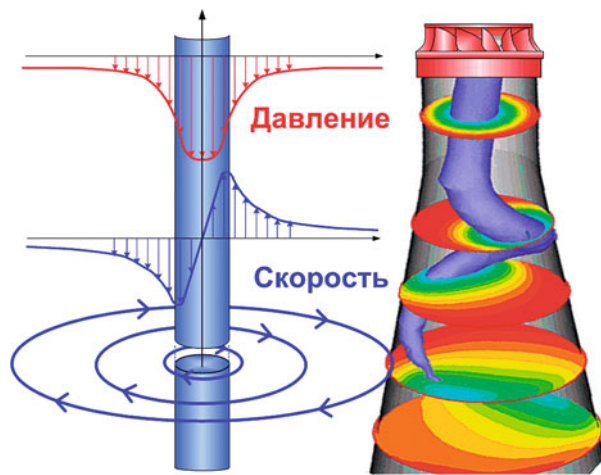


Рис. 11. Структура вихревого жгута

при уменьшении суммарного давления ниже давления насыщенных паров в потоке появляются полости, заполненные паром;

при повышении давления происходит схлопывание такой полости;

в момент схлопывания образуется область повышенного давления, от которой распространяются ударные волны сжатия.

Поскольку область минимального давления находится в области ядра вихревого жгута, наиболее интенсивные гидроудары возникают именно там. При этом ударные волны воздействуют на нижнюю поверхность гидроагрегата и вызывают вертикальную силу, направленную вверх.

При больших пульсациях потока в ядре жгута образуются разрывы течения (рис. 12). Их схлопывание сопровождается мощными обратными гидроударами. Ударные вертикальные нагрузки на агрегат могут достигать больших значений из-за малой длительности такого гидроудара. Длина отсасывающей трубы Саяно-Шушенской ГЭС около  $L \approx 30$  м, скорость звука в воде 1400 м/с, поэтому длительность удара около  $\tau \approx 2L/c \approx 0,05$  с. При скорости схлопывания  $\Delta V \approx 2$  м/с ударное давление составляет  $\Delta P \approx 30$  атм, что уже представляет серьёзную угрозу для гидроагрегата.

При обратном гидроударе вся масса воды в отсасывающей трубе внезапно останавливается и на стенки трубы, в силу закона сохранения импульса, действует ударная нагрузка. Это должно приводить к сотрясениям основания агрегата, причём колебания основания вдоль потока должны превосходить колебания поперёк потока.

“Органные” автоколебания усиливаются до тех пор, пока диссипация энергии не сравняется с её поступлением от основного потока воды. При этом амплитуда установившихся колебаний будет определяться коэффициентом положительной обратной связи и потерями в системе. Если динамические ха-

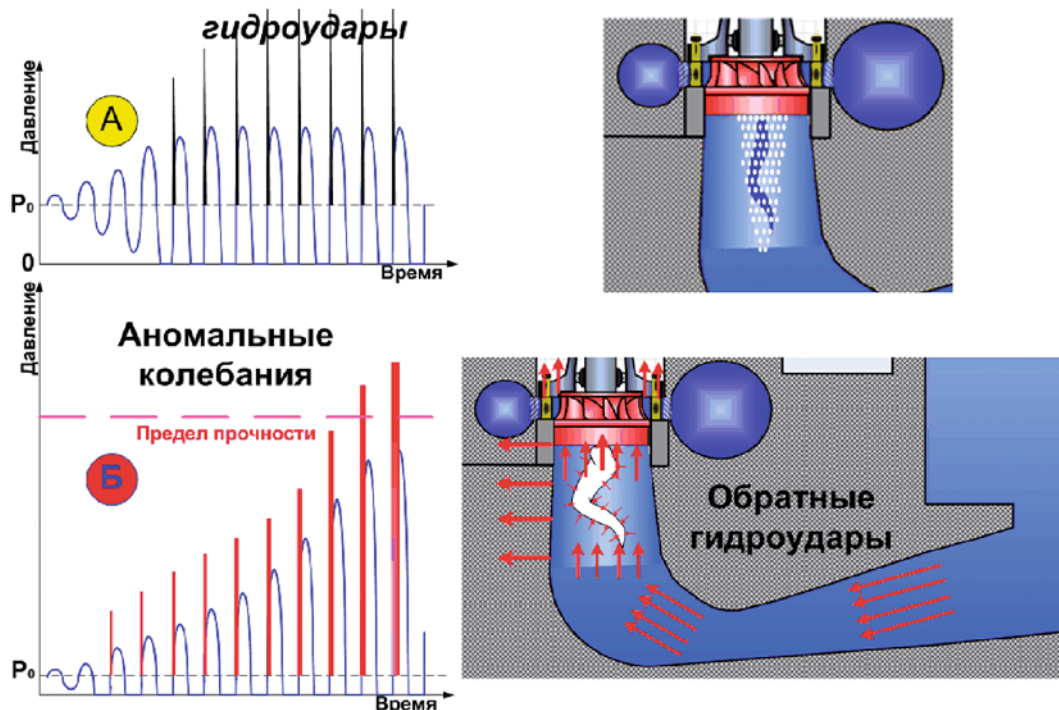


Рис. 12. Поведение вихревого жгута

характеристики направляющего аппарата изменяются таким образом, что происходит значительное усиление коэффициента положительной обратной связи, наступает режим аномальных автоколебаний. Колебания большой амплитуды вызывают серию мощных гидроударов, которые могут привести к повреждениям агрегата.

### Выводы

Были рассмотрены гидроупругие колебания реактивных турбин. Проанализированы условия самовозбуждения таких колебаний и результаты их воздействий на гидроагрегат. Проведённый анализ показал следующее.

1. Расчёты собственных форм колебаний лопастей реактивных гидротурбин, выполненные по классической теории гидроупругих колебаний, некорректны.

2. Благодаря особенностям обтекания реактивных гидротурбин и волновым свойствам водовода в системе “гидравлический тракт — гидроагрегат” возникают новые формы колебаний — “органные” гидроупругие колебания.

3. Частоты этих форм колебаний значительно ниже частот расчётных гидроупругих колебаний, поэтому некоторые гидроагрегаты могут быть динамически неустойчивыми.

4. Появление зон нерекомендованной и запрещённой работы гидроагрегатов можно объяснить возникновением “органных” автоколебаний в системе “гидроагрегат — гидравлический тракт — энергосистема”.

5. Значительное влияние на возбуждение “органных” автоколебаний, а также на уровень динамических нагрузок от таких колебаний оказывают характеристики направляющего аппарата.

6. При большой интенсивности “органных” автоколебаний за РК турбины возникает пульсирующий вихрь с разрывами течения. Обратные гидроудары, вызванные схлопыванием этих разрывов, могут быть опасны для гидроагрегата.

### Список литературы

1. Лойцянский Л. Г. Механика жидкости и газа. — М.: Дрофа, 2003.
2. Грановский С. А. и др. Конструкции и расчёт гидротурбин. — Л.: Машиностроение, 1977.
3. Барлит В. В. Гидравлические турбины. — К.: Вища школа, 1977.
4. Пилипенко В. В. и др. Кавитационные автоколебания и динамика гидросистем. — М.: Машиностроение, 1977.
5. Кантор Б. Я. Гиперсингулярные интегральные уравнения в задачах механики сплошной среды. — Харьков: Новое слово, 2005.
6. Ганчин Е. В. и др. Исследование динамических характеристик лопастей рабочих колес поворотного-лопастных гидротурбин при взаимодействии с жидкостью // Вестник Харьковского национального университета. 2009. № 847.
7. Челомей В. Н. и др. Вибрации в технике. — М.: Машиностроение, 1980. Т. 3.
8. Вольдек А. И. Электрические машины. — Л.: Энергия, 1978.
9. Горлин С. М. Экспериментальная аэромеханика. — М.: Высшая школа, 1970.
10. Брызгалов В. И. Из опыта создания и освоения Красноярской и Саяно-Шушенской гидроэлектростанций: Производственное издание. Красноярск. 1999.

## О статье В. Н. Тарасова “Гидроупругие колебания агрегатов ГЭС”

Берлин В. В., кандидат техн. наук, Муравьев О. А., доктор техн. наук

В статье В. Н. Тарасова рассматриваются динамические процессы в агрегатах и напорных водоводах ГЭС. Постановка этих вопросов весьма своевременна в связи с развернувшейся дискуссией о причинах аварии на втором агрегате Саяно-Шушенской ГЭС. Позитивно оценивая в целом попытку аналитического решения проблемы колебаний в системе “водовод – турбина – отсасывающая труба”, необходимо отметить некоторые ошибочные предпосылки, положенные в основу таких решений.

Утверждение автора о том, что “турбина, как правило, рассматривается как статический объект, рассчитанный на обеспечение максимального КПД преобразования”, не соответствует действительности. По теме динамики агрегатов и напорных водоводов, пульсаций давления, резонанса, устойчивости режимов существует обширная отечественная и зарубежная литература, которая, однако, не нашла отражения в библиографии статьи.

То, что в статье представляется новой формой колебаний в напорных водоводах и именуется “органными”, известно со времени классической работы Н. Е. Жуковского “О гидравлическом ударе в водонапорных трубах”, где дано решение о распространении волн давления и скорости в трубах с учетом упругости воды и оболочки.

В нашей стране расчеты гидроудара и пульсаций давления в напорных водоводах ГЭС уже более полувека проводятся с учетом упругих колебаний в системе “турбина – напорные водоводы”. Формы колебаний давления и их распределение по длине водовода известны и описаны. Методика расчетов при гармоническом возмущающем воздействии в виде изменения пропускной способности изложена, например, в [1 – 8].

В первой главе приводится выражение для механического импеданса системы, в которой реализуется поршневое гармоническое возмущение давления и скорости, а затухание колебаний происходит только за счет потерь напора. Естественным для такой системы является высокое значение коэффициента передачи – отношения амплитуды давления к амплитуде изменения расхода.

Выражение для импеданса содержит только гидравлические потери. Игнорируется основной фактор, обеспечивающий затухание колебаний, – собственно гидротурбина, которая при пульсациях напора изменяет расход, ограничивая рост амплитуды пульсаций давления, особенно в условиях резонанса.

Далее автор переходит к рассмотрению гидроупругих колебаний, т.е. совместных колебаний упругой конструкции и жидкости, при которых проис-

ходит деформация конструкции. В статье отмечается, что для решения такой задачи “необходимо учитывать сжимаемость и решать волновое уравнение для жидкости с учётом граничных условий, что связано с большими математическими трудностями...”.

Действительно, задание граничных условий, т.е. реальной характеристики турбины, в аналитической форме практически невозможно. Поэтому характеристика задается в виде многомерных массивов. Именно таким методом реально и исследуются динамические процессы в напорных системах и гидроагрегатах ГЭС.

Не имея возможности использовать такой математический аппарат, автор построил упрощенную модель, в которой турбина заменена поршнем, дающим возмущающее воздействие в виде изменения расхода при колебаниях. Известно, что поршневое изменение расхода резко увеличивает амплитуду колебаний давления. Но оно не может отразить процесс в турбине, основным свойством которой является увеличение расхода с ростом напора.

Линеаризованные уравнения гидротурбины, характеризующие ее свойства вблизи рассматриваемого режима, учитывающие изменение открытия, частоты вращения и напора [3], более 50 лет используются для анализа динамических характеристик системы “гидроагрегат – напорные водоводы”. В условиях постоянства открытия НА и частоты вращения (принято для большей наглядности) расход турбины имеет две компоненты. Первая представляет собой гармоническое возмущающее воздействие, вызванное нестационарностью потока в рабочем колесе турбины. Вторая отражает изменение расхода в результате возникших пульсаций напора.

Предложенная в рецензируемой работе передаточная функция турбины (формулы (9) и (13)) не учитывает изменение ее расхода с изменением напора. Фактически это передаточная функция для случая турбины с полностью закрытым направляющим аппаратом, т.е. с отключенным демпфированием колебаний. Игнорирование того, что изменение давления (напора) приводит к изменению расхода турбины, представляется одной из принципиальных ошибок анализа, так как существенно искажает физическую картину протекающих процессов.

Отсюда и результаты расчетов, резко контрастирующие с данными натурных наблюдений.

Несколько слов о процессах в отсасывающей трубе. В статье указывается: “При больших пульсациях потока в ядре жгута образуются разрывы течения (рис. 11). Их схлопывание сопровождается



мощными обратными гидроударами. Ударные вертикальные нагрузки на агрегат могут достигать *весьма больших значений* из-за малой длительности такого гидроудара...”

Это предположение не подтверждается результатами натурных испытаний. Нами осциллографировались пульсации давления на стенках (в четырех точках) отсасывающих труб на семи ГЭС с РО турбинами. С использованием гидродинамической штанги (типа трубки Пито) исследовался и осциллографировался поток также внутри отсасывающей трубы на ГЭС – Перепадной на Вахше и Кубанской ГЭС-1. Причем на ГЭС-1 двойная амплитуда пульсаций при напоре 50 м в наиболее неблагоприятных режимах достигала 15 – 17 м. В ряде режимов в полости жгута, действительно, определялось давление ниже атмосферного, но никаких ударов, связанных со схлопыванием пустот, ни внутри потока, ни на стенках не зафиксировано, хотя испытания проводились в полном диапазоне нагрузок. Если предполагаемые ударные нагрузки не фиксируют датчики давления, то сомнительно, чтобы эти нагрузки могли отражаться на работе турбины. Как видно из видеороликов модельных испытаний, хвостовая часть жгута выносится потоком за пределы конуса и даже колена отсасывающей трубы и заполняется водой в районе диффузора на достаточном отдалении от рабочего колеса.

Относительно возбуждения автоколебаний из-за реакции лопаток направляющего аппарата на пульсации давления. При обосновании возможности автоколебаний не принято во внимание, что с изменением положения лопаток изменяется не только входная циркуляция Г1, но и выходная Г2, а это демпфирует колебания момента на рабочем колесе. Осциллограммы колебаний давления в маслопроводах сервомоторов повторяют картину пульсаций давления в проточном тракте турбины. Следовательно, колебания лопаток направляющего аппарата инициируются пульсациями давления.

Причиной колебаний лопаток могут быть люфты в механических узлах системы регулирования. Такие колебания, хотя и весьма неприятные для эксплуатации, никогда не развиваются из-за мощного демпфирования со стороны системы маслопривода сервомоторов направляющего аппарата, где усилия значительно превышают те, что возникают на лопатках при обтекании их потоком. Они также не могут поддерживаться регулятором турбины, поскольку постоянная времени направляющего аппарата более чем на порядок выше периода колебаний лопаток и повышение быстродействия обратной связи никак не влияет на скоростную настройку сервомоторов.

При анализе колебаний нижнего обода рабочего колеса турбины Саяно-Шушенской ГЭС относи-

тельно втулки за счет упругой деформации лопастей приняты произвольные значения момента инерции и крутильной жесткости лопастей рабочего колеса, не связанные с реальными параметрами турбины. Поэтому закономерно, что полученная частота крутильных колебаний 1,5 Гц (рис. 6) на порядок ниже реальных значений частот таких колебаний.

О связи качаний ротора с пульсациями давления – эта связь наблюдается. Вообще качания (девиация) ротора есть органическое свойство синхронного генератора. Частота качаний и, соответственно, колебаний мощности определяется в основном параметрами генератора при различных нагрузках, такими, как инерционность ротора, демпферный и синхронизирующий моменты. Частоты качаний заключены в узком диапазоне 1?2 Гц, и резонанс со жгутовыми пульсациями давления встречается не так уж редко. Однако амплитуды колебаний мощности остаются ограниченными, так как эффективно подавляются системой регулирования напряжения.

## Вывод

Исследованная в работе модель гидравлической турбины не учитывает ее основного свойства – изменения расхода при колебаниях напора. Полученные в результате анализа частотные характеристики справедливы только для условий поршневого возмущающего воздействия, которое соответствует колеблющемуся тупику или полностью закрытой турбине. Результаты неприменимы для описания рабочих режимов гидротурбин при частичном или полном открытии направляющего аппарата. Расчеты амплитуд пульсаций давления дают значения, существенно завышенные по сравнению как с расчетами по адекватным моделям, так и с материалами натурных испытаний.

## Список литературы

1. *Гидромеханические* переходные процессы в гидроэнергетических установках / Под ред. Г. И. Кривченко. – М.: Энергия, 1975.
2. *Картвелишвили Н. А.* Динамика напорных трубопроводов., М.: Энергия, 1979.
3. *Кривченко Г. И.* Автоматическое регулирование гидротурбин. – М.-Л.: Энергия, 1964.
4. *Попов Д. Н.* Динамика и регулирование гидро- и пневмосистем. – М.: Машиностроение, 1987.
5. *Streeter V. L., Wylie E.* Hydraulic Transients. - Mc. Graw-Hill, New York, 1967.
6. *Streeter V. L.* Unsteady Flow Calculations by Numerical Methods // Journal of Basic Engineering. 1972.
7. *Oja.* Frequency Responses Methods Applied to the Study of Turbine Regulation in the Swedish Power System // Trans. ASME. 1954. № 8.
8. *Jeager C.* Fluid Transients in Hidro-Elctrique Engineering Practice. -Blackie and Son Ltd., 1977.

# Физические механизмы Саяно-Шушенской аварии

Тарасов В. Н., инженер (ООО “Диамех 2000”)

Необходима серьёзная исследовательская работа, направленная на изучение механизмов аварии и повышение надёжности и безопасности гидроэнергетики.

**Ключевые слова:** генератор, гидротурбина, нагрузки

Авария, произошедшая 17 августа 2009 г. на Саяно-Шушенской ГЭС, — самая необъяснимая авария за всю историю гидроэнергетики. Сам факт обрыва крепления крышки турбины и выталкивания многотонного агрегата вверх противоречит многим представлениям о физических принципах работы гидротурбины. За прошедшее время события не раз рассматривались в экономическом, политическом, социальном и техническом аспектах. При этом анализ физических механизмов аварии отошёл на второй план.

При чтении Акта технического расследования создаётся впечатление, что виновата повышенная вибрация гидроагрегата № 2. В результате вибрации произошёл усталостный излом крепёжных шпилек. Оставшиеся (более 30 %) шпильки были оторваны давлением воды, и гидроагрегат взлетел вверх. Молчаливо предполагается, что проблема решается путём ужесточения контроля и повышения качества ремонтных работ.

Однако вибрация гидроагрегата № 2 мало чем отличалась от вибрации остальных агрегатов гидроэлектростанции и не могла повредить шпильки.

Сила давления водяного потока тоже никак не могла порвать оставшийся крепёж и поднять гидроагрегат вверх. Быть может, причина Саяно-Шушенской аварии заключается не только в ошибках эксплуатационно-ремонтного персонала и просчётах проектировщиков. Есть основание полагать, что наука столкнулась с мало изученными процессами, происходящими и на других ГЭС. Просто никогда раньше их проявления не были столь катастрофическими.

## О шпильках и гайках

Агрегат Саяно-Шушенской ГЭС (рис. 1) состоит из синхронного генератора и радиально-осевой гидротурбины. Ротор генератора (РГ) и рабочее колесо турбины (РК) соединены вместе жёстким валом. В радиальном направлении вал фиксируется турбинным и генераторным подшипниками. Вес вращающихся частей воспринимается подпятником, который расположен на массивной крышке турбины, перекрывающей гидравлический тракт. Общий вес “взлетевшей” части агрегата более

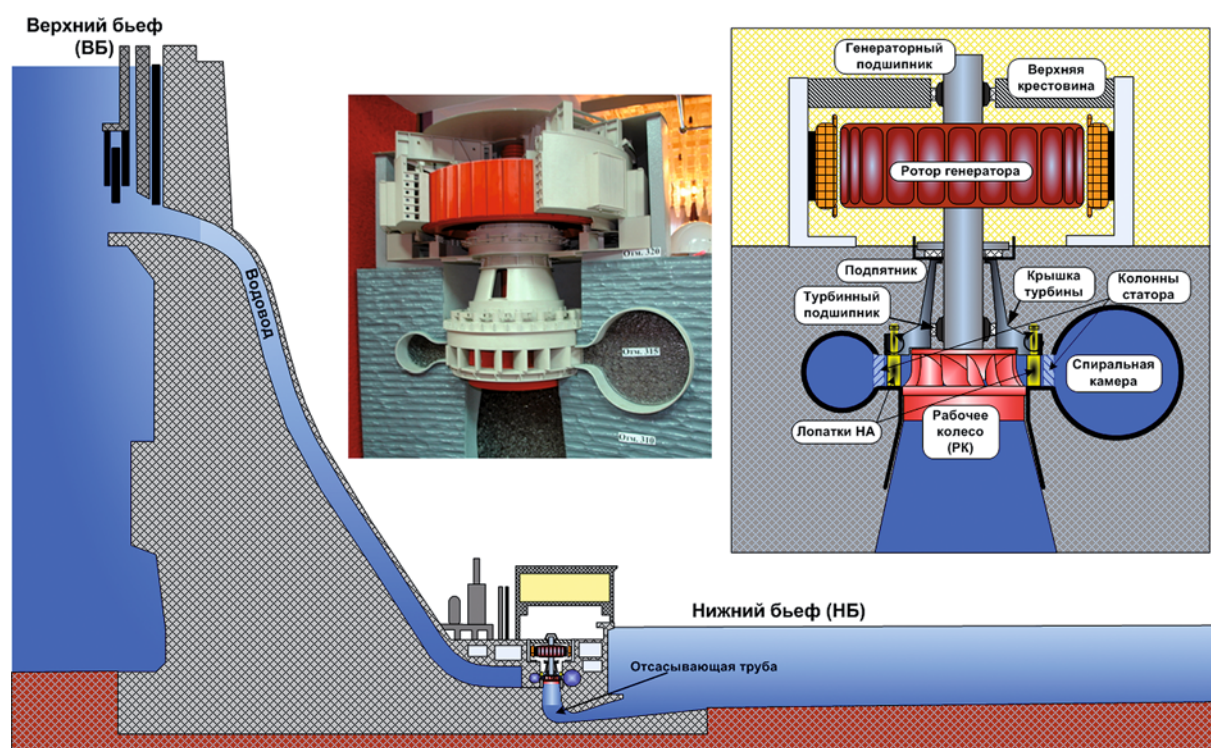


Рис. 1. Схема гидроагрегата Саяно-Шушенской ГЭС

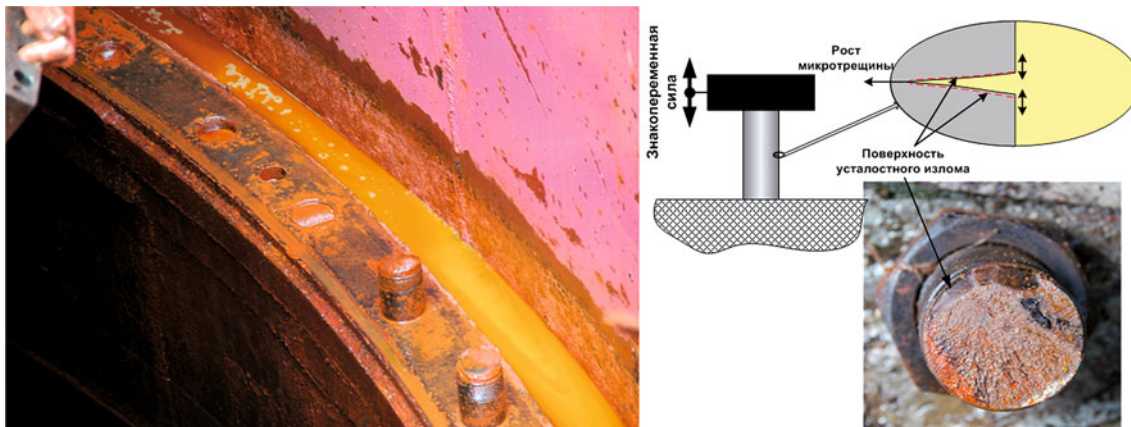


Рис. 2. Усталостный излом шпилек

1687 т (154 т — РК, 379 т — крышка турбины, 912 тонн — РГ, 242 т — вал с подшипниками и подпятником).

*“17.08.2009 гидроагрегат работал под нагрузкой, ротор вращался с номинальной частотой. С 08.12 происходило снижение мощности гидроагрегата № 2 по заданию автоматической системы регулирования мощности АРЧМ-ГРАМ. При входе в зону эксплуатационной характеристики гидроагрегата, не рекомендованной к работе, произошел обрыв шпилек крышки турбины. Под воздействием давления воды в гидроагрегате ротор гидроагрегата с крышкой турбины и верхней крестовиной начал движение вверх ...”* [1, стр. 81].

Крышка турбины крепилась 80 шпильками М80 (внутренний диаметр около 75 мм). Материал шпилек — сталь 35 с пределом прочности 530 МПа (53 кг/мм<sup>2</sup>). Всего было найдено и исследовано 49 шпилек из 80. Экспертиза показала, что обрыв шпилек происходил постепенно: *“... в изломах шпилек выделены две зоны: зона усталостного излома и зона долома”* [1, стр. 77].

Усталостный излом происходит в результате воздействия знакопеременной силы, превышающей предел выносливости материала. Такое разрушение развивается примерно по следующему сценарию (рис. 2):

в зоне повышенных напряжений (в шпильках это углубления витков резьбы) образуются микротрещины;

кристаллы, расположенные в устье трещины, начинают разрушаться. Трещина проникает в глубь тела, причём на поверхностях трещины кристаллы при контактных взаимодействиях истираются;

при развитии трещины сечение ослабляется, и на последнем этапе происходит внезапное разрушение.

Поэтому поверхность разрушения обычно имеет две характерные зоны: зона относительно гладкой поверхности усталостного излома, которая образуется постепенно (по мере развития трещины

шероховатость поверхности этой зоны растёт), и зона внезапного разрушения с грубым рельефом, содержащим выступы и впадины с неповрежденными кристаллами.

Средняя площадь усталостного излома обследованных шпилек составляет примерно 65 %. Следовательно, оборвавшая ослабленные шпильки (35 %) сила должна быть не менее 6700 т. Если добавить вес агрегата, получается 8400 т.

Ещё один важный вопрос: какая же сила могла привести к усталостному излому 65 % площади шпилек? Предел выносливости конструкционных сталей примерно в 2 раза меньше предела прочности. Значит, динамическая сила, действующая в процессе эксплуатации на ещё целые (100 %) шпильки превосходила 10 000 т!

*“Остальные 6 шпилек имеют полную длину, резьба не сорвана, что может свидетельствовать об отсутствии на них гаек ...”* [1, стр. 78].

Хотя некоторые аналитики и сводят причины аварии к “гнилым” шпилькам и низкому качеству ремонта гидроагрегата № 2 (ГА-2), едва ли можно однозначно утверждать, что гайки открутились от вибрации либо их просто забыли закрутить. Шпильное соединение проектируется примерно равнопрочным, и усталостные трещины порой возникают не только в шпильках, но и в гайках. Поэтому отсутствие 6 гаек из 80 вполне могло быть вызвано их усталостным разрушением.

### Немного о вибрации

*“Одним из факторов, способствующих развитию дефекта в шпильках крепления крышки турбины на ГА-2, является значительное количество переходных режимов работы гидроагрегата в не рекомендуемых для эксплуатации зонах с повышенными динамическими характеристиками (вибрациями) ...”* [1, стр. 80].

По данным системы виброконтроля ГА-2, вибрация турбинного подшипника перед аварией была

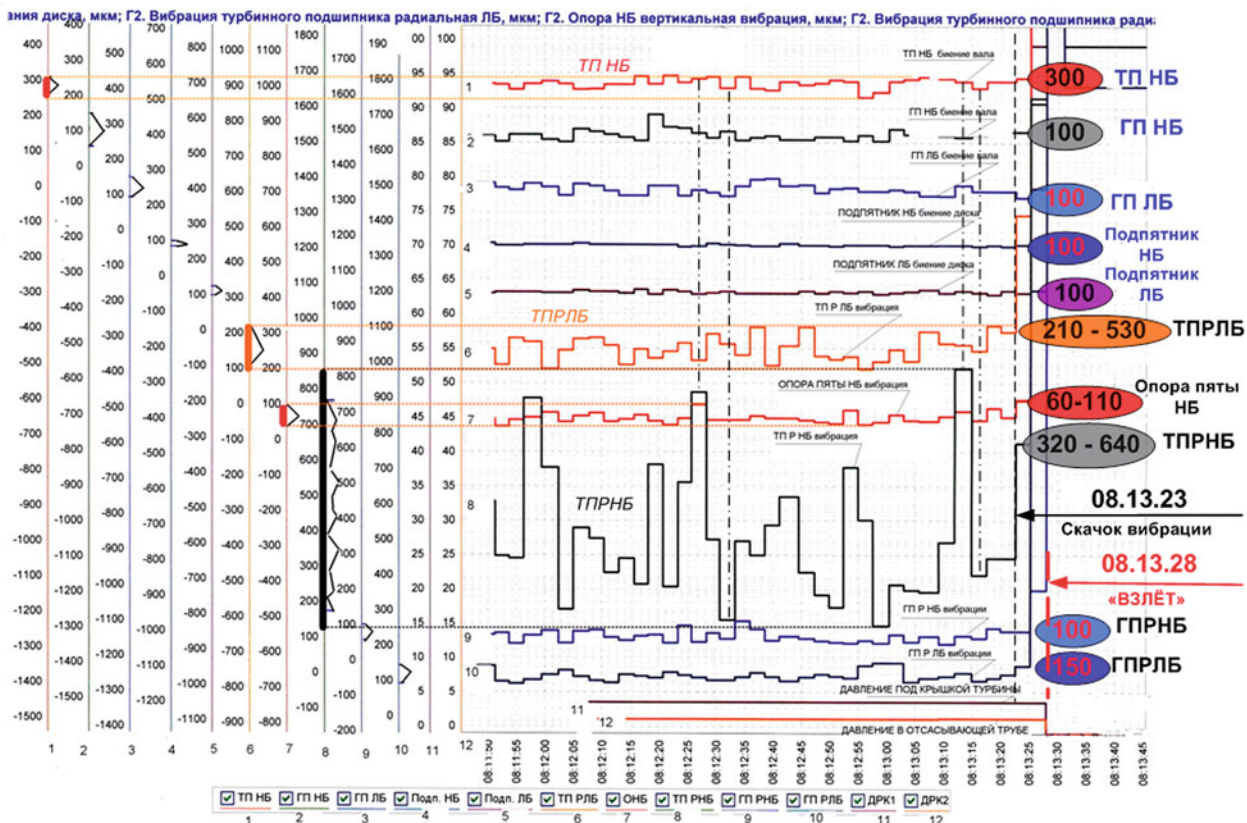


Рис. 3. Предаварийные тренды системы виброконтроля

в несколько раз выше нормы, но такая ситуация была типичной и для других агрегатов Саяно-Шушенской ГЭС. На некоторых из них вибрация была ниже, а на некоторых выше. И дело тут вовсе не в низком качестве ремонта, а в вопросах подхода к измерению и нормированию вибрации.

При сегодняшней концепции виброконтроля гидроагрегатов молчаливо предполагается, что основным источником опасности является вращающийся ротор. В этом случае вибрационный сигнал при серьёзных дефектах представляет собой синусоиду, а его величина характеризуется размахом виброперемещения (двойной амплитудой). Для высоконапорного гидроагрегата самую большую опасность представляет гидравлический тракт. При больших динамических нагрузках основной вклад в вибрационный сигнал вносят гидроудары и пульсации потока, а не вращение ротора. Поэтому говорить о размахе такого сигнала — большая натяжка.

На рис. 3 приведены тренды стационарной системы виброконтроля ГА-2 за две минуты до аварии [4]. Обозначение каналов следующее:

ТП NB — биение вала в турбинном подшипнике со стороны нижнего бьефа;

ГП NB — биение вала в генераторном подшипнике со стороны нижнего бьефа;

ГП ЛБ — биение вала в генераторном подшипнике со стороны левого берега;

подпятник NB — биение диска подпятника со стороны нижнего бьефа;

подпятник ЛБ — биение диска подпятника со стороны левого берега;

ТПРЛБ — вибрация турбинного подшипника радиальная со стороны левого берега;

опора пяты NB — вибрация подпятника вертикальная со стороны нижнего бьефа;

ТПРНБ — вибрация турбинного подшипника радиальная со стороны нижнего бьефа;

ГПРНБ — вибрация генераторного подшипника радиальная со стороны нижнего бьефа;

ГПРЛБ — вибрация генераторного подшипника радиальная со стороны левого берега.

Из показаний 10 датчиков абсолютной и относительной вибрации, установленных на ГА-2, только показания ТПРНБ могли вызвать опасения. Из трендов видно, что вибрация турбинного подшипника вела себя крайне нестабильно и была значительно больше вибрации вала. Такие показания могли быть обусловлены только одним — источник возмущений, вызывающих повышенную вибрацию, находился вне агрегата. Это не вращающийся ротор, а нечто другое, связанное с пульсациями потока в гидравлическом тракте ГЭС.

Максимальная вибрация (максимальный размах виброперемещения) ТПРНБ перед аварией была 1500 мкм. Даже если предположить, что максимальный размах — это не величина всплесков сиг-

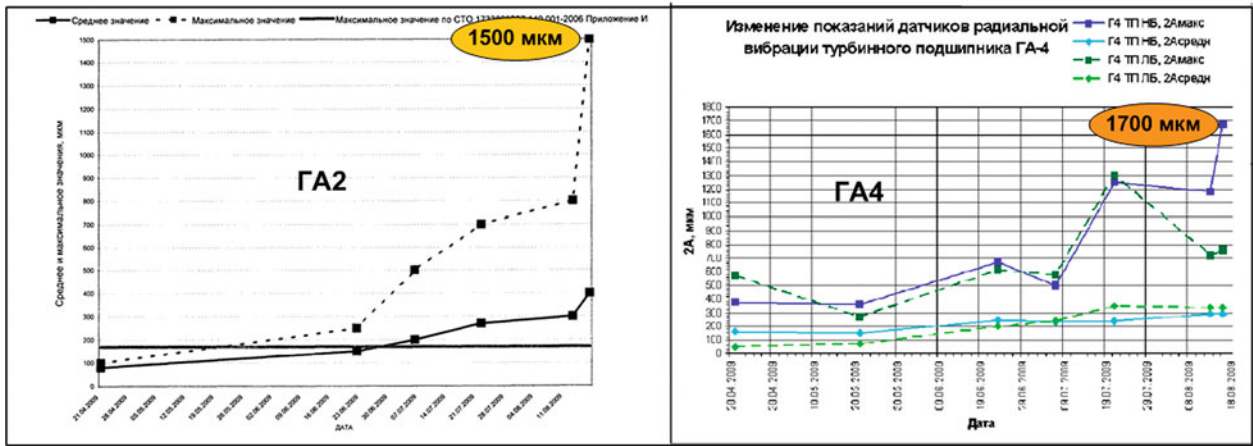


Рис. 4. Тренды вибрации агрегатов Саяно-Шушенской ГЭС

нала при гидроударах, а “настоящая” периодическая вибрация, происходящая на частоте вращения агрегата, амплитуда виброускорения составила бы  $W \approx \omega_0^2 A \approx 0,17 \text{ м/с}^2$  ( $A = 750 \text{ мкм}$ ,  $\omega_0 = 14,95 \text{ с}^{-1}$ ). При этом горизонтальная сила, действующая на агрегат от вибрации, не превосходила бы 30 т (примерно в 60 раз меньше его веса). Такая вибрация никак не могла причинить вреда шпилькам. Даже незакреплённый агрегат от этой вибрации не сдвинулся бы с места.

Выводы комиссии о непрерывном росте вибрации ГА-2 за 4 месяца до аварии тоже требуют разъяснения. В Акте [1, стр. 76] приведён тренд вибрации только одного датчика ТПРНБ из 10. Если построить аналогичные тренды для других агрегатов Саяно-Шушенской ГЭС (рис. 4), картина будет примерно похожей [4]. Рост вибрации объясняется постепенным заполнением водохранилища и увеличением напора [4]. При этом увеличивается интенсивность пульсаций в гидравлическом тракте, и такая тенденция характерна для вибрации всех агрегатов Саяно-Шушенской ГЭС на протяжении ряда лет. Под вибрацией, как правило, понимают некий параметр колебаний, отражающий техническое состояние оборудования. Развиваются дефекты — увеличивается вибрация. Здесь не тот случай, рост сигнала ТПРНБ был обусловлен ростом внешних возмущений. Поэтому серьёзных оснований для остановки ГА-2 не было.

Рассматривая предаварийные тренды вибрации (рис. 3), трудно обнаружить момент начала и развития аварийной ситуации. Вибрационное состояние ГА-2 перед аварией не вызывало опасений и качественно не отличалось от состояния остальных гидроагрегатов Саяно-Шушенской ГЭС. Вибрация значительно увеличилась всего за несколько секунд до катастрофических разрушений, когда делать что либо было уже поздно.

Анализ трендов вибрации приводит к выводу, что при существующей нормативной базе, пре-

дотвратить подобную аварию едва ли было возможно. Для обеспечения безопасности высоконапорных ГЭС необходимо пересмотреть нормативные документы, регламентирующие тип и места установки датчиков, способы сигнальной обработки, а также нормы параметров вибрации таких гидроагрегатов.

#### Гидравлические усилия, действующие на крышку турбины

Оценим вертикальные гидравлические усилия, действующие на агрегат. При стационарном режиме работы гидротурбины эта сила состоит из двух основных частей (рис. 5). Сила  $F_A$ , действующая на РК, направлена вниз. Сила  $F_B$ , действующая на кольцевой участок крышки турбины, в котором закреплены лопатки НА, направлена вверх. Перед аварией агрегат выдавал мощность 475 МВт, напор составлял 212 м, расход —  $250 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Осевая сила, действующая на РК, обусловлена как перепадом полного давления на нём, так и изменением направления потока. Согласно [9, 10] эту силу можно рассчитать по формуле

$$F_A \approx A \rho g H_{2-1} S_{\text{РК}} - B \rho Q V^2 / S_{\text{РК}},$$

где эмпирические коэффициенты  $A$  и  $B$  зависят от геометрии турбины. Площадь РК  $S_{\text{РК}} \approx 35 \text{ м}^2$ ,  $A \approx 0,3$ ;  $B \approx 1$ , поэтому  $F_A \approx 2000 \text{ т}$ .

Силу  $F_B$  можно оценить по среднему давлению под кольцевым участком крышки  $F_B \approx \bar{P} S_{\text{КК}}$ . Это давление, согласно закону Бернулли, меньше полного давления на величину скоростного напора. Вектор скорости имеет как радиальную  $V_r \approx Q/S$ , так и тангенциальную  $V_t \approx V_r \text{ctg} \alpha$  составляющую. Абсолютная величина скорости в НА составляла примерно  $V \approx 33 \text{ м/с}$ , скоростной напор — около 50 м. Площадь  $S_{\text{КК}} \approx 30 \text{ м}^2$ , поэтому при полном напоре в СК 220 м, вертикальная сила оценивается

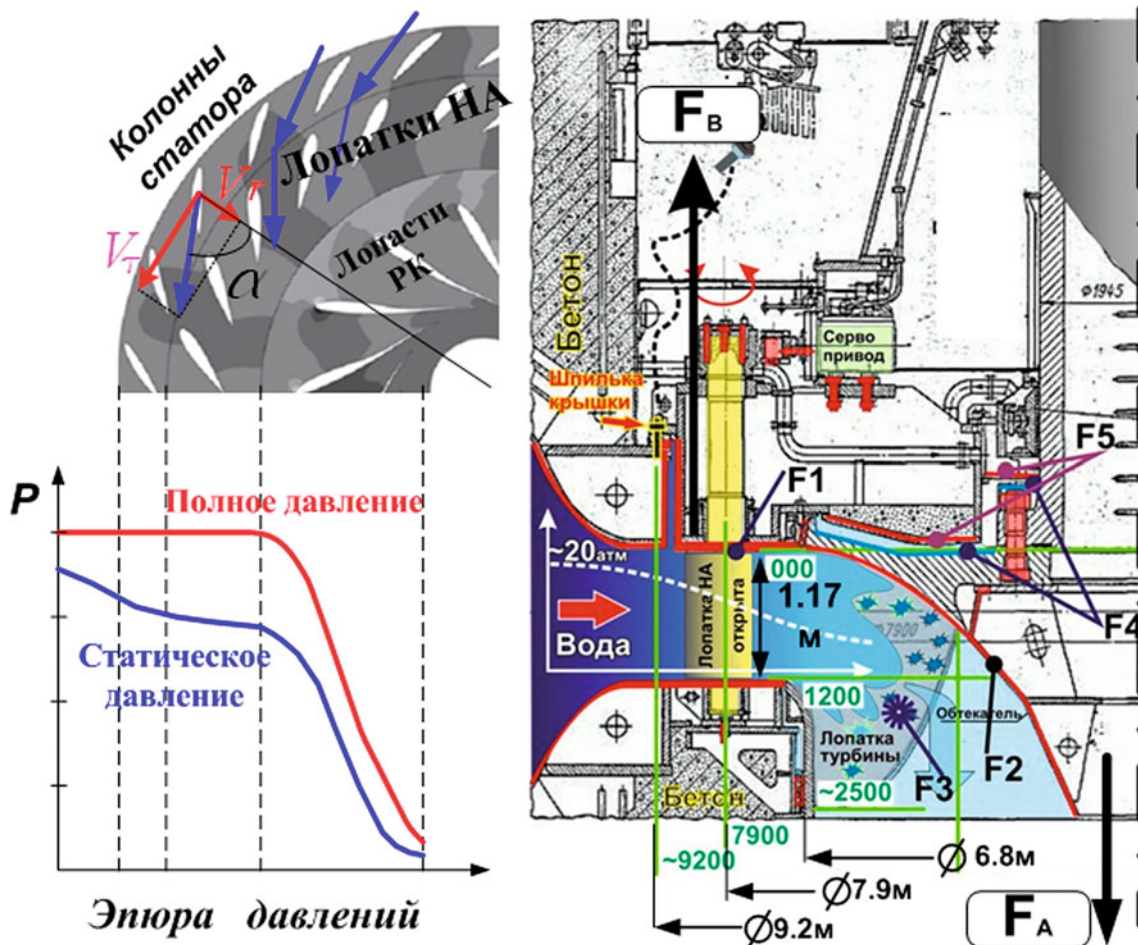


Рис. 5. Осевые силы в гидротурбине

величиной  $F_B \approx 5100$  т. (Некоторые специалисты полагают, что поток втекает в НА радиально и получают завышенное значение для силы  $F_B$ . Однако спиральная камера и колонны статора формируют

циркуляционное движение, и основной вклад в скоростной напор вносит тангенциальная составляющая.)

Суммарная гидравлическая сила, действующая на гидроагрегат в этом режиме, составляла примерно  $\vec{F} = \vec{F}_A + \vec{F}_B \approx 3000$  т и была направлена вверх. Такая сила не могла привести к аварии. Статического давления водяного потока явно недостаточно для отрыва ослабленных шпилек. Привести к усталостному излому ещё целых шпилек такие нагрузки тем более не могли.

Не рассматривалась пока динамическая сила, действующая на гидроагрегат при нестационарном течении в проточной части. Непосредственно перед аварией происходило снижение мощности и ГА-2 входил в зону 2 эксплуатационной характеристики, не рекомендованную для работы. Согласно натурным исследованиям завода-изготовителя, в этой зоне "... работа турбины сопровождается сильными гидравлическими ударами в проточной части и значительными шумами, уровень динамических характеристик остается недопустимым" [1, стр. 69].

В работе [7] анализируются динамические нагрузки, возникающие при таких режимах. Показано, что при больших пульсациях потока за РК воз-

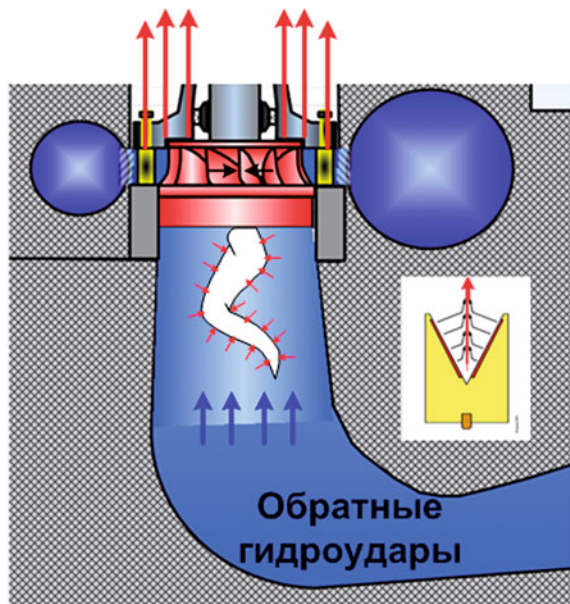


Рис. 6. Динамические нагрузки

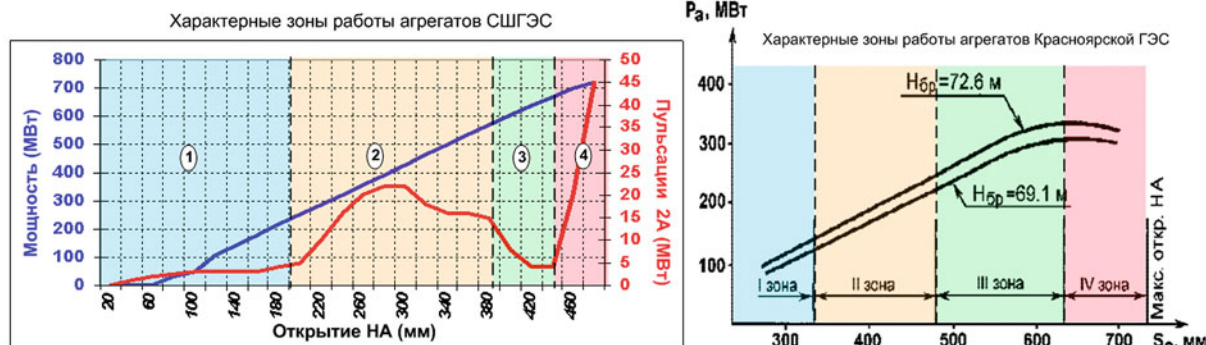


Рис. 7. Зоны работы гидроагрегатов

никает пульсирующий вихрь с разрывами течения (рис. 6). Схлопывание этих разрывов сопровождается мощными обратными гидроударами. При этом ударные волны воздействуют на нижнюю поверхность гидроагрегата и вызывают вертикальную силу, направленную вверх. А на лопасти РК такие волны воздействует слабо, поскольку ударное давление приложено с обеих сторон лопасти.

Поскольку область разрывов течения вихря похожа на воронку, при схлопывании такой области вероятно проявление своеобразного кумулятивного эффекта. Ударные волны концентрируются по оси вихря и бьют вверх. Ударные вертикальные нагрузки на крышку турбины при этом могут достигать больших значений из-за концентрации энергии и малой длительности гидроударов.

Если считать длину отсасывающей трубы около  $L \approx 30 \text{ м}$  при скорости звука в воде  $1400 \text{ м/с}$ , длительность обратного гидроудара оценивается величиной  $\tau \approx 2L/c \approx 0,05 \text{ с}$ . При скорости схлопывания  $\Delta V \approx 2 \text{ м/с}$  ударное давление составляет  $\Delta P \approx 30 \text{ атм}$ . Вертикальная сила при ударе  $F = \vec{F}_A + \vec{F}_B + \Delta P * (S_{КК} + S_{РК}) \approx 3000 + 20000 \text{ т}$ , что уже представляет серьёзную угрозу для гидроагрегата.

Поскольку появление динамических нагрузок, способных повредить гидроагрегат, вызвано наличием у агрегатов Саяно-Шушенской ГЭС зон “нерекомендованной” и “запрещённой” работы, понять причины аварии можно только с позиций физической теории, объясняющей природу появления таких зон.

### Зоны нестационарной работы гидроагрегатов

Как известно, зоны нестационарной работы имеют многие гидроагрегаты. При работе в таких зонах в проточной части возникают значительные пульсации давления, сопровождающиеся кавитацией и гидроударами. Возникает повышенная вибрация, снижается КПД гидротурбины, а в отсасывающей трубе появляется мощный вихревой жгут.

Рассматривая характеристику зон работы агрегатов Саяно-Шушенской ГЭС (рис. 7), можно заметить, что зона рекомендованной работы занимает совсем небольшой участок. Физическая природа этого явления не понятна до сих пор. Гидродинамическая теория течения в проточной части турбины не объясняет появления столь мощных возмущений. Такие эффекты не происходят при стендовых испытаниях. Гидравлически подобная модель турбины работает устойчиво, а у натурального гидроагрегата возникают автоколебательные режимы с такими пульсациями потока, что работа в них не рекомендована и даже запрещена. Причём можно заметить, что граница между зонами определяется не мощностью и не расходом или другими характеристиками гидроагрегата, а положением лопаток направляющего аппарата.

Некоторые специалисты связывают наличие таких зон с радиально-осевым типом турбины, не предусматривающим изменение угла поворота лопастей. При этом в “нерекомендованных” и “запрещённых” зонах на лопастях РК возникают отрывы потока, что сопровождается значительными пульсациями давления и вибрацией агрегата. Однако эта гипотеза несколько противоречит классической гидродинамике, особенно применительно к агрегатам Саяно-Шушенской ГЭС. Как известно, гидродинамический профиль при небольших углах атаки обтекает плавно и безотрывно. При увеличении угла атаки или скорости потока подъёмная сила монотонно возрастает. Лишь после превышения критического угла атаки возникают отрывы течения, сопровождающиеся пульсациями потока и динамическими нагрузками на профиль. При этом подъёмная сила и качество профиля резко падают. При дальнейшем увеличении угла срывные явления прогрессируют, пульсации потока растут и возврата к плавному обтеканию уже не происходит. По мере открытия направляющего аппарата агрегата Саяно-Шушенской ГЭС мощность, расход и вращающий момент монотонно возрастают. Пульсации же потока сначала растут в зоне 2, затем умень-



Рис. 8. “Органный” резонанс агрегата Саяно-Шушенской ГЭС

шаются, а потом резко увеличиваются в зоне 4. Профили с такими характеристиками науке пока не известны.

Гипотеза о генерации пульсаций потока вихревым жгутом за РК тоже не совсем согласуется с классической гидродинамикой. Дело в том, что подобный вихрь (циркуляционное движение потока) ощутимо воздействует только на тела, находящиеся ниже его по потоку. Вызывать сильные возмущения вверх по потоку он не может. Например, попадание лёгкого самолёта в вихревой след аэробуса часто заканчивается для него катастрофой. На сам же аэробус этот вихрь не воздействует. Кроме того, циркуляционное движение специально формируется непосредственно перед РК. Причём интенсивность вихря перед РК на порядок больше, чем за ним. Поэтому появление кавитационного жгута (большой остаточной циркуляции после РК) может быть вызвано только проблемами обтекания в самой гидротурбине.

При первых пусках агрегаты Саяно-Шушенской ГЭС никак не могли выйти на максимальный проектный уровень. Повышались вибрация и пульсации потока, и дальше увеличивать мощность было нельзя, потому что турбина могла разрушиться. Поскольку причиной возникновения таких режимов считался кавитационный жгут, были попытки разбить этот вихрь на более мелкие и ликвидировать зоны 4 и 2. Для этого в период опытной эксплуатации половина агрегатов была модернизирована. В отсасывающих трубах были смонтированы мощные крестовины. Модернизация большого успеха не принесла. Зоны нестационарной работы ос-

тались. Одну крестовину демонтировали, остальные смыло в Енисей [8].

В работе [7] сделан вывод, что появление зон нестационарной работы гидроагрегатов может быть вызвано гидроупругими автоколебаниями по типу флаттера. Повышенная вибрация, пульсации потока и кавитационный жгут за РК являются следствием таких автоколебаний. Высоконапорная ГЭС представляет собой сложную динамическую систему. Благодаря динамическому взаимодействию потока в гидравлическом тракте с гидроагрегатом появляются новые формы колебаний — “органные” гидроупругие колебания. Причём при увеличении длины водовода собственные частоты этих форм колебаний снижаются. Первой формой таких колебаний являются колебания в динамической системе “водовод — гидроагрегат — энергосистема”. Их собственная частота близка к частоте первого резонанса водовода  $f \approx \frac{c}{4L}$ , где  $c$  — скорость звука в во-

дОВОде;  $L$  — его длина. Для водоводов Саяно-Шушенской ГЭС это составляет примерно 1,5 Гц. Осциллограммы переходного электро-механического процесса (рис. 8) подтверждают наличие такой формы колебаний у агрегатов этой гидроэлектростанции.

Существующие методики расчёта и проектирования гидротехнического оборудования до сих пор не учитывают этих колебаний. Поэтому многие гидроагрегаты динамически неустойчивы. При совпадении частоты внешних возмущений с собственной частотой “органных” колебаний наступает режим резонанса. А при некоторых условиях могут возникать гидроупругие автоколебания. Возбудителем таких автоколебаний часто выступает направляющий аппарат, который регулирует подачу энергии в динамическую систему и сам зависит от колебаний этой системы [7].

Впервые с подобными явлениями столкнулись в авиации при изучении флаттера. Если в воздушной среде флаттер обычно приводит к уничтожению летательного аппарата, в воде нарастание автоколебаний ограничивают кавитация и гидроудары. Поэтому в гидроэнергетике эти явления не были столь большой проблемой. Если в авиации пришлось потратить массу усилий для изучения и предотвращения флаттера, в гидроэнергетике достаточно было ввести зоны “нерекомендованной” и “запрещённой” работы. И гидроагрегаты не разрушались десятилетиями, вплоть до недавнего времени.

#### Развитие аварии по версии “органных” автоколебаний

“... 17.08.2009 в 8 ч. 13 мин. местного времени персонал, находившийся в машинном зале, услышал





Рис. 9. Отрыв ПСМ

громкий хлопок в районе гидроагрегата № 2 и увидел выброс столба воды” [1, стр. 82].

Основное внимание при техническом расследовании Саяно-Шушенской катастрофы было направлено не на анализ физических причин аварии ГА-2, а на исследование повреждений деталей, непосредственно приведших к ней. Поэтому изучались в основном крепёжные шпильки, а характер повреждений многих других важнейших узлов ГА-2 остался невыясненным. Тем не менее, благодаря Интернету [3], можно попытаться восстановить недостающие факты и предложить версию развития аварии, которая не противоречит законам физики.

Первое, что бросается в глаза на фотографиях ГА-2 сразу после аварии, это разбитые бетонные конструкции, покорёженные спицы и оторванный ротор генератора (рис. 9). Но больше всего вопросов вызывает зияющее отверстие на месте промежуточного сервомотора (ПСМ). Отсутствует весьма массивный предмет — важнейший элемент гидравлической системы управления. Судя по фото, его крепёж не вырван, а как будто бы откручен. Совершенно невероятно, что такие повреждения могли быть вызваны воздействием водяного потока, или ударами обломков после выброса агрегата.

ПСМ 1 через систему тяг 2, образующих синхронизирующее кольцо, управляет побудительными золотниками индивидуальных сервомоторов 3. Перемещение поршня индивидуального сервомотора 4, отслеживающего положение кольца, преобразуется в поворот лопатки НА через рычаг 5. Вращательный момент с рычага на цапфу лопатки передаётся через четыре разрезные шпонки 6. На всех рычагах шпонки частично или полностью вылезли, а пазы под шпонки разбиты. Судя по рис. 10, шпонки вылезали постепенно, пазы разбиты не на всю длину. Маловероятно, что это произошло после вы-

броса агрегата. На каждую лопатку НА площадью около  $1 \text{ м}^2$  при выходе агрегата из шахты действовала сила давления потока более 200 т. Консоль лопатки должна была практически сразу обломать цапфу, после чего усилия на шпонках близки к нулю. Два рычага, ближайšie к ПСМ, сломаны; скорее всего, это вызвано вращательным моментом на лопатке.

Повреждения некоторых тяг, управляющих побудительными золотниками, и изгиб некоторых лопаток имеют, скорее всего, механический, а не гидравлический характер.

Такие повреждения механизма привода лопаток НА свидетельствуют о значительных колебаниях лопаток перед аварией, сопровождавшихся огромными динамическими нагрузками. Наиболее вероятная причина этого — “органные” автоколебания аномальной амплитуды.

Как известно, в период среднего ремонта ГА-2 система управления лопатками НА была модернизирована. Согласно Акту, были выполнены следующие работы:

“демонтаж колонки ЭГР-10-7-2И и механизма обратной связи; монтаж колонки ЭГР-РО-6-1 (ПР ГА 040505.01)” [1, стр. 42];

“настройка системы регулирования и системы управления индивидуальными сервомоторами согласно инструкциям 2143536 ТО, 2142511 ТО ... установка новых датчиков положения стопора ПСМ; замена вращающего механизма обратной связи” [1, стр. 46].

17 августа 2009 г. модернизированная система управления находилась в опытной эксплуатации. “Комиссия приняла решение — ввести в опытную эксплуатацию электрогидравлическую колонку управления ЭГК-РО-6-1 ГА 2 СШГЭС на период с 16.03.2009 г. по 16.09.2009 г.” [1, стр. 49].

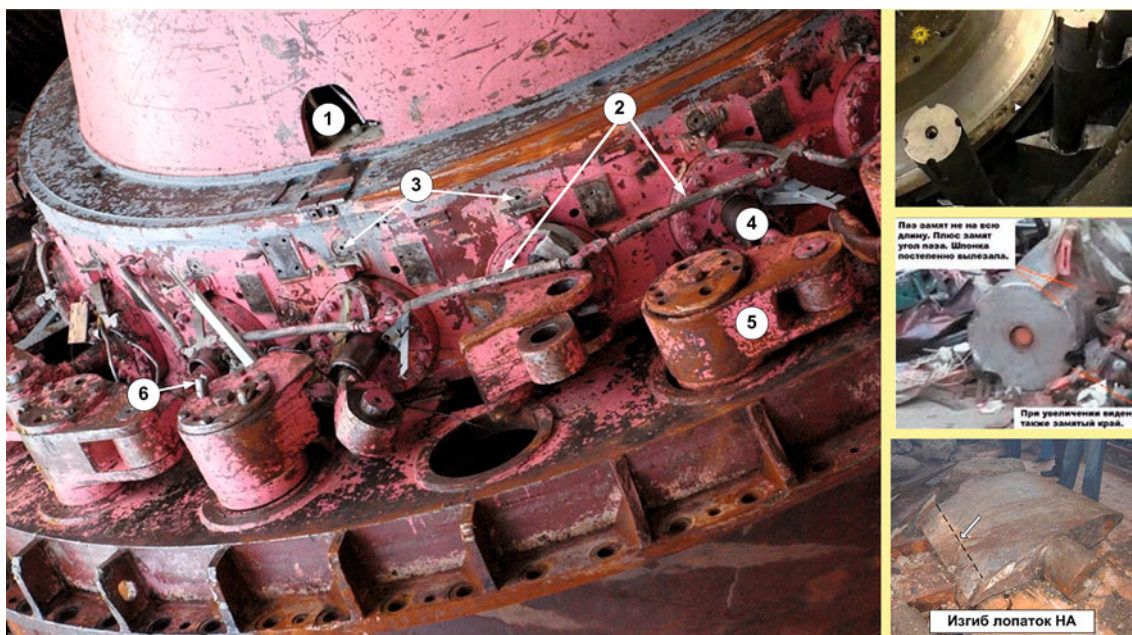


Рис. 10. Повреждение привода НА

Ни общим временем нахождения в зоне 2, ни числом переходов этой зоны ГА-2 не выделялся [1, стр. 73]. Существенным отличием ГА-2 от остальных агрегатов Саяно-Шушенской ГЭС была модернизированная система управления индивидуальным приводом лопаток НА. При подобной модернизации неизбежно происходит изменение её запаса устойчивости. Динамическая неустойчивость системы “водовод — гидроагрегат — энергосистема”, изначально обусловленная центровкой лопаток, усугубляется. “Органные” гидроупругие колебания науке пока не известны. Проверка и настройка микропроцессорной гидромеханической системы управления выполняются согласно действующим нормативным документам. Испытаний на динамическую устойчивость системы “водовод — гидроагрегат — энергосистема” такие документы не предусматривают.

Частота “органных” колебаний Саяно-Шушенской ГЭС примерно 1,5 Гц. Это находится на границе частотного диапазона системы управления. Прежняя колонка управления ЭГР-10-7-2И с тросовой обратной связью эти колебания мощности ГА-2 просто не замечала. Современная микропроцессорная ЭГР-РО-6-1 как более точная и быстроедействующая пыталась эти колебания мощности компенсировать поворотом лопаток. Вместо этого (благодаря фазовому сдвигу системы управления) они усиливались. Иными словами, модернизация системы управления привела к изменению границ зон допустимой работы ГА-2, экспериментально установленных заводом-изготовителем при прежней системе управления. Поэтому зона “нерекомендованной” работы расширилась, пульсации при её

прохождении увеличились. Повышенные динамические нагрузки постепенно разбивали гидромеханическую систему индивидуального привода и крепление промежуточного сервомотора. Появлялись люфты. Ударные нагрузки разбивали шпоночные соединения лопаток. Это приводило к ещё большему расширению зоны и повышению амплитуды автоколебаний. При этом возрастала и интенсивность обратных гидроударов, постепенно разрушавших шпильки.

Нарастание этих колебаний было зарегистрировано геофизической службой СО РАН [5, 6]. Перед аварией в спектрах сейсмических колебаний гидроэлектростанции на частоте 1,5 Гц появился пик с растущей амплитудой. На осциллограммах самих сигналов непосредственно перед обрывом шпилек хорошо видно катастрофическое нарастание этих колебаний (рис. 11).

Заметить “органные” автоколебания и сопутствующие им разрушительные процессы по показаниям системы АСУ и системы виброконтроля было практически невозможно. Каналы давления под крышкой турбины и в отсасывающей трубе не были рассчитаны на динамические измерения. Система виброконтроля не имела функций спектрального анализа. А ударные нагрузки от разрушающегося гидромеханического привода были слишком слабы. Их вибрационный сигнал тонул в сигнале от вращающегося ротора и пульсаций в гидравлическом тракте. Опасения могли вызвать только всплески вибрации турбинного подшипника, вызванные обратными гидроударами в отсасывающей трубе. Но подобные всплески были характерны и

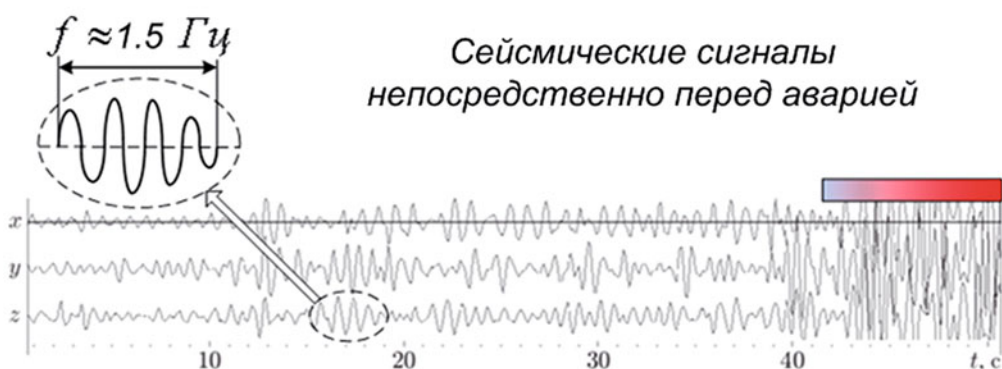
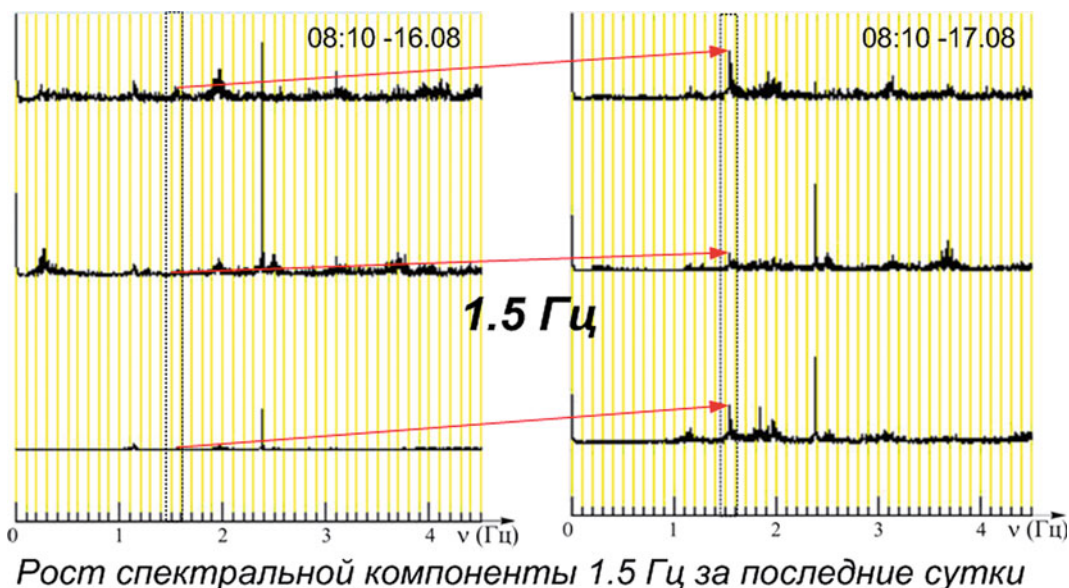


Рис. 11. Сейсмические колебания Саяно-Шушенской ГЭС перед аварией

для других агрегатов Саяно-Шушенской ГЭС. Поэтому авария произошла неожиданно (рис. 12).

#### Ход аварии

17.08.2009 08.13.21 при очередном закрытии НА происходит разрушение привода. Лопатки становятся неуправляемыми;

амплитуда “органных” автоколебаний экспоненциально растёт. Аномальные колебания лопаток приводят к аномальным колебаниям воды в гидравлическом тракте, сопровождающимися мощными обратными гидроударами по РК и крышке турбины;

резко увеличивается вибрация. На вращение гидроагрегата накладываются значительные крутильные колебания, активная мощность пульсирует, канал тахогенератора сбоят;

после очередного гидроудара последние шпильки обрываются. С этого момента давление потока сдерживается только весом гидроагрегата.

17.08.2009 08.13.28 “Под воздействием давления воды в гидроагрегате ротор гидроагрегата с крышкой турбины и верхней крестовиной начал движение вверх и, вследствие разгерметизации,

вода начала заполнять объем шахты турбины, воздействуя на элементы генератора ...”;

пульсирующий поток врывается на станцию ...

#### Выводы

Несомненно, события 17 августа 2009 г. на Саяно-Шушенской ГЭС оставили серьёзный след в мировой гидроэнергетике и инициировали пересмотр некоторых устоявшихся точек зрения. Едва ли сейчас можно утверждать, что физические процессы, происходящие на высоконапорных ГЭС, достаточно хорошо изучены. Все попытки объяснить эту аварию, основываясь только на традиционных представлениях, успехом не увенчались.

Несомненно и то, что расследование причин Саяно-Шушенской аварии является важнейшей научно-технической задачей не только для гидроэнергетики России. Необходима серьёзная исследовательская работа, направленная на изучение механизмов аварии и повышение надёжности и безопасности гидроэнергетики. Нужно пересмотреть нормативную базу, регламентирующую контроль высоконапорных гидроагрегатов. Подобные иссле-

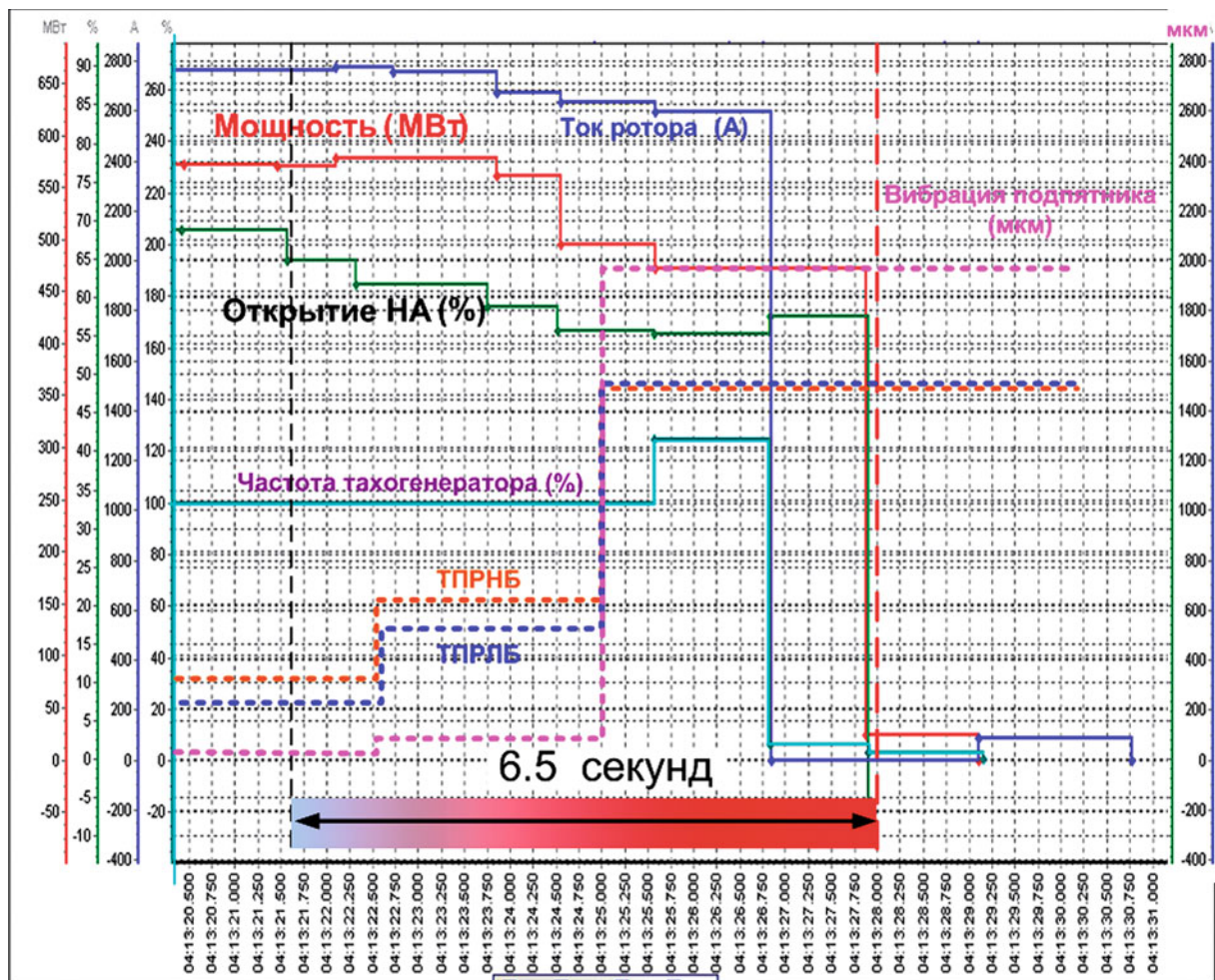


Рис. 12. Ход аварии

дования затрагивают физику процессов в высоконапорных ГЭС и носят фундаментальный характер. Они способны дать качественно новый уровень знаний и указать путь решения многих других проблем. Результаты этих исследований должны быть в открытом доступе, они должны быть учтены при проектировании новых ГЭС и модернизации существующих, войти в учебники и курсы лекций. Тем более что затраты на такие исследования, как правило, многократно окупаются эффектами от внедрений.

### Список литературы

1. Акт технического расследования причин аварии, произошедшей 17 августа 2009 года в филиале Открытого Акционерного Общества "РусГидро" — "Саяно-Шушенская ГЭС имени П. С. Непорожного".
2. Итоговый доклад парламентской комиссии по расследованию обстоятельств, связанных с возникновением чрезвычайной ситуации техногенного характера на Саяно-Шушенской ГЭС 17 августа 2009 года.

чайной ситуации техногенного характера на Саяно-Шушенской ГЭС 17 августа 2009 года.

3. Форум droms.ru, [Электрон. ресурс] <http://forums.drom.ru>.
4. Ключач А. А. О вибрации на агрегате № 2 СШГЭС до аварии. [Электрон. ресурс] <http://tauga.info/tags/1442>.
5. Селезнев В. С. Что происходило на Саяно-Шушенской ГЭС до, в момент и после аварии. Доклад на совещании "Технические причины и уроки катастрофы на Саяно-Шушенской ГЭС", 10.02.2010.
6. Курзин В. Б., Селезнев В. С. О механизме возникновения высокого уровня вибраций турбин Саяно-Шушенской ГЭС // ПМТФ. 2010. Т 51. № 4.
7. Тарасов В. Н. Гидроупругие колебания агрегатов ГЭС // Гидротехническое строительство. 2012. № 1.
8. Брызгалов В. И. Из опыта создания и освоения Красноярской и Саяно-Шушенской гидроэлектростанций. Производственное издание. Красноярск. 1999.
9. Ковалёв Н. Н. Гидротурбины. — Л.: Машиностроение, 1971.
10. Грановский С. А. и др. Конструкции и расчёт гидротурбин. — Л.: Машиностроение, 1977.

# Истоки и причины аварии на Саяно-Шушенской ГЭС: возможное развитие ситуации

Сашурин А. Д., доктор техн. наук, зав. отделом геомеханики  
(Институт горного дела УрО РАН)

Рассмотрена новая версия аварии на Саяно-Шушенской ГЭС, в которой истоком аварии являются современные геодинамические движения в иерархически блочном массиве горных пород в основании плотины и станционной инфраструктуры. Раскрыт механизм образования усталостных трещин в шпильках крепления стальной крышки гидроагрегата. Предложен комплекс исследований, проведение которого позволит раскрыть природу случившейся аварии, оценить возможность повторения локальных аварий, а также нарушения устойчивости плотины.

**Ключевые слова:** плотина, причина аварии.

Авария на крупнейшей в России Саяно-Шушенской ГЭС, произошедшая 17 августа 2009 г., привлекла внимание специалистов из разных областей научной и технической деятельности. Две комиссии государственного уровня — Ростехнадзора и Госдумы — посвятили свою работу выявлению причин аварии, привлекая к расследованию крупных ученых и специалистов. Обстоятельства аварии и ее причины широко обсуждались во всех средствах массовой информации. Несмотря на огромную работу, проделанную комиссиями, и широкое обсуждение, по прошествии более полугода с момента аварии, когда полным ходом идут восстановительные работы, можно констатировать, что оценка аварии, сделанная министром энергетики С. И. Шматко сразу после произошедших событий: “Это самая масштабная и непонятная авария гидроэнергетики, которая только была в мире. Мы не понимаем ее природы”, — едва ли изменилась.

Административные и организационные нарушения в работе станции, вскрытые комиссиями и являющиеся предметом рассмотрения следственных и судебных органов, не обсуждаются в данной работе, поскольку они не раскрывают истинных причин аварии. Известный гидростроитель А. Е. Долгинин, с чьим именем связано освоение гидроэнергетического потенциала Ангары и Енисея, по этому поводу заметил: “...ведь нельзя же всерьез полагать, что она произошла из-за нескольких нерадивых эксплуатационников” [1]. Задача данной работы заключается в попытке ответить на вопросы, не получившие освещения в материалах расследования причин аварии, а именно: возможно ли повторение локальной аварии на одном из гидроагрегатов, возможно ли нарушение одного из водоводов или другого важного конструктивного элемента станции, какова вероятность нарушения устойчивости самой плотины? Ответы на них играют первостепенную роль в оценке реальной ситуации на Саяно-Шушенской ГЭС, в прогнозной оценке возможных вариантов развития природно-технологической ситуации на гидроэлектростанции.

В последние десятилетия в различных областях экологической деятельности произошли десятки

аварий, к крупнейшим среди которых могут быть отнесены:

1984 г. — разрушение 200 м шахтного ствола на Донском ГОКе в Казахстане;

1986 г. — авария на Чернобыльской АЭС;

1989 г. — разрыв магистрального газопровода в районе железнодорожного перегона Улу — Теляк Челябинской области;

1991 г. — разрушение 50 м основного туннеля на строительстве большого Серпуховского ускорителя;

1993 – 1995 гг. — 11 огневых разрывов магистральных газопроводов в девятикилометровом коридоре в районе г. Краснотурьинска Свердловской области (в том числе вблизи железной дороги);

2004 г. — разрушение аквапарка “Трансвааль” в Москве;

2005 г. — обрушение перекрытия в плавательном бассейне г. Чусовского Пермской области;

2006 г. — разрушение Бауманского рынка в Москве;

2006 г. — разрушение на завершающей стадии строительства моста — путепровода через ул. Восточную и Транссибирскую железную дорогу в г. Екатеринбурге.

По данным Федерального агентства водных ресурсов на гидротехнических сооружениях России происходит до 60 аварий в год, крупнейшими среди которых в последние годы являются:

1993 г. — разрушение Киселевского водохранилища в Свердловской области, затоплен г. Серов;

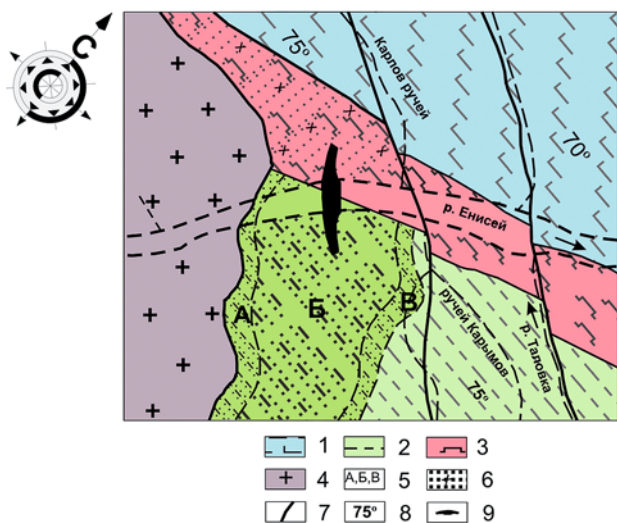
1994 г. — разрушение Тирлянкой плотины в Башкортостане;

1994 г. — разрушение западной нитки Пермского шестикамерного шлюза (не восстановлен до сих пор);

2002 г. — разрушение Невинномысского гидроузла на р. Кубани, погибло 114 человек, повреждено около 40 тыс. домов, ущерб свыше 18 млрд. руб.;

2009 г. — авария на Саяно-Шушенской ГЭС, погибло 75 человек, ущерб свыше 40 млрд. руб.

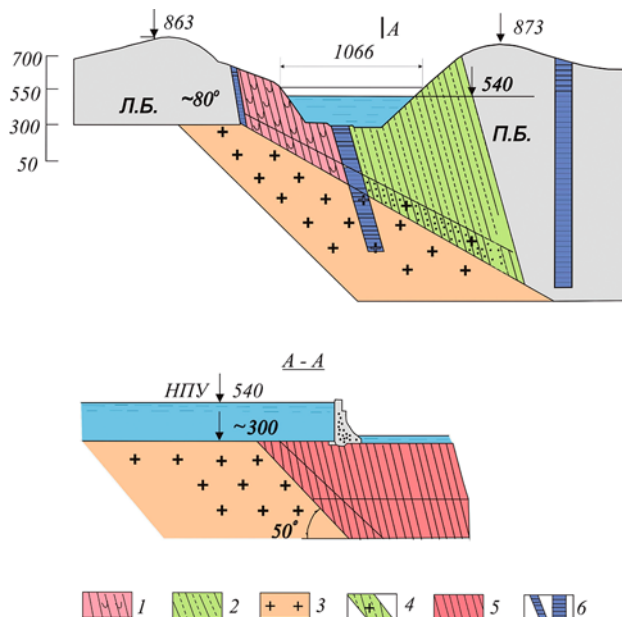
На первый взгляд все эти события, происходившие в разных сферах, кажутся не связанными, и не многие их рассматривают вместе. В действительности, как это следует из более чем 30-летней прак-



**Рис. 1.** Схематическая геологическая карта Саяно-Шушенского гидроузла [3]:

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

тики исследований Уральской школы геомехаников, их всех объединяет общий источник развития аварии — современные геодинамические движения. Саяно-Шушенская ГЭС расположена в районе незавершившегося горообразования Джебашско-Джойского тектонического блока, который представляет собой антиклинорий, созданный интрузией гранитов, прорвавшейся на поверхность через толщу прочных метаморфированных сланцев примерно в полукилometре от плотины выше по течению (рис. 1) [2]. Контакт гранитов со сланцами круто падает в поперечном сечении под правый берег, а в продольном сечении — в сторону нижнего бьефа плотины под углами соответственно  $45^\circ$  и  $50^\circ$  (рис. 2). Особенности его залегания обуславливают большую разницу мощностей сланцев в береговых примыканиях плотины. В левом примыкании она едва достигает 250 м, а в правом — увеличивается до 450 м. Неравномерность двуслойного основания плотины, осложненная зоной контактового метаморфизма, предопределяет неоднородное деформирование плотины и, как следствие, формирование в ней неоднородного напряженно-деформированного состояния. Это будет происходить даже в том случае, если считать, что геологическая среда в основании плотины находится в статическом состоянии и реагирует только на динамику техногенных изменений, таких, как сезонные колебания уровня водохранилища. Но из рис. 1 следует, что толща сланцев подверглась активному тектоническому структурированию, которое, по-видимому, было связано с прорывом гранитной интрузии. По дизъюнктивным нарушениям, совпадающим с рус-



**Рис. 2.** Геоструктурная схема створа плотины Саяно-Шушенской ГЭС:

1 — ортосланцы зеленокаменные; 2 — парасланцы; 3 — джойская гранитная интрузия; 4 — зона контактного метаморфизма; 5 — дайка основного состава; 6 — разломы

лами ручьев Карлова и Таловки, тектонические блоки сместились в юго-восточном направлении на сотни метров. Вертикальные межблочные подвижки, исходя из разницы мощностей ортосланцев в разных блоках, также исчисляются сотнями метров.

Таким образом, контактная зона сланцевой толщи с гранитами, субпараллельные ей дизъюнктивные нарушения, поперечные руслу Енисея, а также тектонические контакты черемуховской и карымовской толщ парасланцев с ортосланцами создают контрастно очерченную систему структурных блоков одного из иерархических уровней. Одна из границ этих блоков между парасланцами карымовской толщи и ортосланцами, представляющая собой разломную зону, пересекает наискось плотину ближе к левому примыканию (рис. 3, рис. 2).

В соответствии с современными представлениями о массивах горных пород как о средах с иерархически блочной структурой отмеченная блочность и выделенные структурные нарушения не отражают всей сложности строения массива. Безусловно, они являются лишь одной из ступеней в существующей иерархии, которую следовало бы выявить при проведении инженерно-геологических изысканий. Естественно, что на территории гидроэлектростанции должны быть структурные нарушения рангами выше и ниже. Для выявления полной структурной модели массива горных пород участка и происходящих в ней деформационных процессов требуется постановка специальных исследований.

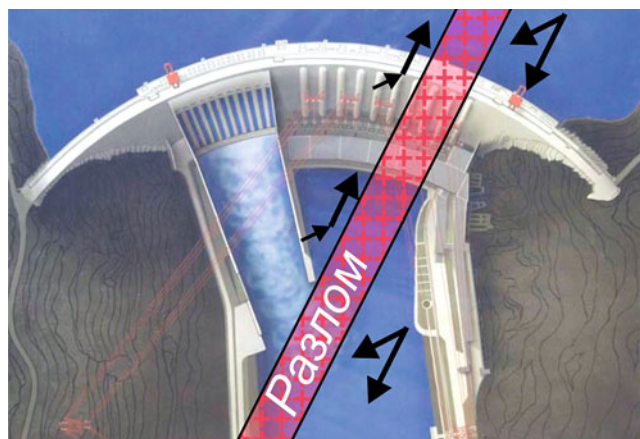


Рис. 3. Расположение разлома и прогнозируемые геодинамические движения структурных блоков

В. И. Брызгалов, длительное время управлявший Саяно-Шушенской ГЭС в качестве генерального директора, сожалел в своей работе [3], что этим вопросам не было уделено внимание при создании и последующей эксплуатации гидроэлектростанции: “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” [3, стр. 32 – 33].

В работе В. В. Тетельмина [4] глубоко проанализированы деформационные процессы системы “плотина — массив горных пород”, вызванные техногенными нагрузками созданного водохранилища, динамикой сезонных изменений его уровня. Особое внимание уделено необратимости радиальных и угловых перемещений секций плотины, развитию зон растяжения в основании и теле самой плотины. Большую роль в развитии деформационных процессов автор отводит состоянию незатухающего пластического деформирования и медленному погружению земной коры в мантию под влиянием нарушения изостазии за счет веса водохранилища. К сожалению, в работе полностью отсутствует оценка роли современных геодинамических движений, придающих массиву горных пород постоянную подвижность. И не исключается, что незатухающие пластические деформации, отмечаемые В. В. Тетельминым, представляют собой проявления современных трендовых геодинамических движений.

Между тем, результаты фундаментальных исследований, выполненных Уральской школой геомехаников в различных районах Урала, Казахстана, Западной и Восточной Сибири и Якутии, свиде-

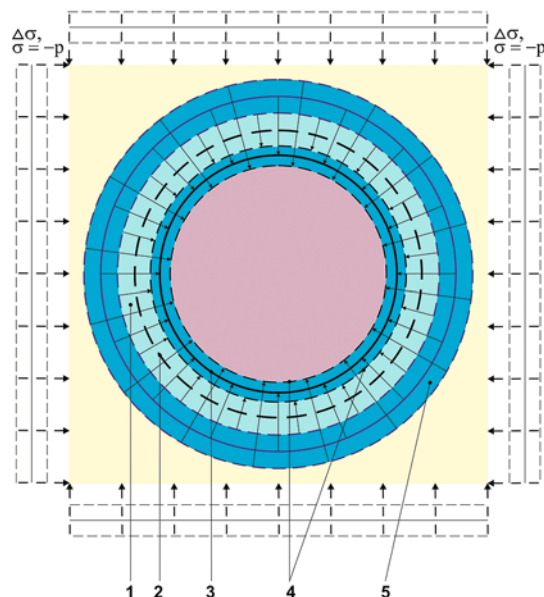


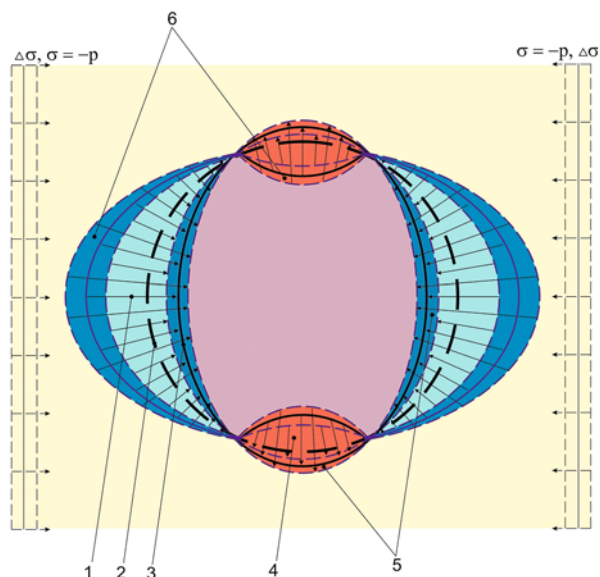
Рис. 4. Эпюры интенсивности образования усталостных трещин в шпильках при изотропном напряженном состоянии:

1 — зона развития усталостных трещин с внутренней стороны шпильки; 2 — исходный контур крышки и шахты; 3 — контур, сформированный трендовыми геодинамическими движениями; 4 — зона вибрации контура от циклических геодинамических движений; 5 — зоны изменения сдвиговых напряжений (циклических)

тельствуют, что в районе Саяно-Шушенского гидроузла современные геодинамические движения должны быть представлены трендовыми и циклическими полигармоничными движениями, концентрирующимися в зонах тектонических нарушений [5, 6]. Параметры их могут варьировать в широких пределах, и определение их требует постановки специальных экспериментальных исследований.

При сохранении наследственности палеогеодинамических движений, образовавших приведенную на рис. 1 блочную систему, в разломной зоне, пересекающей плотину, под действием трендовых геодинамических движений возникает сдвиг (рис. 3). Блок левого примыкания движется в сторону нижнего бьефа, а блок правого, наоборот, в сторону верхнего бьефа. Развивающееся в массиве горных пород разломной зоны напряженно-деформированное состояние сдвига передается в конструкцию станции, в том числе в тело плотины и в конструкции гидроагрегатов машинного здания.

Одним из элементов, воспринимающих возникающее нештатное напряженно-деформированное состояние, являются бетонные шахты гидроагрегатов. В зависимости от параметров развивающегося нештатного напряженно-деформированного состояния в бетоне изначально круглые шахты гидроагрегатов примут новую форму, варианты которой для изотропного и анизотропного напряженно-деформированного состояния приведены соответственно на рис. 4 и 5. Важно при этом отметить, что на трендовые изменения формы шахты, происходящие под действием трендовых геодинамических



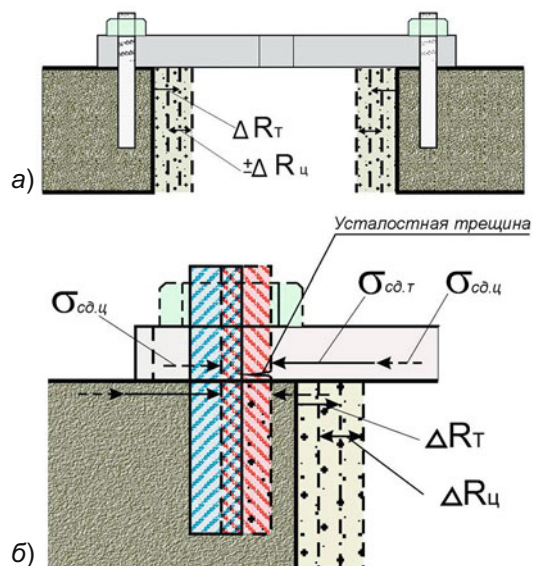
**Рис. 5.** Эпюры интенсивности образования усталостных трещин в шпильках при одноосном напряженном состоянии:

1 — зона развития усталостных трещин с внутренней стороны шпилек; 2 — исходный контур крышки и шахты; 3 — контур, сформированный трендовыми геодинамическими движениями; 4 — зона развития усталостных трещин с внешней стороны шпилек; 5 — зона вибрации контура от циклических геодинамических движений; 6 — зоны изменения сдвиговых напряжений

движений, накладываются циклические изменения формы, вызванные циклическими короткопериодными геодинамическими движениями.

Таким образом, бетонные шахты гидроагрегатов под действием трендовых и циклических геодинамических движений при изотропном напряженно-деформированном состоянии изменяют свой радиус, сохраняя круглую форму, а в анизотропном напряженно-деформированном состоянии принимают эллиптическую форму. Но деформациям шахт препятствуют стальные крышки, разделяющие камеры гидротурбин от камер генераторов. Связь между крышками и бетонными шахтами осуществляется через 80 стальных шпилек, расположенных равномерно по круговому контуру крышек и шахт. Следовательно, шпильки являются теми элементами крепления крышек, которые, наряду с удержанием крышки от давления воды в камере, должны обеспечить совместное деформирование металлической крышки и бетонной камеры. Т. е. бетонная шахта гидроагрегата с помощью шпилек должна деформировать стальную крышку до придания ей совместной результирующей формы с циклическими отклонениями. И здесь в механизм их совместного деформирования вступает десятикратная разница в модулях упругости ( $2 \cdot 10^5$  МПа у стали крышки и  $0,2 \cdot 10^5$  у бетона шахты).

Бетонная шахта гидроагрегата, деформируясь под воздействием современных геодинамических движений, встречает десятикратное сопротивление стальной крышки (рис. 6, а). Силовое взаимодей-



**Рис. 6.** Механизм усталостного разрушения шпилек:

а — схема совместного деформирования шахты и крышки; б — схема развития усталостной трещины;  $\Delta R_t$  — совместная деформация крышки и шахты от трендовых движений;  $\Delta R_c$  — циклическая деформация (вибрация) циклических короткопериодных движений;  $\sigma_{сд.т}$  — трендовые сдвигающиеся напряжения;  $\sigma_{сд.ц}$  — циклические сдвигающиеся напряжения

ствие между ними осуществляется только за счет шпилек, в которых возникает срезающее усилие, представленное схематично на рис. 6, б. Конструктивно они предназначались для работы на разрыв.

В срезающих усилиях выделяются две составляющие. Первая обусловлена трендовыми деформациями шахты и крышки  $\Delta R_t$ . Они сохраняют относительно постоянное значение или, точнее, изменяются медленно во времени в соответствии с закономерностями развития трендовых геодинамических движений. Вторая составляющая носит циклический характер, обусловленный циклическими короткопериодными геодинамическими движениями. Поскольку циклические движения имеют полигармоничный характер, в котором каждой гармонике присущи свои частоты и амплитуды, то весь их спектр колебаний будет находиться в пределах  $\Delta R_c$ , а вызываемые ими срезающие напряжения в шпильках будут находиться в пределах  $\sigma_{сд.ц}$ .

Из имеющихся сегодня данных о параметрах циклических движений следует, что максимальные амплитуды проявляются в циклах, имеющих продолжительность от 30 – 40 мин до 1 – 1,5 ч, т. е. в среднем около 1 ч. Это дает в год около 10 000 циклов нагружения шпилек срезающими усилиями. Остальной спектр частот, заполняющий всю временную шкалу, безусловно, создает на фоне основной частоты вибрационный характер изменения срезающей нагрузки, но амплитуды их будут находиться в пределах  $\sigma_{сд.ц}$ , создаваемой максимальной амплитудой.



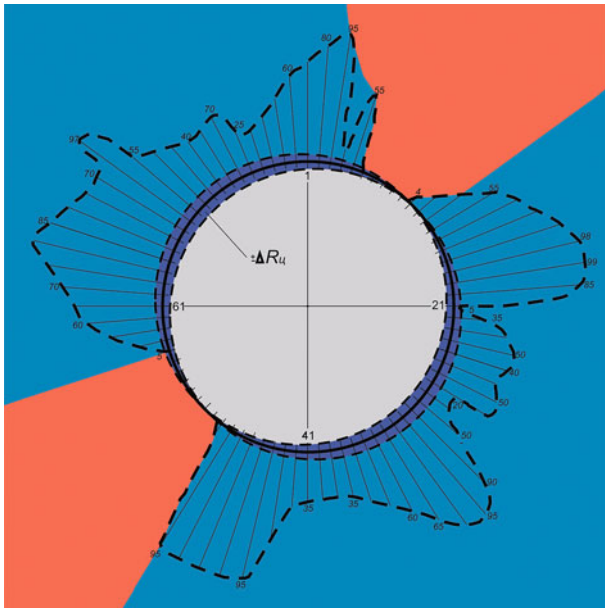


Рис. 7. Диаграмма усталостных разрушений шпилек (% от сечения) и зоны циклических сдвиговых нагружений шпилек от циклических короткопериодных геодинамических движений ( $\pm \sigma_{сд.ц}$ )

Таким образом, как следует из рис. 6, б, при деформировании системы “стальная крышка — бетонная шахта” на величину  $\Delta R_T \pm \Delta R_{ц}$  на шпильку действует сдвигающее усилие  $\sigma_{сд.т} \pm \sigma_{сд.ц}$ . Максимальное его значение  $\sigma_{сд.т} + \sigma_{сд.ц}$  будет достигаться в период, когда  $\Delta R_{ц}$  совпадает по направлению с  $\Delta R_T$ , а минимальное, когда  $\Delta R_T$  и  $\Delta R_{ц}$  направлены в разные стороны. Следовательно, шпилька подвергается циклическому нагружению  $\pm \sigma_{сд.ц}$  на фоне постоянного трендового сдвига  $\sigma_{сд.т}$ . При этом важно отметить, что приоритетные места развития усталостных трещин определяются направлением трендовых деформаций шахты. Если трендовые деформации бетонной шахты направлены внутрь шахты, то усталостные трещины возникнут на поверхности шпильки, обращенной к центру шахты. В случае расширения шахты усталостные трещины возникнут на внешней стороне шпильки.

На рис. 7 представлена фактическая диаграмма усталостных разрушений сечений шпилек в процентах к общей площади сечения, построенная по данным Акта технического расследования комиссии Ростехнадзора по гидроагрегату № 2 [7]. В распределении усталостных разрушений четко просматривается анизотропия. Зоны с высоким удельным усталостным разрушением и зоны с отсутствием усталостных разрушений определяют направления соответственно максимальных и минимальных напряжений и деформаций, действовавших на аварийном гидроагрегате. На этом же рисунке отстроены зона циклических сдвиговых нагружений шпилек при одноосном напряженном состоянии, действующем в направлении секторов с

номерах шпилек 21 — 41 и 61 — 1. Хорошая корреляция циклических сдвиговых зон с диаграммой усталостных разрушений позволяет сделать вывод, что фактическое напряженно-деформированное состояние шахты гидроагрегата № 2 близко к одноосному, но за период накопления усталостных разрушений имели место некоторые вариации направлений в указанных секторах.

Схематично развитие аварии на гидроагрегате № 2 происходило следующим образом:

межблочные трендовые и циклические современные геодинамические движения в массиве горных пород вызвали соответствующие деформации в плотине и бетонных конструкциях гидроагрегата машинного здания;

совместное деформирование бетонной шахты гидротурбины и ее стальной крышки вызвало в шпильках, рассчитанных на разрыв, нештатные циклические срезающие усилия;

диаграмма распределения усталостных разрушений шпилек по контуру шахты и крышки свидетельствует об анизотропном напряженно — деформированном состоянии, близком к одноосному.

Таким образом, причина разрушения шпилек в целом понятна. Но в происшедшей аварии остается неясным внезапный характер “дорыва” всех шпилек. Общая суммарная оставшаяся площадь шпилек, составляющая по разным оценкам около 65 %, обеспечивала многократный запас прочности на отрыв. Так, например, на Нурекской ГЭС в 1983 г. при разрушившихся 55 из 72 шпилек, крепивших крышку, затопление произошло относительно растянуто во времени, что позволило перекрыть водовод. Оставшиеся 17 шпилек не были разорваны.

Во внезапный характер разрушения мог внести свой вклад “хлопок”, предшествующий прорыву воды, отмеченный очевидцами аварии. Природа этого “хлопка” не нашла никаких объяснений в материалах расследования. А между тем, хлопок может свидетельствовать о динамическом характере разрушения бетона в шахтах гидротурбины, подобном горным ударам в горных породах, достаточно широко распространенным в горной практике. Хотя бетон напрямую не относится к удароопасным материалам, но условия динамического разрушения могли возникнуть в результате длительной концентрации напряжений в бетоне вокруг шахты агрегата с последующим кратковременным приращением напряжений, превышающим по скорости реологические свойства бетона.

Подобное динамическое разрушение бетона имело место в колонне № 11 аквапарка “Трансваль” в Москве. Взрывоподобное разрушение бетона колонны, зафиксированное камерой видеонаблюдения, побудило разработку не подтвердившейся версии теракта. Проверить версию динамического разрушения бетона в шахте гидроагрегата № 2 возможно было на стадии расследования по характеру

разрушения бетона. Но, к сожалению, в опубликованных материалах расследования этому явлению не было уделено внимания.

Установление принципиальной возможности динамических разрушений бетона в конструкциях Саяно-Шушенской ГЭС важно для прогноза сценария потенциальных аварий в последующем, которые могут возникнуть не только в шахтах гидроагрегатов, но и в водоводах, где, по информации В. В. Тетельмина, фиксируется высокий уровень напряжений [4]. Рассмотренный характер, причины и источник аварии на гидроагрегате № 2 позволяют сделать два основных вывода. Во-первых, подобная авария с частными специфическими отклонениями возможна при последующей эксплуатации гидроэлектростанции на любом из десяти гидроагрегатов или на любом их водоводе. Во-вторых, от развития разрушительных деформаций не гарантирована сама плотина.

Обоснованная оценка этих выводов и реальной обстановки, сложившейся сегодня на Саяно-Шушенской ГЭС, требует проведения специальных исследований по диагностике геодинамической активности территории гидроэлектростанции. Такие исследования предусмотрены, кстати, СП 11-104-97 [8]. В соответствии с его требованиями они должны проводиться не только на стадии изысканий и проектирования, но и при эксплуатации, если возникли предположения о негативном влиянии современных геодинамических движений. Произошедшая авария и рассмотренные выше истоки и причины ее возникновения не оставляют сомнений, что обеспечение дальнейшей безопасной эксплуатации Саяно-Шушенской ГЭС без проведения этих исследований не представляется возможным.

С современных позиций дискуссия шестидесятих годов прошлого века относительно существования современных геодинамических движений в районе строившейся Саяно-Шушенской ГЭС выглядит наивной [9, 10, 11]. Во-первых, в настоящее время не подвергается сомнению существование современных геодинамических движений в любом районе и на любом участке. Вопрос заключается лишь в определении их уровня, в распределении их по структурным нарушениям и в сопоставлении с допустимыми значениями безопасных критериев сооружений. Во-вторых, современные технологии диагностики геодинамической активности позволяют ответить на многие вопросы в течение одного полевого сезона. В связи с этим ответственность объекта и тяжесть возможных последствий аварийных процессов не оставляют выбора в вопросе проводить или не проводить диагностические исследования.

Комплекс исследований по оценке риска аварийных деформационных процессов на гидроэлектростанции должен включать:

исследование геофизическими методами структурно-тектонической модели массива горных пород на участке ГЭС;

определение методами спутниковой геодезии параметров современных геодинамических движений: трендовых за период 30 – 40 лет путем проведения ретроспективных наблюдений;

циклических короткопериодных путем постановки кратковременных непрерывных наблюдений;

камеральные работы по построению полей изменения напряженно-деформированного состояния массива горных пород на территории станции:

трендовых горизонтальных и вертикальных движений и деформаций;

амплитуд циклических горизонтальных и вертикальных движений и деформаций;

трендовых и циклических приращений напряжений (главные напряжения, их траектории, первый инвариант);

прогнозные оценки влияния изменений полей напряженно-деформированного состояния на конструкции станции;

разработку мероприятий по снижению риска развития аварийных деформационных процессов на станции.

Без проведения указанного комплекса исследований вопросы о причинах аварии, произошедшей 17 августа 2009 г. на гидроагрегате № 2 Саяно-Шушенской ГЭС, и о возможных вариантах дальнейшего развития ситуации останутся без ответов, возбуждая нездоровые социальные настроения у окружающего населения.

## Выводы

1. Официальные расследования и широкое публичное обсуждение не вскрыли действительных истоков и причин аварии 17 августа 2009 г. на гидроагрегате № 2 Саяно-Шушенской ГЭС. В то же время эта авария является одним из индикаторов, свидетельствующим, что реальные условия работы гидроэлектростанции и происходящие в ней деформационные процессы существенно отличаются от проектных.

2. В этих условиях восстановление и дальнейшая эксплуатация Саяно-Шушенской ГЭС не исключают повторения подобных локальных аварий на гидроагрегатах и их водоводах и нарушения устойчивости самой плотины с возникновением масштабной чрезвычайной ситуацией для городов и населенных пунктов, расположенных в бассейне Енисея ниже ГЭС.

3. Приведенные в данной статье материалы свидетельствуют, что источником произошедшей аварии являются структурные особенности массива горных пород на участке ГЭС, происходящие в нем трендовые и циклические геодинамические движе-

ния и их взаимодействие с техногенной системой ГЭС.

4. Обеспечение дальнейшей безопасной эксплуатации ГЭС и снижение социальной напряженности среди населения потенциально опасной зоны бассейна Енисея требуют выполнения специального комплекса исследований, на основе которого может быть произведена прогнозная оценка возможного развития ситуации и приняты меры по снижению риска катастрофических событий.

#### Список литературы

1. Долгинин Е. А. Саяно-Шушенская ГЭС: размышления после аварии // Гидротехническое строительство. 2010. № 2. С. 53 – 54.
2. Марчук А. Н. Прогноз землетрясений в районе Саяно-Шушенской ГЭС с помощью измерительных систем плотины // Гидротехническое строительство. 1995. № 8. С. 34 – 38.
3. Брызгалов В. И. Из опыта создания и освоения Красноярской и Саяно-Шушенской гидроэлектростанций. — Красноярск: Изд. дом “Суриков”, 1999.
4. Тетельмин В. В. Анализ необратимых процессов в створе плотины Саяно-Шушенской ГЭС // Гидротехническое строительство. 2010. № 2. С. 47 – 51.
5. Сашурин А. Д. Истоки и пути предотвращения природно-техногенных катастроф в сфере недропользования // Геомеханика в горном деле // Доклады международной конференции. — Екатеринбург: ИГД УрО РАН, 2005. С. 242 – 247.
6. Сашурин А. Д. Диагностика геодинамической активности с целью обеспечения безопасности объектов недропользования // Горный информационно-аналитический бюллетень. 2008. № 6 С. 274 – 278.
7. Акт технического расследования причин аварии, произошедшей 17 августа 2009 года в филиале Открытого акционерного общества “РусГидро” — “Саяно-Шушенская ГЭС имени П. С. Непорожного”. 2009.
8. СП 11-104-97. Инженерно-геодезические изыскания для строительства.
9. Митропольский А. С., Анищенко А. М. О новейших тектонических движениях в Западном Саяне // Геология и геофизика. 1964. № 12.
10. Варковецкий М. Б., Иванов И. А. К вопросу о проявлении современных тектонических движений в долине р. Енисея в Западном Саяне // Геология и геофизика. 1968. № 9.
11. Митропольский А. С. Современные тектонические движения в Западном Саяне // Геология и геофизика. 1969. № 2. С. 141 – 144.

### Отзыв на статью Сашурина А. Д. “Истоки и причины аварии на Саяно-Шушенской ГЭС: возможное развитие ситуации”

Основное содержание статьи сводится к следующим положениям:

источником развития всех аварий, по мнению автора статьи, являются современные геодинамические движения;

в геоструктурной модели Саяно-Шушенской ГЭС переходная пачка от ортосланцев к парасланцам рассматривается как крупная зона тектонического нарушения, по которой происходят современные перемещения, причем блок ортосланцев смещается в нижний бьеф, а блок парасланцев — в верхний бьеф;

возникающие в результате таких смещений блоков короткопериодные (с периодом  $T \approx 1$  ч) знакопеременные геодинамические циклы нагружения и разгрузки (по мнению автора, их число составляет 10 тыс. в год) с учетом фактора “усталости” приводят к снижению прочности на срез стальных шпилек на стальных крышках, разделяющих камеры гидротурбин и генераторов. В связи с этим происходит “усталостное” разрушение сечений шпилек;

внезапной аварии способствовал также динамический характер разрушения бетона в шахтах гидротурбин из-за длительной концентрации напряжений в бетоне вокруг шахты агрегата;

автор в общем виде предлагает комплекс геофизических, геодезических и геомеханических исследований, что позволит ему ответить на вопрос об

истоках, причинах аварии на Саяно-Шушенской ГЭС и возможном развитии ситуации.

Рассмотрим эти положения.

1. Вводная часть статьи посвящена в основном перечню хорошо известных аварий и катастроф в нашей стране (от Чернобыля до аквапарка, бассейна и рынка), а также отдельно — на гидротехнических сооружениях. Источником развития всех аварий, по мнению А. Д. Сашурина, являются современные геодинамические движения. С такой точкой зрения невозможно согласиться, ибо, приняв ее, все огрехи (проектные, строительные, связанные с качеством оборудования, а также эксплуатационные и др.) можно без расследования специально созданными комиссиями, следствия и суда списывать на геодинамику. Несомненно, геодинамические факторы аварий также должны рассматриваться специалистами, наряду с другими (техногенными, человеческими и т.д.). С моей точки зрения, эту вводную часть в три страницы можно безболезненно сократить до 0,5 страниц.

2. А. Д. Сашурин принимает неверную геоструктурную модель, считая переходную зону между парасланцами и ортосланцами “разломной зоной”, причем, судя по рис. 2 и 3, она по мощности не уступает региональному Борусскому разлому и с постоянной мощностью (рис. 2) уходит вглубь на 800 м. С точки зрения рецензента, участвовавшего

в изысканиях на Саяно-Шушенской ГЭС в 1962 – 1963 гг. и имеющего собственное мнение о строении и состоянии основания, — это фантазия!

Ничего подобного документация котлована, многочисленные скважины (в том числе наклонные), калликсы, а также результаты геофизических исследований не дают. А. Д. Сашурину было бы полезно познакомиться с этими материалами, прежде чем делать гипотетические построения. По данным документации котлована, коэффициент трещинной пустотности ( $K_{тп}$ ) составляет: для парасланцев 0,26 – 0,29 %, для ортосланцев 0,19 – 0,24 %, для пород переходной пачки 0,28 – 0,31 %, в то время как в зонах тектонических нарушений  $K_{тп} = 0,7 – 5,5$  %.

Как известно, Саяно-Шушенская ГЭС находится в пределах Джойско-Кибикского структурно-тектонического блока (СТБ). Специальные исследования (начиная с 1964 г.), выполнявшиеся Ленгидропроектом и Институтом физики Земли им. О. Ю. Шмидта (д. т. н. А. Е. Островский), включавшие геолого-геофизические, геодезические и наклономерные наблюдения, позволили сделать вывод о том, что “современные дифференцированные тектонические движения в пределах Джойско-Кибикского СТБ отсутствуют” (В. Н. Бадухин, О. А. Луцевич, И. А. Пирогов // Геология и плотины. 1986 г. Т. X. Стр. 7 – 42).

Таким образом, исходный геоструктурный материал в интерпретации А. Д. Сашурина, недостоверный, а следовательно, дальнейшие рассуждения автора оторваны от реальности.

Поэтому не основанное на каком-либо фактическом материале утверждение автора статьи (А. Д. Сашурин даже не называет это гипотезой!) о современных подвижках ортосланцев в нижний бьеф, а парасланцев — в верхний бьеф остается на совести А. Д. Сашурина.

Считаю также, что при рассмотрении геоструктурных вопросов автору статьи следовало бы познакомиться с материалами изысканий и выводами специалистов (геологов, геофизиков, геодезистов),

а не ссылаться на мнения и публикации, авторы которых далеки от геологии.

3. Фактор “усталости” различных материалов хорошо известен. Например, асимптотическое значение прочности черных металлов на разрыв при очень большом числе циклов (106 циклов и более) знакопеременных напряжений приблизительно в 2 раза ниже их статической прочности (С. П. Тимошенко). В рецензируемой же статье А. Д. Сашурин без должного обоснования назначает ежегодное число 10 000 циклов напряжения-разгрузки шпилек срезающими усилиями за счет гипотетических геодинамических процессов на контакте орто- и парасланцев. Существующая система мониторинга в плотине и основании не подтверждает наличия короткопериодных ( $T \approx 1$  ч) циклов пульсирующих нагрузок, связанных с геодинамическими процессами в контактной зоне орто- и парасланцев.

У автора статьи нет никаких (даже гипотетических) данных о величине таких нагрузок. Это предопределяет недоказанность и произвол в интерпретации механизма “усталостного” разрушения шпилек.

4. На стр. 2 автор статьи поставил целью найти ответы на три вопроса:

возможно ли повторение локальной аварии на одном из гидроагрегатов;

возможно ли нарушение одного из водоводов или другого важного конструктивного элемента станции;

какова вероятность нарушения устойчивости самой плотины.

Прочитав статью, читатель не находит обоснованного ответа ни на один из этих вопросов. Вместо ответа А. Д. Сашурин в общих словах предлагает провести комплекс геофизических, геодезических и геомеханических исследований (полевых и камеральных): “Без проведения указанного комплекса исследований вопросы о причине аварии на Саяно-Шушенской ГЭС ... и возможных вариантах развития ситуации останутся без ответов”. Вот и весь ответ автора статьи на цитируемые выше три вопроса.

Воронков О. К., главный научный сотрудник лаборатории инженерной геологии  
ОАО “ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева”, доктор геол.-минер. наук

## О проблеме “нестационарного состояния” плотины и скального основания Саяно-Шушенской ГЭС

Газиев Э. Г., доктор техн. наук, Замахаев А. М., кандидат физ.-мат. наук,  
Савич А. И., доктор физ.-мат. наук (ЦСГНЭО)

После аварии 17 августа 2009 г. на Саяно-Шушенской ГЭС появилось большое количество публикаций, в которых приведены различные мнения относительно её причин, а также о возможной её связи с нестационарным состоянием как самой плотины, так и ее скального основания, вызванным активизацией геодинамических процессов различного генезиса.

На наш взгляд, можно полагать установленным, что указанная авария не была напрямую связана с состоянием плотины или её основания [1 – 3]. Однако следует считать полезным привлечение внимания административных органов, управляющей компании и научно-технической общественности к проблеме оценки интенсивности и опасности геодинамических процессов в техно-природной системе “плотина — основание” Саяно-Шушенской ГЭС. Также вполне правомерным можно признать использование различных подходов к интерпретации имеющихся данных натурных наблюдений на объекте, проводимых Службой мониторинга ГЭС Саяно-Шушенской ГЭС [4, 5 и др.].

Хотя почти все авторы, по существу, основываются на одних и тех же данных, содержащихся в открытых публикациях и фондовых материалах упомянутой выше Службы мониторинга [4 – 7], поражает диапазон различных гипотез о возможных причинах катастрофы: от предположения о повреждении лопаток направляющего аппарата и шпилек на крышке турбины вследствие гидроакустического удара до надвига тела плотины на здание ГЭС [8 – 11]. Несмотря на порой недостаточную обоснованность выдвинутых предположений, их объективная польза состоит в том, что идея о возможности влияния природных, техногенных или техногенно-индуцированных геодинамических процессов и явлений на напряжённо-деформированное состояние плотины и основания наконец-то стала общепризнанной. Тем самым созрели объективные условия для более глубокого изучения процессов взаимодействия сооружения с вмещающей его геологической средой и для организации полноценного геодинамического полигона на участке Саяно-Шушенской ГЭС, включая участок расположения её контррегулятора — Майнской ГЭС.

Вместе с тем нельзя не отметить, что в некоторых работах, посвященных рассматриваемой проблеме, наблюдаемые данные используются не вполне корректно, т.е. они заранее фильтруются и

подбираются под какую-либо заданную модель поведения техно-природной системы, а при построении соответствующих умозрительных построений нарушаются существующие законы научной логики, в том числе и общепризнанный принцип Оккама, который гласит: “Сущности не следует умножать без необходимости”. Это означает, что не следует вводить новые законы, чтобы объяснить какое-то новое явление, если это явление можно объяснить старыми законами. Прежде всего высказанные выше соображения относятся к циклам работ о состоянии плотины и основания Саяно-Шушенской ГЭС, опубликованным В. В. Тетельминым [9, 12 – 14], А. Н. Марчуком [10, 15, 16] и А. Д. Сашуриным [8].

По поводу публикаций профессора В. В. Тетельмина следует заметить следующее.

1. Выбранные им “основные причины” нестационарного состояния плотины: прогиб земной коры, фильтрационные процессы в скальном массиве и охлаждение толщи основания фильтрационным потоком, несомненно, присутствуют и оказывают свое влияние на НДС основания и тела плотины, но, по-видимому, не являются наиболее существенными факторами, влияющими на эксплуатацию сооружения. В частности, установлено, что более значимыми являются процессы совместного деформирования плотины и основания в результате восприятия плотинной гидростатической нагрузки от водохранилища и ее приспособления к скальному основанию, которые приводят к развитию трещин в основании плотины и в ее примыканиях и к перераспределению напряжений в теле плотины. Другим реально действующим фактором является развивающийся во времени процесс “взвешивания” скального основания проникающей в трещины водой при заполнении и эксплуатации водохранилищ.

2. Вряд ли состоятельна приводимая автором расчетная схема определения прогиба земной коры в виде балки на двух опорах, “плавающей в подкоровом субстрате горячей магмы”. Вероятно, более правильно решать эту задачу, как это делалось другими исследователями [18, 19], посредством оценки деформации полупространства при приложении распределённой по площади нагрузки. В свете имеющихся результатов подобных исследований [18] представляется ошибочным предположение В. В. Тетельмина о столь значительной (до десят-

ков километров по глубине) области влияния плотины и водохранилища на земную кору, не говоря уже о верхней мантии. По опыту аналогичных исследований глубина зоны указанного влияния не превышает первых километров.

3. Также спорным являются оценки роста арочных напряжений в плотине, сдвигение берегов и другие заключения автора, выполненные на основе анализа данных натурных наблюдений. Используя эти данные, В. В. Тетельмин, не учитывая, за какой период и каким образом произошли изменения тех или иных показателей, вычисляет средние изменения и на их основе дает прогноз интенсивности дальнейших процессов, создавая тем самым ложное впечатление, что наблюдаемые геодинамические процессы носят незатухающий трендовый и необратимый характер. Однако хорошо известно, что это не соответствует действительности. Последнее доказано рядом работ, базирующихся на результатах натурных наблюдений на плотине Саяно-Шушенской ГЭС и в ее примыканиях [5 – 7, 17 и др.].

Резюмируя общее впечатление от работ профессора В. В. Тетельмина, можно сказать, что, безусловно, их сильной стороной являются анализ фильтрационных процессов в основании плотины и оценка возможных последствий этих процессов для состояния сооружения и основания. Необходимость более глубокого изучения геофильтрационных процессов на участках крупных гидроузлов с глубоководными водохранилищами, несомненно, является одной из актуальнейших задач повышения безопасной эксплуатации этих сооружений и поэтому в данной части работы В. В. Тетельмина заслуживают полного одобрения. К слабой стороне его работ, по нашему мнению, следует отнести увязку наблюдаемых приповерхностных явлений с глубинной геодинамикой земной коры, связь между которыми хотя и существует, однако она, по-видимому, более слабая, чем это представляется В. В. Тетельмину.

Работы доктора технических наук А. Н. Марчука у нас вызывают также много серьезных замечаний. Как правило, многие из его работ основываются на недостоверных допущениях, таких, например, как наличие вдоль русла Енисея крупного тектонического нарушения, не обнаруженного при инженерных изысканиях, наличие аномально высоких естественных напряжений в массиве пород основания плотины, надвигание одного берега на другой и т.д. [10, 15, 16]. По нашему мнению, ошибочна гипотеза автора о воздействии береговых массивов на напряжённо-деформированное состояние сооружения. Она ни в коей мере не подтверждается данными натурных наблюдений и поэтому не требует аргументированного опровержения. В

то же время оправданными являются стремления А. Н. Марчука максимально использовать показания датчиков традиционных КИА, установленных на плотине Саяно-Шушенской ГЭС, для выявления реакции сооружения на различные геодинамические явления и по этой реакции оценивать степень опасности тех или иных процессов для сооружений Саяно-Шушенской ГЭС.

Следует остановиться на последней работе доктора технических наук А. Д. Сашурина [20]. В ней сделан справедливый вывод о необходимости выполнения на Саяно-Шушенской ГЭС “специального комплекса исследований по оценке риска аварийных деформационных процессов”, т.е. о необходимости специальных исследований по углубленному изучению происходящих здесь различных геодинамических процессов, а именно об организации на объекте геодинамического полигона. Однако с некоторыми выводами автора согласиться нельзя. В частности, А. Д. Сашурин утверждает, что “источником произошедшей аварии являются ... происходящие в нём (в массиве горных пород на участке ГЭС) трендовые ... геодинамические явления”, хотя наличия трендовых движений по данным ведущихся на объекте натурных наблюдений не обнаружено. Также бездоказательны утверждения А. Д. Сашурина о наличии “живого” разлома в русловой части основания и о происходящих по нему подвижках, о разрушении в момент аварии бетона в шахтах гидроагрегатов и др. Высказанное им предположение о повреждении шпилек за счёт деформации бетона шахты гидроагрегата нуждается в более строгом расчётном обосновании. Очевидно, что любые гипотетические умозаключения о состоянии техно-природной системы “плотина — основание Саяно-Шушенской ГЭС” должны базироваться исключительно на точно установленных фактах, в противном случае ценность таких работ резко снижается.

Обобщая изложенное, можно отметить, что строительство и эксплуатация высоконапорных плотин с глубоководными водохранилищами обусловили появление ряда проблем, связанных активацией процессов взаимодействия (и взаимовлияния) гидротехнических сооружений и вновь созданных водохранилищ с вмещающей их геологической средой. В силу слабой изученности этих проблем возникают определенные вопросы о характере и интенсивности указанных взаимовлияний сооружения и окружающей среды, нерешенность которых вызывает появление различных, часто мало обоснованных предположений о степени опасности тех или иных процессов для эксплуатации гидроузлов. Поэтому нам представляется совершенно необходимым начать планомерное и всестороннее изучение процессов взаимодействия вы-

соких плотин и глубоководных водохранилищ с вмещающей их геологической средой с целью выявления опасных для сооружения геодинамических процессов и эффективного отслеживания их динамики, необходимых для своевременного принятия и реализации соответствующих мероприятий, обеспечивающих безопасную работу гидротехнических объектов.

### Список литературы

1. *Акт* технического расследования причин аварии, произошедшей 17 августа 2009 года в филиале ОАО “РусГидро” — “Саяно-Шушенская ГЭС имени П. С. Непорожного” / Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору. 2009.
2. *Белаш И. Г.* Причины аварии гидроагрегата № 2 на Саяно-Шушенской ГЭС: актуальность повышения надёжности гидроэнергетического оборудования // Гидротехническое строительство. 2010. № 3. С. 25 – 30.
3. *Воскресенский С. М., Юркевич Б. Н.* Обеспечение надёжности и безопасности гидроэлектростанций после аварии на Саяно-Шушенской ГЭС 17 августа 2009 года // Гидротехническое строительство. 2011. № 4. С. 49 – 52.
4. *Стефаненко Н. И., Затеев В. Б., Пермякова Л. С., Решетникова Е. Н., Газиев Э. Г.* Поведение Саяно-Шушенской плотины после катастрофического разрушения здания ГЭС // Гидротехническое строительство. 2010. № 1. С. 5 – 10.
5. *Гордон Л. А., Скворцова А. Е., Стефаненко Н. И.* Анализ технического состояния плотины Саяно-Шушенской ГЭС по данным натурных измерений радиальных смещений и углов наклона горизонтальных сечений // Гидротехническое строительство. 2011. № 1. С. 7 – 15.
6. *Пермякова Л. С., Епифанов А. П.* Формирование напряжённо-деформированного состояния плотины Саяно-Шушенской ГЭС при наполнении водохранилища в 2010 г. // Гидротехническое строительство. 2011. № 4. С. 2 – 6.
7. *Гордон Л. А., Гутов С. С., Скворцова А. Е., Храпков А. А.* Тангенциальные перемещения плотины и береговых примыканий Саяно-Шушенской ГЭС по данным натурных наблюдений // Гидротехническое строительство. 2011. № 7. С. 2 – 8.
8. *Саиурин А. Д.* Трагедии могут стать периодическими // Технадзор. 2010. № 8. С. 60 – 63.
9. *Тетельмин В. В.* О версии причины аварии и необходимости снижения напора на Саяно-Шушенской ГЭС // Вестник РАЕН. 2010. Т. 10. № 1. С. 19 – 24.
10. *Марчук А. Н.* Влияние береговых массивов со стороны верхнего бьефа в примыканиях арочных плотин на их напряжённое состояние // Гидротехническое строительство. 2010. № 12.
11. *Гурьев А. П.* Анализ материалов Акта технического расследования причин аварии на Саяно-Шушенской ГЭС // Гидротехническое строительство. 2011. № 4. С. 40 – 44.
12. *Тетельмин В. В.* Анализ необратимых процессов в створе плотины Саяно-Шушенской ГЭС // Гидротехническое строительство. 2010. № 2. С. 47 – 51.
13. *Тетельмин В. В.* Механика образования трещин в напорной грани бетонных плотин // Гидротехническое строительство. 2011. № 7. С. 42 – 48.
14. *Тетельмин В. В.* Плотина Саяно-Шушенской ГЭС. Состояние, процессы, прогноз. — М.: Книжный дом “ЛИБРОКОМ”, 2011.
15. *Марчук А. Н., Марчук Н. А.* Плотины и геодинамика. — М.: ИФЗ РАН, 2006.
16. *Марчук А. Н., Марчук Н. А.* Тектонофизические аспекты напряжённо-деформированного состояния больших бетонных плотин // Гидротехническое строительство. 2010. № 3. С. 31 – 35.
17. *Газиев Э. Г.* Анализ современного напряженно-деформированного состояния арочно-гравитационной плотины Саяно-Шушенской ГЭС // Гидротехническое строительство. 2011. № 1. С. 7 – 15.
18. *Адушкин В. В., Турунтаева С. Б.* Техногенные процессы в земной коре (опасности и катастрофы). — М.: ИНЭК, 2005. С. 250.
19. *Гунта Х., Растоги Б.* Плотины и землетрясения. — М.: Мир, 1979.
20. *Саиурин А. Д.* Истоки и причины аварии на Саяно-Шушенской ГЭС: возможное развитие ситуации // Гидротехническое строительство. 2012. № 1.

# Геологические и геодинамические аспекты в комплексе причин аварии на Саяно-Шушенской ГЭС

Марчук А. Н., доктор техн. наук, Марчук Н. А., научный сотрудник  
(Институт физики Земли им. О. Ю. Шмидта РАН)

По комплексному анализу данных натуральных наблюдений службы мониторинга Саяно-Шушенской ГЭС исследованы геологические и геодинамические условия взаимодействия сооружений с вмещающей геологической средой, способствовавшие аварии гидроагрегата № 2; выявлены потенциально опасные геодинамические процессы. Подтверждены прогнозные возможности измерительных систем высоконапорных плотин.

**Ключевые слова:** Саяно-Шушенская плотина, основание, тектонические нарушения, смещения, деформации, напряжения, геодинамические воздействия, упругий отпор, сейсмичность, предвестники землетрясений, прогноз.

Истинные причины аварии на Саяно-Шушенской ГЭС 17 августа 2009 г. могут быть поняты только в контексте общей картины напряженно-деформированного состояния единой природно-технической системы “плотина — основание — водохранилище”.

Новейшая тектоника и сейсмологические условия Западного Саяна в районе расположения Саяно-Шушенской ГЭС изучались институтом физики Земли им. О. Ю. Шмидта (ИФЗ) в предпроектный период в 1963 – 1965 гг. [2, 3]. Джебашско-Джойский антиклинорий, вмещающий гидроузел, был отнесён к тектоническим блокам “менее интенсивных поднятий” со спокойным проявлением новейших тектонических движений. Однако Ленгидропроектом при изысканиях в 1965 – 1967 и 1975 гг. на Кантегирском участке Борусского разлома были выявлены локальные, более чем критические градиенты изменений земной поверхности, но в техническом проекте был сделан вывод об отсутствии заметных неотектонических движений. По результатам исследований институтов СО РАН в 1990 – 1993 гг. ИФЗ РАН определил на карте ОСР-97 сейсмическую опасность в регионе уровнем 9 баллов.

В период завершения строительства Саяно-Шушенского гидроузла в 1989 – 1993 гг. исследованиями Института земной коры, Института геофизики СО РАН установлены:

активность Северо-Борусской зоны разломов;  
многочисленные сейсмодислокации по долине р. Енисей в районе створа ГЭС;

наличие активного разрывного нарушения в русле под плотиной, ориентированного по руслу реки;

направления главных векторов в локальном поле тектонических напряжений: сжатия — нормально к руслу, растяжения — вдоль русла.

Плотина Саяно-Шушенской ГЭС построена на прочном, сложном двухслойном основании из метаморфических сланцев протерозойского возраста, которые отделены от окружающих интрузивных пород кембрия многочисленными разрывными нарушениями. Контакт с интрузией гранитов по ин-

женерно-геологическим характеристикам бурением, к сожалению, не определён. Остались неизвестными глубинные фильтрационные характеристики системы тектонических зон с контактовым метаморфизмом. Предполагается, что граница интрузии находится на расстоянии 400 – 900 м от плотины вверх по течению на глубине 200 – 250 м под левым берегом и на глубине около 1000 м под правым. Особенностью пород основания (орто- и парасланцев) кроме высокой прочности и переменного в зависимости от трещиноватости модуля деформации являются высокие собственные тектонические напряжения в береговых массивах. По экспериментальным исследованиям МГУ (В. М. Кутепов, 1965 г.) в штольнях на отм. 320 – 330 м вертикальные напряжения на левом берегу имели значения 24,5 – 48 МПа, что на порядок больше, чем по литостатическому закону, горизонтальные — 24 – 36 МПа; на правом соответственно 14,8 – 32,5 МПа и 10,2 – 21,7 МПа [4]. По данным ЦСГНЭО, полученным методом гидроразрыва в торце левобережной штольни в 1995 – 1997 гг. на отм. 467 м, эти напряжения существенно меньше — от 6 до 18 МПа, что естественно после 20 лет существования водохранилища.

По проектным предположениям общая надёжность плотины Саяно-Шушенской ГЭС по устойчивости и прочности складывается из собственного веса (60 %) и арочного распора в берега (40 %). Сопоставление максимальных арочных и консольных напряжений в плотине по расчётам к проекту [5] составляет 0,62 при НПУ 540 м, а фактически 1,4 на низовой и 1,66 на напорной грани. Следовательно, как показали натурные наблюдения, соотношение оказалось обратным, гравитационный эффект реализован не полностью. Метод омоноличивания плотины со штраблением и цементацией межсекционных швов препятствовал каждой секции сооружения адекватно следовать за неравномерными осадками основания. При форсированном, более 80 м за сезон, подъёме напора в 1982/83 г. низкоомодульные участки основания претерпели значительную осадку под действием веса воды в водохранилище с максимумом в зоне разрывного руслового



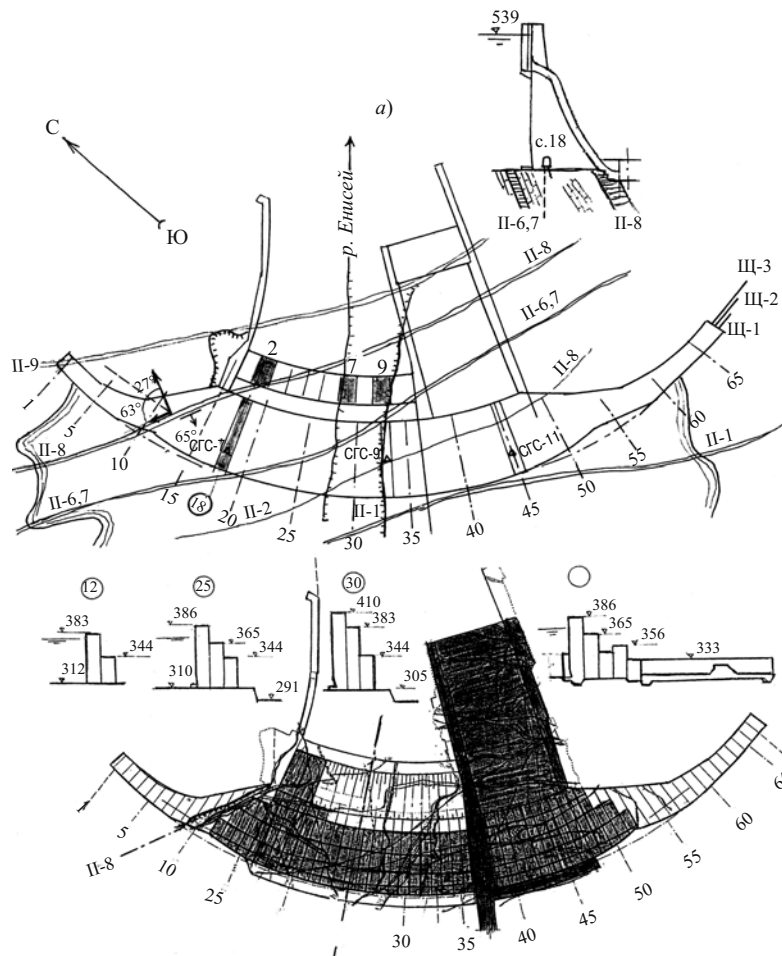
нарушения под секциями 28 – 32. В результате в основании напорной грани плотины открылась контактная трещина, увеличились фильтрационные расходы, усугубившие процесс разуплотнения основания при высоком градиенте фильтрационного напора — до 40 (допустимый 30). Геофизическими исследованиями Гидроспецпроекта в 1987 – 1991 гг. установлено уменьшение модуля деформации сланцев из-за механической и химической суффозии в основании на глубину до 40 – 60 м. Под секцией 18, например, он снизился с 11 ГПа в 1990 г. до 9 ГПа в 1992 г. в верхнем слое, а на глубине 40 м — с 18 до 15 ГПа. Этому процессу способствовали принудительная постоянная откачка фильтрата и агрессивность фильтрационных вод ( $\text{pH} < 8$ ). Выполненной инъекцией родорум на глубину до 20 м плотность основания восстановлена, но не исключено, что фильтрация по тектоническим зонам нашла пути вглубь, по контакту с интрузией.

Раскрытие контакта со скалой под напорной гранью и большой прогиб плотины (смещение гребня в нижний бьеф в 1992 г. при УВБ 540 м с необратимой составляющей достигло 206 мм) вызвали перераспределение напряжений по основанию с концентрацией главных сжимающих напряжений у низового клина плотины и, особенно, в зоне анкерных опор. Турбинные водоводы, встроенные в низовую грань, приняли на себя роль контрфорсов. Неоднородность основания по деформируемости отразилась на величине раскрытия контакта под напорной гранью плотины. По распределению фильтрационных расходов и показаниям длиннобазовых деформометров на контакте отчетливо проявились три пиковые зоны деформаций раскрытия: в центре станционной части плотины (секции 24 – 25), в зоне руслового разрывного нарушения (секции 28 – 31) и под напорной гранью секций 43 – 46, в основании низового клина которых проходит тектоническая зона П-6,7. Обращает на себя внимание значительное увеличение за год раскрытия контактного шва в зоне глубокой цемзавесы в пределах секций 38 – 46, что можно объяснить непрерывной работой водосбросов после аварии 17 августа 2009 г.

С первых лет эксплуатации плотины выявилась асимметрия её напряженно-деформированного состояния и дифференцированная работа берегов. Причинами такого состояния являются русловое разрывное нарушение, по которому проходит литологическая граница между орто- и парасланцами; различная конструктивная жесткость станционной и водосливной частей плотины; разница в температурном режиме береговых примыканий из-за высокой инсоляции на юго-восточном левом берегу; расположение и работа водобойного колодца у правого берега, а также возможное проявление унаследованного движения гранитной интрузии с векто-

ром на левый берег. Станционная часть плотины, включающая секции 15 – 36 принимала гидростатический напор с недостроенным профилем из трёх столбов и открытым котлованом здания ГЭС. В это время роль ключевой секции приняла на себя секция 25, чем и объясняются максимум раскрытия контакта в её основании, величина смещения её гребня, сопоставимая с прогибом ключевой секции 33, и максимальная осадка агрегатного блока № 5. Водосливная часть плотины имела полную ширину по основанию из четырёх столбов и упиралась в конструкции водобойного колодца. Пограничная между этими двумя частями секция 37 усилена раздельным устоем со стороны нижнего бьефа и бетонной продольной перемычкой котлована второй очереди со стороны верхнего бьефа (рис. 1).

Кроме того, с этой же стороны дополнительную жесткость нижней части водосливной плотины придавали пазовые конструкции затворов донных отверстий. Таким образом, станционная часть плотины начиная с 1978 г. нагружалась как арка с ключевой секцией 25, а водосливная — почти как гравитационная. Группа секций 37 – 39 приняла на себя роль “промежуточного упора” арочной части, временно разгрузив от арочных напряжений правый берег. Левобережный упор нагружался полностью от арочного сжатия, которое в секции 12 обозначилось уже в 1979 г., а в 1983 г. при УВБ 460 м достигло 3 МПа, в 1989 г. при УВБ 520 м арочное сжатие в этой секции было почти 5 МПа, в секции 3 – 10 МПа, тогда как в 1989 г. в правобережных секциях 59 и 62 оно составляло соответственно только 2,5 и 2 МПа. По этой причине обнаружился преимущественный наклон секций к левому берегу, согласный с доминирующим вектором распора от гидростатики и дислокацией сланцев в основании. Возможно, на наклон к левому берегу повлияла также “чиркейская щель” (проезд в верхний бьеф) в левобережном примыкании, срочно перекрытая для выравнивания напорного фронта к паводку временной тонкой аркой в 1978 г. Форсмажорное левобережное примыкание принимало напор со “свежим” бетоном. Арочные напряжения по створу начали выравниваться с 1986 г., когда при УВБ 520 м в секции 52 они скачком увеличились с 1 до 2 МПа в 1988 г., горизонтальные напряжения за этот же период изменились с 1,6 МПа растяжения до 0,8 МПа сжатия. Скачки объясняются появлением косых трещин в секциях 37 (видна в галерее на отм. 344 м) и позже 39, т.е. превышением предела прочности “промежуточной опоры”. Трещина в верховом клине секции 39, зафиксированная контактными щелемером № 82 – 12, появилась в 1992 г. До настоящего времени асимметрия напряженно-деформированного состояния плотины сохраняется и, вероятно, никогда не исчезнет из-за дифференцированной работы берегов, асимметрии створа, конструктивных особенностей плотины, неоднородно-



**Рис. 1.** План гидроузла Саяно-Шушенской ГЭС с главными тектоническими зонами (а) и схемой пускового комплекса (б), готовностью секций станционной и водосливной частей плотины

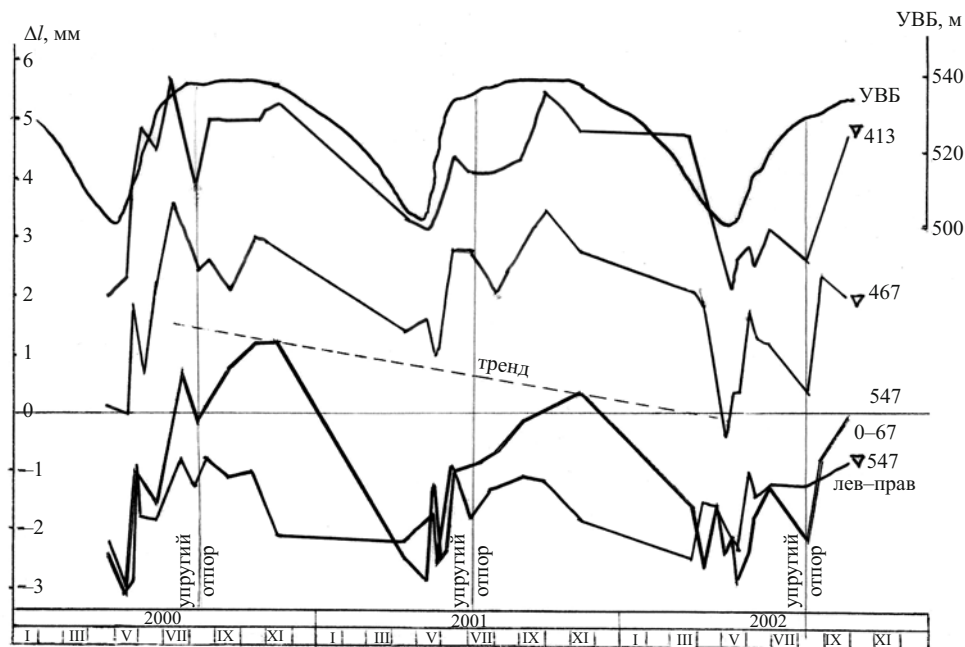
сти основания, неравномерности гидростатической нагрузки, различия температурного режима берегов и тектонической активности вмещающей геологической среды.

Существенно различными оказались расчетные и измеренные напряжения в плотине по величине и локализации. Максимальное арочное сжатие зафиксировано не на напорной грани ключевой секции, как определено расчётом, а на низовой грани левобережной секции 3 с максимальным значением до 19,5 МПа в 2007 г., при УВБ 539 м (розетка 140) вместо 7,20 МПа по расчёту при УВБ 540 м. Кроме того, из-за наклона секций и штрабления межсекционных швов местные напряжения у граней секций в штрабах были на порядок выше, чем в их центральной части с неизбежным растяжением и трещинообразованием, например в блоке 35-1-73, где есть поперечный створ розеток. В максимально напряженном состоянии оказалась низовая грань секции 18 с встроенным в неё турбинным водоводом, напряжения в котором достигли 28 МПа [6] и анкерная опора гидроагрегата № 2 с блоком здания ГЭС на слабом основании. Арочные напряжения сжатия увеличивались в течение всего периода эксплуатации плотины по всей её высоте, включая

приконтактную область с максимумом на низовой грани и у левобережного примыкания. Хорды плотины, измеряемые на трёх отметках по высоте — 547, 467 и 413 м имеют тенденцию к сокращению по длине с минимальным трендом на отм. 413 м (рис. 2).

Весьма вероятно, что это является следствием разгрузки высоких собственных тектонических напряжений в береговых массивах пород, особенно в нижней их части, по мере того как разуплотняется основание в русле. Часто упоминаемая “податливость” левого берега [9] объясняется ещё повышенной по сравнению с правым берегом гидростатической нагрузкой.

Левобережный упорный массив плотины, сложенный ортосланцами с удельным весом 2,97 т/м<sup>3</sup>, прочностью 125 МПа, рассечён тремя главными разрывными нарушениями: П-6,7, П-8, П-9,10, ориентированными вкрест преобладающей трещиноватости, что формирует анизотропность, выдержанную, почти гладкую поверхность зоны П-8 примыкания секций 9 – 18 с падением под углом 85° в сторону верхнего бьефа и правого берега. Эта поверхность, образуемая с вектором арочного сжатия от гидростатики тупой угол примерно в 130°,

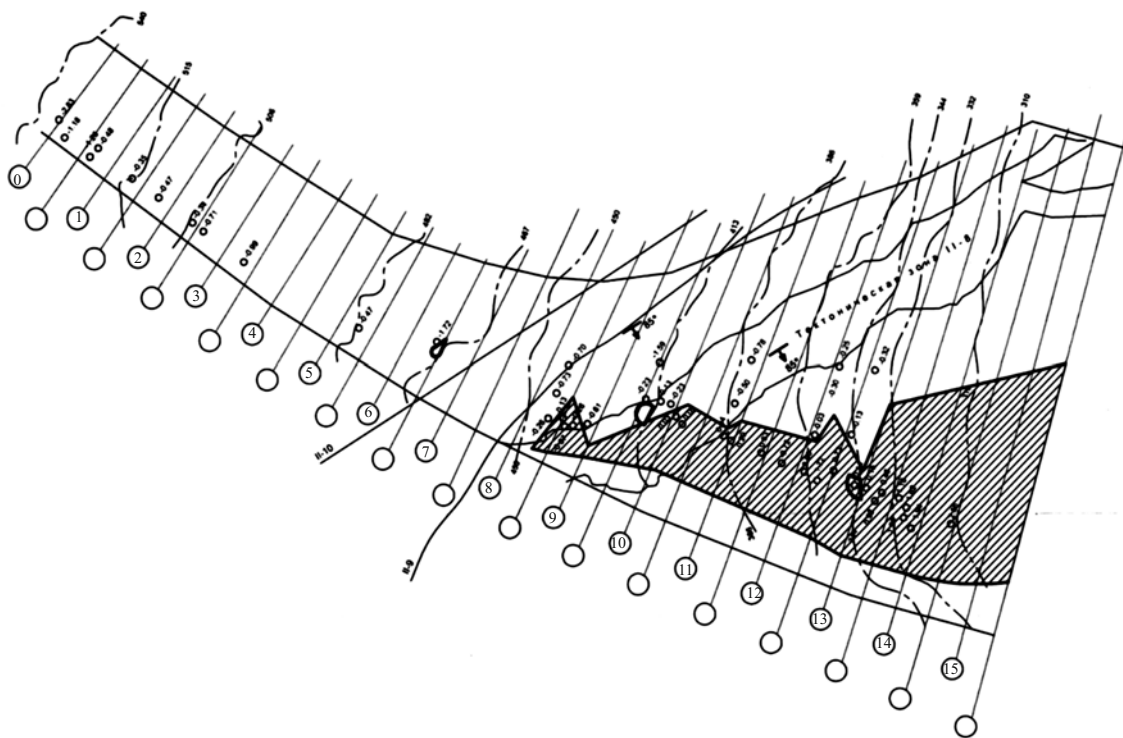


**Рис. 2.** Изменения длин хорд плотины Саяно-Шушенской ГЭС в зависимости от УВБ и упругого отпора береговых примыканий

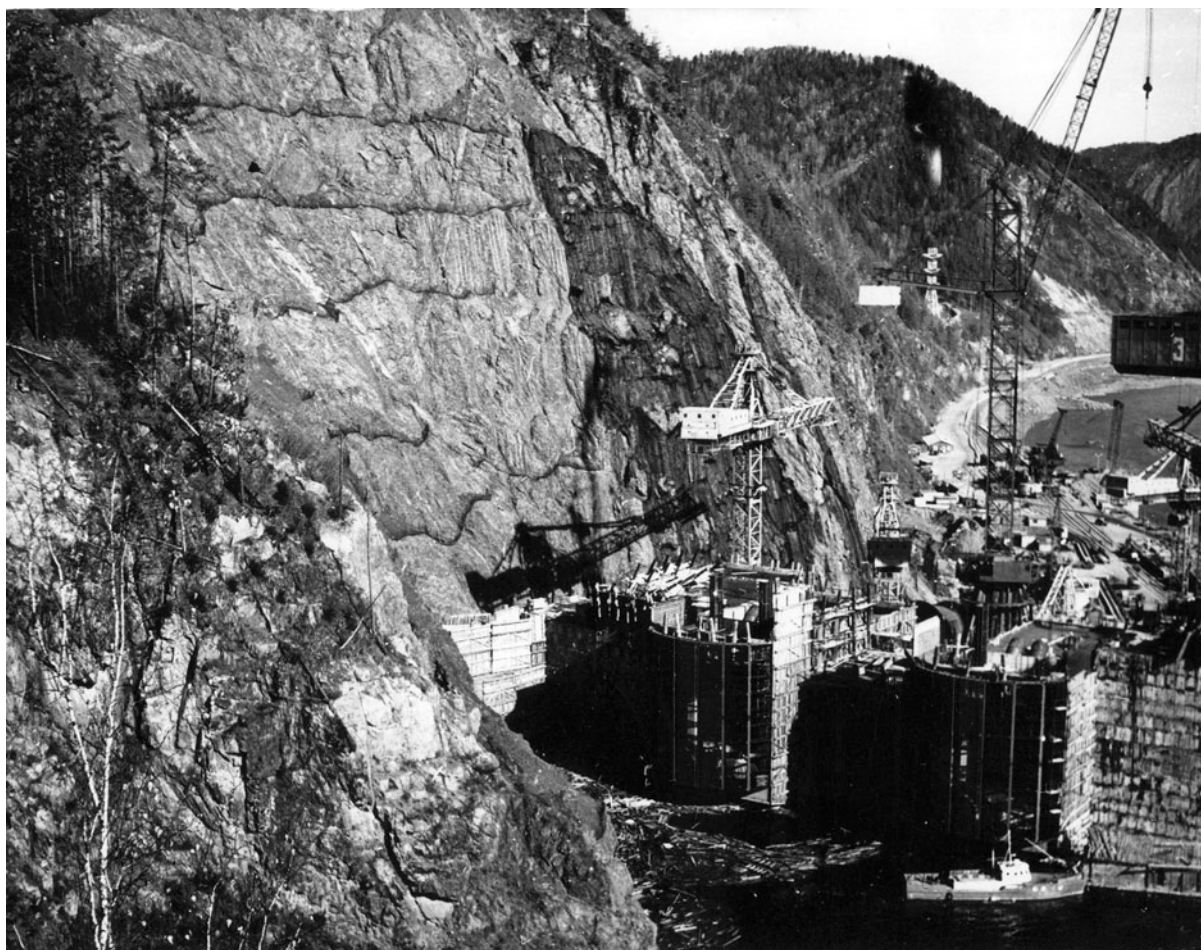
создаёт компоненту силы, направленную в сторону верхнего бьефа, в лог, образованный зоной П-6,7 (рис. 3, а). Вероятно, по этой причине в период наполнения водохранилища геодезистами экспедиции № 7 замечены аномальные смещения в сторону верхнего бьефа секций 10 – 12 и нижнего якоря обратных отвесов секции 18. В основании первых столбов секций 10 – 15 отмечены значительные по глубине зоны растяжения. Несущую способность левобережного примыкания определяет ядро крепких пород с модулем деформации 18 ГПа с ослабленными трещиноватостью краями ( $E = 7 \dots 10$  ГПа) и верхней частью, подсеченной пологонаклонными трещинами. В целом скальный массив левобережного примыкания характеризуется высокой степенью всестороннего сжатия, работой в упругой стадии с редкими остропиковыми флуктуациями от геодинамических воздействий и с импульсным упругим отпором в августе (рис. 2), когда прекращается интенсивный рост гидростатического давления, открывается водосброс и горные породы левого берега со стороны нижнего бьефа максимально разогреваются от инсоляции. Известно, что теплопроводность кристаллических метаморфизированных сланцев в 2 – 2,5 раза выше, чем у бетона, а коэффициент температурного линейного расширения породы на порядок больше, чем у бетона. Разрядка накопленной таким образом энергии упругих деформаций левобережного упора импульсно повышает арочные напряжения на низовой грани, носит волновой характер и вполне могла вызвать гидравлический удар в перенапряженном турбинном водоводе № 2, жёстко встроенном в низовую грань. Об этом свидетельствуют скачки дебита дрен (рис. 4) и пьезометрических уровней на всех

отметках левобережного примыкания, запись триггера на сейсмограмме сейсмостанции “Черемушки” за 15 с до аварии (рис. 5).

Упругий отпор с разной величиной импульса силы ежегодно фиксируется всеми измерительными системами плотины, проявляется изменением длин хорд с приращениями разного знака (рис. 2). Величина импульса зависит от скорости сброса роста гидростатической нагрузки. Впервые на это явление обращено внимание в отчёте геодезической службы экспедиции № 7 Ленгидропроекта ещё в августе — сентябре 1987 г., зафиксировавшей “всплески” смещений секций 10, 25 и 55 в сторону верхнего бьефа при постоянном УВБ. В отчёте экспедиции за 1993 г. отмечено: “Вновь обращает на себя внимание кратковременное движение плотины в верхний бьеф с 18 по 25 августа при устойчивом УВБ 538,8 м”. Особенно чувствительными к отпору являются фильтрационные расходы, дебит дренажных скважин и пьезометры в зонах тектонических нарушений. В трёх отчетах ИФЗ акцентировалось внимание на упругом отпоре как важном элементе геодинамического влияния, подлежащем контролю. К сожалению, тектонические нарушения, рассекающие левый берег, не оснащены геодезическими знаками для прямого контроля за подвижками при НПУ, ГМО и при геодинамических воздействиях. Отечественное плотиностроение впервые сталкивается с таким сильно выраженным упругим отпором, который представляет опасность для турбинных водоводов, узла сопряжения плотины со зданием ГЭС и спиральных камер своими деформациями разного знака без компенсации. На Чиркейской и Ингурской плотинах это яв-



**Рис. 3.** Площадь раскрытого контакта в левобережном примыкании по показателям контактных щелемеров по состоянию на 2002 г.



**Рис. 3а.** Фото левобережного примыкания 1978 г. к поверхности тектонической зоны П-8. Чёрные полосы — камнезащитные сетки. Светлая опалубка — временная арка

ление компенсируется плавным достижением НПУ и реологическими свойствами карбонатных пород.

Правобережный массив парасланцев представляет собой отрог между двумя логами. Перед напорной гранью прибрежных секций 49 – 51 проходит тектоническая зона П-1, отклоняющаяся в сторону верхнего бьефа перед фронтом береговой части плотины. Массив парасланцев с объёмным весом  $2,83 \text{ т/м}^3$ , прочностью 125 МПа является однородным с монотонным увеличением модуля деформации по глубине от 14 ГПа на отм. 413 м до 17 ГПа на отм. 270 м. Береговой откос более пологий —  $41^\circ$  вместо  $52^\circ$  на левом берегу. Массив имеет развитую систему пологонаклонных трещин и в целом является изотропным. Самой заметной неоднородностью являются две разветвлённые дайки в основании секций 56 – 60. Кроме того, есть локальная низко модульная зона 5 ГПа в нижнем бьефе против секций 56 – 60. Параметры сопротивления сдвигу составляют 0,8 от левобережных (С. А. Роза, В. Н. Бадухин). Арочные напряжения сжатия меньше, чем на левом берегу. По наблюдениям Алтае-Саянской ОМСП правый берег отличается большей сейсмической активностью из-за близкого расположения Кантегирского и Северо-Борусского разломов. По этим причинам с учётом большей высоты можно предполагать наличие крипа со стороны правого берега на плотину и конструкции водосброса. Этот крип вносит свой вклад в общий наклон секций плотины к левому берегу. Кроме того, массив ослаблен бетоновозными дорогами, туннелем строительного периода, а в последние годы — буро-взрывными работами и выемками на правобережном водосбросе. С другой стороны, правобережное примыкание обладает большей несущей способностью, чем левобережное, поскольку разделано уступами, имеет более глубокую врезку. Вместе с тем работа правобережного водосброса может изменить это положение.

Недостатком обеих береговых примыканий является способ примыкания “враспор” вместо глубокой врезки в берега, что необходимо для арочных плотин.

Агрегатные блоки здания ГЭС находятся в сложном напряженном состоянии от усилий, передаваемых плотиной через низовой клин, анкерные опоры и турбинные водоводы, жестко связанные со спиральной камерой. Уже в 1990 г. шов между плотиной и зданием ГЭС был закрыт и передавал сжатие на агрегатные блоки от сдвиговых смещений плотины, в стенах блоков между отм. 306 и 333 м появились трещины. Кроме общих геодинамических нагрузок они испытывают высокочастотные динамические нагрузки от гидроагрегатов. В отличие от плотины, осадки агрегатных блоков ГЭС индивидуальны и в большей степени зависят от несущей способности основания каждого блока. В процессе строительства котлован здания ГЭС подвер-

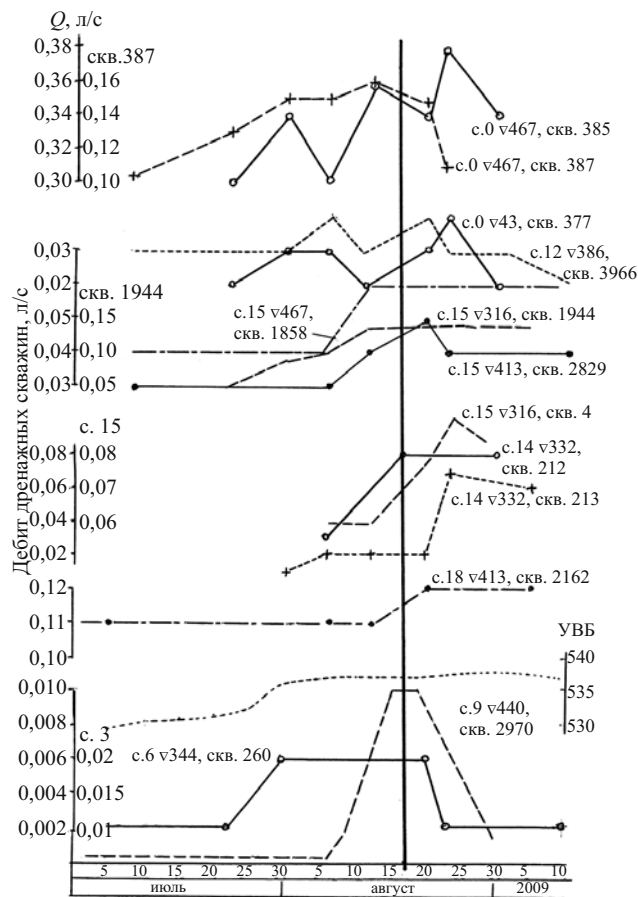


Рис. 4. Дебит левобережных дренажных скважин как индикатор изменения поля напряжений в левобережном примыкании в период аварии 17 августа 2009 г.

гался длительному выдерживанию на открытом воздухе и затоплению в 1979 г. С учётом влияния взрывных работ это снизило инженерно-геологические характеристики основания агрегатных блоков и низового клина станционной плотины, что отразилось на увеличенных осадках станционной части плотины по сравнению с водосливной. Однако решающую роль в этом сыграли русловое разрывное нарушение и тектоническая зона П-8, пересекающая площадь основания агрегатных блоков № 2, 3, 4 и 5. Блоки гидроагрегатов № 7, 8 и 9 расположены в пределах руслового разрывного нарушения с модулем деформации 5 – 8 ГПа. Максимум осадки под гидроагрегатными блоками 4 и 5 сформировался в 1987 г., когда ключевую роль играла секция 25. Не случайно наиболее пострадавшими при аварии 17 августа 2009 г. стали гидроагрегаты № 2, 7 и 9. В основании агрегатного блока № 2 проходит тектоническая зона П-8, а блоки 7 и 9 расположены по краям руслового разрывного нарушения (рис. 1).

В первые годы наполнения водохранилища, когда появилась возбуждённая сейсмичность, сейсмометрические наблюдения на плотине не были организованы должным образом. Толчки возбуждённой сейсмичности были отмечены в 1982 и 1983 гг. геодезическими наблюдениями на прямых отвесах

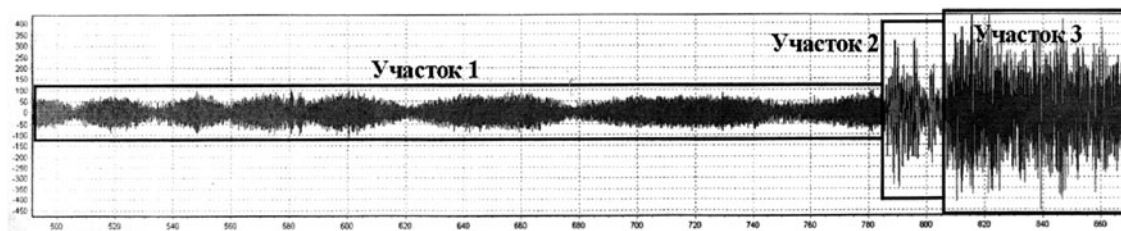


Рис. 5. Сейсмограмма сейсмостанции “Черёмушки” 17 августа 2009 г. за 500 с до аварии. Участок 2 — предположительно импульс упругого отпора и гидравлический удар в турбинном водоводе секции 18

(М. В. Иванов) ручным способом ежедневными измерениями. С 1989 г. началась автоматизация отвесов, и в 1990 г. автоматизированными обратными отвесами был зарегистрирован отклик основания секций 18 и 33 на землетрясение 15 ноября 1990 г. с магнитудой  $M = 4,4$  на расстоянии 225 км от плотины. Упругое смещение контакта плотины с основанием до 3 мм в секции 33 зафиксировано в сторону нижнего бьефа, а в секции 18 — от 2 на отм. 276,5 до 3,6 мм на отм. 295 м в сторону верхнего бьефа из-за компоненты в примыкании к поверхности П-8. Оно отмечено аномальной флуктуацией фильтрационного расхода в основании секции 18 щелемерами в межсекционном шве 8Р-1. Специальных наблюдений в тот период не было.

Следующим заметным сейсмическим событием было Шагонарское землетрясение 14 марта 1994 г.  $K = 13$  на расстоянии 226 км от плотины, которое предварялось форшоком 7 марта  $K = 10,6$  на расстоянии 176 км от плотины. Землетрясение отмечено смещением потенциально неустойчивого массива на 3 мм [10]. Наиболее чувствительным индикатором изменения поля напряжений в подготовительный период землетрясения явился гидрогеодинамический режим в основании, контролируемый дренажными скважинами и пьезометрами в зонах тектонических нарушений. Он позволяет определить сразу четыре предвестника: фильтрационный расход, дебит дрен, температуру и химический состав дренажных вод, а также отмечает само сейсмическое событие заметными флуктуациями. Менее чувствительные струнные датчики — деформометры ПЛДС, щелемеры ПЛПС, пьезодинамометры ПДС-10 и арматурные динамометры ПСАС — реагируют на землетрясение в секциях на участках основания с пониженным модулем деформации, в зонах швов и трещин.

Состояние плотины к моменту Красноярского землетрясения 27 октября 2000 г.  $K = 13,6$  на расстоянии 325 км характеризовалось завершением ремонтных работ по инъектированию трещин на напорной грани, уровнем водохранилища 538,30 м, что на 0,7 м ниже вновь назначенного НПУ 539 м. Несмотря на снижение проектного напора на 1 м, арочные напряжения продолжали возрастать, длина контрольной линии между берегами сокращалась. Подготовка землетрясения в створе плотины

Саяно-Шушенской ГЭС предварялась ростом дебита дрен в основании секций 18 и 19, повышением пьезометрических уровней в секциях 18 и 45 за 24 – 26 суток до события. В этот же период резко увеличились и через пять суток снизились суммарные фильтрационные расходы в основании секций 21 и 39, произошла подвижка якорей обратных отвесов в основании секций 18, 33 и 45. Контактные деформометры в основании секций 18, 25, 39, 53 в подготовительный период показывали аномальное сжатие с деформацией до 0,4 мм, после толчка в секциях 53 и 18 деформация оказалась обратимой, а в секциях 25 и 39 — необратимой. Поскольку сейсмическая активность в регионе возрастала, а предвестниковые сигналы не исчезали, в январе 2001 г. был сделан прогноз на возможное сильное землетрясение в районе Саяно-Шушенской ГЭС в марте 2001 г. Прогноз рассмотрен в ЦСГНЭО и на научном совете по проблемам сейсмологии РАН с выводом об усилении наблюдений. Ситуация разрядилась в апреле 2001 г. роом из 126 землетрясений  $K = 8 \dots 11$ .

Горно-Алтайское землетрясение 27 октября 2003 г.  $M = 6,6$  на расстоянии 390 км от плотины предварялось сильными предвестниками в фильтрационном режиме плотины за 40 суток до события. Обратные отвесы в секции 18 и 45 отметили подготовительный период соответственно за 30 и 14 суток до толчка, что свидетельствует об их большей инерционности [11].

Последнее из пяти ощутимых — Хакасское землетрясение с магнитудой  $M = 5,5$  в координатах 52.14 N, 91.72 E на глубине 18 км, на расстоянии 78 км от плотины произошло 10 февраля 2011 г. при УВБ 524 м. Ретроспективный поиск гидрогеодинамических предвестников показал, что они достаточно чётко проявились в левобережных штольнях на отм. 467 и 413 м. Так, дрена Д-10 в ЦДЛ-1 при монотонном снижении УВБ увеличила дебит с 0,20 до 0,35 л/с за 22 суток до толчка, в дрене Д-0 на отм. 413 м синхронное увеличение дебита составило от 0,1 до 0,22 л/с (рис. 6).

Обратный отвес в секции 18 за 16 – 20 суток до толчка на отм. 295 и 278 м показал смещение на 0,2 – 0,6 мм. Пьезометры в основании секций 28 и 30 показали аномальный подъём уровней от 3 до 5 м за 14 суток до толчка и т.д.

Все ощутимые землетрясения плотина перенесла без видимых ущербов. Измерительные системы плотины показали свою способность фиксировать комплекс предвестников и возможность их использования для прогностических целей.

В связи со значительным открытием контакта в основании напорной грани и в площади береговых примыканий плотина фактически из арочно-гравитационной превратилась в арочную. Более того, если правобережное примыкание выполнено с уступами, как предусмотрено в проекте, то левобережное — по выдержанной, относительно гладкой поверхности тектонического нарушения П-8, образующей компоненту силы, направленную в верхний бьеф (рис. 1). Эта сила воспринимается небольшим скальным массивом выветрелых пород в верхней части примыкания между напорной гранью плотины и левобережным логом, представляющим собой тектоническое нарушение П-6,7. Поставленные в 1991 г. в трещины этого массива безусадочные пломбы ИЗК СО РАН (Ружич) показали наличие сжимающих напряжений. Кроме того, нижний якорь обратного отвеса в секции 18 имеет постоянное смещение в сторону верхнего бьефа. В отчете ЛГТС 1987 г. отмечены аномальные смещения секций 10 и 18 при максимальном УВБ в августе 1987 г. в сторону верхнего бьефа. Секция 10 при сработке УВБ в 1987 г. имела необратимое смещение в верхней части в сторону верхнего бьефа с максимумом на отм. 494 м, превышавшим смещения прошлых лет в 2,5 раза. По нашему мнению, в этом сказывается влияние плоскости примыкания секций 8 – 18 к тектоническому нарушению П-8. Такой характер примыкания вызывает раскрытие контакта под напорной гранью левобережных секций плотины (рис. 3) и увеличение нагрузки под низовой гранью примыкания. С учётом этого обстоятельства, а также наличия субпараллельных тектонических зон П-9 и П-10, по которым могут происходить подвижки при сейсме, с учётом явления упругого отпора при достижении НПУ левобережное примыкание нуждается в усилении. Тем более что неизбежно проведение неотложных работ по укреплению левобережного потенциально неустойчивого массива над зданием ПТК, представляющего реальную опасность. В тщательном контроле нуждаются упругий отпор породы и подвижки в тектонических зонах. С учётом компоненты силы в сторону верхнего бьефа целесообразно усилить левое примыкание и со стороны верхнего бьефа до отм. ГМО.

В русловой части плотины потенциально опасными зонами являются швы “плотина — ГЭС” на участках с низко модульным основанием — секции 18, 22 – 25, 28 – 31, 44 – 46, где из-за встречных наклонных плотины и агрегатных блоков здания ГЭС линия вала гидроагрегатов может отклоняться от вертикали. Для ликвидации этой опасности целесо-

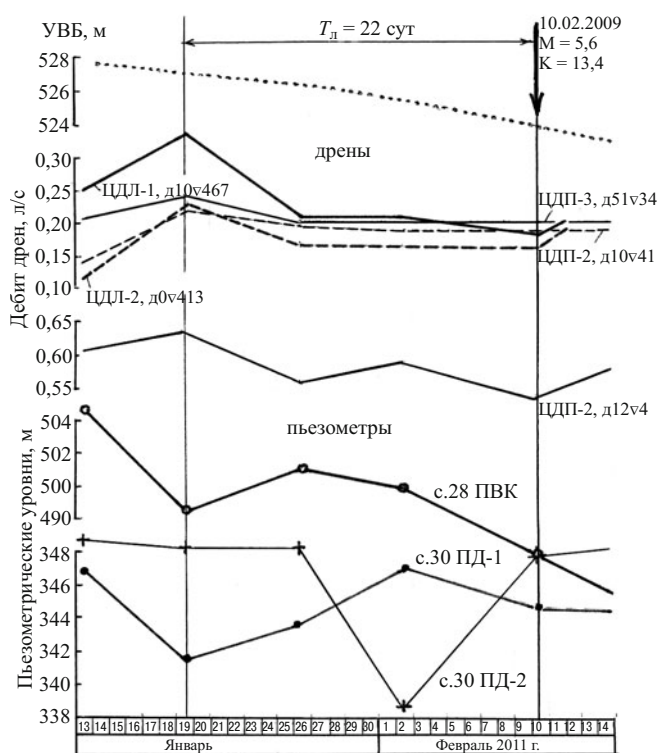


Рис. 6. Гидрогеодинамические предвестники Хакасского землетрясения 10 февраля 2011 г.

образно снять концентрацию напряжений под анкерными опорами соответствующих агрегатов бетонированием пазух между ними и укрепить цементацией основания агрегатных блоков.

Главный вектор растяжения в локальном поле тектонических напряжений, направленный вдоль русла Енисея, определяет возможность неравномерных сдвиговых смещений различных частей плотины: водосливная часть, укрепленная по основанию конструкциями водобойного колодца, сдвигается меньше, чем стационарная, ослабленная котлованом здания ГЭС. Кроме того, жесткость водосливной части плотины с лотками водосбросов выше жесткости стационарной части, имеющей большие прогибы секций. В сочетании с сокращением хорд плотины это вызывает возникновение растяжения на напорной грани пограничных секций 38 и 48 с образованием вертикальных трещин по оси секций, которые могут развиваться и пересечь горизонтальный дренаж. За этими трещинами необходим контроль. Очень важно контролировать тренд тангенциальных смещений. Конечно, он затухает во времени [11], но с каждым новым сильным сейсмическим толчком он будет проявляться вновь.

Дальнейшее разуплотнение основания из-за фильтрации и химической суффозии агрессивных вод (рис. 7) и постоянной их откачки будет стимулировать постепенную разгрузку высоких тектонических напряжений в нижней части береговых мас-

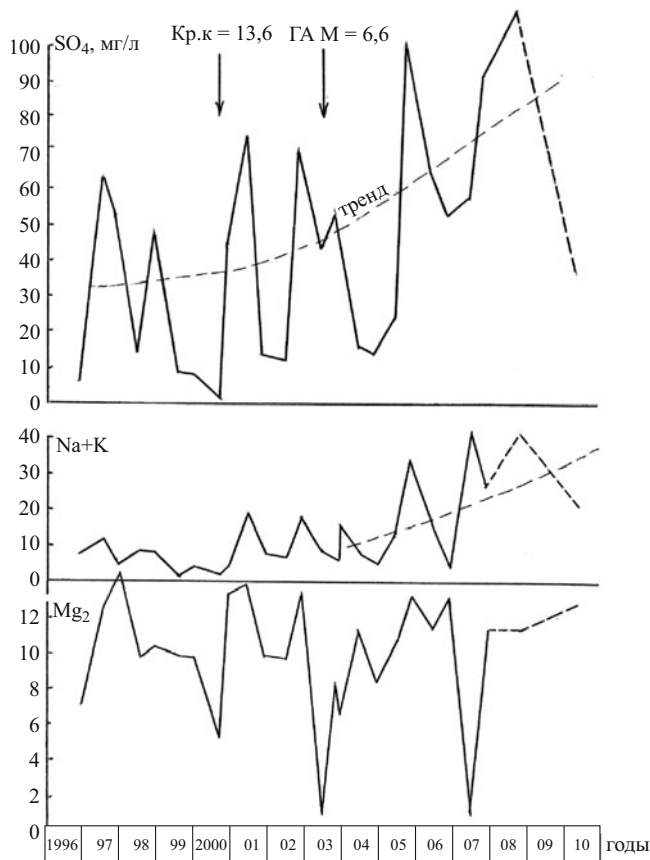


Рис. 7. Вариации содержания ионов химических веществ в пробах дренажных вод в основании секций 16, 17 и 18

сивов и рост арочного сжатия. Поэтому кольматацию основания перед напорной гранью плотины следует признать положительным фактором.

Главной геодинамической опасностью остаётся максимальное расчётное землетрясение  $МРЗ = 9$  баллов. Особое сочетание нагрузок ( $МРЗ$  или большой паводок с форсировкой УВБ) вызовет раскрытие трещин на напорной грани, что наблюдается даже при основном сочетании нагрузок. В связи с этим задача исследования геодинамического влияния на плотину и прогноз землетрясений по методике ИФЗ РАН [12] остаются актуальными.

### Заключение

В проектировании, строительстве и эксплуатации Саяно-Шушенской ГЭС отечественная наука и практика впервые столкнулись с беспрецедентным комплексом технических и природных сложностей. Тектонически нестабильный регион, высокие собственные напряжения в геоструктурах Джебашско-Джойского антиклинория, русловое разрывное нарушение, расщеченность основания и берегов десятью тектоническими зонами, неравномерность деформативных свойств в основании, суровый климат, большие паводки, высокая призма сработки водохранилища (40 м), работа водосбросов и гидроагрегатов большой мощности представляли собой

весьма трудную задачу по выбору оптимального типа плотины на основе знаний полувекковой давности. Был выбран вариант уникальной арочно-гравитационной плотины, соединяющий в себе достоинства арки с достаточной массивностью. Натурные наблюдения первых лет эксплуатации показали, что плотина находится под постоянным воздействием динамических нагрузок. Жёсткое омоноличивание сооружения со штраблиением межсекционных швов и цементацией, неравномерная осадка основания, форсированное наполнение водохранилища по 80 – 90 м в год вызвали открытие контактного шва “скала — бетон” под напорной гранью плотины и высокую концентрацию главных сжимающих напряжений под низовой гранью и под анкерными опорами турбинных водоводов. Эта концентрация в сочетании с безкомпенсаторным соединением водовода со спиральной камерой создала встречные наклоны плотины и блоков здания ГЭС, что вывело оси валов гидроагрегатов из вертикали, создание вибраций и биений машин, особенно в блоках ГЭС на слабом основании (г/а № 1, 2, 7 и 9) [8, 10]. Нестабильный режим работы водоводов в июле-августе и сентябре объясняется упругим отпором левобережного примыкания после достижения НПУ с передачей напряжений на низовую грань плотины и жестко встроенные в неё турбинные водоводы. В этот же период упруго деформируется переходной участок водовода в анкерной опоре с отслоением бетона и развитием в нём трещин.

При всех перечисленных проблемах плотина Саяно-Шушенской ГЭС за 33 года эксплуатации даже в сложных непроектных ситуациях показала достаточный запас прочности и работоспособности при основном сочетании нагрузок.

Для повышения надёжности работы электростанции при особом сочетании нагрузок и в проектном режиме при НПУ 540 м рекомендуется усилить с напряженной анкерровкой левобережное примыкание с нижнего и насколько это возможно с верхнего бьефа, забетонировать пазухи между анкерными опорами, укрепить цементацией основание некоторых агрегатных блоков, снизить влияние упругого отпора береговых примыканий уменьшением скорости повышения УВБ на заключительной стадии достижения НПУ.

В статье в рамках соглашения руководства РАН и “РусГидро” использованы материалы натурных наблюдений службы мониторинга Саяно-Шушенской ГЭС, за что авторы приносят коллективу СМ ГТС искреннюю благодарность. Статья рекомендована к публикации решением научно-технического совета ИФЗ РАН.



## Список литературы

1. Лобановский Ю. И. Автоколебания напорных систем и разрушение гидроагрегатов // Гидротехническое строительство. 2010. № 7. С. 39 – 46.
2. Масарский С. И., Рейснер Г. И. Новейшие тектонические движения и сейсмичность Западного Саяна и Западной Тувы. — М.: Наука, 1971.
3. Зяткова Л. К. Структурная геоморфология Алтае-Саянской горной области. — Новосибирск: Наука, 1977.
4. Кутепов В. М. Опыт определения напряженного состояния в массиве метаморфических пород створа Саяно-Шушенской ГЭС // Гидротехническое строительство. 1965. № 1. С. 4 – 6.
5. Напряженно-деформированное состояние плотины Саяно-Шушенской ГЭС с учётом последовательности её возведения и омоноличивания при поэтапном наполнении водохранилища. Решение проблем Саяно-Шушенского гидроэнергокомплекса. — Л.: Энергоатомиздат, 1987.
6. Пермякова Л. С., Рассказчиков В. А., Уляшинский В. П. и др. Напряженно-деформированное состояние элементов напорного тракта турбин Саяно-Шушенской ГЭС // Гидротехническое строительство. 2008. № 11. С. 11 – 19.
7. Пермякова Л. С., Епифанов А. П., Стефаненко Н. И. Состояние напорного фронта Саяно-Шушенской плотины после завершения ремонтных работ по снижению его водопроницаемости // Гидротехническое строительство. 2008. № 1. С. 9 – 14.
8. Митрофанов А. Н. Опыт эксплуатации основного оборудования Саяно-Шушенской ГЭС // Гидротехническое строительство. 2008. № 11. С. 25 – 31.
9. Газиев Э. Г. Анализ современного НДС арочно-гравитационной плотины Саяно-Шушенской ГЭС // Гидротехническое строительство. 2010. № 9. С. 48 – 57.
10. Брызгалов В. И. Из опыта создания и освоения Красноярской и Саяно-Шушенской гидроэлектростанций. — Красноярск: Изд. дом “Суриков”, 1999.
11. Гордон Л. А., Гутов С. С. и др. Тангенциальные перемещения плотины и береговых примыканий Саяно-Шушенской ГЭС по данным натурных наблюдений // Гидротехническое строительство. 2011. № 7. С. 2 – 9.
12. Марчук Н. А. Отклик измерительных систем плотины Саяно-Шушенской ГЭС на р. Енисей на Алтайское землетрясение // Физика Земли. 2008. № 3. С. 58 – 64.

## О тангенциальных смещениях плотины Саяно-Шушенской ГЭС

В статье “Тангенциальные перемещения плотины и береговых примыканий Саяно-Шушенской ГЭС по данным натурных наблюдений”, опубликованной в журнале “Гидротехническое строительство” № 7, 2011 г., доказывается отсутствие необратимой составляющей в тангенциальных смещениях плотины СШГЭС.

Горные породы береговых упоров арочной плотины (которой, по существу, является плотина Саяно-Шушенской ГЭС) по определению не могут быть абсолютно упругими, особенно при циклических знакопеременных нагрузках и в тектонически нестабильных регионах. Эффект взвешивания, эффект Ребиндера (снижение адгезионной прочности пород по поверхностям трещин), механическая и химическая суффозии, неизбежно вызывают снижение параметров сопротивления сдвигу в береговых массивах пород и разгрузку собственных тектонических напряжений в плотину, о которых авторы не упоминают. Казалось бы, по логике арки и теории Фогта арка должна раскрываться от гидростатической нагрузки с максимумом сжатия на напорной грани и уменьшением арочных напряжений на низовой с удлинением хорд от податливости берегов. Почему же не раскрывается Саяно-Шушенская плотина? Между тем, в сложно построенном Джойско-Джебашском антиклинории, по данным МГУ, геологов Ленгидропроекта, ЦСГНЭО, собственные напряжения являются высокими с доминированием горизонтальных (Э. Г. Газиев), которые и компенсируют деформации от арочного сжатия.

Тангенциальные смещения в статье рассматриваются почему-то вне зависимости от арочных напряжений в плотине, которые перманентно увеличиваются во времени с максимумом на низовой грани. В то же время возникают вертикальные трещины на напорной грани секций 38 и 48, чего не может быть без необратимых смещений. Не рассматриваются показания длиннобазовых щелемеров в береговых примыканиях с необратимой частью гистерезиса. Считается некорректным рассматривать тренд хорды “секция 0 — секция 67”, где явно видна необратимая составляющая. Неясно, почему авторы статьи из 33 лет эксплуатации плотины, когда геодезическими службами экспедиции № 7 Ленгидропроекта и Саяно-Шушенской ГЭС, исследованиями ИГД СО РАН неоднократно фиксировались необратимые тангенциальные смещения, выбрали только последние 6 лет. Понятно, что из всего срока службы плотины можно выбрать временной отрезок, когда необратимые составляющие будут “практически отсутствовать”. Но даже за выбранный для публикации период времени на рисунках статьи явно просматривается тренд необратимости (рис. 3, 5). Не очень понятна цель публикации. Несомненно, при возникновении особого сочетания нагрузок, которого плотина ещё не испытывала, необратимая часть смещений обязательно появится. Большая статья уважаемых авторов посвящена попытке доказать недоказуемое. Плотина не нуждается в такой защите. Она неоднократно доказала свою прочность и работоспособность в сложных ситуациях.

Марчук А. Н., доктор техн. наук

## Поздравление Юрию Борисовичу Мгалобелову

4 января 2012 г. исполнилось 70 лет Юрию Борисовичу Мгалобелову, известному инженеру, ученому, действительному члену Академии проблем водохозяйственных наук РФ, доктору технических наук, начальнику Центра научного обоснования проектов АО “Институт Гидропроект”.

После окончания с отличием гидротехнического факультета Ленинградского политехнического института Ю. Б. Мгалобелов был направлен в институт “Гидропроект”, где прошел путь от рядового инженера отдела плотин до заместителя главного инженера института. В настоящее время он возглавляет Центр научного обоснования проектов ОАО “Институт Гидропроект”. Профессиональная деятельность Юрия Борисовича связана с разработкой инженерных методов расчетов в области механики скальных пород, теории упругости и пластичности и с внедрением их в практику проектирования гидротехнических сооружений.

Ю. Б. Мгалобелов принимал участие в проектировании и научном обосновании надежности арочных плотин Ингурской ГЭС в Грузии, ГЭС Кассеб в Тунисе, Мансур-Эддахи в Марокко, Кырджали в Болгарии, гравитационной плотины Токтогульской ГЭС в Киргизии, а также в проектировании Среднеисейской ГЭС; участвовал в разработке строительных норм и правил по проектированию бетонных плотин и оснований гидротехнических сооружений.

С 1980 по 1989 г Ю. Б. Мгалобелов работал начальником отдела бетонных сооружений Научно-исследовательского сектора Гидропроекта. Под его руководством были выполнены модельные и расчетные исследования по обоснованию надежности арочных плотин Чиркейской, Саяно-Шушенской, Катунской и Худонской ГЭС, бетонных сооружений Ташкумырской и Курпсайской ГЭС в Киргизии, ГЭС Хоабинь во Вьетнаме, Ташлыкской и Константиновской ГАЭС в Украине, Сангтудинской ГЭС в Таджикистане, бетонной плотины ГЭС Капанда в Анголе.



Ю. Б. Мгалобелов внес вклад в научное обоснование надежности сооружений гидроузлов Аль-Багдади в Ираке, Тери в Индии, Капанда в Анголе, Мерове в Судане, Юмагузинского в Башкортостане, Богучанского в Сибири, Плявиньского в Латвии, Плейкронг, Шон Ла и Лай Чау во Вьетнаме; во внедрение методов объемного проектирования и расчетного обоснования.

Юрий Борисович принимал активное участие в международных симпозиумах по арочным плотинам и бетонным сооружениям, механике скальных пород. Неоднократно выступал с докладами на международных, общесоюзных (общероссийских) конгрессах и конференциях. В 1992 г. совместно с профессором Ю. Е. Зарецким принял участие в организации Международного института геомеханики и гидросооружений (МИГГ). В МИГГ под его руководством проведены исследования надежности подземного здания Днестровской ГАЭС в Украине, здания ГЭС Тхакмо во Вьетнаме, плотины из укатанного бетона Гуанинге и арочных плотин Сяован в Китае и Нам Чиен во Вьетнаме; оказаны консультационные услуги по плотине Раис-Али-Делвари в Иране; запроектирован гидроузел Коусар в Иране.

Ю. Б. Мгалобелов является автором научных трудов, среди которых 10 монографий и справочник проектировщика бетонных сооружений гидроэлектростанций, в том числе книга “Нетрадиционные бетонные плотины на скальных основаниях” (соавтор Ю. А. Ландау), изданная на английском языке в издательстве “Balkema”.

Ю. Б. Мгалобелов является членом Международного общества по механике скальных пород (ISRM), Российской ассоциации геомехаников, Международной комиссии по большим плотинам (ICOLD) и научно-технических советов “РусГидро” и ОАО “Институт Гидропроект”.

Инженерная общественность поздравляет Юрия Борисовича Мгалобелова с юбилеем и желает ему доброго здоровья, благополучия и дальнейших творческих успехов на благо нашей Родины.

### Василий Васильевич Подарев (к 150 летию со дня рождения)

1 января 2012 г. исполнилось сто пятьдесят лет со дня рождения выдающегося российского инженера-гидротехника, основателя высшего гидротехнического и мелиоративного образования в России профессора Василия Васильевича Подарева.

В. В. Подарев родился 1 января 1862 г. в г. Николаеве Херсонской губернии, где в 1880 г. он закончил с золотой медалью гимназию. После окончания гимназии он поступил на физико-математический факультет Санкт-Петербургского университета, который окончил в 1884 г. со степенью кандидата математических наук. После небольшого перерыва в 1885 – 1889 гг., связанного с преподаванием математики и механики в Паневежском реальном училище в Литве, Василий Васильевич продолжил учёбу в Санкт-Петербургском институте путей сообщения. Закончив в 1893 г. второе высшее учебное заведение и получив звание инженера путей сообщения, он в том же 1893 г. в качестве штатного инженера Министерства путей сообщений направляется в экспедицию И. И. Жилинского, которая выполняла гидротехнические и мелиоративные работы на юге России и на Кавказе. Его работа в экспедиции продолжалась до 1897 г. и окончательно определила его дальнейшую судьбу как специалиста в области гидротехники.

При организации Инженерного отделения Московского сельскохозяйственного института в 1897 г. 35-летний кандидат математических наук и инженер путей сообщения Василий Васильевич Подарев был приглашен на должность адъюнкт-профессора МСХИ. Василий Васильевич Подарев внёс значительный вклад в становление Инженерного отделения, преобразованного позднее в факультет, а в 30-е годы XX в. — в самостоятельный институт. Назначенный заведующим кафедрой “Специальное инженерное искусство” с 7 октября 1897 г. В. В. Подарев был бессменным её руководителем вплоть до 1919 г. С 1900 г. В. В. Подарев — уже профессор МСХИ. В 1900 – 1905 гг. было осуществлено первое издание учебников, написанных В. В. Подаревым по основным предметам курса Инженерного отделения — дорогам, мостам, плотинам, каналам, мелиорациям — общим объёмом текстовой части 383 страниц, оно дополнялось альбомом из 239 чертежей. Организация кафедр в Инженерном отделении и выбор их руководителей были адресными: кафедру “Гидротехнические сооружения и мелиорация” до её разделение на кафедру “Гидротехнические сооружения” и кафедру “Сельскохозяйственные мелиорации” возглавлял про-



фессор В. В. Подарев. В 1905 г. в учебном плане МСХИ образуется кафедра “Гидротехнические сооружения и мелиорации”, которую возглавил профессор В. В. Подарев. В 1895 – 1906 гг. В. В. Подарев неоднократно выезжал в командировки в Европу для знакомства с опытом использования “белого угля”, а также с возведенными гидротехническими сооружениями. В 1903 г. он был командирован в Египет, где посетил старую Асуанскую плотину, а также познакомился с опытом орошения в условиях Северной Африки.

В. В. Подарев был активным членом Строительной комиссии МСХИ, занимавшейся вопросами строительства новых сооружений на территории Петровско-Разумовского. Он неоднократно замещал её председателя, профессора И. А. Иверонова, ректора МСХИ, во время его отсутствия в Москве.

В 1913 – 1914 гг. по проекту профессора В. В. Подарева на участке Жабенского луга проводятся работы по устройству фашинного дренажа; он принимал участие и в работах по закладке второй артезианской скважины для системы водоснабжения и канализации зданий на территории академии. Деятельность Инженерного отделения развивалась успешно, и уже к 1914 г. встал вопрос о преобразовании отделения в факультет и о постройке для него нового здания. В 1914 г. при активном участии В. В. Подарева начинается строительство здания инженерного факультета, которое ныне является корпусом № 1 МГМИ — МГУП. Во второй половине 1916 г., после смерти И. А. Иверонова, В. В. Подарев исполнял обязанности директора МСХИ. К этому времени на Инженерном отделении, помимо уже существовавшей кафедры “Гидротехнические сооружения и мелиорация”, организуется ряд других специализированных кафедр: гидравлики, гидрологии, гидрометрии и регулирования стока, строительной механики, высшей математики, водоснабжения и др. Большой интерес представляют учебники того периода, написанные профессором В. В. Подаревым. Эти учебники, единственно доступные для студентов 20-х годов, содержали чертежи наиболее интересных конструкций зарубежных плотин того периода, каналов и других гидротехнических сооружений, информация о которых публиковалась преимущественно в иностранной периодике. Чертежи сопровождалась краткими комментариями и расчётами по оценке их прочности и устойчивости. В 1924 г. инженерный факультет был переведен во вновь построенное здание (нынешний

корпус № 1 МГУП), являвшееся в то время крупнейшей академической постройкой в России.

В Большой Советской Энциклопедии издания 1933 г. при описании гидротехнических сооружений часто встречаются ссылки на учебники В. В. Подарева 20 – 30-х годов. В научной библиотеке МГУП сохранился экземпляр отчёта профессора В. В. Подарева о командировке в Германию в 1927 – 1928 гг. Опубликованный в 1930 г. этот отчёт состоит из двух томов: собственно текста отчёта и второго тома с графическими приложениями к нему. В течение 90 дней командировки в Германию В. В. Подарев осмотрел более 100 гидротехнических сооружений на реках Германии, общался с ведущими германскими учеными-гидротехниками и преподавателями высших учебных заведений, с представителями заводов, мелиоративных акционерных обществ и с эксплуатационным персоналом немецких гидроэлектростанций. Знакомясь с отчетом, поражаешься огромному объёму и глубине знаний в области гидротехники и водного хозяйства, которыми обладал Василий Васильевич. В рецензии на отчёт, помещенной в журнале “Гидротехническое строительство” за 1931 г., отмечалось: “Труд В. В. Подарева представляет ... большой интерес и в том отношении, что автор касается небольших и довольно значительных водоёмов ... Это ценно как для ирригатора, так и гидротехника, особенно для работающих в области утилизации водной энергии. Наша литература бедна такого рода пособиями, и работа В. Подарева ... является значительной по своему удельному весу”. В 1927 г. в Московском сельскохозяйственном институте торжественно отмечалось 35-летие научно-педагогической и общественной деятельности профессора В. В. Подарева. В приветственном адресе было отмечено: “В. В. Подарев является основоположником Сельскохозяйственного Инженерного факультета ...”.

За время своей преподавательской деятельности с 1900 по 1927 гг. В. В. Подарев написал и издал 20 учебников по всем разделам гидротехники того времени. В 1930 г. пять факультетов МСХИ становятся самостоятельными институтами. Одним из них был Московский институт мелиорации и водного хозяйст-

ва, переименованный позднее в МИИВХ-МГМИ, ныне МГУП.

В 1936 г. производственная практика студентов проходила на Северном Кавказе. Здесь, находясь на объекте гидротехнического строительства на р. Малке около Пятигорска, 19 сентября 1936 г. В. В. Подарев скончался. В некрологе, помещенном в № 11 журнала “Гидротехническое строительство” за 1936 г., отмечалось: “Педагогической работой и научными трудами В. В. Подарев вырастил численно большую школу учеников, многие представители которой являются профессорами, докторами наук, академиками, крупными производственниками. В. В. Подарев по праву признан родоначальником гидротехнического и гидромелиоративного образования в нашей стране”.

Назовём имена некоторых выдающихся инженеров-гидротехников и гидростроителей первых поколений выпускников, ставших легендарными, и гидротехники, полученные в период обучения в институте. Это А. Е. Бочкин (1906 – 1979 гг.); легендарный инженер А. М. Гиндин (1903 – 1981 гг.), который был главным инженером строительства Братской ГЭС на р. Ангаре; А. Н. Семёнов, выпускник МГМИ 1952 г., в 1973 – 1977 гг. работал начальником Братскгэсстроя. В 1977 г. А. Н. Семёнов был заместителем министра энергетики и электрификации, с 1991 по 2008 г. возглавлял Российский национальный комитет по большим плотинам (РНК СИГБ). В настоящее время А. Н. Семёнов является председателем Совета ветеранов войны и труда РАО “ЕЭС России”. Строительством Саратовской ГЭС на Волге в 1956 – 1963 гг. руководил один из учеников В. В. Подарева — Н. М. Иванцов, выпускник МИИВХ 1937 г. За время реализации государственных планов создания объектов гидроэнергетики и водного хозяйства в стране была построена мощная энергетическая и водохозяйственная база государства. В настоящее время важнейшей задачей являются модернизация существующих объектов, поддержание их в нормальном эксплуатационном состоянии, обеспечение достаточного уровня безопасности.

И. С. Румянцев, доктор техн. наук, профессор,  
заслуженный деятель науки РФ, зав. кафедрой  
“Гидротехнические сооружения” МГУП;  
Э. С. Калустян, доктор техн. наук  
(филиал ОАО “Институт Гидропроект” — “ЦСГНЭО”)

---

Сдано в набор 25.11.2011. Подписано в печать 17.01.2012. Формат 60×84 1/8.

Печать офсетная. Печ. л. 8,0. Цена свободная

---

Оригинал-макет выполнен в издательстве “Фолиум”  
127238, Москва, Дмитровское ш. 58, тел/факс (495) 482-5590, 482-5544

**Internet:** <http://www.folium.ru>, **E-mail:** [info@folium.ru](mailto:info@folium.ru)

Отпечатано в типографии издательства “Фолиум”

---

# ПРАВИЛА ОФОРМЛЕНИЯ РУКОПИСИ СТАТЬИ

Статью в редакцию журнала “Гидротехническое строительство” можно направить по адресу: 109044, г. Москва, Воронцовский переулок, дом 2, стр. 1. ЗАО НТФ «Энергопрогресс» или по E-mail: gts1930@yandex.ru

Статья должна отвечать следующим требованиям.

1. Статью необходимо сопроводить письмом с указанием *сведений об авторах* (фамилия, имя и отчество полностью, место работы, ученая степень и должность, служебный и домашний адреса, номера домашнего и служебного телефонов), *краткой аннотацией*.

2. Принимаются к рассмотрению: статьи, напечатанные *на машинке* (на одной стороне листа через два интервала с полями 3 – 4 см), в двух экземплярах или один экземпляр распечатки статьи, набранной *на компьютере* (шрифт не менее 14 пт с полуторным межстрочным интервалом), плюс электронная версия статьи на диске (3,5" или CD) или по E-mail.

3. *Рисунки* представляются отдельно в двух экземплярах, их нельзя вклеивать в текст. В тексте (на полях) приводятся лишь ссылки на номера рисунков. Следует учитывать, что при печати рисунки уменьшаются, поэтому детали их не должны быть мелкими, однако размер каждого рисунка не должен превышать 200 × 290 мм.

Все *чертежи* выполняются в соответствии с действующими стандартами, аккуратно и четко. *Графики* должны быть выполнены в координатах в единицах измерения СИ (обязательных). Графики или кривые зависимости, если их на рисунке несколько, а также отдельные детали на чертежах, узлы и линии на схемах следует обозначать цифрами (позициями) или буквенными обозначениями. Сокращение слов не допускается.

*Фотоснимки* с четким контрастным изображением и хорошо проработанными деталями представляются в двух экземплярах, на одном из которых не должно быть никаких надписей и позиций.

4. *Формулы* должны быть четко написаны в отдельные строки (а не в текст). При этом прописные (большие) буквы подчеркиваются двумя черточками снизу, а строчные (маленькие) – двумя черточками сверху. Греческие буквы обводятся красным карандашом, латинские – синим. Индексы пишутся ниже строки, показатели степени – выше. На полях рукописи делаются пометки, поясняющие, какие буквы являются русскими, какие – латинскими, делается разметка букв [на полях или рядом пишется слово “буква” О, З, Ч, I (латинская), П, Ш, У в отличие от цифр 0, 3, 4, I, II Ш, V] в типах оборудования и других случаях. Если формулы набраны на компьютере, но их элементы имеют двойное прочтение, они должны быть размечены так же, как и при написании вручную.

5. *Таблицы* не должны быть громоздкими, все наименования необходимо писать без сокращения слов (за исключением единиц измерения). Численные значения величин в таблицах и в тексте должны быть в единицах измерения СИ (обязательных).

6. Статья должна завершаться *конкретными выводами*, в которых в лаконичной форме (по пунктам) излагаются результаты работы и предложения автора, вытекающие из изложенного материала.

7. *Список литературы* приводится в конце статьи. Он составляется в порядке последовательности ссылок в тексте. Ссылки на литературу в тексте заключаются в квадратные скобки. В списке указывается:

а) для *журнальных статей* – фамилия и инициалы всех авторов, название статьи, журнала, год издания, номер журнала (том);

б) для *книг* – фамилия и инициалы всех авторов, название книги, издательства, год издания;

в) для *сборников и продолжающихся изданий* – фамилия и инициалы всех авторов конкретной статьи, ее название, название сборника или издания, город, издательство, год, выпуск;

г) для *других видов изданий* перечисляются идентичные библиографические данные.

В список литературы не должны включаться неопубликованные материалы, материалы служебного пользования, а также мало распространенные издания и материалы, отпечатанные литографическим или подобным ему способом.

*Технические требования к электронной версии статьи.* Текст статьи должен быть набран на PC-совместимом компьютере (не Mac) с использованием базовых шрифтов Windows. Рисунки необходимо выполнить в форматах EPS, CDR, BMP, TIFF или JPEG и предоставить отдельными файлами (нельзя заверстывать рисунки в текст статьи). Сканирование графических рисунков нужно производить с разрешением 600 dpi, а фотоснимков, представляемых в электронном виде, – с разрешением не менее 300 dpi.

## СПРАВКА

(предоставляется в редакцию каждым автором/соавтором статьи)

В соответствии с Законом Российской Федерации об авторских правах, сообщаю, что я, \_\_\_\_\_

автор (соавтор) статьи \_\_\_\_\_

уведомлён об ответственности за использование в статье таких материалов, защищённых авторским правом, как цитаты, воспроизведённые данные, иллюстрации и иные материалы, и о том, что ответственность за нарушение авторских прав ложится на автора статьи.

Я сообщаю, что данная статья не опубликована и не представлена для опубликования в другие периодические издания.

В связи с тем, что издательство “Springer” издаёт новый журнал на английском языке “Power Technology and Engineering”, статьи для которого будут отбираться из журналов “Электрические станции” и “Гидротехническое строительство”, я подтверждаю передачу прав издательству “Springer” на перевод статьи на английский язык и опубликование в печатном и электронном виде названной статьи в журнале “Power Technology and Engineering”, а также распространение её во всех странах мира в случае, если статья будет выбрана для печати в этом издании, и сообщаю, что такая передача указанных прав не нарушает авторских прав других лиц и организаций.

Подпись автора \_\_\_\_\_ « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 201\_ г.

**Ф.И.О.** \_\_\_\_\_

**Адрес** \_\_\_\_\_

**Место работы** \_\_\_\_\_

**Тел.** \_\_\_\_\_

**Факс** \_\_\_\_\_

**E-mail**, который может быть размещён в свободном доступе на сайте журнала для общения читателя с автором статьи \_\_\_\_\_

**E-mail** для переписки с редакцией \_\_\_\_\_