



# 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.

№ 2

февраль

2010

## Содержание

### Строительство и эксплуатация

Заирова В. А., Орищук Р. Н., Созинов А. Д., Радченко С. В. Основные предпосылки реализации проекта строительства Канкунской ГЭС . . . . . 2

Заирова В. А., Филиппова Е. А., Орищук Р. Н., Созинов А. Д., Радченко С. В. Выбор противодиффузионного устройства в вариантах плотин Канкунского гидроузла. . . . . 8

Александров А. В., Мокин А. Е. Устройство предварительного натяжения элементов железобетонных оснований буровых платформ. . . . . 14

### Безопасность гидротехнических сооружений

Федоров М. П., Шилин М. Б. Экологическая безопасность объектов приливной энергетики . . . 22

Кузьменко А. П., Сабуров В. С., Епифанов А. П., Кузьмин Н. Г. Динамические характеристики колебаний плотины Красноярской ГЭС . . 28

Введенский О. Г. Улучшение условий привлечения рыб в рыбопропускные сооружения . . . . . 34

### Дискуссии

Каякин В. В., Парабучев И. А., Бабков С. А. К вопросу критериев безопасности гидротехнических сооружений . . . . . 40

Тетельмин В. В. Анализ необратимых процессов в створе плотины Саяно-Шушенской ГЭС . . . 47

Поздравление Долгину Е. А. . . . . 52

Долгинин Е. А. Саяно-Шушенская ГЭС: размышления после аварии . . . . . 53

### Хроника

Асарин А. Е. Конференция "HYDRO 2009" . . 55

Памяти Двурекова В. Н. . . . . 57

Памяти Левиновского Е. А. . . . . 58

На обложке – плотина Богучанской ГЭС (фото Ефимова Б. В.)

## Основные предпосылки реализации проекта строительства Канкунской ГЭС

Заирова В. А., Орищук Р. Н., Созинов А. Д., Радченко С. В.,  
инженеры (ОАО “ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева”)

Возможности использования гидроэнергопотенциала рек Южной Якутии исследовались институтом “Гидропроект” в 1984, 1989 и 1999 гг.

На основе работ “Схема размещения ГЭС в Якутской АССР на ближайшие 10–15 лет” (1984 г), “Схема использования гидроэнергетических ресурсов притоков реки Алдан” (1989 г), “Южно-Якутский гидроэнергетический комплекс” (1999 г.) в качестве первоочередных объектов строительства были выделены каскады ГЭС на реках Олекма, Учур и Тимптон.

В состав Южно-Якутского гидроэнергетического комплекса (ЮЯГЭК) входят семь крупных гидроэлектростанций, в том числе: на р. Алдан — Верхне-Алданская ГЭС, на р. Олекма — Олекминская и Нижнеолекминская ГЭС, на р. Учур — Среднеучурская и Учурская ГЭС, на р. Тимптон — Канкунская и Нижнетимптонская ГЭС. Предполагалось, что строительство ЮЯГЭК обеспечит социально-экономическое развитие региона и создаст предпосылки для освоения новых территорий. Возобновится строительство предприятий по добыче и переработке полезных ископаемых; продолжится развитие транспортных связей, расширение путей железнодорожного сообщения, создание надежной круглогодичной связи районов Южной и Центральной Якутии с другими районами страны. Строительство крупных ГЭС станет важным звеном в формировании объединенной энергосистемы Якутии, позволит улучшить структуру ее энергетической базы и передавать избыточную мощность в дефицитные районы Дальнего Востока.

В 2006 г. проектные проработки по строительству гидроузлов в рамках ЮЯГЭК были возобновлены. ОАО “ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева” совместно с институтом “Ленгидропроект” разработало декларации о намерениях строительства гидроузлов в Южной Якутии. Основанием для начала проектирования Южно-Якутского гидроэнергетического комплекса явилось Поручение Президента РФ от 03.02.2006 № Пр-154 “О разработке мер, направленных на опережающее развитие энергетической инфраструктуры региона, включая подготовку ТЭО сооружения Южно-Якутского гидроэнергетического комплекса, а также на обучение энергорайонов Якутии”.

21 декабря 2006 г. Постановлением Правительства Республики Саха (Якутия) была одобрена “Декларация о намерениях строительства каскада гидроэлектростанций на реке Тимптон”, а 29 июня 2007 г. были одобрены декларации о намерениях строительства каскадов ГЭС на реках Алдан, Учур и Олекма.

На основе анализа выполненных проработок в качестве первоочередного объекта строительства был определен каскад ГЭС на р. Тимптон. Данный выбор был обусловлен в первую очередь тем, что Тимптонский каскад максимально близко расположен к имеющимся объектам транспортной и сетевой инфраструктуры, к крупным районным центрам Алдан, Нерюнгри и Томмот, а главное — к новым крупным промышленным объектам, перспектива строительства которых и подтолкнула развитие проекта строительства каскада ГЭС на р. Тимптон.

Крупные промышленные объекты, а также Канкунская ГЭС вошли в “Схему комплексного развития производительных сил, транспорта и энергетики Республики Саха (Якутия)”. Схема разработана Минэкономразвития Российской Федерации совместно с Правительством Республики Саха (Якутия), заинтересованными федеральными министерствами и ведомствами во исполнение поручения Президента РФ от 03.02.2006 № Пр-154, утверждена постановлением Правительства Республики Саха (Якутия) от 06.09.2006 № 411, рассмотрена и одобрена на заседании Правительства РФ 8 февраля 2007 г. Согласно Схеме в Южной Якутии планируется создание многоотраслевого крупного промышленного района, опирающегося на освоение ресурсного потенциала региона, а также на развитие транспортной и электросетевой инфраструктуры.

Для реализации задач, представленных в Схеме, Московским институтом региональной политики в 2006 г. разработан инвестиционный проект “Комплексное развитие Южной Якутии”, в рамках которого предусматривается проектирование и строительство следующих объектов:

Канкунской ГЭС;

Эльконского горно-металлургического комбината;

Южно-Якутского горно-металлургического объединения;  
 Инаглинского угольного комплекса;  
 Селигдарского горно-химического комплекса;  
 Якутского газоперерабатывающего и газохимического комплекса;  
 Алданского завода синтетических моторных топлив;  
 автомобильных дорог;  
 железных дорог;  
 электросетевой инфраструктуры.

Таким образом, обеспечить потребность Республики Саха (Якутия) в электроэнергии в обозримой перспективе можно только за счет форсированного развития гидроэнергетики. Сооружение первоочередных объектов Южно-Якутского ГЭК создает условия для привлечения в регион новых электроемких потребителей, создания объединенной республиканской энергосистемы, замещения органических энергоносителей. При отсутствии гидроэлектростанций Тимптонского каскада или задержке их вводов Якутская энергосистема в 2015 – 2022 гг. превратится из избыточной в дефицитную.

Из вышеизложенного следует, что строительство каскада ГЭС на р. Тимптон крайне необходимо для реализации задуманного мегапроекта, направленного на создание крупного промышленного узла на Дальнем Востоке России.

В 2007 г. в рамках инвестиционного проекта “Комплексное развитие Южной Якутии” ОАО “ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева” начало разработку “Обоснования инвестиций в строительство каскада ГЭС на реке Тимптон”. В соответствии с требованиями технического задания и действующих нормативных документов в целях выбора наиболее эффективного каскада ГЭС на р. Тимптон (рис. 1) на стадии “Обоснование инвестиций” был проведен комплекс проектных проработок, включающий оценку природных условий размещения створов гидроузлов на р. Тимптон, разработку компоновоч-

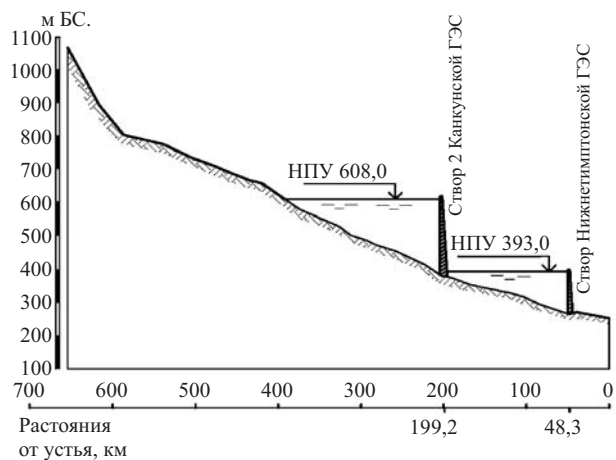


Рис. 1. Схема использования р. Тимптон

ных решений в рассматриваемых створах гидроузлов, определение основных энергетических показателей (отметки НПУ и установленная мощность) по результатам водохозяйственных и водноэнергетических расчетов, определение экономической эффективности строительства гидроузлов. При обосновании выбора места размещения ГЭС учитывались следующие критерии: освоение гидропотенциала в России и в Республике Саха (Якутия); существующее состояние энергосистемы; перспективы развития производительных сил Республики Саха и возможный дефицит энергоресурсов, создание рынка сбыта продукции; наличие существующих транспортных коммуникаций и инженерных сетей.

Район строительства каскада ГЭС на р. Тимптон находится в зоне резко континентального климата, с продолжительной холодной зимой и коротким, но относительно теплым летом. Средняя годовая температура воздуха колеблется по району от минус 8,6 до минус 10,4 °С. Продолжительность безморозного периода на поверхности почвы колеблется по району от 67 до 82 дней.

Т а б л и ц а 1

Створ ГЭС	Площадь водостока, км <sup>2</sup>	Характеристика расхода	$Q_{\text{ср,год}}$ , м <sup>3</sup> /с	Расходы воды, м <sup>3</sup> /с, вероятностью превышения (%)				
				0,01 + Δ	0,1	1	5	10
Канкунская	26700	Срочный	319	13000 (17700)	9580 (11400)	7630 (8200)	6190 (6000)	5560 (5100)
		Средне-суточный		11900 (15700)	8790 (10100)	7000 (7260)	5680 (5310)	5100 (4510)
Нижне-тимптонская	40400	Срочный	473	22600 (22800)	16200 (14800)	12500 (10600)	9940 (7900)	8790 (6700)
		Средне-суточный		20700 (20200)	14900 (13100)	11500 (9380)	9120 (6990)	8060 (5930)

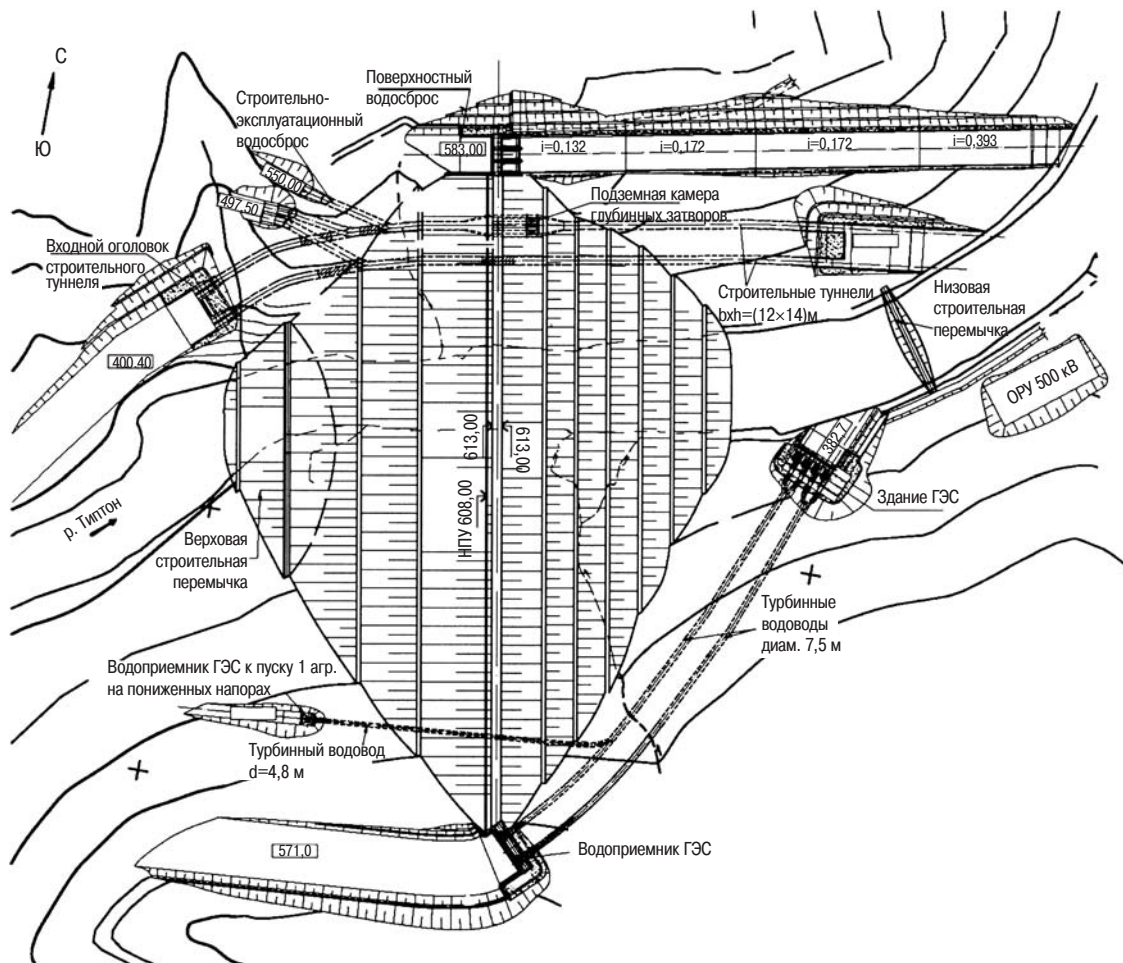


Рис. 2. Канкунский створ № 1, вариант гидроузла с плотиной из местных материалов

Рассматриваемый район находится в зоне распространения многолетнемерзлых грунтов максимальной мощностью от 100 до 300 м.

Тимптон является крупнейшим правобережным притоком р. Алдан и впадает в нее на 1538-м километре от устья. Длина р. Тимптон 644 км, площадь водосбора 44 400 км<sup>2</sup>. Канкунская и Нижнетимптонская ГЭС расположены от устья реки в 199,2 и 48 км соответственно. В створах этих электростанций русло реки однорукавное, долина реки асимметричная, глубина русла изменяется от 3 м в межень до 9 – 10 м при прохождении половодий и паводков. Ширина русла в межень 150 м (Канкун) и 170 м (Нижний Тимптон), в половодье и паводки до 250 м.

Во внутригодовом распределении расходов выделяются половодно-паводочный период, который начинается в мае и длится до третьей декады июня; период дождевых паводков, пик которых приходится обычно на вторую декаду августа; меженный период — с ноября по апрель. В период весеннего половодья и дождевых паводков проходит до 95 % годового стока. Параметры рядов максимальных рас-

ходов дождевых паводков в створах ГЭС и их вероятностные значения приведены в табл. 1.

Инженерно-геологические условия для возведения гидротехнических сооружений проектируемых ГЭС сложные, но благоприятные, что определяется повсеместным развитием высокопрочных пород скального типа. Зона выветривания многолетнемерзлых скальных пород имеет среднюю мощность 3 – 5 м. Прочность пород (в образце) здесь примерно в 1,5 раза ниже, чем в нижележащих породах. Применительно к строительству бетонных плотин зону мощностью от 3 до 5 м требуется удалить (“зона съема”). Применительно к грунтовым плотинам съем не требуется, но рекомендуется площадная цементация на глубину 20 – 25 м.

Зона разгрузки в основании долины и в нижней части склонов имеет среднюю мощность около 13 м, а в верхней части склона (выше НПУ) — около 25 м. Породы здесь достаточно прочные, в водонасыщенных образцах прочность таких пород  $R_{сж.вод} = 80 - 100$  МПа. В этой зоне рекомендуется площадная цементация, причем на участках тектонических нарушений цементация потребует на большую глубину.

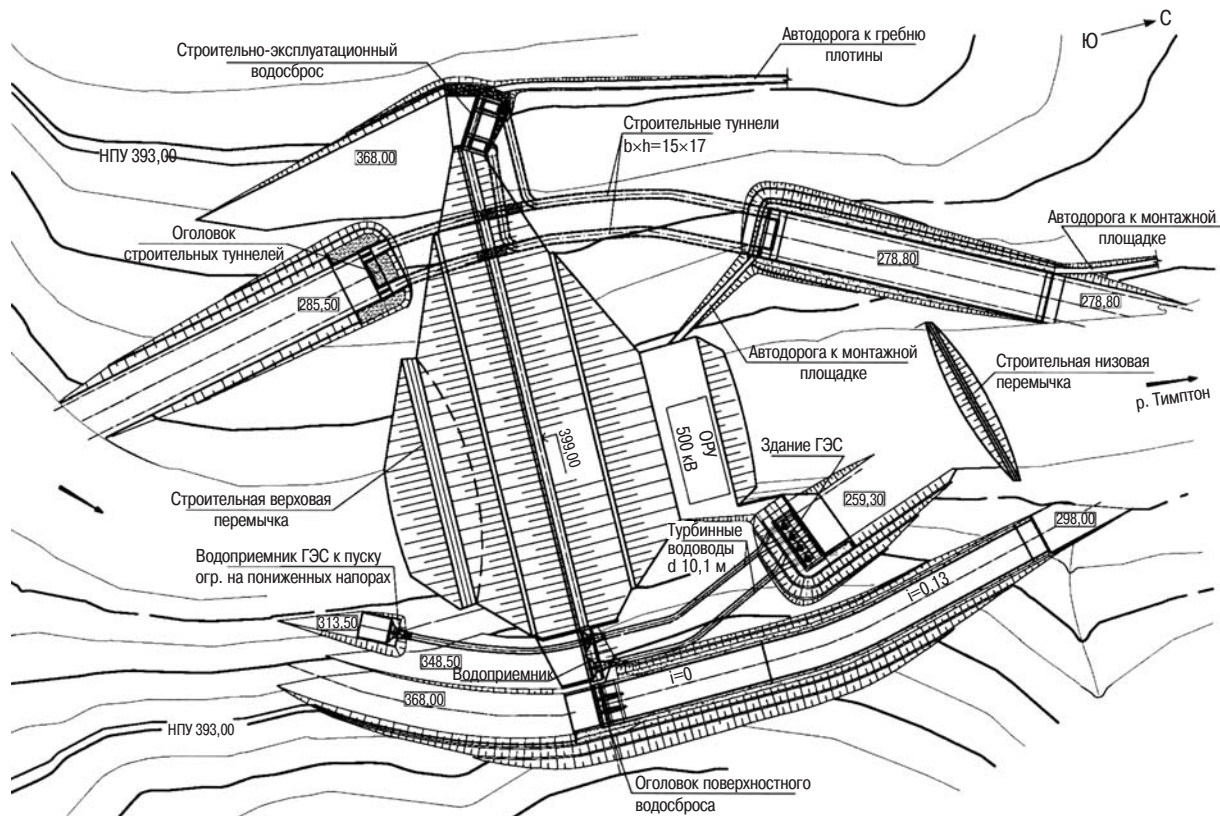


Рис. 3. Нижнетимптонский створ, вариант гидроузла с плотиной из местных материалов

Для выполнения водноэнергетических и энерго-экономических расчетов в качестве основных были приняты варианты компоновок гидроузлов с плотинами из местных материалов, поскольку эти варианты в первом приближении при сравнении с вариантами компоновок гидроузлов с бетонными плоти-

тинами оказались более предпочтительными с точки зрения организации строительства, наличия разведанных карьеров местных строительных материалов и стоимости. Во всех створах с целью более достоверной сравнительной оценки оптимальной отметки НПУ и установленной мощности компо-

Т а б л и ц а 2

Параметры	Канкунская ГЭС	Нижнетимптонская ГЭС
<b>1. Расстояние от устья, км</b>	199,2	48,3
<b>2. Характерные уровни в водохранилище, м БС</b>		
НПУ	608,00	393,00
УМО	587,00	369,50
<b>3. Морфометрические характеристики:</b>		
Площадь зеркала, км <sup>2</sup>		
при НПУ	259	102
при УМО	210	78
Полный статический объем, км <sup>3</sup> , при НПУ	18,0	5,3
Полезный статический объем, км <sup>3</sup>	5,0	2,1
<b>4. Максимальные расходы, м<sup>3</sup>/с, вероятностью превышения:</b>		
P = 0,01 %	17700	22800
P = 0,1 %	11400	16200

P = 1 %	8200	12500
P = 5	6190	9940
<b>5. Уровни нижнего бьефа, м:</b>		
P = 0,01 %	403,9	292,9
P = 0,1 %	402,2	290,3
P = 1 %	400,8	287,7
P = 5 %	399,9	285,9
<b>6. Гидросиловое оборудование и напоры:</b>		
Количество агрегатов, ед.	4	4
Номинальная мощность одного гидроагрегата по генератору, МВт	294	228
Установленная мощность гидростанции, МВт	1200	930
Максимальный напор, м	213,8	117,5
Расчетный напор, м	199,8	101,8
Минимальный напор, м	191,3	91,8
<b>7. Водопропускная способность гидроузла, м<sup>3</sup>/с:</b>		
Максимальная одной турбины	183,2	258,7
Максимальная ГЭС при НПУ, полной загрузке агрегатов и отсутствии холостых сбросов	732,8	1034,0
Суммарная гидроузла при НПУ и полном открытии всех отверстий (турбины и водосбросы)	13877	16284
<b>8. Энергетические показатели:</b>		
Средняя многолетняя выработка электроэнергии, млрд. кВт · ч	4,865	3,793
Выработка электроэнергии в многоводном 1982/83 г., млрд. кВт · ч	6,260	4,853
Выработка электроэнергии в маловодном 1964/65 г., млрд. кВт · ч	4,436	3,475
Гарантированная среднезимняя мощность 90 % обеспеченности (по числу бесперебойных лет), МВт	475	365
Число часов использования установленной мощности, ч	4054	4078
<b>9. Проектный водный баланс (в среднем за расчетный период 1961/62 – 1996/97 гг.), км<sup>3</sup>:</b>		
Естественный сток в створе гидроузла	9,88	14,62
Безвозвратное водопотребление выше створа гидроузла	Выше створов гидроузлов водопотребители отсутствуют	
Потери воды на испарение с поверхности водохранилищ	На данной стадии проектирования потери на испарение принимались равными нулю	
Сток в нижний бьеф:		
всего	9,88	14,62
через турбины	9,54	14,08
через водосброс	0,34	0,54
путем фильтрации	На данной стадии проектирования фильтрационный расход не учитывался	
Коэффициент энергетического использования стока	96,9	96,4

новки гидроузлов выбирались по возможности идентичными.

На стадии “Обоснование инвестиций” было рассмотрено несколько вариантов компоновок гидроузлов. Исходя из технико-экономического сравнения вариантов по объемам, стоимости и срокам строительства были выбраны оптимальные варианты Канкунского и Нижнетимптонского гидроузлов с плотиной из местных материалов. На рис. 2 и 3 представлены рекомендуемые варианты компоновок рассмотренных гидроузлов. Водоподпорное сооружение рассматривалось в виде плотины из местных материалов с противофильтрационным устройством из негрунтовых материалов (в виде асфальтобетонной диафрагмы, инъекционного ядра либо комбинированным, включающим оба вида). Сооружения для пропуска строительных расходов включали банкет перекрытия, два строительных туннеля, верховую перемычку, входящую в тело плотины, и низовую перемычку. Сооружения напорно-станционного узла предложены в составе водоприемника ГЭС башенного типа, подземных турбинных водоводов и здания станции как подземного, так и открытого типа. Водосбросные сооружения — в виде строительного-эксплуатационного и поверхностного водосбросов.

Для каждого рассмотренного НПУ и соответствующих значений установленной мощности определялась среднесуточная выработка электроэнергии и число часов использования, разрабатывались конструкции сооружений, рассчитывалась стоимость строительства и определялись показатели экономической эффективности. Таким образом, было получено, что суммарный напор на двух гидроузлах составляет 331,3 м, установленная мощность 2130 МВт, выработка электроэнергии 8,658 млрд. кВт · ч на каскад. При этом установленная мощность на Канкунской ГЭС назначена равной 1200 МВт и на Нижнетимптонской — 930 МВт при числе часов использования установленной мощности 4054 и 4078 ч соответственно.

Основные показатели гидроузлов при выбранных отметках НПУ и установленных мощностях представлены в табл. 2.

Транспортные связи со створами проектируемых гидроузлов на р. Тимптон в настоящее время отсутствуют. Для доставки строительных грузов, поступающих по железной дороге от перевалочных баз до створов строящихся ГЭС, необходимо построить автодороги. Общая протяженность внешних подъездных дорог по выбранному каскаду составит 185 км, из них 115 км — реконструкция су-

ществующих местных дорог и 70 км — новое строительство.

Результаты разработки “Обоснования инвестиций в строительство каскада ГЭС на реке Тимптон” получили в конце 2008 г. одобрение на Бюро НТС ОАО “РусГидро” и положительное заключение ФГУ “Главгосэкспертиза России”.

В целом строительство гидроузлов, реализуемое в рамках крупнейшего инвестиционного проекта в современной России, создаст условия для привлечения в регион новых электроемких потребителей, для создания объединенной республиканской энергосистемы, для развития транспортной инфраструктуры. Немаловажное значение будет играть социальный фактор. Строительство Канкунской и Нижнетимптонской ГЭС, а также других объектов окажет заметное влияние на изменение существующих показателей занятости населения и, как следствие, приведет к сокращению его миграции в другие регионы. Будет наблюдаться и приток рабочей силы со стороны, в основном специалистов-гидростроителей. Как показал опыт сооружения ГЭС, не менее 20 % приезжих строителей оседают в районе строительства и продолжают работать на эксплуатации ГЭС и созданных в процессе строительства объектах инфраструктуры или на других местных и производственных объектах. В районах сооружения ГЭС появятся возможности для использования различных профессиональных знаний и навыков, будет наблюдаться быстрый рост численности специалистов, причем не только строительного профиля.

10 марта 2009 г. вышло Распоряжение Правительства Российской Федерации № 302-р, в котором утвержден паспорт комплексного инвестиционного проекта “Комплексное развитие Южной Якутии”, реализуемого при государственной поддержке за счет ассигнований Инвестиционного фонда Российской Федерации. 5 июня 2009 г. в Санкт-Петербурге в рамках Петербургского международного экономического форума состоялось подписание инвестиционного соглашения по проекту государственно-частного партнерства “Разработка проектной документации для реализации инвестиционного проекта “Комплексное развитие Южной Якутии”.

Таким образом, дан “зеленый свет” реализации первого этапа проекта “Комплексное развитие Южной Якутии”, направленного на разработку проектной документации строительства Канкунской ГЭС, Эльконского ГМК, электросетевой, автодорожной и железнодорожной инфраструктур.

## Выбор противофильтрационного устройства в вариантах плотин Канкунского гидроузла

Заирова В. А., Филиппова Е. А., Орищук Р. Н., Созинов А. Д.,  
Радченко С. В., инженеры (ОАО “ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева”)

Канкунская ГЭС — первый крупный гидротехнический объект, возводимый в условиях современной России, реализация которого начата с нуля. Эти обстоятельства предъявляют к проекту дополнительные требования и вызывают необходимость решения ряда важных задач, одними из которых являются: снижение сроков строительства, применение новых технологий при строительстве гидроузла и при его проектировании, выполнение всеобъемлющей и точной оценки влияния строительства гидроузла на окружающую природную среду, повышение энергетической эффективности гидроэнергетического комплекса и пр.

5 июня 2009 г. в Санкт-Петербурге в рамках Петербургского международного экономического форума состоялось подписание инвестиционного соглашения по проекту государственно-частного партнерства “Разработка проектной документации для реализации инвестиционного проекта “Комплексное развитие Южной Якутии”, одним из первоочередных объектов которого является Канкунская ГЭС.

В 2008 г. ОАО “ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева” закончило разработку обоснований инвестиций в строительство каскада ГЭС на р. Тимптон, были определены основные энергетические показатели и общая направленность работ по разработке проектной документации Канкунской ГЭС. Основные энергетические показатели Канкунской ГЭС приведены в табл. 1.

В рамках обоснования инвестиций рассматривался выбор оптимального типа плотин, исходя из опыта мирового плотиностроения, климатических, топографических, инженерно-геологических и сейсмических условий участка строительства. Основными критериями выбора были надежность работы сооружения, технологичность, высокая производительность и низкая себестоимость.

Осложняющими факторами в выборе типа плотины Канкунской ГЭС являются: сложные природно-климатические условия; ограниченные объемы местных строительных материалов, таких как песок и связные грунты; повсеместное распространение вечномерзлых грунтов; отсутствие развитой транспортной инфраструктуры. Сложные природно-климатические условия характеризуются в первую очередь, высокими паводковыми расходами; суровым климатом (среднегодовая температура минус 8 – 10 °С), в том числе с экстремально низкими

температурами в зимний период, достигающими минус 60 °С; коротким периодом положительных температур (120 – 150 дней в году); сложными инженерно-геологическими и геокриологическими условиями, а именно: неоднородностью строения оснований, повсеместным распространением вечномерзлых пород и высокой сейсмичностью (сейсмичность района по шкале MSK-64 составляет 8 баллов). В этих обстоятельствах наиболее рациональным типом плотины представляется каменнонабросная плотина, в которой упорные призмы выполнены из крупнозернистых грунтовых материалов, не разжижающихся при сейсмических и других динамических воздействиях. В связи со значительной трещиноватостью и льдонасыщенностью грунтов основания плотины их оттаивание будет сопровождаться осадкой и изменением водопроницаемости, поэтому, согласно СНиП 2.06.05-84\*, в проекте принята каменнонабросная плотина талого типа, приспособленная к неравномерным осадкам оттаивающих оснований.

Определив оптимальный тип плотины для гидротехнических узлов на р. Тимптон, не менее важно выбрать тип противофильтрационного устройства, исходя из условий надежности, долговечности, ремонтпригодности, технологичности и т.д. Для участка размещения Канкунской ГЭС наиболее целесообразно в качестве водопорных элементов плотин применять пластичные или полужесткие ядра.

**Противофильтрационное устройство из местных строительных материалов.** Построенные в России и за рубежом земляные плотины с ядром из местных материалов имеют положительный опыт строительства и эксплуатации в условиях, приближенных к участку строительства Канкунского гидроузла. Земляные плотины с ядром являются достаточно сейсмостойкими. Опыт эксплуатации этих плотин в США, Чили, Японии, Таджикистане и Узбекистане показал, что они не подвергались каким-либо серьезным повреждениям при землетрясениях, поэтому такие плотины для районов с высокой сейсмичностью будут наиболее надежными.

Основными критериями выбора грунта для отсыпки ядра являются его гранулометрический состав, физико-механические характеристики грунта, естественная влажность и коэффициент фильтрации. Согласно СНиП 2.06.05–84\* для создания



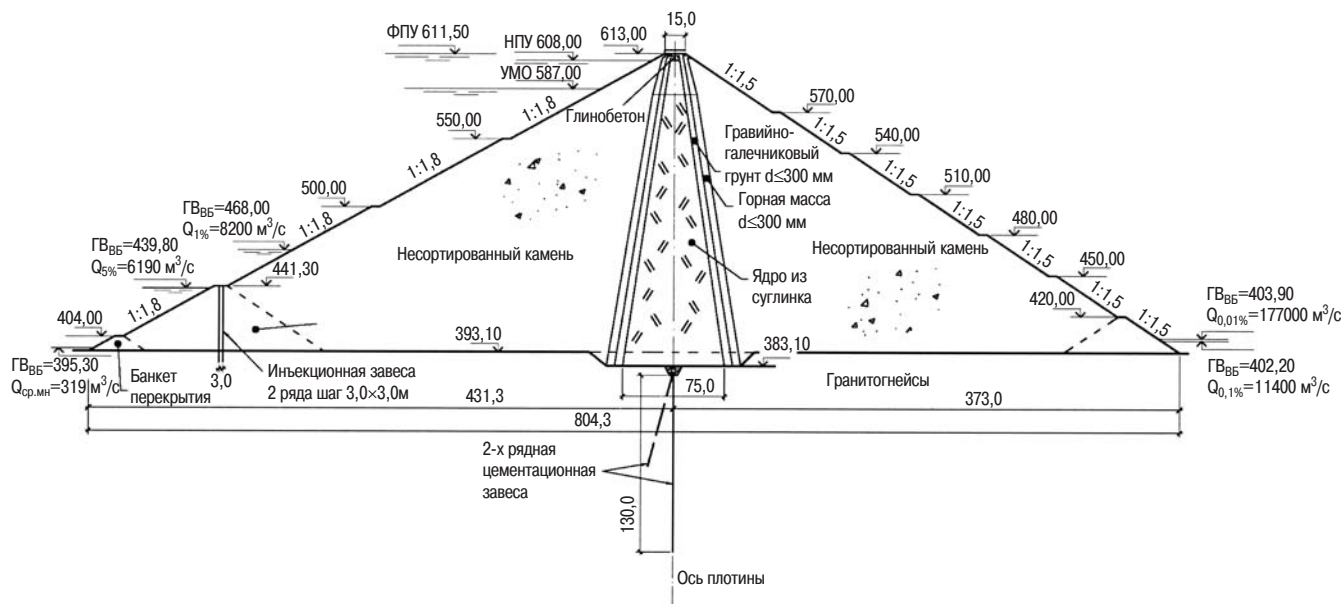


Рис. 1. Поперечное сечение каменно-земляной плотины с суглинистым ядром

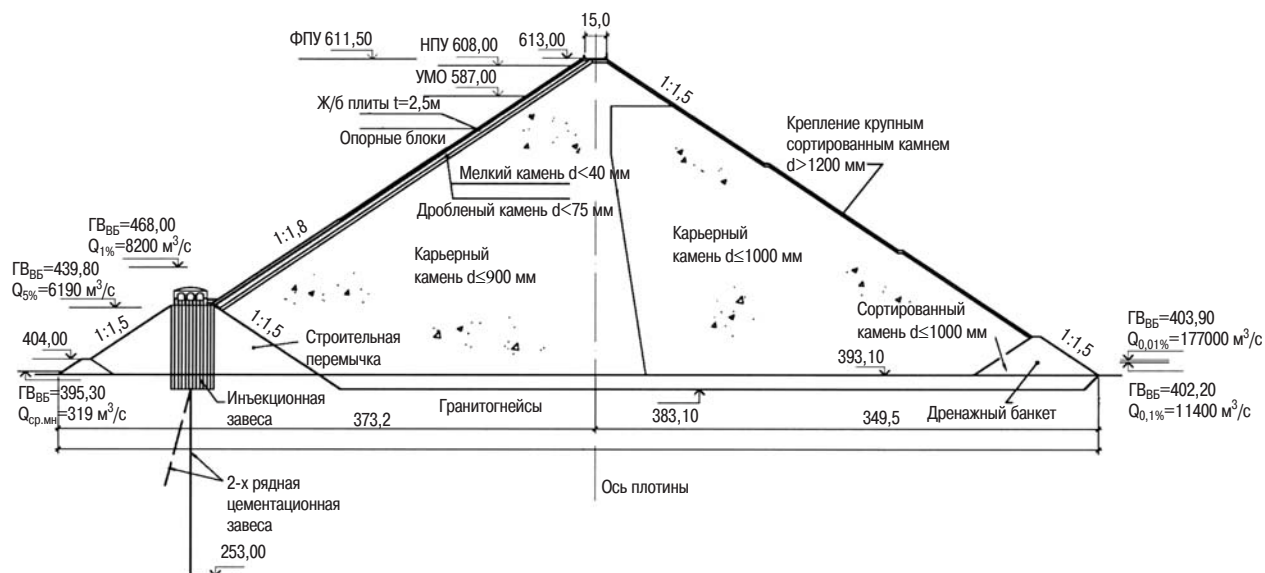


Рис. 2. Поперечное сечение каменнонабросной плотины с железобетонным экраном

грунтовых противофильтрационных устройств (ПФУ) в теле и основании плотины (экраны, ядра, понуры, зубья) следует применять слабоводопроницаемые грунты. Наиболее пригодными для образования противофильтрационных устройств являются глинистые грунты с коэффициентом фильтрации  $k < 0,1$  м/сут и при числе пластичности  $I_p \geq 0,005$  (при обосновании  $I_p \geq 0,003$ ). Из-за недостаточности информации о наличии в районе проектируемой плотины грунтовых материалов, отвечающих вышеуказанным требованиям в качестве материала для возведения ПФУ данного типа на стадии ОИ рассматривался суглинок, характери-

стики которого брали по аналогии с имеющимся опытом строительства подобного типа плотин.

Поперечное сечение земляной насыпной плотины с суглинистым ядром представлено на рис. 1.

Согласно СНиП 2.06.05-84\* "Плотины из грунтовых материалов" минимальная толщина ядра поверху назначена из условий производства работ, а понизу — чтобы градиенты напора фильтрационного потока, принимаемые для суглинка, удовлетворяли критерию фильтрационной прочности. На основе анализа аналогов построенных плотин средний действующий градиент напора в основании суглинистого ядра принят равным 3,0.



Как показывает мировой опыт плотин с асфальтобетонными диафрагмами являются надежным типом плотин для строительства в сейсмических районах.

Стоит отметить, что единственным привозным строительным материалом является битум, объем которого весьма незначителен в связи с малой толщиной диафрагмы. Остальные строительные материалы — местные, карьеры которых располагаются в непосредственной близости от участка строительства.

Технологическими преимуществами возведения грунтовых плотин с асфальтобетонными противофильтрационными устройствами, обеспечивающими повышение производительности и технологичности строительства, являются:

устройство ПФУ как одновременно с отсыпкой тела плотины, так и при некотором опережении отсыпки в нее грунта;

Возможность возведения ПФУ в сложных погодных-климатических условиях без влияния на качество работ;

возможность самоформирования структуры и свойств материала в конструкции ПФУ как в ходе строительства, так и после;

возможность оперативного вмешательства в качество выполнения и в конструкцию противофильтрационного устройства непосредственно в технологическом цикле его выполнения;

возможность приостановки (консервации) выполнения ПФУ без существенных отрицательных последствий для надежности и качества работы конструкции в эксплуатационный период.

Однако опыт возведения сверхвысоких плотин с асфальтобетонной диафрагмой ограничивается плотинами высотой 100 – 140 м. В связи с этим, асфальтобетонная диафрагма плотины Канкунского гидротехнического узла при ее высоте до 230 м требует специального научного и расчетного обоснования. Такая задача на стадии “Обоснования инвестиций” проектировщиком не решалась.

Альтернативным типом конструкций плотин гидротехнических узлов на р. Тимптон является плотина из каменной наброски с железобетонным экраном (рис. 2). Этот тип является достаточно распространенным. К настоящему времени построен ряд плотин высотой 150 – 200 м, но они еще не испытывали проектных нагрузок. В качестве примера можно привести плотины Итапеби (Бразилия) высотой 150 м, Агуамильпа (Мексика) высотой 187 м, Шуибуйа высотой 232 м и Тианшингкао — 178 м (Китай), Агбулу (Филиппины) высотой 234 м, Баша (Пакистан) высотой 200 м.

Важным преимуществом плотин с железобетонными экранами является их уменьшенный объем по сравнению с другими типами плотин за счет

того, что скальные, в целом однородные, упорные призмы находятся в сухом, необводненном состоянии, обладая высокой сопротивляемостью сдвигу; каменные материалы зонированы, а наружные откосы плотин имеют максимально крутые откосы от 1,3 до 1,5. По сравнению с другими типами плотин, рассмотренными в “Обосновании инвестиций”, объем плотины с железобетонным экраном меньше примерно на 20 %. Определенным преимуществом плотин с железобетонным экраном является ограниченное число отдельных видов строительных работ, что значительно упрощает строительство. Основными профилирующими видами работ по плотине являются укладка каменной наброски (горной массы) разного гранулометрического состава, но практически по одной технологии и укладка бетона в опорные плиты и плиты железобетонного экрана. Однако при строительстве плотин с железобетонными экранами к подэкрановому слою и упорным призмам предъявляются высокие требования по плотности укладки и прочности материалов, так как деформации тела плотины в процессе постановки плотин под напор приводят к трещинообразованию в железобетонных экранах, особенно в зонах бортовых примыканий, что неоднократно происходило на плотинах Латинской Америки и Китая.

Следует отметить, что имеющиеся плотины с железобетонным экраном построены в районах с теплым или умеренным климатом. Опыта строительства таких плотин в условиях, подобных Восточной Сибири и северу Дальнего Востока, не имеется. В России построена Урто-Токойская плотина

Т а б л и ц а 1

Параметры	Канкунская ГЭС
<b>1. Гидросиловое оборудование и напоры:</b>	
Количество агрегатов, ед.	4
Установленная мощность гидростанции, МВт	1200
Максимальный напор, м	213,8
Расчетный напор, м	199,8
Минимальный напор, м	191,3
<b>2. Энергетические показатели:</b>	
Средняя многолетняя выработка электроэнергии, млрд. кВт · ч	4,865
Гарантированная среднезимняя мощность 90 % обеспеченности, МВт	475
Число часов использования установленной мощности, ч	4054

высотой 59 м, но также в районе с теплым климатом.

Плотины, возводимые в северной строительной-климатической зоне, имеют повышенные деформации каменной наброски в упорных призмах в силу специфики технологии их зимней укладки, в первую очередь по причине попадания в тело плотины снега и льда вместе с укатываемым материалом. К этому можно добавить и проблемы сопряжения железобетонного экрана с вечномерзлыми бортами долины, деформации которых, возникающие в процессе наполнения водохранилища и оттаивания могут привести к значительному трещинообразованию в железобетонном экране. В связи с этим строительство высокой плотины Канкунской ГЭС с железобетонным экраном весьма проблематично.

Еще одним фактором, осложняющим применение железобетонного экрана, являются условия работы самого гидроузла, водохранилище которого опорожняется в зимний период, когда температуры достигают минус 60 °С, что может повлечь разрушение относительно тонкого железобетонного экрана в зоне переменного уровня.

В связи с этим на стадии “Обоснование инвестиций” было определено, что оптимальным типом конструкции плотины из местных материалов Канкунского гидротехнического узла является каменнонабросная плотина с комбинированным ПФУ в виде инъекционной завесы в нижней части плотины и асфальтобетонной диафрагмой в верхней (рис. 3). Данный тип ПФУ объединяет преимущества инъекционной завесы и АБД. Преимуществом инъекционной завесы являются:

экономия цемента, прежде всего по сравнению с его количеством в бетонной плотине любого типа;

отработанная технология инъектирования, включая последние достижения с применением струйных технологий;

удобство сопряжения с глубинной завесой в основании и бортах плотины;

возможность сопряжения инъекционной завесы плотины с асфальтобетонной диафрагмой.

Основные принятые технические решения по каменнонабросной плотине Канкунской ГЭС с комбинированным ПФУ следующие:

максимальная высота плотины 230 м, ширина по гребню 15 м, длина по гребню 965,8 м, ширина плотины по основанию 804 м;

упорные призмы плотины запроектированы из горной массы с зональным распределением камня по крупности: центральная зона упорных призм с  $d \leq 400$  мм, наружная —  $\leq 800$  мм;

заложение верхового откоса плотины — 1,8, низового — 1,5;

устойчивость откосов упорных призм плотины обеспечивается при проектной плотности каменной наброски 2,05 т/м<sup>3</sup> и угле внутреннего трения 40°.

Результаты расчета верхового и низового откосов плотины на сейсмические воздействия интенсивностью 8 и 7 баллов (ПЗ) свидетельствуют о том, что откосы плотины потенциально устойчивы. Весьма малый поверхностный участок на верховом и низовом откосах при расчете на воздействие интенсивностью 9 баллов (МРЗ) неустойчив, но носит локальный характер, не повлияет на общую устойчивость плотины и не повлечет за собой нарушения нормальной ее эксплуатации, однако потребует соответствующего закрепления крупным камнем.

Инъекционная завеса создается от отм. 380,0 м до отм. 495,0 м при отсыпке в центральную часть плотины щебенистого грунта с песчаным заполнителем  $d \leq 60$  мм с последующим его инъектированием. В нижней части завеса сопрягается с цементационной завесой в основании плотины, в верхней части — с асфальтобетонной диафрагмой. Допус-

Т а б л и ц а 2

Грунт	Плотность		Угол внутреннего трения $\varphi$ , град	Сцепление $c$ , кН/м <sup>2</sup>	Модуль деформации $E$ , МПа	Коэффициент Пуассона $\nu$	Коэффициент фильтрации $k_f$ , м/сут
	грунта $P$ , т/м <sup>3</sup>	насыщенного грунта $\rho_{sat}$ , т/м <sup>3</sup>					
Суглинок	2,00	2,02	13	30,0	20	0,33	0,001
Несортированный камень	2,05	2,25	42	0	100	0,30	1000
Горная масса $d \leq 1200$ мм (банкеты)	2,05	2,25	42	0	100	0,30	15000
Горная масса $d \leq 900$ мм	2,10	2,22	40	0	120	0,27	900
Гравийно-галечниковый грунт	1,90	1,95	38	0	40	0,32	25

тимый градиент напора на завесу, согласно СНиП 2.06.05-84,  $J_{доп} = 10,0$ . На ПФУ Канкунской ГЭС для инъекционного ядра расчетный градиент напора принят с запасом и равен 7,5. Ширина завесы в основании 30 м. Количество рядов скважин 13, при этом шаг скважин 2,5 м. По высоте плотины инъекционная завеса принята телескопической формы, с увеличением числа рядов скважин по высоте (в поперечном сечении). Ширина завесы на отм. 495,0 м составляет 16 м. При этом число рядов скважин сокращается до 7.

Выше отм. 495,0 м противифльтрационным устройством плотины является асфальтобетонная диафрагма. Главные требования, предъявляемые к АБД, — удобоукладываемость состава, водонепроницаемость, гибкость и текучесть во избежание трещинообразования при неблагоприятном напряженно-деформируемом состоянии плотины.

Толщина асфальтобетонной диафрагмы предварительно задана на гребне плотины 50 см и далее по высоте изменяется по закону  $50 + 0,008H$  (СНиП 2.06.05-84\*), где  $H$  — расстояние от верха диафрагмы до рассматриваемого сечения. Таким образом, толщина асфальтобетонной диафрагмы на отм. 496,0 м составила 1,5 м. На отм. 490,5 м устраивается двухочковая цементационная потерна, переходящая в цемшtolьни в бортовых примыканиях плотины. Сечение потерны назначено исходя из возможности проведения ремонтно-восстановительных работ и составило  $3,0 \times 3,5$  м. Эта потерна при необходимости позволяет вести инъекционные работы непрерывно в течение всего срока наполнения водохранилища. Кроме того, в период эксплуатации потерна позволяет восстанавливать инъекционное ядро в случае его нарушения и обнаружения повышенной фильтрации в нижнем бьефе. Потерна также является как бы бетонной подготовкой для обеспечения надежного сопряжения асфальтобетонной диафрагмы с инъекционной завесой.

В основании инъекционной завесы предусматривается устройство бетонного зуба высотой 7 м, в котором размещается потерна размером  $3,0 \times 3,5$  м. Потерна служит для выполнения двухрядной глубокой завесы, а также для отвода профильтровавшейся воды в нижний бьеф плотины. Кроме того, в

потерне предусматривается установка контрольно-измерительной аппаратуры.

Между телом плотины, инъекционным ядром и диафрагмой выполняются два переходных слоя: из щебенистого грунта с песчаным заполнителем  $d < 60$  мм и из щебня  $d \leq 200$  мм. С верхней и нижней сторон толщина переходного слоя, примыкающего к противифльтрационному устройству, изменяется от 3 до 10 м к основанию, а толщина переходного слоя, примыкающего к каменной наброске, изменяется от 4 до 11 м. В рамках выполненной работы произведен подбор фильтров первой и второй переходной зоны, а также расчет на их фильтрационно-суффозионную прочность на контакте с АБД и каменной наброской.

В рамках разработки “обоснования инвестиций” была проведена оценка напряженно-деформируемого состояния системы “сооружение — основание”. При этом выявлено, что максимальное расчетное значение перемещений является допустимым с точки зрения обеспечения надежности плотины и целостности противифльтрационного устройства.

Учитывая, что к моменту выпуска проекта “Обоснование инвестиций в строительство каскада ГЭС на реке Тимптон” местных строительных материалов для проектирования ПФУ каменно-земляной плотины не было обнаружено, а также учитывая неопределенность и недостаточную изученность работы конструкции ПФУ с железобетонным экраном и асфальтобетонной диафрагмой, возводимой на высоту до 230 м в сложных природно-климатических условиях, в проекте в качестве основного принят вариант каменнонабросной плотины с комбинированным ПФУ.

Окончательный выбор типа плотины и типа ПФУ будет осуществлен на стадии разработки проектной документации после уточнения природно-климатических условий размещения Канкунской ГЭС и наличия в непосредственной близости от участка строительства местных строительных материалов. Выбор будет осуществляться по результатам детального технико-экономического сопоставления всех изложенных в данной статье вариантов.

## Устройство предварительного натяжения элементов железобетонных оснований буровых платформ

Александров А. В., инженер (ОАО “Институт Гидропроект”),  
Мокин А. Е., кандидат техн. наук (ЗАО “Институт Оргэнергострой”)

В рамках выполнения проекта “Сахалин-II” на территории порта Восточный (Приморский край, п. Врангель) в 2003 – 2005 гг. выполнялись работы по строительству двух железобетонных оснований гравитационного типа (БОГТ) — ЛУН-А и ПА-Б [1, 2, 3].

В соответствии с проектом элементы БОГТ — верхняя плита кессона и четыре шахты — имели предварительное натяжение. Верхняя плита кессона натягивалась в двух перпендикулярных направлениях по горизонтали, шахты имели вертикальное натяжение (рис. 1). Работы по предварительному натяжению на площадке строительства начались в июле 2004 г. и продолжались вплоть до окончания монтажных работ на верхних площадках шахт. Работы выполняла специализированная фирма “Schwager Davis” (США). Для выполнения работ по предварительному натяжению, включая опытные, подрядчиком были разработаны соответствующие технические требования.

Для создания преднапряжения использовалась система SDI, состоящая из семипроволочных прядей диаметром 15,24 мм (0,6”), двухлепестковых клиновых зажимов, анкерных головок, опорных плит, каналобразователей, переходных конусов.

Арматурные канаты в верхней плите кессона располагались в двух перпендикулярных направлениях и в стенах шахт в один ряд (рис. 2). В верхнюю плиту кессона БОГТ ЛУН-А было смонтировано и натянуто до расчетного усилия 4340 кН в осях А-К 108 армоканатов и в осях 1 – 13 – 56 армоканатов. В стенах шахт А40, А60, А70 было установлено по 99 канатов и на А50 – 131 канат. Примерно такие же объемы работ по предварительному натяжению были выполнены на БОГТ ПА-Б.

На площадке строительства использовались два метода установки напрягаемой арматуры. Первый метод применялся при монтаже армоканатов верхней плиты кессона. Он заключался в том, что арматурная прядь в каналобразователь подавалась устройством, состоящим из двух вращающихся в противоположных направлениях колес. Таким образом набиралось необходимое число прядей для каждого каната. Для верхней плиты кессона в каждый каналобразователь было установлено по 19 прядей.

Второй метод заключался в изготовлении армоканатов на строительной площадке (на складе) с последующим перемещением на место монтажа. Он использовался при монтаже канатов шахт БОГТ. Для вертикального армирования применялся канат состоящий из 22 прядей. С одной стороны ар-

моканат имел 4-метровую анкерную зону с переменным диаметром каната, с другой стороны он натягивался. После установки каната в каналобразователь анкерная зона заполнялась цементным раствором и, после набора прочности раствора, служила глухим анкером вертикальной напрягаемой арматуры.

После монтажа и натяжения арматурных канатов все каналобразователи заполнялись цементным раствором. Для приготовления цементного раствора применялись теплоозерский цемент марки РС 550-ДО, вода, пластификатор “Глениум 51” и добавка “Ехп 7010”.

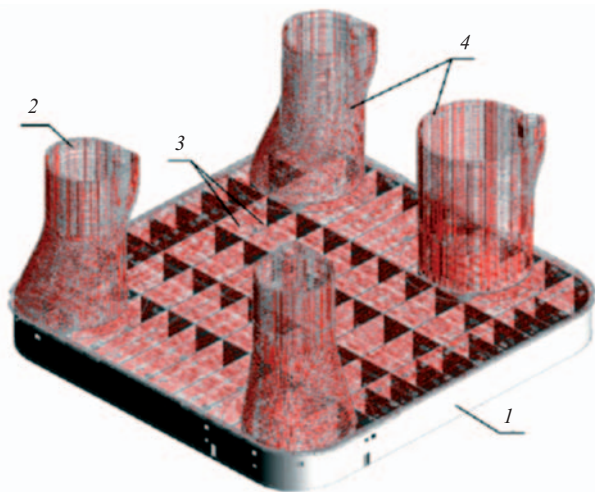
Каналобразователи изготавливались из оцинкованной стали в виде гофрированного цилиндра наружным диаметром 110 мм и внутренним 100 мм для горизонтальной преднапрягаемой арматуры; наружным диаметром 130 мм и внутренним диаметром 120 мм для вертикальной арматуры. Поставщиком каналобразователей был “С&К Jonson Ind., Arcata, CA” (США).

Семипроволочные пряди изготавливались и поставлялись из Южной Кореи фирмой “Dong-II Steel Mfg. Co”. Клиновые зажимы изготавливались на заводе “Precision Post Tension, LP” (США). Анкерные головки изготавливались “ТТ FiJnmechanica BV” (Голландия). Изготовителем опорных плит (отливок) был ведущий производитель Северной Америки “Farrar Corp. KS” (США).

До начала работ были выполнены предварительные испытания всех элементов систем преднапряжения SDI 19.6–8 и SDI 22.6–8, включая низкотемпературные испытания (капиллярную дефектоскопию анкерной головки при температуре – 40 °С). Испытания проводились в соответствии с требованиями зарубежных стандартов. Лабораторные испытания показали высокую надежность элементов системы преднапряжения и их способность выполнять свои функции во всем диапазоне температур и усилий.

Кроме лабораторных испытаний элементов системы преднапряжения подрядчиком на специальном полигоне выполнялись экспериментальные работы по цементации горизонтальной и вертикальной преднапрягаемой арматуры. Такие работы редко выполняются в практике отечественного строительства, что заставляет остановиться на этом подробнее.

Целями пробного цементирования горизонтальной преднапрягаемой арматуры были проверка соответствия используемых материалов требованиям проекта, отработка методики цементирования,



**Рис. 1.** Общий вид БОГТ:

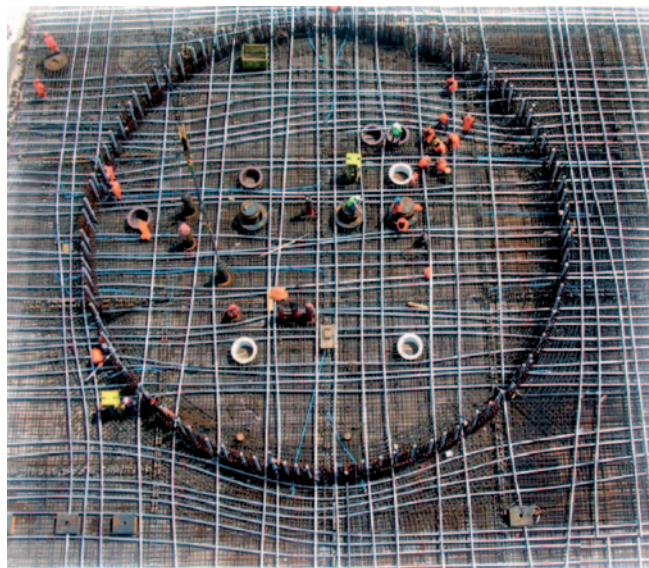
1 — кессон (верхняя плита условно не показана); 2 — шахты (4 шт.); 3 — напрягаемая горизонтальная арматура верхней плиты кессона (в направлениях  $X$  и  $Y$ ); 4 — напрягаемая вертикальная арматура шахт

оценка качества цементирования по предлагаемой технологии. Для получения достоверного результата при испытаниях цементации горизонтальной преднапрягаемой арматуры был смоделирован фрагмент конструкции верхней плиты в виде бетонного блока с двумя каналобразователями длиной 105 м с минимальным содержанием арматуры. Каналообразователь устанавливался по профилю, который отражал “худший случай” отклонения, а также добавленный монтажный допуск  $\pm 20$  мм.

Опытным путем подбирался состав цементного раствора с различными соотношениями В/Ц, которым, выполнялось цементирование преднапряженной арматуры. Цементирование проводилось с помощью подачи раствора через патрубков в опорной плите. Подача раствора осуществлялась до тех пор, пока излишки раствора не выходили через патрубок на противоположном конце блока. После заполнения канала цементным раствором запорный клапан на другом конце закрывался и подача раствора продолжалась, пока давление в канале не достигало 5 бар. Это давление поддерживалось не менее одной минуты, затем запорный клапан на входе закрывался.

Качество цементации определяли вырезая по пять секций каждого канала. Места выбора проб назначал заказчик. Результаты считались удовлетворительными, если они соответствовали техническим требованиям к бетону БОГТ.

Для приготовления цементного раствора применялась высокоскоростная растворомешалка коллоидного типа, производящая однородную смесь без комков, просеивая и промачивая каждую частицу цемента. Для смешивания цемента использовался высокоскоростной коллоидный смеситель EPN-140E. На завершающей стадии смешивания цементный раствор перекачивался насосом в сме-



**Рис. 2.** Общий вид горизонтальных каналообразователей в теле верхней плиты кессона и вертикальных — в теле стенки шахты

ситель, где он находился в постоянном движении во избежание схватывания.

Цементный раствор нагнетался поршневым насосом двойного действия с переменной скоростью и давлением (Atlas Copco Craelius ZBE 100), что позволяло отрегулировать подачу раствора в необходимом количестве, в то же время регулируемое давление обеспечивало дополнительную защиту от чрезмерных нагрузок на канал. Подачу раствора можно было регулировать от 0 до 90 л/мин, также регулировалось давление от 0 до 90 бар. Растворонасос был оборудован переключателем, позволяющим выполнять рециркуляцию раствора, даже если фактического цементирования не происходило.

Исходя из предыдущего опыта работы с аналогичным оборудованием, добавками и требованиями к платформе по свойствам бетонов был использован следующий состав смеси: В/Ц = 0,42; добавка Ecm 7030 – 0,6 % от веса цемента. Последовательность смешивания: вода — цемент — добавки. Этот состав должен был иметь прочность при сжатии не менее 60 МПа в возрасте 21 дня и температуре смеси от  $+ 5$  до  $+ 30$  °С.

Пригодность цементационного раствора проверялась до начала проведения испытаний и включала тесты на подвижность, на проявление цементного молока, на изменение объема. Для вертикальных преднапрягаемых элементов были выполнены дополнительные испытания на расплыв (рис. 3).

Целями экспериментальных исследований вертикальной преднапрягаемой арматуры являлись отработка технологии цементации вертикальных каналов, проверка состава цементной смеси и качества заполнения каналообразователей рабочей смесью. Для проведения исследований был изготовлен бетонный блок с каналообразователем внутренним диаметром 120 мм. Длина блока составляла 10 м.



**Рис. 3.** Испытания цементационного раствора:

*a* — на расплыв; *б* — на подвижность раствора; *в* — на водоотделение и усадку; *г* — отбор проб для испытаний на прочность; 1 — стекло; 2 — раствор, вытекший из стандартного цилиндра; 3 — мерная посуда не менее 1 л; 4 — конус с цементационным раствором; 5 — секундомер; 6 — мензурка; 7 — шланг для подачи раствора из растворосмесителя; 8 — стальная форма для изготовления образцов

После набора прочности раствора и монтажа арматурного каната испытываемый блок был поднят в



**Рис. 4.** Растворосмесительная установка

вертикальное положение. Оборудование для цементации (мешалка, смеситель, насос) было идентичным оборудованию для цементации горизонтальных каналов (рис. 4). Подбор цементного раствора осуществлялся исходя из опыта и требований к материалам: В/Ц = 0,45 (макс.); добавка Ecm 7030 – 0,6 % от веса цемента. После набора прочности раствора испытываемый блок разрезался на несколько частей, по которым судили о результатах цементации. Проведенные испытания показали, что качество заполнения каналов раствором было высоким.

Для обеспечения качественного натяжения арматуры была произведена проверка четырех гидравлических домкратов мощностью 600 тс используемых при строительстве БОГТ по проекту “Сахалин II”. Для проверки был использован 1000-тонный пресс П-1000, установленный в зале испытаний ДальНИИС РААСН, проверенный Приморским центром стандартизации, метрологии и сертификации.

Поставка материалов для работ по преднапряжению осуществлялась в соответствии с графиком. Все приходящие материалы проходили входную проверку правильности заполнения и полноты





Рис. 5. Запасовка прядей:

1 — выбрасыватель прядей; 2 — отрезок каналообразователя; 3 — прядь с пластиковым наконечником

представленных характеристик в сопроводительных сертификатах.

Оцинкованные каналообразователи хранились на открытом воздухе. Перед монтажом они очищались от пыли и грязи водой. В зимнее время, во избежание скопления снега и льда внутри каналов, торцы каналов закрывались брезентом.

Арматурные пряди, поставляемые в бухтах весом 2,5 – 3 т, хранились на отопляемом складе. Изготовителем пряди покрывались водорастворимым маслом (SHELL Dromus B), обматывались дерюгой и укладывались в закрывающиеся контейнеры. На случай дождя, при разгрузке и перевозке из контейнера бухты накрывались брезентом. На складе бухты хранились выше уровня земли на деревянных поддонах. Бухты оставались в упаковке до монтажа на месте установки или до работ по предварительному изготовлению армоканатов. На складе бухты регулярно проверялись на наличие коррозии. Для контроля влажности на складе были установлены гигрометры.

Вертикальные арматурные канаты изготавливались на складе, в сухом месте. Подготовленные канаты хранились на деревянных поддонах, уложенных выше уровня земли. При длительном хранении для защиты от пыли канаты покрывались брезентом.

Бухты прядей при монтаже горизонтальных канатов перевозились на БОГТ и помещались в подающие устройства, которые на случай дождя или снега накрывались брезентом. В конце рабочего дня подающее устройство также закрывалось брезентом. Если бухты не использовались в течение нескольких дней, они возвращались на склад.

После монтажа прядей в горизонтальных каналах их торчащие концы закрывались коротким отрезком каналообразователя. Торец канала обматывался



Рис. 6. Натяжение армоканатов горизонтальной арматуры верхней плиты кессона с помощью домкрата

вался изоляцией с целью недопущения циркуляции воздуха в канале. Если пряди оставались в канале продолжительное время без натяжения, то для осмотра вытаскивалась одна прядь. В некоторых случаях выполнялась установка дополнительной пряди длиной не менее половины длины канала, которая затем вытаскивалась для осмотра.

Вертикальная преднапрягаемая арматура подготавливалась и хранилась на отопляемом складе. Она перевозилась на БОГТ непосредственно перед установкой. После монтажа канатов в вертикальные каналы концевые участки закрывались пленкой, которая герметизировала торцы с целью предотвращения попадания воды и грязи. На выпусках арматуры из каналов допускалась незначительная коррозия. Эти участки использовались лишь для натяжения арматуры.

Опорные плиты, изготовленные из чугуна, поставлялись в закрытых контейнерах. На складе они хранились на поддонах и поставлялись к месту работ по мере необходимости. Опорные плиты предохранялись от попадания веществ, которые могли уменьшить сцепление опорной плиты с бетоном. Допускался налет коррозии на поверхности опорных плит.

Анкерные головки для защиты от коррозии упаковывались в промасленную бумагу и помещались в стальные ящики, перевозились в контейнерах. На складе анкерные головки хранились в стальных ящиках, обеспечивающих защиту от пыли.

Клиновые зажимы с заводской антикоррозийной обработкой поступали на стройплощадку в пластмассовых контейнерах по 100 шт. в каждом, хранились на складе. На платформу они поступали по мере необходимости. Оставшиеся после установки клинья укладывались в пластмассовые контейнеры и возвращались на склад.

Добавки к цементу упаковывались в пластиковые мешки в пропорциях, необходимых для одного замеса цементного раствора (на 100 кг цемента).



Рис. 7. Цементация натянутых армоканатов верхней плиты кессона

Они помещались в картонные коробки на поддонах. Добавки имели срок годности один год, при хранении и транспортировке замораживание добавок не допускалось. По прибытии добавки хранились на отапливаемом складе.

Цемент привозили в мешках по 50 кг по мере надобности. На площадке поддоны с цементом в конце рабочего дня и во время дождя накрывали брезентом. Излишки цемента после завершения цементирования возвращали на склад. Цемент в поврежденных мешках не использовался и возвращался для утилизации.

Изготовление вертикальных канатов стен шахт производилось на специальной линии, которая состояла из выбрасывателя прядей, направляющих труб, дискового резака. С помощью выбрасывателей прядей в одной направляющей трубе собирался канат из 22 прядей. Одновременно проходила сборка трех канатов. После собирания канатов пряди обрезались. С одного конца пряди плотно прижимались друг к другу и обваривались.

Через 0,5; 1,5; 2,5 и 3,5 м обваренного конца каната вставлялись специальные распорки. Через 1; 2; 3 и 4 м пряди плотно обжимались стальной лентой. Таким образом формировался глухой анкер каната. С противоположной стороны каната одевалась анкерная головка и пряди фиксировались клиновыми зажимами. Собранные арматурные канаты сворачивались в бухты и отправлялись на склад.

В процессе бетонирования верхней плиты кессона устанавливались каналобразователи в двух направлениях (X и Y) по площади плиты. Шаг каналобразователей составлял около 1 м в обоих направлениях (рис. 2). Для соединения отрезков каналобразователей отдельные гофрированные трубы соединялись между собой муфтами. Муфты представляли собой такую же трубу, но несколько большего диаметра. Муфты крепились к трубам специальной лентой. Каналообразователи, в соответствии с проектным положением, крепились к армокаркасу через каждый метр, что позволяло гарантировать

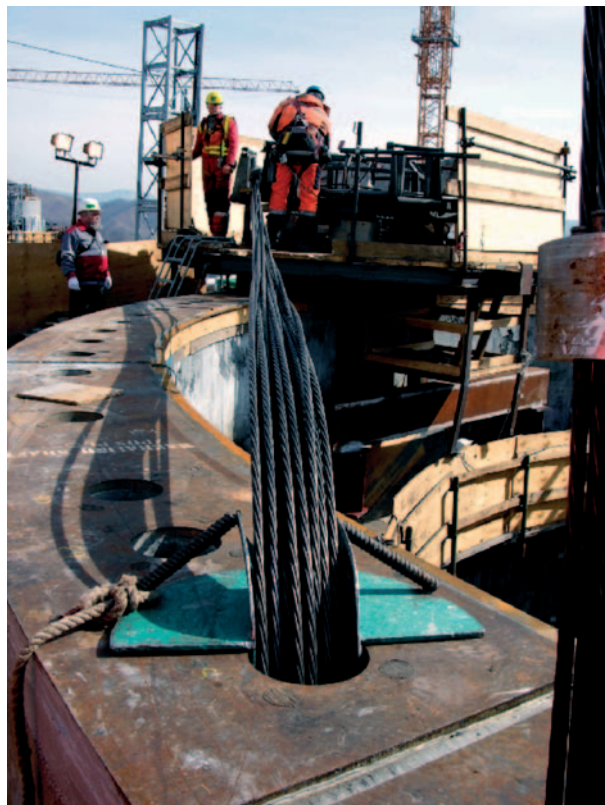


Рис. 8. Запасовка предварительно изготовленных армоканатов в каналобразователи

отсутствие перемещений каналобразователей при бетонировании верхней плиты кессона. Выпуски пластмассовых патрубков для цементации каналов имели внутренний диаметр 23 мм (рис. 7).

Преднапряженная арматура по толщине плиты располагалась в два ряда: верхний — в направлении Y, нижний — в направлении X. Расстояние между рядами каналов в зонах пересечения вертикальных и горизонтальных каналобразователей составляло 140 мм.

При установке каналобразователей большое внимание уделялось монтажу анкерных плит и конусов, так как любые отклонения от проекта в местах сопряжения указанных элементов SDI могли привести к большим проблемам при монтаже и натяжении арматурных канатов.

Перед началом монтажа прядей все каналы проверялись зондом с целью проверки проходимости каналов. Эта операция проводилась сразу после бетонирования плиты, и результаты проверки заносились в протокол. Кроме указанной операции проводилась очистка наружных поверхностей плит и проверялось совмещение отверстий в раструбе с вводами для цементации.

Для монтажа армоканатов использовалось следующее оборудование: выбрасыватель прядей, блок питания с кабелями, бухтодержатель с направляющей трубой, удлинитель 63 А/380 В, удлинитель 220 В, дисковый резак, наконечники для прядей, рации для связи, инструменты, ленты для



Рис. 9. Натяжение арматуры шахт с помощью гидродомкрата



Рис. 10. Подача раствора в каналобразователи шахт

ограждения зоны анкеровки. Пряди проталкивались в каналобразователь выбрасывателем прядей (рис. 5).

Бухтодержатель устанавливался на верхней плите, в то время как выбрасыватель прядей устанавливался на подмостях. Бухтодержатель и выбрасыватель прядей соединялись между собой шлангом, через который проходила прядь. До монтажа пряди в канале на ее лидирующий конец одевался пластиковый наконечник, позволяющий провести прядь через каналобразователь. Затем прядь вставлялась в канал и проталкивалась толкателем до появления ее на дальнем конце канала.

После проводки пряди избыточная ее часть обрезалась абразивным кругом. Этот процесс продолжался до тех пор, пока не заканчивалась сборка каната из 19 прядей внутри канала. Торчащие концы канатов, во избежание загрязнений и образования коррозии, закрывались обрезком канала.

С целью контроля монтажа канатов заполняли протокол монтажа, в который вносили номер партии бухт и номер бухт, а также сведения о проталкивании прядей. Если преднапрягаемая арматура состояла из прядей, взятых более чем из одной бухты или более чем из одной партии, то это отражалось в протоколе.

После установки прядей, очистки поверхности опорных плит, монтажа анкерных головок и клиньев начинались работы по предварительному натяжению верхней плиты кессона. Анкерные головки устанавливались на обоих концах канатов, при этом арматурные пряди должны были быть параллельны между собой. Конические отверстия очищались от грязи и пыли.

После выполнения подготовительных работ начинались работы по натяжению каната. Домкрат подвешивался так, чтобы оси симметрии каната и домкрата совпадали. После этого при помощи двух вилок пряди вставлялись в домкрат. До того как домкрат плотно прижимался к анкерной головке, необходимо было проверить все ли клинья установлены в свои посадочные места и правильно ли они установлены. Сразу после установки домкрата двумя винтами зажимная пластина привинчивалась к вытягивающей анкерной головке.

После установки домкрата к соответствующим патрубкам подсоединялись гидравлические шланги. До начала натяжения проверялся противоположный анкер (анкерная головка, клинья, правильность их установки и размещения).

Натяжение производилось интервалами, указанными в протоколе натяжения. Натяжение конца А начиналось с установки манометра. Затем включался насос и давление в домкрате поднималось до требуемого на первом этапе (рис. 6). При этом связывались с рабочим, который следил за состоянием противоположного анкера (конца В), и таким образом контролировали фиксацию прядей в клиньях.

Давление медленно сбрасывалось до нуля и полностью втягивался плунжер. Домкрат оттягивался на 10 – 15 см назад, и проверялась правильность закрепления прядей. Быстросохнущей краской делалась отметка на прядях, что позволяло выявить любое их неравномерное удлинение или проскальзывание клиньев.

Снова устанавливался домкрат вплотную к анкерной головке. Зажимной пластиной заклинивались цапги вытягивающей анкерной головки. На одной из прядей каната устанавливался маячок. С



Рис. 11. Цементация вертикальных каналов

его помощью измерялось расстояние от него до домкрата. Измеренное расстояние заносили в протокол натяжения.

После этих предварительных работ продолжалось натяжение каната интервалами, указанными в протоколе натяжения, с занесением этих замеров в протокол. После натяжения каната с максимальным усилием нагрузка снижалась до 2 % от максимальной. Фиксировалась величина вытяжки каната. Результат должен был быть меньше, чем при максимальной нагрузке. Разница между этими замерами показывала величину, на которую клинья входят в анкерную головку, и удлинение прядей внутри домкрата.

Натяжение за конец В производилось аналогично описанному выше. Обрезка прядей выполнялась резальным станком на расстоянии 10 – 20 мм от анкерной головки. Разрешение на обрезание прядей давал отдел контроля качества подрядчика или генпроектировщик. Допускалось отклонение в вытяжке армоканатов в пределах  $\pm 5\%$ .

Процедура натяжения арматурных канатов заключалась в следующем. Сила натяжения в одном арматурном канате  $P_0 = 0,8 \cdot F_y = 0,8 \cdot 4442 \text{ кН} = 3554 \text{ кН}$ , где  $F_y$  — минимальная разрушающая нагрузка.

Временная перегрузка допускалась до  $0,85F_y$ . Вытяжка арматурного каната замерялась с точностью  $\pm 2$  мм. Соответствие давления в домкрате вытяжке каната должно быть в пределах  $\pm 5\%$ . Если измеренная вытяжка  $\delta$  соответствовало расчетной, то натяжение должно было быть продолжено до достижения расчетного усилия при условии, что замеры удлинения каната не превышают  $1,05\delta$ . Если усилие натяжения достигнуто, а вытяжка каната не достигнута, то натяжение продолжалось с минимальным интервалом 0,5 МПа до тех пор, пока не достигалось расчетное усилие, но не более чем  $1,0625P_0$ . Временная нагрузка перенапряжения была равной  $1,0625P_0 = 1,0625(0,8 \cdot 4442) = 3776 \text{ кН}$ . По-

сле того как первая арматура из любой серии была натянута, вытяжка и давление пересчитывались. Если полученный результат силы и удлинения не входит в допуск  $\pm 5\%$  должна была быть установлена причина несоответствия до продолжения натяжений армоканатов. Если случались редкие несоответствия, то перенапряжение смежной арматуры допускалось в указанных пределах.

Натяжение арматуры начиналось при достижении бетоном кубиковой прочности  $f_{cj} = 80\%$  от предела прочности бетона на сжатие  $f_{ck}$ , т.е.  $f_{cj} \geq 0,8f_{ck}$ .

После натяжения преднапряженная арматура цементировалась. Для выполнения цементационных работ применялась высокоскоростная растворомешалка коллоидного типа EPN-140E. Из-за твердых частиц, обнаруженных в цементе в процессе пробной цементации, была установлена дополнительная сетка с ячейками 1,5 мм для предотвращения попадания этих частиц в каналы. Мешалка была оборудована баком, обеспечивающим точную дозировку воды. На завершающей стадии смешивания, цементный раствор перекачивался насосом в смеситель, где он находился в постоянном движении во избежание схватывания.

Состав смеси был следующий: В/Ц = 0,37; добавка Ecm 7030 – 0,2 % от веса цемента; пластификатор “Глениум 51” — 0,2 – 0,3 л на 100 кг цемента. Последовательность смешивания: вода — “Глениум 51” — цемент — добавки. Температура свеже-смешанного раствора должна была быть не меньше + 5 и не более + 30 °С.

Готовый раствор закачивался через шланг, соединенный с портом в опорной плите, со скоростью 5 – 10 м/мин (рис. 7) до тех пор, пока раствор не начал выходить из патрубка на противоположном конце плиты. Пролитый раствор собирался в заранее подготовленный контейнер. Закачивание продолжалось непрерывно, пока не достигался непрерывный поток раствора без пузырьков воздуха с консистенцией, соответствующей раствору на входе. Это определялось визуально.

Перед монтажом вертикальных арматурных канатов проверяли проходимость каналов и их длину. Для этого на дно канала опускался зонд с прикрепленной к нему мерной лентой. Чтобы не было путаницы при монтаже армоканатов, водостойкими маркерами у каждого канала был поставлен номер каната, который должен быть опущен в него.

Проверяли наличие всех клиновых зажимов и затягивали защитную пластину анкерной головки. С помощью башенного крана анкерную часть арматурного каната запасовывали в канал, канат укладывали на бухтодержатель и начинали запасовку (рис. 8). После запасовки каната в каналобразователь и до отсоединения троса поворотной платформы и строповочной цепи проверяли размер оставшихся на поверхности концов прядей. Если выпус-

ки прядей находились в пределах допуска, то трос и цепь отсоединяли от анкера каната. Если были обнаружены какие-либо отклонения, то вызывали ответственного сотрудника, который решал возникшую проблему. Все выпуски прядей закрывали отрезками труб или прочной пленкой.

Работы по цементации вертикальных каналовобразователей выполнялись в соответствии с техническими требованиями. Особое внимание уделялось подготовке цементации. Она заключалась в проверке качества и количества исходных материалов, входных и выходных клапанов для цементации, наличия воды для промывки системы цементации, всех соединений трубопроводов. Во избежание утечки раствора на анкерные головки одевались обрезки каналовобразователей высотой 200 мм.

Цементация нижнего анкера выполнялась следующим образом. Соединялся шланг для цементации с входным нижним патрубком. Начиналось закачивание раствора при низком давлении до тех пор, пока раствор не начинал выходить из патрубка, расположенного на 4 м выше входного. После этого цементация прекращалась и начинался отсчет времени, необходимый для достаточного набора прочности раствора анкерной зоны.

После набора прочности раствора анкерной зоны начиналось натяжение канатов (рис. 9). Натяжение производилось с интервалами, указанными в протоколе натяжения, и выполнялось в следующей последовательности: устанавливался манометр; включался насос; давление поднималось до тех пор, пока не достигало требуемого значения для первого замера; медленно сбрасывалось давление до нуля, и полностью втягивался плунжер; делалась отметка краской на прядях, что позволяло проверить их фактическое удлинение между первым замером и окончательным натяжением; после натяжения с максимальным усилием давление снижалось примерно до 2 % от максимального с фиксацией показания дополнительного удлинения, разница между этим замером и замером при максимальной нагрузке показывала величину запрессовки клиньев и удлинение арматуры внутри домкрата.

Цементация вертикальных каналов проводилась после натяжения канатов и завершения подготовки на верхней анкерной стальной плите шахты. Цементация выполнялась с помощью цементационной станции, расположенной в 70 – 100 м от входного патрубка. Подача раствора при этом составляла около 150 – 170 м до верха шахт (рис. 10). Подготовка заключалась в соединении шланга для цементации с шаровым клапаном, в открывании клапана, в закачивании раствора с интенсивностью 4 – 10 м/мин. Как только раствор начинал подходить к вершине шахты, скорость закачивания уменьшалась до 1 – 2 м/мин. Когда в резервуаре на вершине анкерной головки появлялся раствор (рис. 11), закачивание останавливалось на 10 с, а затем продолжалось до заполнения резервуара на

половину. Закрывался шаровой клапан донного входа, и шланг отсоединялся.

В течение одного часа после цементации, два вентиляционных отверстия в анкерной головке должны были быть прочищены специальными стержнями. Это помогало выйти воздуху из под анкерной плиты. Через день после цементации резервуар с затвердевшим раствором удалялся, а вершина анкерной головки очищалась так, чтобы два вентиляционных отверстия были открыты. Затвердевший раствор в обоих вентиляционных отверстиях просверливали, чтобы проверить наличие пустот под анкерной головкой. При наличии пустот они заливались раствором. После инспекции и дополнительной заливки анкерная головка закрывалась временной крышкой для цементации. Под крышку закачивался раствор до полного заполнения с последующей установкой и фиксацией болтов.

## Выводы

1. Правильным и обоснованным было решение о проведении комплекса опытных работ по обработке цементации каналов для горизонтальной и вертикальной арматуры. Как показали дальнейшие работы по монтажу, натяжению и цементации арматурных канатов, правильная и разносторонняя подготовка позволила пройти весь путь по предварительному напряжению платформ практически без сбоев.

2. Образцовыми можно считать хранение материалов на строительной площадке и их подготовку к установке и нагружению. Монтируемые элементы систем SDI 19,6 – 8 и SDI 22,6 – 8 поступали на монтаж практически в идеальном состоянии (без повреждений, налета коррозии, грязи и т.д.).

3. Работы по преднапряжению были выполнены с отличным качеством в директивные сроки и позволили начать перегон БОГТ к месту установки в соответствии с контрактными обязательствами.

4. Необходимо перенять описанный опыт по проведению работ подготовительного характера, позволяющих без сбоев выполнять большой объем работ по предварительному натяжению железобетонных конструкций в условиях совмещения различных видов работ на строительной площадке.

## Список литературы

1. Александров А. В. Строительство железобетонных оснований буровых платформ для освоения морского шельфа в рамках проекта “Сахалин-II” // Гидротехническое строительство. 2006. № 10.
2. Александров А. В. Опалубочные работы при строительстве железобетонных оснований буровых платформ // Гидротехническое строительство. 2007. № 3.
3. Беккер А. Т., Александров А. В., Ким Л. В., Прытков И. Г., Любимов В. С. Бетонные работы при строительстве железобетонных оснований буровых платформ // Гидротехническое строительство. 2008. № 10.

## Экологическая безопасность объектов приливной энергетики

Федоров М. П., доктор техн. наук, Шилин М. Б., доктор геогр. наук  
(Санкт-Петербургский государственный политехнический университет)

В настоящее время в мире функционируют четыре приливных электростанции (ПЭС) общей мощностью менее 300 МВт: с 1967 г. — Ранс во Франции (24 агрегата мощностью по 10 МВт), с 1968 г. — Кислогубская в Мурманской области Российской Федерации (400 кВт), с 1984 г. — Аннаполис в Канаде (20 МВт), с конца 1980-х гг. Иянсан в Китае (три агрегата суммарной мощностью 3,3 МВт) [1, 2]. Общая нагрузка от приливных станций на прибрежную зону Мирового океана невелика в связи с их малой мощностью. Так, Кислогубская ПЭС, по сути, обслуживает саму себя. Данная станция строилась как опытный образец, чтобы доказать, что приливные станции возможны в принципе [3]. В перспективе, однако, ожидается существенное возрастание нагрузки от приливной энергетики на прибрежные экосистемы. Например, во Франции выполнены проектные разработки 10, в Канаде — 15, в США — свыше 10 и Южной Кореи — 10 ПЭС. Для Севера России проведены проектные проработки нескольких крупных ПЭС (рис. 1).

Приливные электростанции не оказывают теплового, химического и радиационного загрязнения среды, не требуют затопления и преобразования земель, способствуют защите берегов от штормовых воздействий, расширяют возможности аквакультуры в защищенных от волнового воздействия акваториях, стимулируют развитие местной транспортной и рекреационной инфраструктуры. Плотины ПЭС могут стать барьером на пути распространения нефтяного загрязнения. Однако в бассейнах ПЭС снижается водообмен с морской средой, изменяется характер течений, увеличивается зависимость от наземной береговой среды. Источником объективной информации для оценки экологической безопасности ПЭС может быть только комплексный экологический мониторинг. Но развитие методов мониторинга ПЭС запаздывает по сравнению с развитием приливной энергетики.


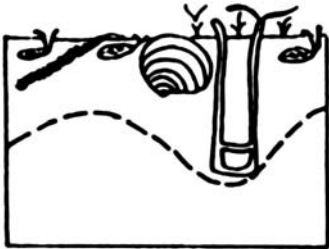

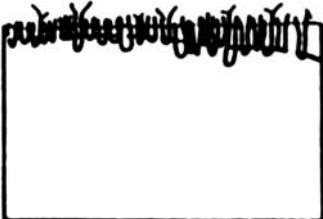


Удобным объектом для разработки и апробации системы мониторинга является бассейн Кислогубской ПЭС — губа Кислая Баренцева моря. Оценка экологической ситуации в этой губе представляет интерес для прогнозирования возможных изменений в бассейнах проектируемых ПЭС [4–7]. В 1996–1998 гг. здесь была успешно осуществлена

программа комплексного экологического мониторинга Кислогубской ПЭС в рамках проекта ЮНЕСКО “Плавучий Университет” [4, 8]. По результатам программы выполнен анализ процесса формирования и функционирования прибрежной природно-технической системы (ППТС) на базе приливной электростанции. Проведена комплексная оценка ситуации в экосистеме Кислой губы на этапах формирования, эксплуатации и модернизации ППТС. Определены изменения устойчивости прибрежных биологических сообществ по данным об их разнообразии. Оценена скорость возвращения трансформированной экосистемы в исходное состояние после снятия стрессового воздействия.

Информация о состоянии ППТС собиралась по трем основным каналам: о техническом объекте, об абиотической среде и о биологических сообществах. Из биологических сообществ в качестве наиболее информативного и практически удобного объекта мониторинга был выбран бентос. Его высокая информативность в отношении состояния прибрежной водной среды определяется тем, что по сравнению с другими группами организмов бентос стабилен во времени, характеризует локальную ситуацию в пространстве, способен представить изменения экосистемы в ретроспективе [5, 9]. Для оценки нарушений состояния бентоса использовали 6-балльную шкалу (табл. 1).

В соответствии с предложенной шкалой “нормальному” (эталонному) состоянию биоты присвоена оценка 5. Этому состоянию в экосистеме губы Кислой соответствуют сообщества мягких илов с высоким видовым разнообразием, с доминированием двустворчатых моллюсков-фильтраторов и роющих полихет, глубоко зарывающихся в грунт и структурирующих его поверхностные слои на значительную глубину. Исчезновение моллюсков-фильтраторов указывает на переход сообщества из “нормального” состояния в “хорошее” (оценка 4). “Посредственному” состоянию соответствуют сообщества, представленные личинками комаров — хирономидами, и стойкими к загрязнению олигохетами (оценка 3). При “плохом” состоянии сообщества в нем встречаются только подвижные, активно мигрирующие ракообразные, не зарывающиеся в грунт (оценка 2). Наконец при “катастрофическом” состоянии (оценка 1) живые организмы в пробе от-

Шкала оценки интенсивности нарушений состояния биоты

Сообщество мягких грунтов	Индекс изменения биоты	Качественная оценка состояния	Оценка, баллы
	> 1	Улучшенное	6
	0,9 – 1,0	Норма	5
	0,75 – 0,9	Хорошее	4
	0,55 – 0,75	Посредственное	3
	0,3 – 0,55	Плохое	2
	< 0,3	Катастрофическое	1

сутствуют. Возможна ситуация с улучшением “нормального” состояния сообщества, например при вселении в него моллюсков с развитыми сифонами, зарывающихся в грунт ракообразных и др., — в этом случае возможна оценка 6.

Результаты экспедиционных исследований показали, что формирование ППТС с приливными электростанциями является сложным многолетним процессом, в ходе которого природные факторы, действующие в бассейне ПЭС, претерпевают значительную антропогенную трансформацию (табл. 2).

Кислогубская ПЭС представляет собой однобассейновую установку двустороннего действия [3]. Бассейном ПЭС является Кислая губа — фиорд длиной 3,5 км, через узкую горловину соединяющийся в своей северной части с сопредельной губой Ура. Горловина перегорожена плотиной ПЭС. Средняя глубина губы — 12,5 м. В ее центральной и вершинной частях имеются котловины с глубинами до 36 м.

До зарегулирования Кислая губа являла собой типичный для Западного Мурмана фиорд с разнообразной морской биотой [10, 11]. Зимой поверхность губы лишь частично покрывалась льдом. В течение четырех лет строительства ПЭС (с 1964 по 1968 г.) губа оказалась отгорожена от моря сплошной дамбой. Водообмен с морем сократился до нескольких процентов от естественного (табл. 2). Вода стекающих с сопок ручьев образовала на поверхности пресный слой толщиной 5–7 м. Зимой вся поверхность губы замерзла. Как следствие, биота на литорали до глубины 5 м была уничтожена [12, 13]. Высокие градиенты плотности на границе пресных и морских вод препятствовали перемешиванию и насыщению придонных вод кислородом. В котловинах глубже 15 м бентос был отравлен накопившимся сероводородом. Уцелевшие остатки морской фауны сохранились в подавленном состоянии на глубинах от 5 до 12 м. Следы этой экологической катастрофы по сей день обнаруживаются в губе в виде залежей мертвой ракушки.

Т а б л и ц а 2

Формирование Кислогубской ППТС

Период наблюдений	До 1964 г.	1964 – 1968 гг.	1969 – 1973 гг.	1974 – 1982 гг.	1983 – 1991 гг.	1992 – 1999 гг.	1999 – 2004 гг.
Источник информации	Гурьянова и др. (1928, 1929)	Семенов (1991)	Семенов (1991)	Семенов (1991)	Марфенин и др. (1995), Жуков (1990)	Шилин (1998), Марфенин и др. (1995)	Kluykov, et al. (1999)
Режим эксплуатации	Естественный	Строительство, сдача в эксплуатацию	Проектный	Одно- и двухсменный	Проектный трехсменный	Холостой пропуск воды, гидроагрегат не работает	Осевая турбина снята, подготовка ортогональной турбины
Водообмен по отношению к естественному, %	100	Не более 6	До 20	2 – 3	25 – 30	30	До 50
Изменение биоценозов	Естественное состояние	Уничтожение морской фауны	Вселение солонатово-водных видов	Замор	Начало восстановления морских сообществ	Восстановление обедненных морских сообществ	Восстановление нормальных морских сообществ
Индекс изменения биоты	1,0	< 0,3	0,3 – 0,55	< 0,3	0,55 – 0,75	0,75 – 0,9	> 0,9
Балльная оценка	5	1	2	1	3	4	5
Состояние экосистемы	Нормальное	Катастрофическое	Плохое	Катастрофическое	Посредственное	Хорошее	Нормальное
Проводимые наблюдения	Отдельные	Отдельные	Отдельные	Отдельные	Регулярные	Геоэкологический мониторинг	Геоэкологический мониторинг



После пуска Кислогубской приливной электростанции в 1969 г. и ее работы в проектом режиме морские условия в бассейне ПЭС были отчасти восстановлены, хотя водообмен оказался в 5 раз меньше естественного (табл. 2). Значительно меньшей по сравнению с исходной стала амплитуда приливов, нарушилась их цикличность. Произошло частичное восстановление биологического разнообразия за счет вселения солоноватоводных видов.

В 1974 г. руководство Кислогубской ПЭС, не считаясь с возражениями проектной организации, перешло на двухсменный, а затем — односменный режим эксплуатации (с целью сокращения обслуживающего персонала). Из-за длительных остановок при закрытых водоводах водообмен с морем неоднократно прерывался на срок от нескольких суток до нескольких месяцев. В бассейне произошла повторная катастрофа в виде замора биоты.

В 1983 г. ПЭС перешла на близкий к проектному трехсменный, круглосуточный режим работы гидроагрегата. В результате водообмен возрос до 25 – 30 % от естественного (табл. 2). Начались восстановление морских сообществ и размыв сероводородных зон в котловинах. Близкий к рекомендованному режим поддерживался при холостом пропуске воды через донный водослив (весной также через поверхностный) с начала 1989 г., после аварии гидроагрегата. Благодаря этому в 1990-х и 2000-х гг. в губе Кислой произошло постепенное восстановление нормальных морских сообществ.

До строительства Кислогубской ПЭС и в первые 15 лет эксплуатации мониторинг ПЭС не проводился, так как сама концепция мониторинга сформировалась лишь в середине 1970-х гг. Отдельные наблюдения в этот период были выполнены рядом авторов, составивших списки видов биоты [10 – 13], что позволяет ретроспективно определить состояние биологических сообществ Кислой губы по сравнению с сопредельной губой Ура как “катастрофическое” и “плохое” (оценки 1 и 2).

Систематические обследования Кислой губы по типу мониторинга начаты с 1983 г. усилиями Мурманского морского биологического института, Полярного института рыбного хозяйства и океанографии, Московского государственного университета [2, 14]. По времени они совпали с переводом ПЭС на проектный трехсменный режим эксплуатации и с возвращением биоты к “посредственному” состоянию (оценка — 3).

Во второй половине 1990-х гг. экспедицией “Плавучего Университета” ЮНЕСКО состояние биоты было оценено как “хорошее” (“равновесное”), балльная оценка 4 [15]. В начале 2000-х гг. при снятии осевой турбины и увеличении водообмена до 50 % от естественного в губе Кислой прои-



Рис. 1. Антропогенные объекты в прибрежной зоне Баренцева и Белого морей

зошло восстановление нормальных морских сообществ (табл. 1, 2).

Анализ совокупных наблюдений, выполненных в рассматриваемой экосистеме, позволяет определить оптимальные режимы работы гидроагрегата. Экологически наименее опасным оказывается близкий к проектному трехсменный круглосуточный режим эксплуатации, при котором проявляется тенденция к нормализации ситуации в бассейне ПЭС (табл. 2). Основными факторами воздействия ПЭС на прибрежную экосистему могут быть признаны:

- уменьшение приливов;
- снижение волнения;
- снижение стока пресной воды из отсеченной акватории в море;
- механическое воздействие турбины на планктон и рыб (рис. 3).

Управление ППТС с приливной электростанцией возможно путем учета и контроля всех выявленных каналов воздействия. Очевидно, что в будущем при строительстве ПЭС в полуизолированных морских заливах, вызывающем сокращение амплитуды приливов и увеличение продолжительности осушки, следует ожидать уменьшения биомассы

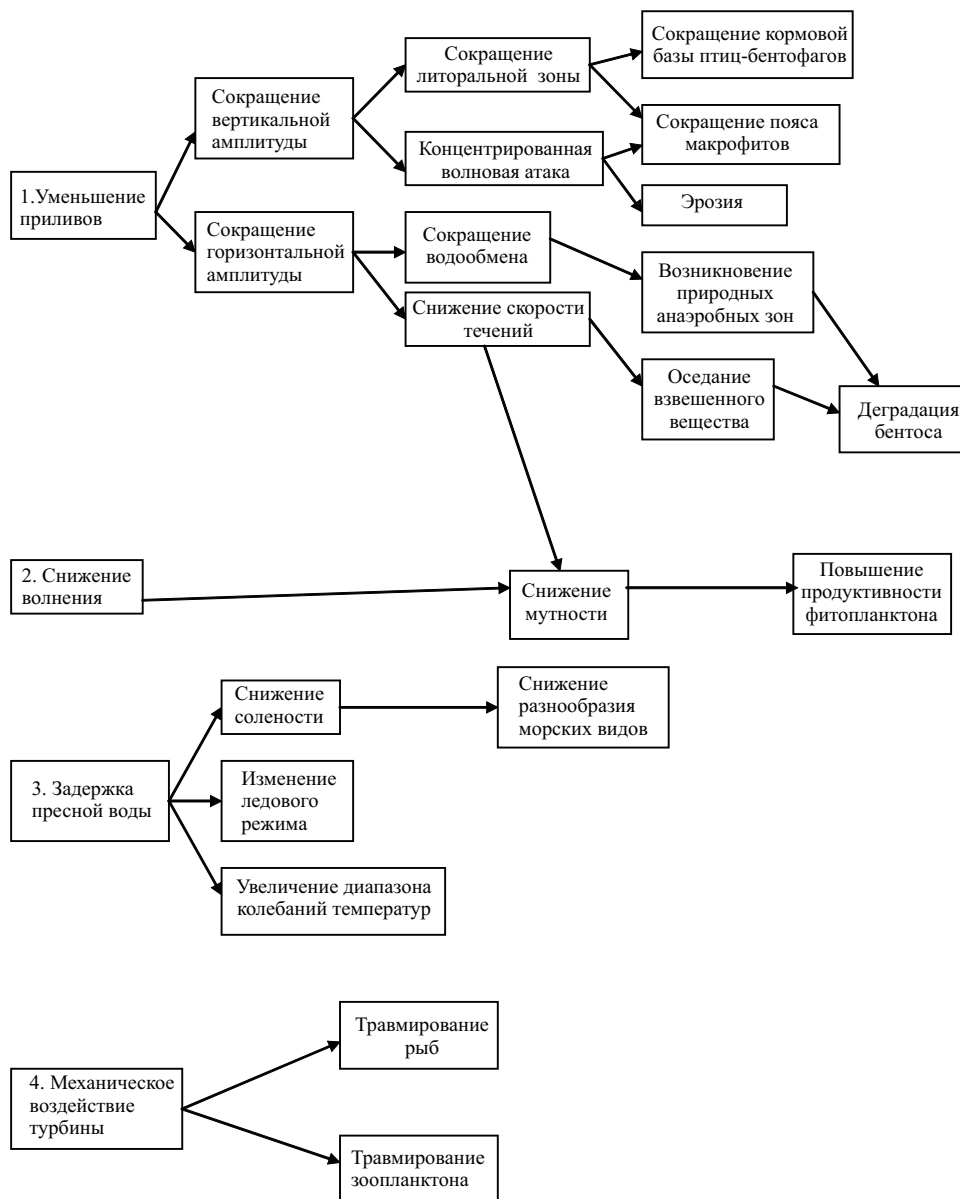


Рис. 2. Факторы антропогенного воздействия в Кислой губе

донных организмов и замедления продукционных процессов в литоральной зоне.

В целом воздействие Кислогубской ПЭС на прибрежную экосистему может быть оценено как локальное в пространстве, долговременное по продолжительности и меняющееся по интенсивности. В настоящее время данное воздействие является незначительным по степени и неопасным в целом. Современная экологическая ситуация в бассейне Кислогубской ПЭС может быть оценена как неопасная; состояние экосистемы — нормальное (естественное). Вместе с тем на отдельных этапах формирования ППТС могут возникать экологически опасные ситуации, чреватые катастрофическими последствиями для прибрежных экосистем.

Особенность экологической ситуации в настоящее время и в ожидаемом будущем заключается в возможности контролировать все каналы воздейст-

вия на ППТС. Основным способом регулирования является поддержание проектного режима эксплуатации, основанного на трехсменной круглосуточной работе. Дополнительным способом является возможная инженерная поддержка экосистемы бассейна ПЭС: нетравматический пропуск планктона через гидроагрегаты ПЭС, снабжение плотины ПЭС селективными водосливами для пресной поверхностной воды [16], искусственный даунвеллинг — подача аэрированной воды в придонные слои водоема.

За более чем 35 лет работы ПЭС систематические наблюдения за состоянием Кислой губы проводились на протяжении 16 лет, а регулярный мониторинг осуществлялся лишь 8 лет. В настоящее время на Кислогубской ПЭС впервые в мире устанавливается экспериментальная ортогональная турбина мощностью 1,5 МВт, изготовленная в

2006 г. на заводе “Севмаш” в г. Северодвинске. Возвращение Кислогубской ППТС в эксплуатационный режим требует восстановления системы мониторинга и постоянного слежения за факторами антропогенного воздействия на экосистему бассейна ПЭС. Комплексный экологический мониторинг должен быть обязательным элементом управления ППТС с приливной электростанцией в качестве источника информации для принятия решений по обеспечению экологической безопасности прибрежной зоны. Апробированные методы мониторинга ППТС с приливной электростанцией могут быть перенесены на более крупные акватории, планируемые под развитие приливной энергетики.

## Выводы

Воздействие Кислогубской ПЭС на прибрежную экосистему может быть охарактеризовано как локальное в пространстве, долговременное по продолжительности и меняющееся по интенсивности в зависимости от режима эксплуатации. Основными факторами воздействия ПЭС на прибрежную экосистему могут быть признаны: уменьшение приливов; снижение волнения; снижение стока пресной воды из отсеченной акватории в море; механическое воздействие турбины на планктон и рыб. Возвращение Кислогубской ППТС в эксплуатационный режим требует восстановления регулярных наблюдений за ее природными и техническими компонентами по типу экологического мониторинга.

## Список литературы

1. Зархи М. И. Гидротехнические сооружения гидроэлектрических станций Кольской энергетической системы и их эксплуатация. — СПб.: ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева, 1994.
2. Марфенин Н. Н., Малютин О. И., Пантюлин А. Н., Перцова Н. М., Усачев И. Н. Влияние приливных электростанций на окружающую среду. — М.: МГУ им. М. В. Ломоносова, 1995.
3. Бернштейн Н. А. Кислогубская приливная электростанция // Гидротехническое строительство. 1971. № 2.
4. Shilin M. Kislaya Guba Tidal Power Plant: coming back again and again // Baltic Floating University Research Bulletin. 2008. № 10.
5. Федоров М. П., Шилин М. Б., Ивашиных Д. А. Экологический инжиниринг в гидротехнике. — СПб.: ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева, 1995.
6. Fedorov M. P., Shilin M. B. Control of ecological situation in the basin of the tidal power station (Kislaya bay, Barents sea) // Ecohydraulics: Proc. of the 2nd Intern. Symposium on Habitat Hydraulics. Vol. A. — Quebec: INRS / IAHR, 1996.
7. Шилин М. Б., Федоров М. П., Клейков Е. Ю., Лукьянов С. В., Погребов В. Б. Оценка экологической ситуации в бассейне Кислогубской приливной электростанции // Гидротехническое строительство. 1998. № 12.
8. Шилин М. Б. Экологический мониторинг в бассейне Кислогубской приливной электростанции (Баренцево море) // Тр. СПбГТУ. 1998. № 475.
9. Погребов В. Б., Шилин М. Б. Экологический мониторинг прибрежной зоны арктических морей. — СПб.: Гидрометеиздат, 2001.
10. Гурьянова Е. Ф., Закс И. Г., Ушаков П. В. Литораль Кольского залива. Ч. 1. // Тр. Ленингр. об-ва естествоиспыт. — Л.: ГГИ, 1928. Т. 58. Вып. 2.
11. Гурьянова Е. Ф., Закс И. Г., Ушаков П. В. Литораль Кольского залива. Ч. 2. // Тр. Ленингр. общ-ва естествоиспыт. — Л.: ГГИ, 1929. Т. 59. Вып. 2.
12. Жуков Е. И. Некоторые итоги многолетнего эксперимента по восстановлению сообществ песчаной литорали в искусственно зарегулированном бассейне // Тез. докл. 3 Всесоюз. конф. “Экология, воспроизводство и охрана биоресурсов морей Северной Европы”. — Мурманск, 1990.
13. Семенов В. Н. Виды антропогенного воздействия на морские экосистемы и некоторые способы их выявления. — Апатиты, 1991.
14. Усачев И. Н., Марфенин Н. Н. Экологическая безопасность приливных электростанций // Гидротехническое строительство. 1998. № 12.
15. Kluiikov Ye. Yu., Lukyanov S. V., Shilin M. B., Khaimina O. V. The Kislaya Bay of the Barents Sea as a Laboratory for Studying Variability of Oceanographical Characteristics in Coastal Ecosystems. — Baltic Floating University Research Bulletin 3, December 1999.
16. Федоров М. П., Шилин М. Б., Ролле Н. Н. Экология для гидротехников. — СПб.: ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева, СПбГТУ, 1992.

# Динамические характеристики колебаний плотины Красноярской ГЭС

Кузьменко А. П., кандидат техн. наук (ЮНИИ ИТ),

Сабуров В. С., инженер (ОАО “Сибирские строительные системы”),

Епифанов А. П., доктор техн. наук,

Кузьмин Н. Г., ведущий инженер (ОАО “Красноярская ГЭС”)

В 2000 и 2008 гг. были проведены динамические тестовые испытания плотины Красноярской ГЭС при УВБ 227,4 м (229,4 м при обследовании в 2008 г.) и 236,5 м (236,45 м) под воздействием эксплуатационных динамических нагрузок и внешних микросейсмических шумов.

Инженерно-сейсмометрическое обследование проведено современным, неразрушающим сейсмометрическим методом, который заключается в определении динамических характеристик сооружения под воздействием указанных нагрузок. При этом с высокой точностью определены динамические характеристики плотины, отображающие ее техническое состояние на момент обследования. Метод обследования запатентован и апробирован [1 – 3].

Измерения пространственных колебаний плотины проведены по детальной сетке наблюдений в шести продольных галереях плотины с шагом 7,5 м (по две точки наблюдения на секцию) на отм. 132, 153, 171, 189, 207 (214), 223 м. Регистрация колебаний осуществлялась одновременно двумя трехкомпонентными датчиками, перемещаемыми по продольным галереям плотины, и двумя датчиками, установленными в фиксированных опорных пунктах:

на отм. 214 м в 37-й секции (станционная часть плотины), опорный пункт для регистрации колебаний на всех галереях;

в 25-й секции (водосливная часть плотины), опорный пункт для регистрации в отдельных галереях на отм. 132, 153, 171 м.

## Характеристики водохранилища и плотины Красноярской ГЭС

### Водохранилище:

Отметка нормального подпорного уровня (НПУ) . . . . .	243,0 м
Отметка форсированного подпорного уровня . . . . .	245,0 м
Отметка уровня мертвого объема . . . . .	225,0 м
Протяжение (по руслу р. Енисей) . . . . .	388 км
Площадь зеркала при НПУ . . . . .	2000 км <sup>2</sup>
Ширина при НПУ . . . . .	от 4 до 15 км
Глубина максимальная (у плотины) . . . . .	101 м
Полный объем . . . . .	73300 млн. м <sup>3</sup>
Полезный объем . . . . .	30400 млн. м <sup>3</sup>

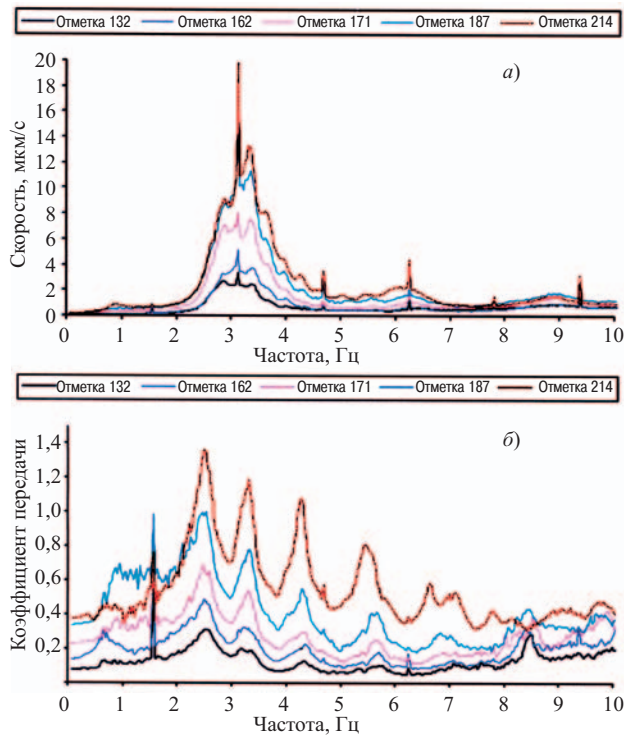
Характер регулирования бытового стока реки . . . . .  
. . . . . Годовое (сезонное),  
. . . . . частично-многолетнее

### Плотина:

Тип сооружения . . . . .	Бетонная гравитационная плотина
. . . . .	с разгрузочными полостями в основании
Грунты основания . . . . .	Гранит
Отметка гребня . . . . .	248,0 м
Максимальный напор . . . . .	100,5 м
Строительная высота . . . . .	128,0 м
Длина по гребню . . . . .	1072,5 м
Ширина по гребню . . . . .	. . . . .
. . . . .	Переменная, от 7,3 м (с. А – Г; 1 – 9)
. . . . .	до 24,0 м (с 10 – 24)
Ширина по подошве . . . . .	переменная от 6 до 101 м

Бетонная гравитационная плотина Красноярской ГЭС с разгрузочными полостями в основании и с приплотинным зданием ГЭС состоит из шести конструктивно различающихся частей: глухой левобережной, водосливной, глухой русловой, станционной, глухой русловой правобережной и глухой береговой плотин. Тип плотины и неравномерное распределение жесткостных и массовых характеристик вдоль и по высоте плотины определяют ее динамические характеристики и степень изменения этих характеристик вдоль и по высоте плотины. Высокая детальность обследования и специальные методы регистрации и обработки данных позволяют и для таких конструктивно неоднородных сооружений определять динамические характеристики плотины в целом и ее отдельных элементов. При этом методика позволяет определить усредненные величины динамических характеристик с высокой достоверностью, а также зависимость параметров динамических характеристик от местоположения пункта наблюдения и величины напора на плотину.

**Динамические характеристики плотины.** В результате обработки сейсмометрических данных были определены частоты значимых форм собственных поперечных, продольных и вертикальных колебаний плотины и логарифмические декременты затухания колебаний на частотах форм. Данные для двух обследований приведены в [3, 4]. Частоты и формы собственных колебаний плотины Красноярской ГЭС определены по амплитудным спектрам

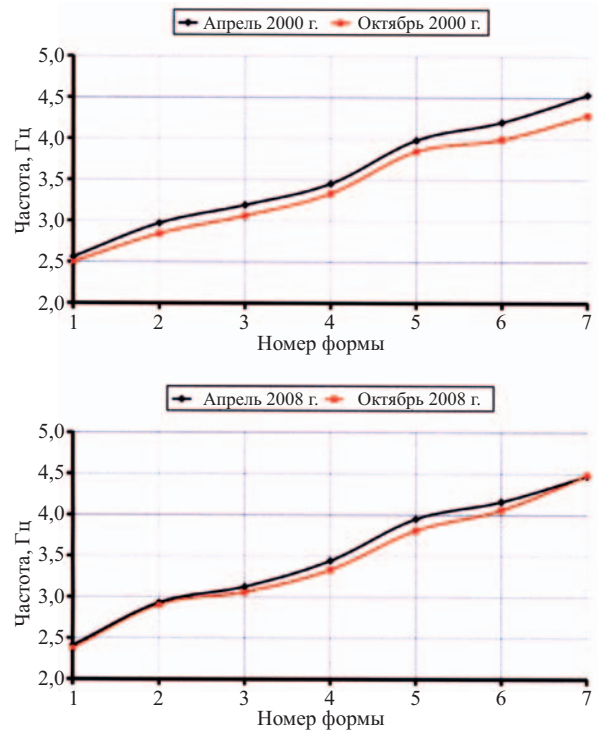


**Рис. 1.** Усредненные по точкам наблюдения вдоль галерей плотины: спектры скоростей смещения (а) и передаточные функции (б) поперечных колебаний плотины, вычисленные относительно опорной точки в секции 37, отм. 214 м (ноябрь 2000 г., УВБ = 236,52 м)

комплексной передаточной функции [2] опорный пункт — пункты наблюдения.

Обработка данных обследования гравитационной плотины имеет свои особенности. Например, определить собственные частоты и формы обычным способом, по спектрам колебаний плотины или по спектрам, полученным делением энергетических спектров в пунктах наблюдения и в опорном пункте, практически невозможно. В качестве подтверждения на рис. 1 приведены амплитудно-частотные характеристики (осредненные спектры скорости смещения) плотины и осредненные по пунктам наблюдения вдоль галерей передаточные функции поперечных изгибных колебаний плотины. Как видно из сравнения, амплитудно-частотные характеристики (АЧХ) поперечных колебаний галерей плотины имеют широкий максимум в области частот 2 – 5 Гц, из которого выделить частоты первых семи форм собственных колебаний невозможно. В отличие от АЧХ на спектрах передаточных функций хорошо выделяются частоты значимых форм собственных колебаний плотины. Следует отметить, что на представленных графиках передаточных функций не выделяются частоты, которые попадают в узлы форм, вторая, третья, шестая. Это связано с местоположением опорной точки в секции 37.

Вычисление комплексных спектров передаточных функций совместно со спектрами параметра



**Рис. 2.** Зависимость частоты собственных поперечных колебаний плотины на отм. 207 – 214 м от номера формы для обследований: апрель 2000 г., УВБ = 227,35 м; октябрь 2000 г., УВБ = 236,52 м; апрель 2008 г., УВБ = 229,4 м; сентябрь 2008 г., УВБ = 236,45 м

(коэффициента) бегучести волны и когерентности колебаний, а также построение эюрн форм позволяют достаточно уверенно идентифицировать значимые формы собственных колебаний гравитационной плотины, для которой амплитуды колебаний на частотах собственных форм меньше амплитуды естественных и техногенных шумов [4, 5].

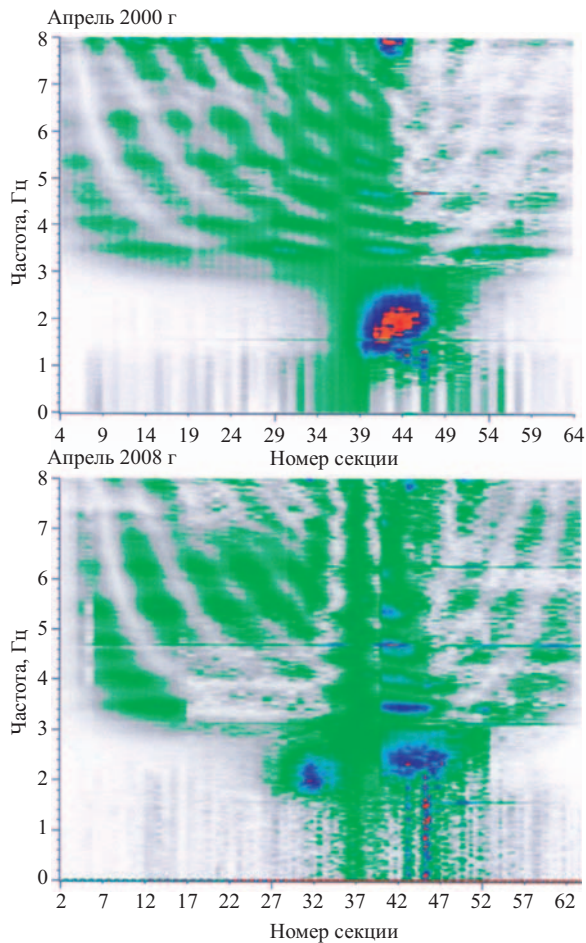
Как показывают результаты обследований, плотина совершает пространственные колебания на частотах собственных форм. По преобладающим амплитудам в трех взаимно перпендикулярных направлениях преимущественно можно выделить:

изгибно-сдвиговые поперечные колебания в направлении по потоку  $X$  компонента (выделяется до 10 форм собственных колебаний);

продольные колебания сжатия – растяжения по направлению вдоль продольной оси плотины  $Y$  компонента;

вертикальные колебания.

На рис. 2 представлена зависимость частоты форм собственных поперечных изгибно-сдвиговых колебаний плотины от номера форм для минимального и максимального уровня верхнего бьефа (ВБ) в 2000 и 2008 гг. Как видно, в 2008 г. произошло заметное понижение частоты первой формы колебаний по отношению к частоте в 2000 г. Необходимо отметить, что при увеличении уровня ВБ в 2000 г. наблюдалось понижение значений частот собственных колебаний (рис. 2, апрель — октябрь 2000 г.) с



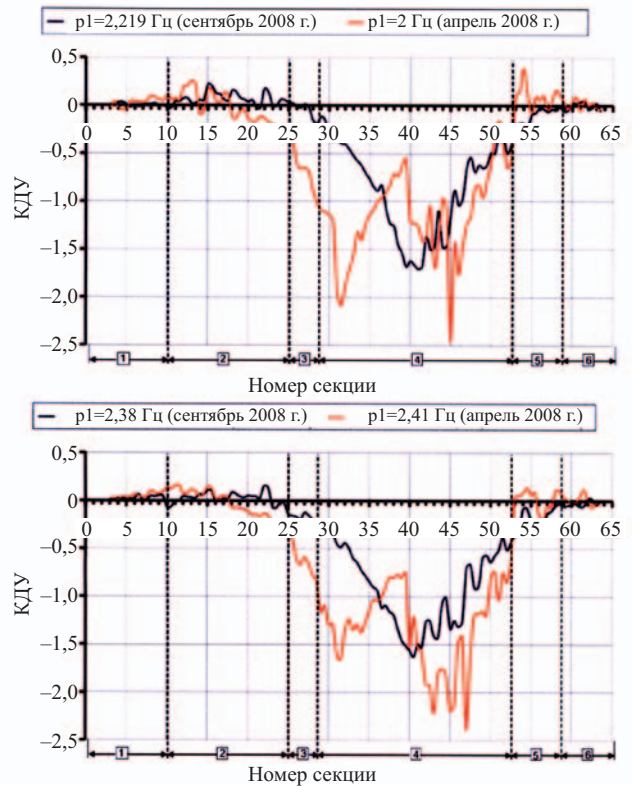
**Рис. 3.** Двумерные спектры поперечных (по потоку) колебаний тела плотины (отм. 207 – 214 м) для двух обследований, проведенных в апреле 2000 и 2008 гг.

увеличением номера формы. По данным измерений 2008 г. частоты первых двух форм почти совпадают при небольшом понижении частот более высоких форм.

Одной из особенностей динамического поведения плотины в апреле 2008 г. при минимальном напоре является наличие двух первых форм собственных поперечных колебаний. Дополнительная частота первой формы выделяется на картах амплитудных спектров передаточной функции поперечных колебаний по длине плотины для отм. 207 – 214 м (точки наблюдения секции 4 – 64, по две точки на каждой секции) [4].

Спектры амплитуд передаточных функций представлены в виде карт в зависимости от расстояния вдоль плотины (от левого к правому берегу); горизонтальная ось — номера секций, вертикальная ось — частоты поперечных колебаний (рис. 3). Амплитудные спектры в виде коэффициента динамического усиления колебаний вычислены относительно опорного пункта в секции 37.

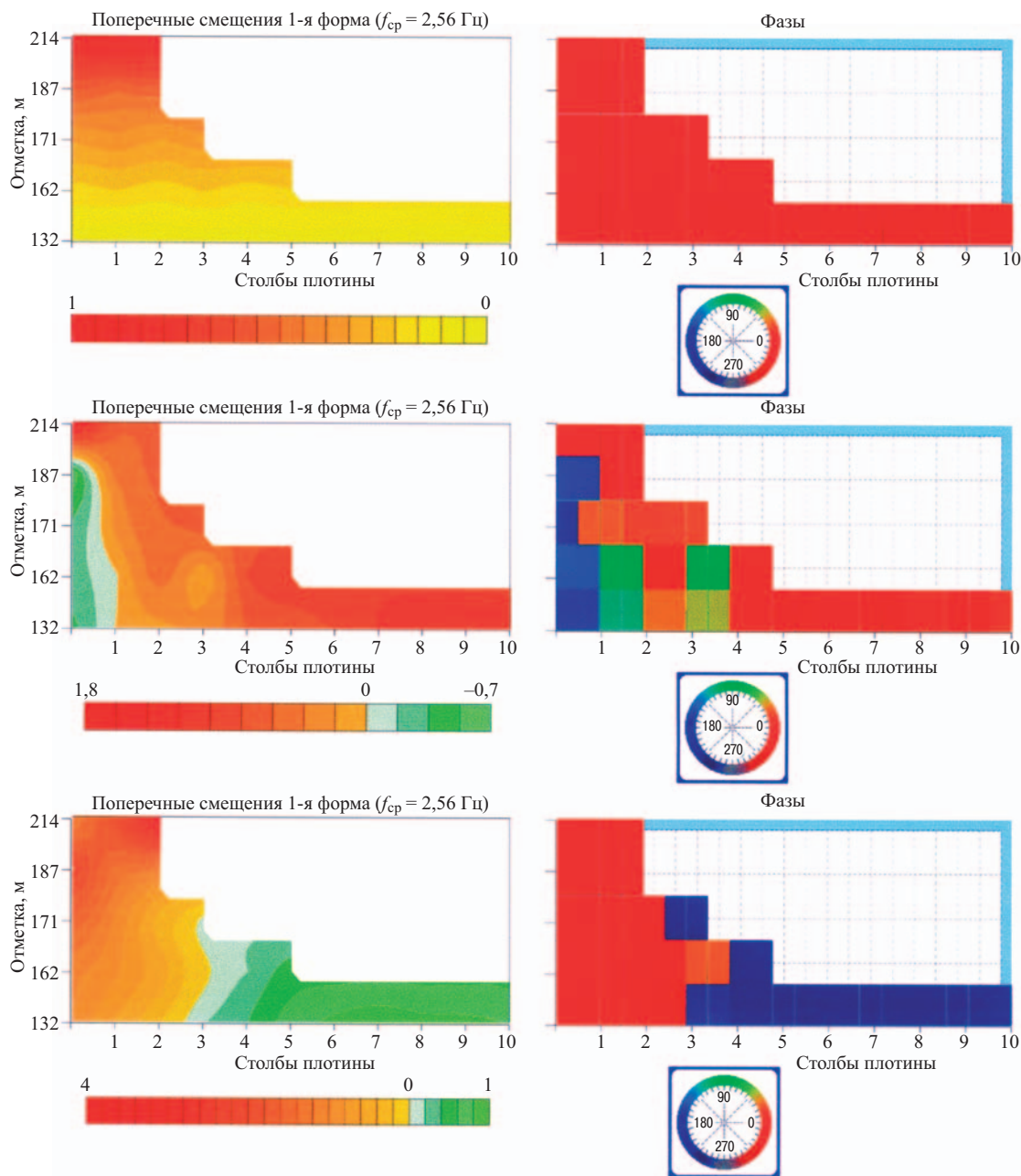
Собственные формы колебаний плотины на амплитудных спектрах (по длине плотины) представляются в виде цветных эллипсоидных пятен, коли-



**Рис. 4.** Первая форма поперечных (по потоку) изгибных колебаний плотины по измерениям в 2008 г. (сентябрь 2008 г., УВБ = 236,45 м; апрель 2008 г., УВБ = 229,4 м): 1 — глухая левобережная; 2 — водосливная; 3 — глухая русловая; 4 — станционная; 5 — глухая русловая правобережная; 6 — глухая береговая плотина

чество которых обычно соответствует номеру формы, а цвет характеризует величину модуля амплитуды спектра. Как видно из распределения спектров модулей амплитуд по длине плотины, в частотном диапазоне 2,0 – 6,5 Гц, плотина совершает поперечные колебания на первой — десятой собственных формах. С первой по третью формы поперечных колебаний на спектрах не разделяются из-за недостаточного разрешения спектров и близости частот собственных форм.

Спектры (апрель 2008 г.) в районе частоты первой формы колебаний (2 – 2,8 Гц) имеют два ярко выраженных амплитудных максимума: первый — на частоте около 2 Гц в области секций 25 – 33, второй — на частоте 2,6 Гц в области секций 40 – 47. Появление второй частоты указывает на то, что при минимальном уровне ВБ колебательное движение тела плотины представляет собой движение двух отдельных частей, соизмеримых между собой по размерам, что приводит к появлению двух первых форм собственных поперечных колебаний. Такой характер колебательного движения плотины наблюдается только в апреле 2008 г. при УВБ 229,4 м, а с увеличением напора плотина совершает колебательное движение как единое целое. Вероятно, это



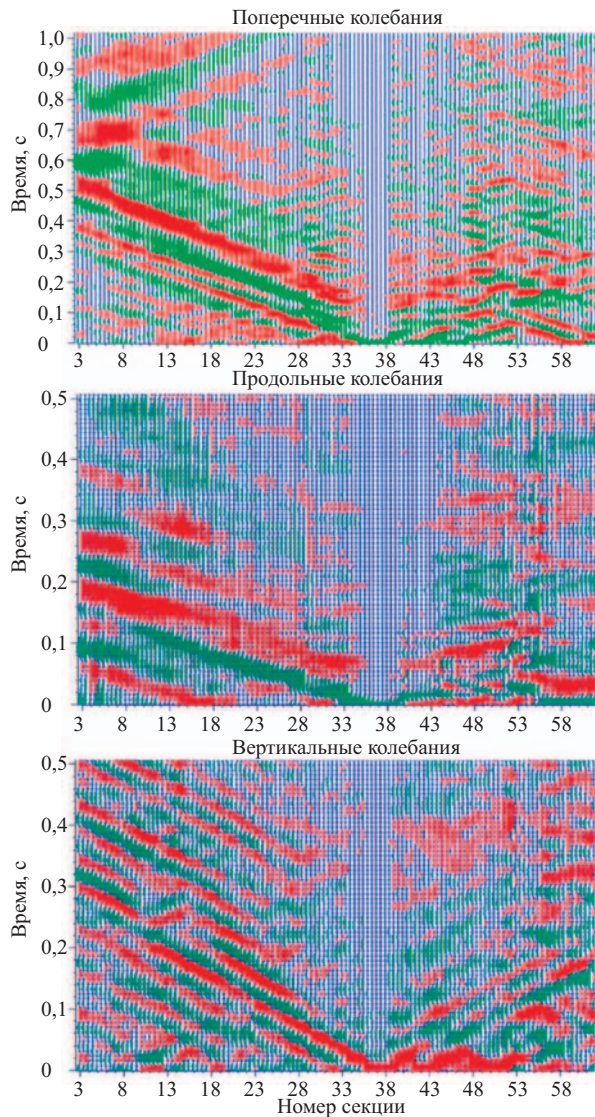
**Рис. 5.** Карты нормированных поперечных, продольных и вертикальных смещений и их фаз в поперечном сечении плотины по 37 секций на частоте первой формы собственных поперечных колебаний плотины (апрель 2000 г., УВБ = 227,35 м)

связано с изменением теплового состояния плотины.

На рис. 4 представлены эпюры двух первых форм собственных поперечных колебаний плотины, полученные для измерений в 2008 г., которые показывают смещение максимальных амплитуд колебаний плотины в апреле 2008 г. в левобережную часть плотины.

Кроме поперечных форм (с 1-й по 10-ю) выделены четыре значимые формы собственных продольных колебаний плотины (1, 2, 3, 4-я) на частотах выше 4 Гц, а в диапазоне частот 5 – 8 Гц — формы собственных вертикальных колебаний плотины. Частоты собственных колебаний плотины внесены в форму 13 динамического паспорта сооружения.

В процессе анализа специально проведенных в 2000 г. измерений колебаний плотины в вертикальной плоскости по поперечным галереям (потернам) плотины, проходящим через все столбы плотины в районе секции 37 (при уровнях ВБ 227,35 и 236,52 м), выявлен эффект вращательных движений гравитационной плотины на частотах собственных поперечных колебаний относительно поперечной оси плотины. При этом, действительно поперечные изгибно-сдвиговые колебания плотины на частотах собственных форм вызывают вертикальные смещения, которые по амплитудам в 3 – 4 раза меньше поперечных. По результатам наблюдений построены карты нормированных смещений и их фаз по  $X$ ,  $Y$  и  $Z$  компонентам для первой, второй,



**Рис. 6.** Годографы поперечных, продольных и вертикальных колебаний плотины на отм. 207 – 214 м с опорной точкой в секции 37 (сентябрь 2008 г., УВБ = 236,45 м)

четвертой, пятой и седьмой форм поперечных колебаний плотины [4]. Поскольку карты получены с помощью вычисления передаточных функций, нормировка смещений осуществлена на величину смещения в опорной точке (секция 37), где амплитуда смещения равна единице. На картах амплитуда представлена с учетом фазы колебаний. Кроме того, отдельно приведены карты изменения фаз колебаний в поперечном сечении плотины.

На рис. 5 представлены карты смещений и фаз по  $X$ ,  $Y$  и  $Z$  компонентам в поперечном сечении плотины для первой формы поперечных колебаний при уровне ВБ 227,35 м. Смещение на поперечной компоненте падает по вертикали сверху вниз равномерно по столбам. Продольные смещения имеют зоны сжатия (первый столб) и зоны растяжения, что отображается изменением фазы на  $180^\circ$ . Вертикальные смещения достигают максимальной величины на отм. 214 м со стороны верхнего бьефа и

опускаются почти до отм. 162 м, быстро убывая при удалении от первого столба (вдоль потери). В области третьего и четвертого столбов вертикальные смещения меняют фазу на  $180^\circ$ , т.е. наблюдается вращательное движение секции 37 относительно плоскости, расположенной в районе указанных столбов. Это вращение слабо отображается на поперечной компоненте из-за большей величины поперечных перемещений плотины относительно вертикальных.

Таким образом, секции плотины на частотах форм собственных поперечных колебаний совершают вращательные движения в вертикальной продольной плоскости, проходящей по секциям плотины, что отображается на поперечной и вертикальной компонентах перемещений плотины.

**Скорости распространения волн вдоль плотины.** В соответствии с методикой [6] определены скорости распространения упругих волн вдоль тела плотины Красноярской ГЭС. По передаточным функциям вычислены импульсные характеристики (сейсмограммы) в каждой точке наблюдения, характеризующие распространение вдоль плотины сейсмического импульса, заданного в виде дельта функции в опорном пункте. При этом в опорном пункте воздействие задается в виде дельта функции — импульса с единичным амплитудным и нулевым фазовым спектрами, от которого вдоль плотины по галереям распространяется импульс с поляризацией по компонентам  $X$ ,  $Y$  и  $Z$ . Поляризация колебаний определяется направлением (компонентой) воздействия в опорном пункте и одноименной компонентой измерений в пунктах наблюдения вдоль плотины.

По годографам распространения поперечных, продольных и вертикальных колебаний плотины на отм. 207 – 214 м от опорной точки в секции 37 (рис. 6, сентябрь 2008 г., УВБ 236,45 м) в соответствии с [6] определены скорости упругих волн. Скоростные годографы приведены в [4]. Направление поляризации упругих волн совпадает с направлением основных осей плотины: поперечные колебания направлены вдоль потока, продольные — по продольной оси плотины, а вертикальные — от подошвы к гребню плотины.

Скорости распространения упругих колебаний по данным измерений в 2000 и 2008 гг. приведены в таблице. По результатам обследования в 2000 г. скорости приведены только для галереи на отм. 207 – 214 м, а в 2008 г. — для галерей на отм. 131, 171, 207 – 214 м, что обусловлено расположением опорных пунктов при регистрации.

Поперечная (по потоку) компонента характеризует изгибные поперечные колебания плотины. Скорость распространения изгибных колебаний зависит от частоты и приблизительно пропорциональ-



на  $\sqrt{\omega}$ , т.е. определяется дисперсионной кривой, устанавливающей зависимость волнового числа от частоты [7].

Скорость распространения упругих волн вдоль плотины с поляризацией по потоку с 2000 по 2008 г. возросла в среднем на 150 – 200 м/с, достигнув 1250 м/с в апреле 2008 г. и 1380 м/с в сентябре 2008 г. Увеличение скорости и частоты колебаний изгибной волны в 2008 г. обусловлено, по-видимому, изменением напряженно-деформированного состояния плотины. С уменьшением высоты отметки происходит плавное увеличение скорости изгибных волн, что связано с увеличением линейных размеров плотины в поперечном направлении (скорость зависит от поперечного размера плотины).

Скорость распространения упругих волн с поляризацией вдоль плотины (аналог  $P$ -волны) на отм. 207 – 214 м составляет 3000 – 3100 м/с. Скорость продольной волны практически не зависит от величины напора (в пределах ошибки измерения) и за последние 8 лет между обследованиями не изменилась. Значение скорости продольных волн определяется в основном упругими свойствами бетона плотины (модулем упругости и коэффициентом Пуассона) и поперечными размерами плотины на отметке измерений. Следует учитывать, что скорость продольных волн в тонкой пластинке меньше скорости в безграничной среде [7]. С уменьшением высоты отметки плотины, на которой определялась скорость, происходит плавное увеличение скорости продольных волн  $V_p$ . Для верхней галереи скорость определяется как скорость продольной волны в тонкой пластинке, а с уменьшением отметки (увеличение количества столбов плотины) постепенно стремится к скорости продольной волны в безгра-

ничной однородной среде [7]. На отм. 131 м фиксируются скорости  $V_p \approx 4000$  м/с, а на отдельных участках галереи — до  $V_p \approx 5000$  м/с, что обусловлено непосредственной близостью скального гранитного основания плотины со скоростями для водонасыщенной породы основания (гранита)  $V_p \approx 4900...5400$  м/с [8].

Постоянство скорости распространения продольных колебаний в теле плотины позволяет утверждать, что упругие свойства бетона плотины Красноярской ГЭС за последние 8 лет практически не изменились.

Вертикальные колебания плотины — это сдвиговые колебания, перпендикулярные направлению распространения волны, которые в сейсмике определяют как поперечные волны типа  $SH$ . Скорость поперечных волн с вертикальной поляризацией, распространяющихся вдоль плотины (отм. 207 – 214 м), за последние 8 лет также практически не изменилась. Однако наблюдается зависимость скорости поперечных волн от уровня ВВ. Причем скорости поперечных волн вдоль галереи на отм. 207 – 214 м возрастают с увеличением напора почти на 15 %. Для плотины Саяно-Шушенской ГЭС это увеличение составляет всего 6 % [6].

В соответствии с методикой [6], для плотины Красноярской ГЭС по значениям скоростей сейсмических волн (продольных и поперечных), распространяющихся в теле плотины, сделаны оценки интегральных величин модуля упругости (модуля Юнга) и коэффициента Пуассона: динамический модуль упругости составил  $2,08 - 2,14 \cdot 10^4$  МПа, коэффициент Пуассона —  $0,21 - 0,26$ .

Сравнение данных двух сейсмометрических обследований плотины Красноярской ГЭС показало,

Скорости распространения упругих волн вдоль плотины

Отметка, м	Время измерения, УВБ	Скорость, м/с		
		продольная	поперечная	вертикальная
207 – 214	Апрель 2000 г., УВБ = 227,35	2900 – 3000	1050 – 1100	1500 – 1600
	Октябрь 2000 г., УВБ = 236,52	3000 – 3100	1100 – 1150	1750 – 1950
	Апрель 2008 г., УВБ = 229,4	2900 – 3000	1200 – 1300	1450 – 1560
	Сентябрь 2008 г., УВБ = 236,45	3000 – 3100	1360 – 1400	1870 – 1970
171	Апрель 2008 г., УВБ = 229,4	3150 – 3400	1560 – 1650	1920 – 2100
	Сентябрь 2008 г., УВБ = 236,45	3260 – 3570	1750 – 1820	2000 – 2100
131	Апрель 2008 г., УВБ = 229,4	3570 – 3950	1650 – 1750	2500 – 3100
	Сентябрь 2008 г., УВБ = 236,45	3750 – 4000	2100 – 2300	2250 – 3200

**Примечание:** Продольная компонента направлена вдоль продольной оси плотины, поперечная — поперек продольной оси плотины (по потоку), вертикальная — вертикально вверх.

что основные динамические характеристики плотины практически не изменились, что наряду с данными КИА, установленной на плотине, свидетельствует о стабильном техническом состоянии плотины.

### Список литературы

1. Пат. РФ № 2140625. Способ определения физического состояния зданий и сооружений / Кузьменко А. П., Барышев В. Г. и др. // Бюллетень изобретений. 1999. № 30.
2. Пат. РФ № 2150684. Способ приведения к единому времени регистрации разновременных записей измерений / Кузьменко А. П., Сабуров В. С. и др. // Бюллетень изобретений. 2000. № 16.
3. Барышев В. Г., Кузьменко А. П., Сабуров В. С., Брызгалов В. И., Епифанов А. П., Хамчук А. Г., Чугин Г. А. Динамическое тестовое обследование плотин под воздействием экс-

плуатационных динамических нагрузок // Гидротехническое строительство. 2003. № 10.

4. Кузьменко А. П. и др. Инженерно-сейсмометрическое обследование плотины Красноярской ГЭС: Отчет по договору № 119 – 10 – 1.09 / 6543 от 21.02.2008. Ханты-Мансийск, 2008.
5. Кузьменко А. П. и др. Инженерно-сейсмологическое обследование плотины Красноярской ГЭС: Отчет по договору № 2277 / 2000 от 04.02.2000. Новосибирск, 2001.
6. Кузьменко А. П., Сабуров В. С. Определение упругих свойств бетона плотин по скоростям сейсмических волн // Известия ВНИИГ. 2006. Т. 245.
7. Ландау Л. Д., Лифшиц Е. М. Теория упругости. — М.: Наука, 1966.
8. Физические свойства горных пород и полезных ископаемых (петрофизика): Справочник геофизика / Под ред. Н. Б. Дортман. — М.: Недра, 1984.

## Улучшение условий привлечения рыб в рыбопропускные сооружения

Введенский О. Г., кандидат техн. наук

(Марийский государственный университет)

Рыбопропускные сооружения (РПС) предназначены для пропуска мигрирующих рыб через естественные или искусственные препятствия, встречающиеся на их пути к местам нереста и нагула [1]. Различают два основных вида РПС: рыбоходы, в которых рыба самостоятельно преодолевает перепад уровней бьефов и рыбоподъемники, которые принудительно перемещают рыбу (шлюзование или транспортирование). Рыбопропускные сооружения должны отвечать предъявляемым к ним требованиям, важнейшие из которых следующие [2]:

соответствие биологическим особенностям пропускаемых рыб;

обеспечение оптимальных и безопасных условий для привлечения рыб в РПС с максимально возможной акватории нижнего бьефа, для накопления в РПС и перемещения по трактам, для преодоления локальных перепадов уровней воды в смежных маршевых камерах, а также для выхода из РПС необходимого количества рыб определенного вида и размера.

Первым и обязательным условием успешного пропуска рыб является нахождение рыбами рыбопропускного сооружения и заход в него, без чего невозможно их дальнейшее продвижение по рыбоходному тракту. Основным элементом рыбопропускного сооружения, обеспечивающим благоприятные условия для входа рыб в РПС и привлечение их к нему с наибольшей акватории нижнего бьефа, является входной оголовок. Современные устройства входных оголовков РПС конструктивно обеспечивают (в плане и по высоте) сопряжение рыбонакопителя или рыбоходного тракта с руслом реки или

дном водоема, а также осуществляют гидравлическое сопряжение спутного и привлекающего потоков. Это позволяет создать достаточно благоприятные гидравлические условия для входа мигрирующих рыб в РПС. Однако на действующих рыбопропускных сооружениях ширина входного оголовка, как правило, принимается равной ширине рыбоходного тракта или ширине рыбонакопительного лотка. По этой причине скорость привлекающего потока на входе в РПС соответствует средней скорости потока в рыбоходном тракте, которая близка к крейсерской скорости. Данное обстоятельство не способствует формированию в зоне поисков мощных по площади течений, привлекающих рыб. Кроме того, конструкции входных оголовков РПС не позволяют в пределах входной части рыбопропускного сооружения управлять скоростями и структурой привлекающего течения, так как они зависимы от колебаний бьефов гидроузла. С помощью применяемых конструкций входных оголовков также затруднительно эффективно привлекать рыб, обитающих в различных горизонтах водотока, или рыб различных видов [2]. Указанные выше недостатки входных оголовков негативно сказываются на эффективности работы всего РПС.

Для увеличения площади привлекающих в РПС течений применяют ряд технических методик, эффективность которых невысока [2, 3]. Что касается задачи одновременного привлечения в РПС производителей разных видов, то в настоящее время она не имеет приемлемого решения. Трудность состоит в том, что различные виды рыб обладают разной плавательной способностью, характеризующейся,

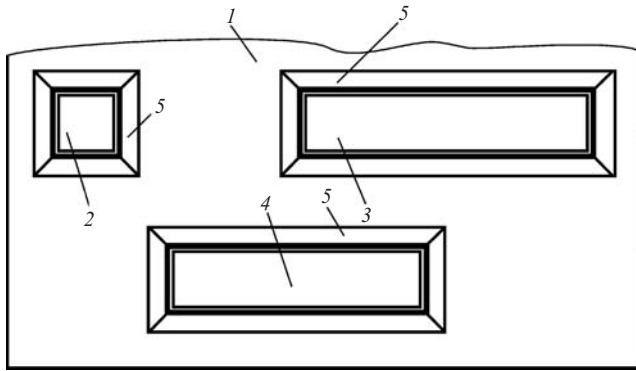


Рис. 1. Вид на входной оголовок со стороны нижнего бьефа:

1 — входная разделительная стенка (входной оголовок); 2 — вливное отверстие с привлекающим потоком на входе со скоростью  $V_{\text{привлек}}$ ; 3 — вливное отверстие с привлекающим потоком на входе со скоростью  $V_{\text{привлек}}$ ; 4 — вливное отверстие с привлекающим потоком на входе со скоростью  $V_{\text{привлек}}$ ; 5 — выходная часть вливных отверстий

в частности, привлекающей и сносящей скоростями их плавания. Так, для эффективного нахождения рыбами входа в РПС скорость вытекания из него водяного шлейфа должна быть привлекающей, но не превышать сносящую. Как видно из таблицы, одни и те же значения скоростей для одних видов рыб являются привлекающими, для других видов — сносящими, что не позволяет разным видам одновременно заходить в РПС.

Одним из решений указанной проблемы является совершенствование конструкций входных оголовков РПС путем формирования в них реогradientной структуры привлекающих течений. Суть данной технологии заключается в нейтрализации во вливных отверстиях РПС транзитного течения с помощью гидравлических струй [4]. Гидравлические струи, истекая из струеобразующих насадков, установленных по периметру вливного отверстия, выполненного в поперечной перегородке, образующей локальный перепад, и взаимодействуя между собой, образуют перед вливным отверстием со стороны верхнего бьефа зону “частично равных давлений”, что обеспечивает беспрепятственный пропуск мигрирующей рыбы через локальный перепад в сторону верхнего бьефа. Такое использование гидравлических струй позволит в одной входной разделительной стенке РПС выполнить несколько разноразмерных вливных отверстий, расположенных на различной глубине водотока (рис. 1). Кроме того, эта технология дает возможность создавать в вливных отверстиях различные гидравлические условия, соответствующие плавательной способности тому виду рыб, который привлекают в РПС через конкретное вливное отверстие в нужном слое водотока. Причем гидравлические условия во входной части РПС в этом случае не зависят от колебаний бьефов гидроузла [4, 5].

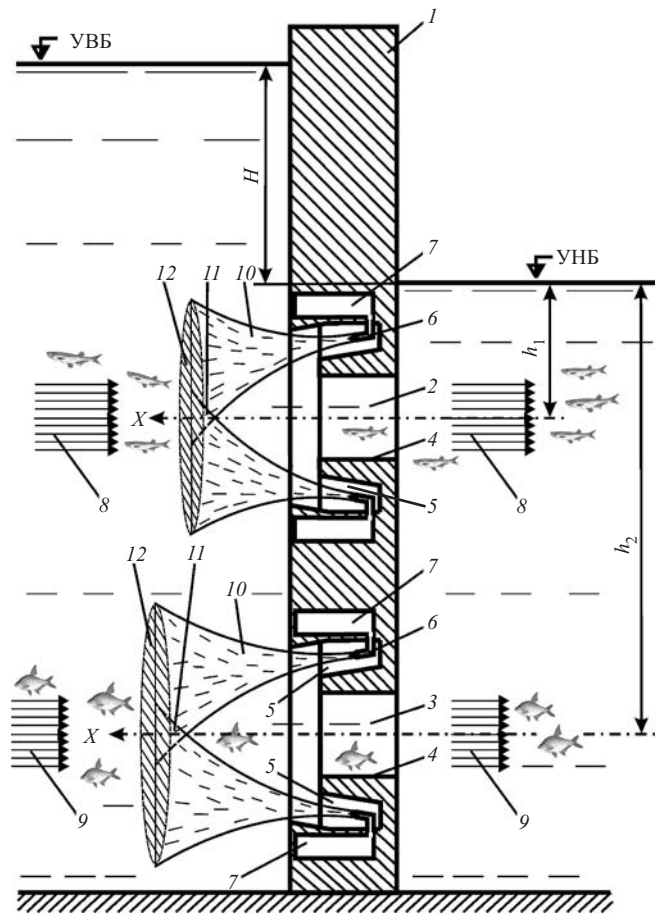
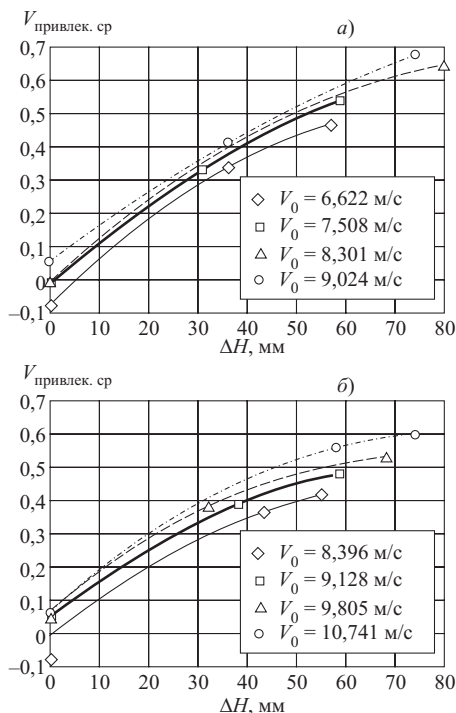


Рис. 2. Схема входной разделительной стенки (входного оголовка) в разрезе:

1 — входная разделительная стенка (входной оголовок); 2 — вливное отверстие верхнего яруса; 3 — вливное отверстие нижнего яруса; 4 — потокоформирующий фартук; 5 — галерея; 6 — струеобразующие насадки; 7 — напорные коллекторы; 8 — привлекающий поток в верхнем слое водотока; 9 — привлекающий поток в нижнем слое водотока; 10 — гидравлические струи; 11 — противоток; 12 — зона “частично равных давлений”;  $H$  — напор на входной стенке входного оголовка РПС;  $h_1$  — затопление вливного отверстия верхнего яруса;  $h_2$  — затопление вливного отверстия нижнего яруса

#### Привлекающие и сносящие скорости для различных видов мигрирующих рыб

Вид рыб	Скорость, м/с	
	привлекающая	сносящая
Лосось, форель, кумжа, жерех, щука	0,80 – 1,00	1,20 – 1,60
Усач, хариус, миноги	0,75 – 1,00	1,10 – 1,30
Сельди, подуст, краснопер	0,70 – 0,95	1,00 – 1,20
Белорыбица, осетр, севрюга, судак, язь	0,60 – 0,90	0,95 – 1,15
Сазан, лещ, окунь, линь, плотва	0,50 – 0,70	0,85 – 1,10



**Рис. 3.** Зависимость средней привлекающей скорости  $V_{\text{привлек}}$  от дополнительного напора  $\Delta H$ , получена на гидравлической модели масштаб  $\lambda_L = 10$  с использованием струеобразующих насадков  $d_{0n} = 10$  мм:

*a* — расстояние между осями гидравлических струй  $b_3 = 48$  мм, число гидравлических струй в ряду — 4; *б* — расстояние между осями гидравлических струй  $b_3 = 96$  мм, число гидравлических струй в ряду — 2

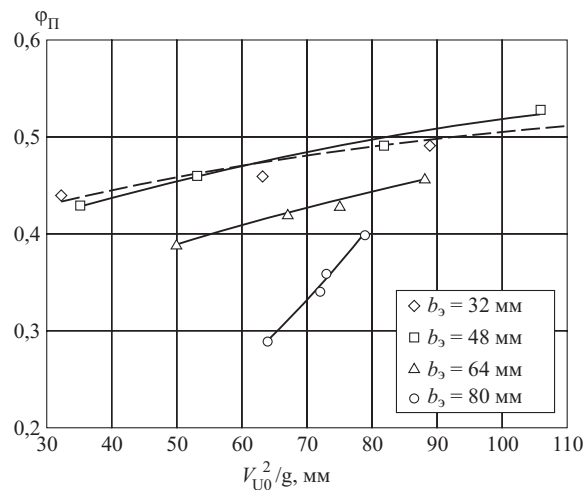
Создание гидравлических условий для эффективного привлечения в РПС рыб с разной плавательной способностью через различные влиывные отверстия возможно благодаря одновременному формированию перед отверстиями со стороны верхнего бьефа различных зон “частично равных давлений” (рис. 2). Математическое условие образования “зоны частично равных давлений” записывается в следующем виде [4, 6]:

$$V_{U0} = \sqrt{gH}, \quad (1)$$

где  $V_{U0}$  — начальная осевая скорость противотока, являющегося результатом взаимодействия гидравлических струй;  $g$  — ускорение свободного падения;  $H$  — напор на входной стенке входного оголовка РПС.

Начальную осевую скорость противотока  $V_{U0}$  находим по формуле [4, 6]

$$V_{U0} = \varphi \frac{V_0 d_{0n}^3 b_3^3 n}{9,514(h_3 - b_3)}, \quad (2)$$



**Рис. 4.** Зависимость изменения значения коэффициента  $\varphi_{\text{П}}$  от величины напора противотока  $V_{U0}^2/g$ , получена на гидравлической модели масштаб  $\lambda_L = 10$  с использованием струеобразующих насадков  $d_{0n} = 7$  мм при различных расстояниях между осями гидравлических струй

где  $V_{U0}$  — начальная осевая скорость противотока, м/с;  $\varphi$  — безразмерный коэффициент, определяемый опытным путем;  $V_0$  — начальная скорость истечения гидравлических струй из струеобразующих насадков, м/с;  $d_{0n}$  — диаметр струеобразующих насадков, м;  $b_3$  — расстояние между осями гидравлических струй, м;  $n$  — число гидравлических струй в ряду;  $h_3$  — расстояние между плоскостями распространения гидравлических струй, м.

Значения безразмерного коэффициента  $\varphi$  зависят от множества факторов, основными из которых являются размеры влиывного отверстия и конфигурация расположения струеобразующих насадков. Как показывают исследования, значения безразмерного коэффициента  $\varphi$  изменяются в диапазоне 0,001 – 4,00.

Для формирования привлекающего потока через влиывное отверстие необходимо, чтобы напор противотока  $V_{U0}^2/g$  был меньше напора  $H$  на входной стенке входного оголовка РПС на величину  $\Delta H$ , называемую дополнительным напором. Дополнительный напор  $\Delta H$  можно определить по формуле

$$\Delta H = H - \frac{V_{U0}^2}{g}, \quad (3)$$

где  $H$  — напор на входной стенке входного оголовка РПС, м;  $V_{U0}$  — начальная осевая скорость противотока, м/с;  $g$  — ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>.

Для математического обоснования средней скорости привлекающего потока на входе во влиывное отверстие воспользуемся выражением для определения скорости истечения жидкости из отверстий [7]

$$V_{\text{привлек}} = \sqrt{2g\Delta H}. \quad (4)$$

Исследования, проведенные на лабораторной установке с масштабом моделирования  $\lambda_L = 10$ , подтвердили наши предположения о влиянии значения дополнительного напора  $\Delta H$  на среднюю привлекающую скорость  $V_{\text{привлек}}$  (рис. 3). Как видно из графических кривых зависимости средней привлекающей скорости  $V_{\text{привлек}}$  от значения дополнительного напора  $\Delta H$ , в формулу (4) необходимо ввести поправочный безразмерный коэффициент  $\varphi_{\Pi}$ , который учитывал бы условия формирования гидравлическими струями противотока. С учетом данного обстоятельства выражение (4) примет вид

$$V_{\text{привлек}} = \varphi_{\Pi} \sqrt{2g\Delta H}. \quad (5)$$

В ходе проведенных экспериментов выявлено, что факторами, существенно влияющими на значение коэффициента  $\varphi_{\Pi}$ , оказались напор противотока  $V_{U0}^2/g$ , расстояние между осями гидравлических струй  $b_{\Sigma}$ , а также диаметр струеобразующих насадков  $d_{0n}$  (рис. 4, 5). Установлено, что значения коэффициента  $\varphi_{\Pi}$  колеблются в пределах 0,3 – 0,7 в зависимости от перечисленных выше факторов и размеров вливающего отверстия. Влияния же величины затопления вливающего отверстия  $h$  (рис. 2) на значение коэффициента  $\varphi_{\Pi}$  в ходе данных исследований выявлено не было.

Объединив выражения (2), (3) и (5), получим следующее обобщенное соотношение для определения средней привлекающей скорости на входе во вливающее отверстие, исходя из начальных условий формирования противотока, а также конфигурации расположения струеобразующих насадков по периметру вливающего отверстия и его размеров:

$$V_{\text{привлек}} = \varphi_{\Pi} \sqrt{2gH - \varphi' \frac{V_0^2 d_{0n}^3 b_{\Sigma}^3 n^2}{(h_{\Sigma} - b_{\Sigma})^2}}, \quad (6)$$

где  $\varphi_{\Pi}$  — поправочный безразмерный коэффициент, устанавливаемый опытным путем;  $\varphi'$  — расчетный коэффициент, зависящий от опытного коэффициента  $\varphi$  из выражения (2).

Значение коэффициента  $\varphi'$  в зависимости от конфигурации вливающего отверстия соответственно будет меняться в интервале 0,00000022 – 3,5.

Предлагаемая технология использования гидравлических струй позволит проектировать входные оголовки РПС нового поколения [8, 9]. В данных конструкциях оголовков РПС особое место

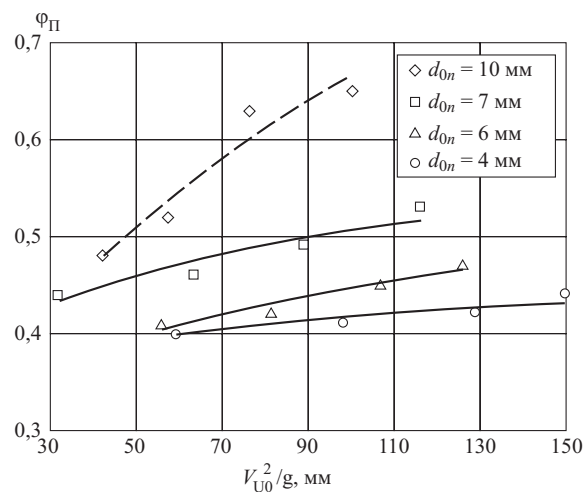


Рис. 5. Зависимость коэффициента  $\varphi_{\Pi}$  от величины напора противотока  $V_{U0}^2/g$ , получена на гидравлической модели масштабом  $\lambda_L = 10$  с использованием струеобразующих насадков различных диаметров при расстоянии между осями гидравлических струй  $b_{\Sigma} = 32 \text{ мм}$

уделено вопросам конфигурации входной разделительной стенки РПС с вливающими отверстиями, оснащенными струеобразующими насадками. Выбирая тот или иной вид входной разделительной стенки РПС, а также подбирая количество, форму и размеры вливающих отверстий, можно получать необходимое количество привлекающих потоков всевозможных значений по площади и различной интенсивности в нижнем бьефе гидроузла, обеспечивая тем самым привлечение рыб определенного вида и размера с максимально возможной зоны нижнего бьефа. Кроме того, выполнение вливающих отверстий поперечно (рис. 1, 2) позволит привлекать в РПС как донных рыб, так и мигрирующих у поверхности водотока.

Выбор варианта входного оголовка РПС, количества, формы, размера и способа размещения вливающих отверстий будет зависеть от вида, компоновки и графика работы конкретного гидроузла, а также видового и численного состава подлежащих пропуску рыб [1, 2, 10, 11 и др.].

Эксплуатация предлагаемых конструкций входных оголовков РПС требует подачи в их внутреннюю область дополнительного расхода воды. Это связано с тем, что для нормальной работы (создания нескольких привлекающих течений) таких входных оголовков РПС требуется расхода воды больше транзитного расхода по рыбопропускному тракту. Необходимый дополнительный расход определим из следующего выражения:

$$Q_{\text{доп}} = Q_1 + Q_2 + \dots + Q_n - Q_{\text{расч}}, \quad (7)$$

где  $Q_1$  — расход воды через первое вливающее отверстие оголовка РПС;  $Q_2$  — расход воды через

второе вливное отверстие оголовка РПС;  $Q_n$  — расход воды через  $n$ -ное вливное отверстие оголовка РПС;  $Q_{\text{расч}}$  — расчетный транзитный или попускающий расход воды РПС.

Зная размеры  $n$ -го вливного отверстия оголовка РПС и среднюю скорость привлекающего потока  $V_{\text{привлекл}}$  на входе в  $n$ -ное вливное отверстие, можно легко определить и расход воды через это отверстие по формуле [7]

$$Q_n = S_n V_{\text{привлекл}_n}, \quad (8)$$

где  $S_n$  — площадь  $n$ -го вливного отверстия входного оголовка РПС;  $V_{\text{привлекл}_n}$  — средняя скорость привлекающего потока на входе в  $n$ -ное вливное отверстие оголовка РПС.

Тогда, учитывая формулу (8), выражение (7) запишем в виде

$$Q_{\text{доп}} = S_1 V_{\text{привлекл}_1} + S_2 V_{\text{привлекл}_2} + \dots + S_n V_{\text{привлекл}_n} - Q_{\text{расчет}}. \quad (9)$$

Однако при питании систем струеобразующих насадок вливных отверстий входного оголовка РПС можно отказаться от насосов и запитать их из верхнего бьефа гидроузла, тем самым исключив затраты электроэнергии на формирование гидравлических струй [4, 13]. В этом случае дополнительный расход воды во входной оголовок можно подавать посредством формируемых гидравлических струй, при этом решая задачи создания противотоков во вливных отверстиях оголовка и подачи дополнительного расхода.

Для определения расхода воды  $Q_n''$ , подаваемого во входной оголовок посредством гидравлических струй, формируемых по периметру  $n$ -го вливного отверстия входного оголовка РПС, приравняем правые части выражений (1) и (2), которые возведем в квадрат, при этом получим следующее соотношение:

$$gH = \varphi^2 \frac{V_0^2 d_{0n}^4 b_{\text{Э}}^3 n^2}{[9,514(h_{\text{Э}} - b_{\text{Э}})]^2}. \quad (10)$$

Запишем выражение (10) в следующем виде:

$$V_0^2 d_{0n}^4 n^2 = \frac{gH d_{0n}^3 [9,514(h_{\text{Э}} - b_{\text{Э}})]^2}{\varphi^2 b_{\text{Э}}^3}.$$

Умножим левую и правую части последнего равенства на  $4\pi^2/16$ , а также заменим все входящие в

это равенство постоянные и опытные величины одним коэффициентом в квадрате  $\varphi_H^2 = \frac{4\pi^2 9,514^2}{16\varphi^2}$ ,

называемым коэффициентом напора. Получим следующее выражение:

$$\frac{4\pi^2 V_0^2 d_{0n}^2 n^2}{16} = \varphi_H^2 \frac{gH d_{0n}^3 (h_{\text{Э}} - b_{\text{Э}})^2}{b_{\text{Э}}^3}.$$

Левая часть полученного выражения есть не что иное, как квадрат расхода воды  $(Q_n'')^2$ , подаваемого во входной оголовок посредством гидравлических струй, формируемых по периметру  $n$ -го вливного отверстия входного оголовка РПС. В итоге можем заключить, что

$$(Q_n'')^2 = \varphi_H \frac{g^{\frac{1}{2}} H^{\frac{1}{2}} d_{0n}^{\frac{4}{3}} (h_{\text{Э}} - b_{\text{Э}})}{b_{\text{Э}}^{\frac{3}{3}}}, \quad (11)$$

где  $\varphi_H$  — безразмерный коэффициент напора, зависящий от опытного коэффициента  $\varphi = 0,001 \dots 4,0$  и соответственно принимающий значения в диапазоне  $\varphi_H = 3 \dots 15\,000$ .

Таким образом, для успешного функционирования входного оголовка РПС предлагаемой конструкции необходимо выполнить следующее равенство:

$$Q_1'' + Q_2'' + \dots + Q_n'' + Q_{\text{расчет}} = Q_1 + Q_2 + \dots + Q_n, \quad (12)$$

где  $Q_1''$ ,  $Q_2''$  и  $Q_n''$  — расходы воды, подаваемые во входной оголовок посредством гидравлических струй, формируемых по периметрам соответственно 1-го, 2-го, ...,  $n$ -го вливного отверстия входного оголовка РПС;  $Q_{\text{расчет}}$  — расчетный транзитный или попускающий расход воды РПС;  $Q_1$ ,  $Q_2$  и  $Q_n$  — расходы воды через соответственно 1-е, 2-е, ...,  $n$ -ное вливное отверстие входного оголовка РПС.

Как показывают расчеты и исследования сумма расходов воды  $Q_1'' + Q_2'' + \dots + Q_n''$ , подаваемых во входной оголовок посредством гидравлических струй, может быть как больше, так и меньше необходимой величины дополнительного расхода (см. формулу (7)). Поэтому подобные конструкции оголовков с целью достижения равенства (12) должны иметь дополнительные галереи. При необходимости с помощью этих галерей будет возможно подвести недостающий расход воды непосредственно из

верхнего бьефа во внутреннюю область оголовка или, наоборот, отвести лишний расход воды из внутренней области оголовка сразу же в нижний бьеф гидроузла [12, 13]. Например, для полной нейтрализации напора, равного 1 м, на вливном отверстии площадью  $1,04 \text{ м}^2$  потребуется расход воды, подаваемый во входной оголовок посредством гидравлических струй, равный  $Q_1'' = 0,63 \text{ м}^3/\text{с}$  [4]. При создании через это же вливное отверстие привлекающего потока со средней скоростью  $0,5 \text{ м/с}$ , оптимальной для частичковых видов рыб (см. таблицу), расход воды через отверстие составит  $Q_1 = 0,52 \text{ м}^3/\text{с}$  и выражение (12) примет вид  $Q_1'' + Q_{\text{расчет}} > Q_1$ . В этом случае для успешного функционирования РПС необходимо отвести лишний расход воды из внутренней области оголовка в нижний бьеф гидроузла.

При пропуске лососевых видов рыб потребуется привлекающий поток со средней скоростью не менее  $1,0 \text{ м/с}$ . Тогда расход воды, при прочих равных условиях, через это же вливное отверстие составит  $Q_1 = 1,04 \text{ м}^3/\text{с}$  и выражение (12) примет вид  $Q_1'' + Q_{\text{расчет}} < Q_1$ . В этом случае потребуется подать недостающий расход воды непосредственно из верхнего бьефа во внутреннюю область оголовка.

Предлагаемые конструкции входных оголовков на основе технологии использования гидравлических струй могут эффективно работать при любых колебаниях уровня нижнего и верхнего бьефов гидроузла. Кроме того, путем изменения начальных скоростей истечения гидравлических струй по периметрам вливных отверстий входного оголовка РПС можно, в зависимости от гидрологической обстановки в нижнем бьефе гидроузла, а также видового состава подлежащих пропуску рыб, создавать несколько регулируемых привлекающих потоков, различных по интенсивности, площади и направлению. Это в свою очередь позволяет:

создать условия на входе в рыбопропускное сооружение, соответствующие биологическим особенностям привлекаемых рыб;

обеспечить возможность захода в рыбопропускное сооружение рыб различных видов и размеров;

привлекать мигрантов,двигающихся в различных слоях водотока;

полностью привязать работу рыбопропускного сооружения к колебаниям уровней бьефов гидроузла;

сохранить естественность условий пропуска мигрантов.

Таким образом, с помощью предлагаемых конструкций входных оголовков РПС независимо от колебаний уровней бьефов гидроузла можно управлять структурой течения в пределах входной части РПС в различных горизонтах водотока, а также формировать в зоне поисков нижнего бьефа обширные, привлекающие рыб течения, обеспечивая тем самым благоприятные условия для привлечения и захода мигрирующих рыб в рыбопропускное сооружение.

## Список литературы

1. *СНиП 2.06.07–87*. Подпорные стены, судоходные шлюзы, рыбопропускные и рыбозащитные сооружения. М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1987.
2. *Шкура В. Н.* Рыбопропускные сооружения. — Новочеркасск: Новочеркасская гос. мелиоративная академия, 1998.
3. *Чистяков А. А.* Конструкции рыбоходов. — Новочеркасск: Новочеркасская гос. мелиоративная академия, 2006.
4. *Введенский О. Г.* Использование гидравлических струй для совершенствования технологии работы рыбоходных сооружений // Гидротехническое строительство. 2009. № 1.
5. *Пат. 2363806 РФ, МПК8 E02B 8 / 08.* Способ привлечения и пропуска рыб с разной плавательной способностью в рыбоход / О. Г. Введенский (РФ) // Бюллетень изобретений. 2009. № 22.
6. *Введенский О. Г.* Теоретическая модель водного потока, образованного двумя параллельными рядами  $n$  параллельных гидравлических струй / Мар. ГТУ. Йошкар-Ола, 1999. Деп. в ВИНТИ 22.01.99, № 316-B99.
7. *Осинов П. Е.* Гидравлика, гидравлические машины и гидропривод. — М.: Лесная промышленность, 1981.
8. *Пат. 2337210 РФ, МПК8 E02B 8 / 08.* Входной оголовок рыбохода / О. Г. Введенский (РФ) // Бюллетень изобретений. 2008. № 30.
9. *Пат. 2363807 РФ, МПК8 E02B 8 / 08.* Входной оголовок рыбохода (варианты) / О. Г. Введенский (РФ) // Бюллетень изобретений. 2009. № 22.
10. *Скоробогатов М. А.* Технические средства и технологии пропуска рыб через гидроузлы: Дис... д-ра техн. наук. — Тверь, 1997.
11. *Иванов А. В.* Обеспечение безопасности рыб на водозаборах: Дис... д-ра техн. наук. — М., 2007.
12. *Пат. 2335600 РФ, МПК8 E02B 8 / 08.* Способ привлечения и пропуска рыб из нижнего бьефа гидроузла в верхний бьеф и рыбоход его осуществляющий / О. Г. Введенский (РФ) // Бюллетень изобретений. 2008. № 28.
13. *Пат. 2339761 РФ, МПК8 E02B 8 / 08.* Способ привлечения рыбы в рыбоход и рыбоход его осуществляющий / О. Г. Введенский (РФ) // Бюллетень изобретений. 2008. № 33.

## К вопросу критериев безопасности гидротехнических сооружений

Каякин В. В., кандидат геол.-мин. наук, Парабучев И. А., доктор геол.-мин. наук, Бабков С. А., инженер (ОАО “Институт Гидропроект”)

*Оценка безопасности гидротехнических сооружений.* Оценка безопасности гидротехнических сооружений в соответствии с требованием статьи 8 Федерального закона “О безопасности гидротехнических сооружений” (№ 117-ФЗ от 21.07.1997 г.) должна осуществляться при помощи критериев безопасности. Актуальность критериев безопасности еще раз подтверждается аварией на Саяно-Шушенской ГЭС [1].

По существующей “Методике определения критериев безопасности гидротехнических сооружений” под критериями безопасности гидротехнических сооружений понимаются предельные значения количественных и качественных показателей состояния гидротехнических сооружений и условий их эксплуатации, соответствующие допустимому уровню риска аварии гидротехнического сооружения. Методика [6] включает определение двух критериев безопасности по состоянию сооружений: К1 и К2, разработка которых производится на основе анализа результатов расчетов и экспериментальных исследований фильтрационного, гидравлического и температурного режимов, напряженно-деформированного состояния, прочности и устойчивости гидротехнических сооружений.

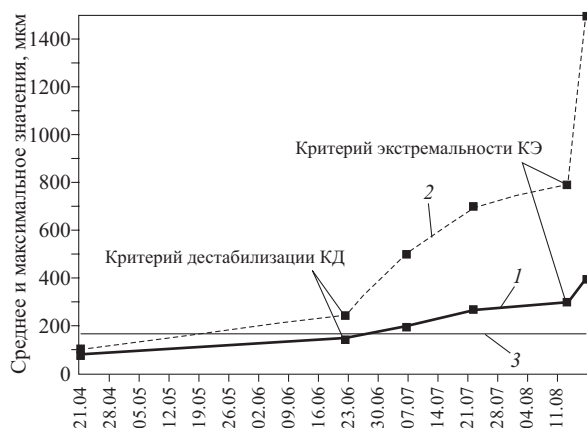
К1 — первый предупреждающий уровень значений диагностических показателей, при достижении которого состояние гидротехнического сооруже-

ния и его основания еще соответствует условиям нормальной эксплуатации.

К2 — второй (предельный) уровень значений диагностических показателей, при превышении которых эксплуатация гидротехнических сооружений в проектных режимах недопустима.

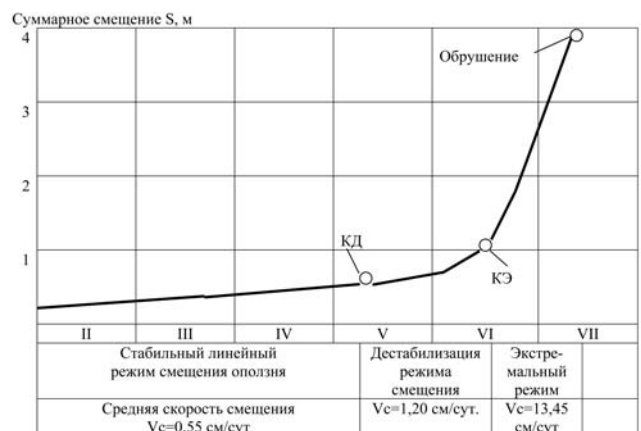
При безусловной целесообразности критериев безопасности К1 и К2, отражающих состояние гидротехнических сооружений, они, к сожалению, не могут оперативно учитывать развитие опасных процессов.

В “Акте технического расследования причин аварии, произошедшей 17 августа 2009 года в филиале ОАО “РусГидро”-“Саяно-Шушенская ГЭС имени П. С. Непорожного”, опубликованного в Интернете, привлекает внимание график развития радиальных вибраций подшипника турбины гидроагрегата № 2 на стр. 76 [1] (рис. 1). Для специалистов по природным и техно-природным процессам очевидно, что в соответствии с закономерностями развития опасных процессов, как видно на графике рис. 1, на гидроагрегате № 2 начиная с 23 июня 2009 г. фиксировалась опасная дестабилизация вибрации, показываемая критерием дестабилизации (КД), в результате которой, если не принимать предупреждающих мер, должно произойти резкое лавинообразное увеличение вибрации в экстремальном режиме. Именно такое увеличение вибрации, судя по графику, произошло после выведения 16 августа 2009 г. в 23 ч 14 мин гидроагрегата № 2 из резерва, что привело к аварийной ситуации.



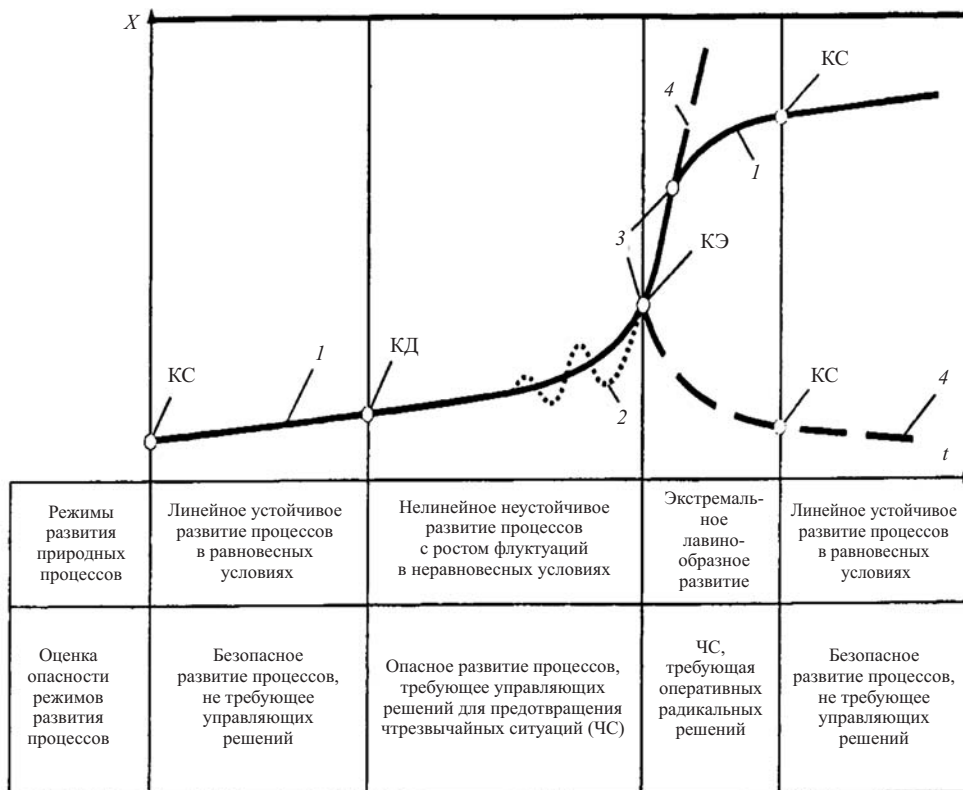
**Рис. 1.** Оценка опасности вибрации подшипника турбины гидроагрегата № 2 Саяно-Шушенской ГЭС (извлечение из Акта [1] с добавлением критериев безопасности развития процессов КД и КЭ)

1 – среднее значение, 2 – максимальное значение, 3 – максимальное значение по СТО 1733028227.140.001-2006 Приложение И.



**Рис. 2.** Оценка ситуации в карьере Хянганбичань (Китай) по данным наблюдений с учетом закономерностей развития процессов и добавлением критериев безопасности [2]





**Рис. 3.** Режимы развития природных, техно-природных и техногенных процессов по И. Р. Пригожину [3, 9] и оценка их опасности (см. табл. 1):

1 — кривая развития процесса во времени; 2 — флуктуации (колебания) развития; 3 — точки бифуркации; 4 — варианты развития процесса; КС, КД, КЭ — критерии безопасности: соответственно стабильности; дестабилизации; экстремальности

В качестве примера учета закономерностей развития опасных процессов, позволивших предотвратить аварийную ситуацию, на рис. 2 показан график развития смещения скального оползня карьера Хиангбичань в Китае, практически аналогичный графику развития вибрации на рис. 1. За смещением скального оползня велись наблюдения, результаты которых оперативно анализировались с учетом закономерностей развития техно-природных процессов [2]. При начале экстремального режима смещения скального оползня люди и техника были выведены из опасной зоны, что позволило избежать катастрофических последствий обрушения оползня.

В ОАО «Институт Гидропроект» разработана методика по определению и использованию критериев безопасности развития для природных и техно-природных процессов [3, 4, 10, 11] с позиций синергетического подхода Нобелевского лауреата И. Р. Пригожина. Установленные закономерности развития структур и процессов, по его мнению, справедливы для широкого круга природных, техно-природных и техногенных процессов. Представляется целесообразным критерии безопасности развития, показавшие эффективность для природных и техно-природных процессов, распространить и на чисто техногенные процессы.

*Общие закономерности развития природных, техно-природных и техногенных процессов.* Общие закономерности развития процессов наиболее полно описывают на современном уровне синергетические представления [9] о режимах развития структур и процессов (рис. 3).

В соответствии с синергетическими представлениями в окружающей нас среде формируются так называемые диссипативные структуры, под которыми понимаются локальные открытые нелинейные системы (структуры) [9]. Локальность структур подразумевает возможность вычленения их из общей системы, открытость — возможность взаимодействия с другими структурами, нелинейность обуславливается сложным развитием структуры под совместным воздействием большого количества факторов. Таким условиям отвечает большинство окружающих нас природных, техногенных и техно-природных систем. Развитие этих локальных открытых нелинейных систем происходит в зависимости от наличия или отсутствия в них равновесных условий.

При равновесных условиях развитие системы проходит в стабильном линейном устойчивом режиме (рис. 3, табл. 1, период КС-КД). Нарушение равновесных условий приводит к дестабилизации развития системы, которое начинает происходить в

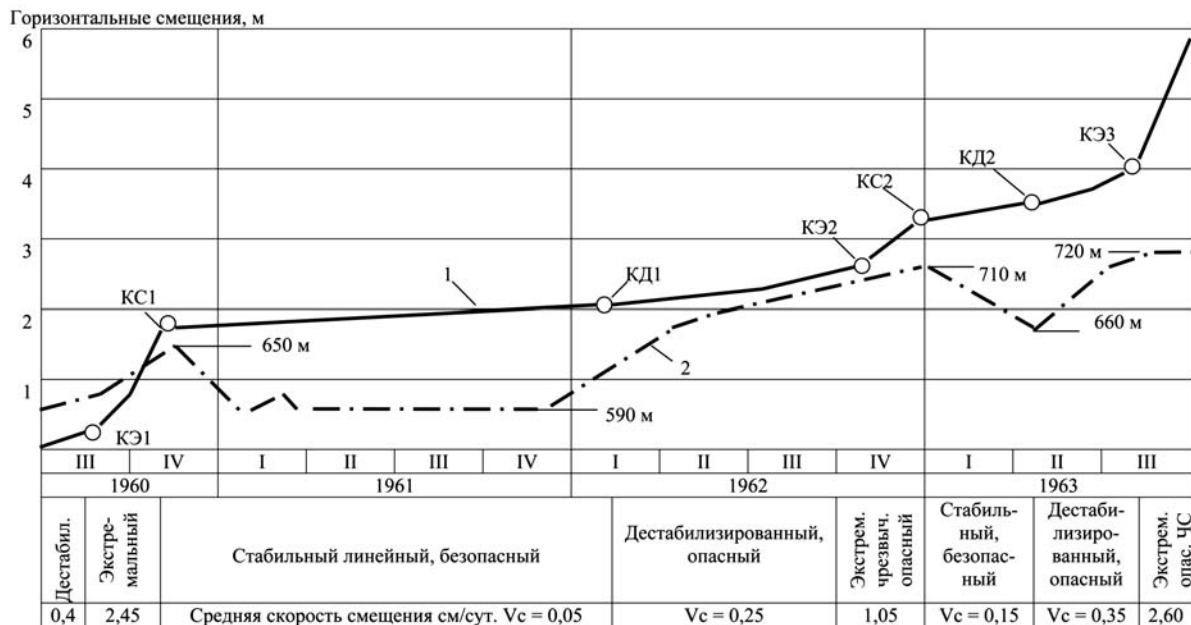


Рис. 4. Оценка опасности смещения скального оползня на берегу водохранилища Вайонт [7], критерий экстремальности КЭ до обрушения оползня был еще дважды превышен в результате поднятия уровня воды в водохранилище:

1 — кривая смещения оползня; 2 — уровень воды в водохранилище; КС, КД и КЭ — критерии стабилизации, дестабилизации и экстремальности

нелинейном неустойчивом режиме с флуктуациями (рис. 3, табл. 1, период КД-КЭ).

Дальнейшее обострение неравновесных условий приводит к экстремальному лавинообразному режиму развития системы с обострением (рис. 3, табл. 1, период КЭ — точка бифуркации), в резуль-

тате чего происходит принципиальная ее перестройка и система выходит на новый качественный уровень. При этом в ней вновь возникают равновесные условия, обеспечивающие стабильное линейное развитие (рис. 3) до нового нарушения равновесных условий в системе.

Т а б л и ц а 1

Оценка опасности режимов развития природных, техно-природных и техногенных процессов (см. рис. 3)

Периоды времени (рис. 3)	Закономерности развития процессов	Опасность режимов развития процессов	Опознавательные признаки режимов развития процессов
КС-КД	Стабильное линейное устойчивое развитие процессов в равновесных условиях в локальной системе	<b>Безопасное развитие процессов</b> , не требующее управляющих решений. Прогнозы достоверны и могут надежно учитываться при проектировании	Начало режима фиксируется критерием стабильности КС, окончание — критерием дестабилизации КД. Характерна наибольшая продолжительность периода и небольшие изменения показателей
КД-КЭ	Нестабильное нелинейное неустойчивое развитие процессов в неравновесных условиях в локальной системе	<b>Опасное развитие процессов</b> , требующее управляющих решений для предотвращения ЧС. Прогнозы существенно осложняются наличием флуктуаций, появляется возможность возникновения ЧС	Начало режима фиксируется критерием дестабилизации КД, окончание — критерием экстремальности КЭ. Продолжительность периода меньше, чем у стабильного линейного режима, характерны разнознаковые заметные изменения показателей
КЭ — точка бифуркации	Экстремальное лавинообразное развитие процессов в результате обострения неравновесных условий в локальной системе	<b>Чрезвычайная ситуация</b> — крайне опасное лавинообразное развитие процессов, требующее оперативных ответственных решений при дефиците времени и информации. Прогнозы весьма затруднены	Начало режима фиксируется критерием экстремальности КЭ, окончание — перестройкой системы. Характерна наименьшая продолжительность развития с резким увеличением показателей на несколько порядков. Экстремальному лавинообразному режиму всегда предшествует нелинейный неустойчивый режим развития процессов

Рассмотренные закономерности режимов развития процессов можно отразить следующей системой уравнений [5]:

стабильный режим (КС — КД, рис. 3)

$$X_1 = X_1 t + X_0;$$

нелинейный режим (КД — КЭ, рис. 3)

$$X_2 = X_2 t^2 + X_1 t + X_0;$$

Экстремальный режим (КЭ — точка бифуркации на рис. 3)

$$X_3 = X_3 t^3 + X_2 t^2 + X_1 t + X_0.$$

*Критерии безопасности развития природных, техно-природных и техногенных процессов.* Закономерности и особенности развития в различных режимах природных и техно-природных процессов взаимодействия техногенных и природных систем позволяют оценить их опасность и необходимость управляющих решений для предотвращения и ликвидации опасности (табл. 1).

Стабильный режим развития процессов в равновесных условиях локальной системы в связи с его устойчивостью и линейностью является безопасным, так как развитие процесса и его последствия относительно просто и достоверно прогнозируются и могут быть надежно учтены заранее в проектных решениях.

Дестабилизация равновесных условий и вступление системы в нелинейный неустойчивый режим развития делает развитие процессов опасным в связи с существенным усложнением и уменьшением достоверности прогнозов развития, в том числе и за счет флуктуаций, а главное — в связи с появлением возможности перехода развития процесса в экстремальный режим (табл. 1).

Наиболее опасным является экстремальный режим развития процесса с обострением, поскольку скорость развития увеличивается на один-два порядка и более. Процесс в большинстве случаев становится неуправляемым, дефекты системы растут,

как правило, лавинообразно. Прогнозы развития процессов в экстремальном режиме наиболее затруднены и наименее достоверны, что делает принятие управляющих решений особенно сложным и ответственным в связи с дефицитом информации и времени (рис. 3).

В том случае, если экстремальное развитие тех или иных процессов приводит к значительному ущербу, например возможны человеческие жертвы или экономический ущерб измеряется миллионами рублей, то возникшая обстановка расценивается как чрезвычайная ситуация (ЧС).

Для различения режимов развития процессов вводятся критерии стабильности (КС), дестабилизации (КД) и экстремальности (КЭ), которые могут рассматриваться как критерии безопасности развития процессов.

Таким образом, под критериями безопасности развития природных и техно-природных процессов понимаются критериальные значения показателей, определяющие стабильный линейный режим развития — критерий стабилизации КС, дестабилизированный нелинейный режим развития — критерий дестабилизации КД и экстремальный лавинообразный режим развития — критерий экстремальности КЭ.

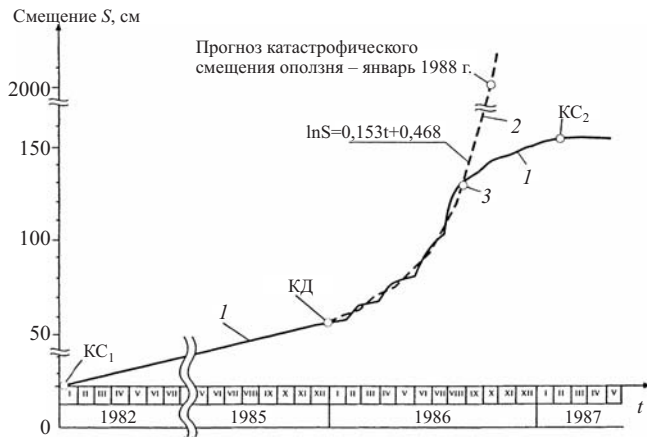
Рассматриваемые режимы развития процессов характеризуются, как правило, разной интенсивностью и различной продолжительностью (табл. 2).

Критерием стабильности КС является начало стабильного режима развития процесса, критерием дестабилизации КД — точка перехода стабильного режима устойчивого линейного развития в нелинейный неустойчивый режим с флуктуациями, критерием экстремальности КЭ — начало лавинообразного режима накопления дефектов в системе в результате резкого обострения неравновесных условий (рис. 3). Эти критерии могут использоваться для оперативной оценки режима развития по визуально фиксируемым изменениям графика зависимости показателей от времени (растровый метод оценки), что дает возможность оперативной и объективной оценки получаемых данных режимных наблюдений.

Т а б л и ц а 2

Соотношение интенсивности и продолжительности режимов развития техно-природных процессов по данным наблюдений (в условных показателях)

Показатель режима	Режим		
	стабильный линейный	дестабилизированный нелинейный	экстремальный
Интенсивность (скорость)	1	3 – 10	10 – 100
Продолжительность	10 – 100	3 – 10	1



**Рис. 5.** Прогноз и предотвращение катастрофического смещения оползня на Загорской ГАЭС с учетом закономерностей и критериев развития процессов [8]:

1 — график смещения оползня во времени  $t$ ; 2 — прогнозный график смещения; 3 — точка бифуркации; КС, КД, КЭ — критерии стабильности, дестабилизации и экстремальности

Ниже рассматривается использование критериев безопасности развития процессов на примерах, которые ограничены в связи с профессиональной деятельностью авторов природными и техно-природными процессами.

*Примеры оценки опасности развития процессов взаимодействия сооружений с окружающей средой.* Применение критериев безопасности для оценки режимов развития природных и техно-природных процессов позволяет своевременно выявить опасность экстремального развития этих процессов для принятия мер по предотвращению чрезвычайных ситуаций.

Одним из самых наглядных примеров катастрофы, которую можно было избежать, применив критерии безопасности развития процессов, является авария на водохранилище Вайонт в Италии в 1963 г. Экстремальное смещение скального оползня оказалось неожиданным, хотя за движением оползня велись режимные наблюдения. Крупнейший инженер-геолог Л. Мюллер, под руководством которого велись наблюдения, в своей работе [7] утверждал, что предсказать катастрофическое смещение оползня было невозможно. Однако результаты анализа приведенных им данных позволяют утверждать обратное.

На рис. 4 приводятся графики горизонтального смещения скального оползня (сплошная линия) и изменения уровня водохранилища (штрих-пунктир) во времени, построенные по данным Л. Мюллера. На график смещения оползня нанесены критерии безопасности развития процессов, разработанные в соответствии с синергетическими представлениями. Анализ графиков показывает следующее. При поднятии уровня воды в водохранилище в 1960 г. до отм. 650 м произошла резкая

дестабилизация движения оползня с переходом в экстремальный режим развития, что фиксируется критерием экстремальности КЭ1 (рис. 4). Уже тогда возникла весьма опасная ситуация. Последующая сработка водохранилища привела к стабилизации оползня (КС1), которая сохранялась в течение 1961 г.

Дальнейшее поднятие уровня водохранилища в 1962 г. до отм. 710 м вновь обусловило дестабилизацию оползня с переходом в экстремальный режим развития (рис. 4, КД1 и КЭ2). Сработка водохранилища в 1963 г. дала возможность некоторой стабилизации оползня (КС2).

Новое поднятие уровня водохранилища в 1963 г. до отметки 720 м снова привело к дестабилизации оползня (КД2), переходу движения оползня в экстремальный режим (КЭ3) и последующему катастрофическому обрушению скального оползня в водохранилище (рис. 4). Гигантская образовавшаяся волна переклестнула устоявшую арочную плотину и привела к гибели 2 тысяч жителей нижележащей долины.

Очевидно, что в сложившихся условиях нельзя было поднимать уровень водохранилища до отм. 650 м, о чем свидетельствуют критерии экстремальности. Однако закономерности развития процессов не учитывались при наблюдениях, поскольку в то время они еще не были установлены И. Р. Пригожиным.

Удачным примером использования закономерностей и критериев безопасности развития процессов является предотвращение катастрофического смещения оползня на Загорской ГАЭС (рис. 5) [8]. Оползневое тело, сложенное моренными супесями и суглинками, смещалось по пластичным меловым глинам. По данным наблюдений за 4 года (1982 – 1985 гг.) смещение оползня составляло 60 см, при этом скорость смещения была 1,25 см/мес, или 0,04 см/сут. В январе 1986 г. скорость смещения оползня увеличилась, составив 0,25 см/сут, т.е. превысила КД. Одновременно по графику смещения оползня была зафиксирована нелинейность (рис. 5), указывавшая на переход линейного устойчивого режима в нелинейный дестабилизированный режим развития и на возникновение опасности.

В августе 1986 г. кривая графика смещения оползня резко пошла вверх, показывая переход смещения оползня в экстремальный режим (рис. 5). При этом скорость смещения достигла 1,85 см/сут, подойдя к величине критерия экстремальности. Подобранный уравнение связи смещения со временем показало реальную возможность катастрофического смещения оползня в январе 1988 г. при достижении критической величины 4 см/сут, определенной по оползням в этом районе (рис. 5).

На основании полученной информации было принято решение об устройстве упорной призмы и о выполнении дренажных мероприятий. Это обеспечило стабилизацию оползня, которая контролируется продолжающимися в настоящее время наблюдениями.

Приведенные примеры показывают возможность эффективного использования критериев безопасности развития для техно-природных процессов взаимодействия сооружений с окружающей средой. Как представляется, разработанные подходы могут быть распространены и на техногенные процессы.

Возвращаясь к аварии на Саяно-Шушенской ГЭС, необходимо отметить следующее. Вибрация турбинного подшипника гидроагрегата, являясь совместным результатом самых различных техногенных процессов, может служить индикационным показателем для оценки опасности этих процессов, развивающихся в гидроагрегатах при их эксплуатации. Подтверждением этого служит то, что именно вибрация по гидроагрегату № 2 резко отличалась от других агрегатов [1, (табл. на стр. 62 – 63)], в отличие от ряда других показателей, например количества переходов гидроагрегатами не рекомендуемой зоны II, времени нахождения агрегатов в этой зоне, а также времени работы гидроагрегатов в сети [1, (табл. на стр. 73 и 74)].

Для измерения показателя использовалась амплитуда вибрации, допустимая величина которой для нормальной эксплуатации составляет 160 мкм по ПТЭЭСиСРФ [1] (стр. 50). Инструкция по эксплуатации гидроагрегатов, утвержденная главным инженером филиала ОАО “РусГидро” — “Саяно-Шушенская ГЭС имени П. С. Непорожного” от 18.05.2009, требует: “Гидроагрегат должен быть разгружен или остановлен в срок, определяемый главным инженером гидроэлектростанции при внезапном увеличении вибрации крышки турбины и верхней крестовины агрегата более 0,16 мм (160 мкм)” [1, (стр. 75)].

По имевшейся документации амплитуда вибрации по гидроагрегату № 2 после ремонтных работ составляла 149 мкм на 16.03.2009 [1, (стр. 50)], но затем увеличилась до 200 – 500 мкм по состоянию на 6.07.2009, далее до 275 – 700 мкм на 22.07.2009 и до 300 – 800 мкм на 13.08.2009 [1, (график на стр. 76)]. Как показывает характер графика, после 22.06.2009 развитие вибрации вступило в опасный дестабилизированный режим с возможным переходом в экстремальный режим, что требовало остановки гидроагрегата и выполнения дополнительных ремонтных работ. К 16.08.2009 гидроагрегат № 2 находился в резерве начиная с 14.08.2009 г., судя по графику на стр. 76 [1].

Следует отметить, что “система непрерывного виброконтроля, установленного на агрегате № 2 в 2009 г., не была введена в эксплуатацию и не учитывалась оперативным персоналом и руководством станции при принятии решений” [1, (стр. 66)]. Поэтому, несмотря на имевшиеся данные об опасной вибрации [1, (график на стр. 76)], гидроагрегат № 2 по решению оперативного персонала станции был выведен из резерва и введен в работу 16.08.2009 в 23 ч 14 мин [1, (стр. 60)]. После ввода в работу гидроагрегата № 2 вибрация увеличивалась в экстремальном режиме лавинообразно, в том числе за период с 8:00 до 8:13 17.08.2009 амплитуда вибрации возросла с 600 до 840 мкм [1, (таблицы на стр. 62 – 63)] и достигла к моменту аварии 1500 мкм [1, (график на стр. 76)], что привело к аварийной ситуации.

Таким образом, одной из причин аварии явилось отсутствие учета развития вибрации при эксплуатации гидроагрегата № 2. Недостаточному вниманию к вибрации способствовало наличие только одной нормативной величины ее амплитуды 160 мкм, которая в эксплуатационных условиях была превзойдена кроме гидроагрегата № 2 еще на четырех гидроагрегатах — № 1, № 5, № 8 и № 9, где она составляла 175 – 275 мкм [1, (стр. 62 – 63)]. Имевшаяся практика эксплуатации гидроагрегатов при величине вибрации, превышающей норматив, позволяла персоналу не обращать внимание на ее развитие. Назначение критериев безопасности развития вибрации — критерия дестабилизации КД и критерия экстремальности КЭ — при эксплуатации гидроагрегатов могло бы содействовать концентрации внимания персонала на учете в своих действиях данных по опасному развитию вибрации и способствовать предотвращению аварии.

В результате рассмотрения приведенных данных представляется целесообразным рекомендовать введение для опасных техногенных процессов критериев безопасности развития: критерия стабильности КС, критерия дестабилизации КД и критерия экстремальности КЭ — для учета получаемых оперативных данных при принятии решений в целях обеспечения безопасности гидротехнических сооружений. Как показано на рис. 2 и 5, применение критериев безопасности развития опасных процессов делает возможным предотвращение аварийных ситуаций.

*Совместное использование критериев безопасности состояния сооружений (К1 и К2) и критериев безопасности развития процессов (КС, КД и КЭ).* Для оценки безопасности строительства и эксплуатации гидротехнических объектов необходимо пользоваться совместно критериями безопасности состояния гидротехнических объектов К1 и К2 и критериями безопасности развития опасных процессов

КС, КД и КЭ, включая процессы взаимодействия объекта с окружающей средой и техногенные процессы.

Состояние сооружения в целом обусловлено развитием техногенных процессов, а также процессов взаимодействия его с окружающей средой. Однако критерии К1 и К2 состояния сооружений не могут фиксировать интенсивное развитие опасных процессов.

Как показано выше, при нормальном состоянии сооружений, фиксируемом критерием К1, развитие опасных процессов может выйти на экстремальный режим развития, отражаемый критерием КЭ. С другой стороны, при стабильном режиме развития опасных процессов, фиксируемом критерием КС, могут быть превышены критерии состояния сооружений К1 и К2.

Приоритет тех или иных критериев безопасности должен определяться их чувствительностью, т.е. способностью как можно раньше сигнализировать о наличии опасности. Для одних условий эксплуатации гидротехнического объекта более чувствительными будут являться критерии развития опасных процессов, тогда как для других — критерии состояния сооружений.

Таким образом, при совместном использовании критериев безопасности состояния сооружений К1 и К2 и критериев развития процессов КС, КД и КЭ для оценки опасности следует отдавать приоритет тем критериям, которые раньше сигнализируют о возникшей опасности. В некоторых случаях критерии развития опасных процессов КД и КЭ могут совпадать с критериями состояния гидротехнических сооружений и их оснований К1 и К2.

Совместное использование критериев безопасности состояния сооружений и критериев развития процессов будет обеспечивать более раннюю диагностику возникающей опасности, что дает возможность своевременного выполнения мероприятий по предотвращению аварийной ситуации при строительстве и эксплуатации гидротехнических объектов.

## Выводы

В настоящее время для обеспечения безопасной эксплуатации гидротехнических сооружений используются критерии безопасности К1 и К2 по состоянию сооружений. Это не позволяет учитывать интенсивное развитие опасных процессов, что подтверждается аварийной ситуацией на Саяно-Шушенской ГЭС.

Предлагается кроме критериев безопасности состояния сооружений К1 и К2 использовать также

критерии безопасности развития опасных процессов: критерий дестабилизации КД и критерий экстремальности КЭ.

Показаны примеры назначения и использования критериев безопасности развития природных и техно-природных процессов, в том числе и для предотвращения аварийных ситуаций.

Представляется целесообразным использовать изложенные подходы назначения критериев безопасности развития процессов и для опасных техногенных процессов.

Совместное использование критериев безопасности К1 и К2 по состоянию сооружений и критериев безопасности развития процессов КД и КЭ позволит повысить безопасность эксплуатации гидротехнических сооружений.

## 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. <http://www.gosnadzor.ru/actSSG/bak>.
2. Ван Сижинг, Сун Йюке, Ху Бинг, Ли Йюрюю. Количественный и пространственно-временной прогноз гравитационных процессов // 27-й Международный геологический конгресс. Доклады. — М.: Наука, 1994. Т. 17.
3. Каякин В. В. Прогноз чрезвычайных ситуаций, связанных с техно-природными процессами, и обеспечение безопасности объектов // Геоэкология. Инженерная геология. Гидрогеология. Геокриология. — М.: Наука, 1999. № 2.
4. Каякин В. В., Мулина А. В., Дмитриева И. Л. Оценка экологической безопасности воздействия гидроэнергетических сооружений на окружающую среду по критериям безопасности // Безопасность энергетических сооружений. — М.: АО "НИИЭС", 1999. Вып. 4.
5. Манжиков Б. Ц. Индуцированная сейсмичность и удароопасность шахтных полей. Автореф. докторской дис. ... д. т. н. — Бишкек, 1997.
6. Методика определения критериев безопасности гидротехнических сооружений / Иващенко И. Н., Царев А. И. и др. — М.: РАО "ЕЭС России", 2001.
7. Мюллер Л. Оползень в долине Вайонт // Проблемы инженерной геологии. — М.: Мир, 1967. Вып. 4.
8. Осипов В. И., Варга А. А., Каякин В. В., Долгин Н. Н., Бариннов А. М. Обеспечение безопасности: управление и защита от природных опасностей // Природные опасности и общество / Под ред. Осипова В. И. и Шойгу С. К. — М.: КРУК, 2002.
9. Пригожин И., Стенгерс И. Порядок из хаоса. — М.: Прогресс, 1986.
10. Kayakin V. V., Paraboutchev I. A. Prediction and prevention of emergency situations associated with geological processes // 8th International IAEG Congress. Vancouver, Canada, 1998.
11. Kayakin V. V., Pigalev A. S., Paremud S. P. Tracing of hazardous processes development at construction of the Altai Hydropower Project with use of sociological and environmental monitoring for prevention from emergency situations // International Symposium on Latest Natural Disasters. Sofia, Bulgaria, 2005.

## Анализ необратимых процессов в створе плотины Саяно-Шушенской ГЭС

Тетельмин В. В., доктор техн. наук, профессор  
(Московский государственный открытый университет)

17 августа 2009 г. произошла авария на крупнейшей российской Саяно-Шушенской гидроэлектростанции (СШГЭС). Сильная вибрация второго гидроагрегата разрушила крепления крышки рабочего колеса турбины, что привело к срыву крышки турбины и разгерметизации водопроводящего тракта гидроагрегата. В Акте технического расследования Ростехнадзора говорится: “Авария произошла из-за совокупности различных причин”.

На 1986 г. в мировом регистре числилось более 6300 высоких бетонных плотин [5]. Когда сооружались крупные гидроузлы, считалось, что высокие плотины могут легко приспособиться к деформациям массивов скальных оснований и береговых примыканий. В настоящее время выясняется, что это не совсем так. Многие наблюдаемые на СШГЭС явления не укладываются в классические расчетные схемы высоконапорных гидроузлов.

Арочно-гравитационная плотина СШГЭС действительно не имеет аналогов в мировой практике плотностроения. Сооружение подобных плотин оправдано в тех случаях, когда получаемая экономическая выгода перевешивает все виды реального и прогнозируемого ущерба от строительства и эксплуатации ГЭС. Это аксиома. В течение всех лет эксплуатации плотины СШГЭС наблюдается несоответствие некоторых проектных предположений ее фактическому состоянию. Авторы многих научно-технических статей об особенностях работы плотины СШГЭС называют цифры, свидетельствующие о выходе плотины за рамки проектного режима работы [2, 8, 9, 13].

Уникальное сочетание больших амплитуд циклических колебаний уровня верхнего бьефа и больших амплитуд годовых температур порождает многообразные неустановившиеся процессы, которые изменяют напряженно-деформированное состояние плотины, массива основания и берегов, а также всего комплекса сооружений ГЭС. Чтобы дать надежный прогноз работы комплекса водохранилище — плотина — основание, необходимо знать сущность происходящих сложных фильтрационно-реологических процессов.

С позиций гидротехника земная кора — это прочная горная порода, способная выдержать нагрузку в миллиарды тонн, создаваемую весом водохранилища и плотины. Однако земная кора не является “твердью”, она “плавает” в подкоровом субстрате горячей магмы и при этом всегда стремится к достижению состояния гидростатического равновесия. Это явление называется *изостазией* [12].

Любые достаточно значимые изменения нагрузки на земную кору: искусственные водохранилища, глубокие карьеры, откачка подземных вод и нефти — приводят к изменению изостатического равновесия.

При проектировании и эксплуатации крупных гидроузлов необходимо рассматривать два класса процессов:

неклассические процессы, вызванные погружением толщи земной коры вместе с гидросооружением в вещество частично расплавленной мантии [7]. В данном случае земная кора прогибается под действием сосредоточенной силы веса водохранилища как упругая оболочка, плавающая в тяжелой жидкости [19];

классические процессы, сопровождающие работу полубесконечного массива горных пород как упругой фильтрующей субстанции, вмещающей все сооружения и принимающей на себя все разновидности нагрузок и воздействий [10, 11, 13, 15, 20].

Напряженно-деформированное состояние горных пород в районе Саяно-Шушенского гидроузла определяется действием процессов обоих классов, однако при проектировании ГЭС первые из них (неклассические) во внимание не принимались.

Вес водохранилища СШГЭС составляет более 30 млрд. т. Земная кора в районе водохранилища под действием этой нагрузки медленно погружается в вязкое вещество подстилающей мантии. Это процесс регионального масштаба, охватывающий территорию в сотни тысяч квадратных километров [7]. Прогибание земной коры и сопутствующие релаксационные процессы будут продолжаться ещё не один десяток лет. На периферии этих процессов происходит компенсационное поднятие земной коры. Приблизительные расчеты показывают, что за годы эксплуатации “стрела прогиба” толщи земной коры в районе створа плотины составляет около 30 см [19].

Факт прогибания земной коры подтверждается монотонным многолетним уменьшением длины линий хорд арки, свидетельствующим о непрерывно происходящем процессе сближения береговых массивов в створе плотины.

Первым важным следствием прогибания земной коры в плоскости створа является то, что оно “уводит” основание из-под плотины, которая все больше “зависает” на сближающихся берегах.

Вторым важным следствием является то, что сближение берегов изгибает арку в плане, отодвигая ключевую и другие секции в сторону верхнего бьефа (ВБ), и тем самым “скрывает” часть пласти-

ческих деформаций — необратимых смещений плотины в сторону нижнего бьефа (НБ).

Прогибание земной коры обычно усиливает сейсмическую активность в районе строительства [4, 21]. СШГЭС не стала исключением. В период интенсивного заполнения водохранилища в зоне сейсмогенерирующей структуры в 75 км на юго-западе от створа ГЭС было отмечено значительное повышение сейсмической активности. В районе водохранилища ежегодно происходят десятки землетрясений энергетического класса более 5,0. Можно предположить, что сильное землетрясение в марте 1994 г. с эпицентром в районе г. Шагонар является техногенным [3].

Саяно-Шушенский гидроузел не только формирует прогиб земной коры, но и изменяет температурное и напряженно-деформированное состояние огромной толщи массива горных пород, ландшафт, гидрологию и гидрогеологию региона; влияет на климат; вносит локальное изменение в гравитационное поле Земли и инициирует локальные сейсмические события. Не имея достаточных знаний об особенностях работы сооружений подобного масштаба, служба эксплуатации ГЭС только фиксировала различные нелинейные и непредсказуемые явления. В актах обследования фигурирует запись: “Плотина не вышла на квазистационарный режим работы”. При этом одни гидротехники говорят, что плотина еще “молодая” и не адаптировалась к внешним условиям, другие — что происходит “деструкция стареющего бетона”.

В основании плотины СШГЭС залегают кристаллические сланцы. Основание наиболее “подвижной” стационарной части плотины сложено ортосланцами, разбитыми сетью крутопадающих и пологих многоярусных тектонических зон. Сработка-наполнение водохранилища СШГЭС порождает в большом объеме массива оснований и берегов неустановившиеся процессы, проявляющиеся в длительном перераспределении пьезометрических напоров и изменении силовых воздействий на подземный контур плотины и прилегающий массив горных пород. При этом любому изменению фильтрационного напора в кристаллических сланцах соответствует изменение параметров их трещиноватости, проницаемости и деформируемости [17].

При создании водохранилища СШГЭС произошла зарядка большого объема упругой трещиновато-пористой среды водой высокого напора на глубину не менее тысячи метров [6, 17]. Процессы сработки и наполнения глубокого водохранилища определяют ряд особенностей в поведении плотины и ее основания: нелинейный рост расхода дренажа основания при наполнении водохранилища и уменьшение дебита дренажа при постоянно высоком уровне верхнего бьефа [14], изменение скорости прохождения упругих волн в основании на больших глубинах [10], временную несогласован-

ность линейных и угловых перемещений по отношению к изменению уровня верхнего бьефа [13, 15]. По этой причине наблюдаются перемещения плотины и гидроагрегатов даже после наполнения водохранилища, когда УВБ держится на постоянной отметке.

Проблемы с плотиной СШГЭС возникли задолго до завершения ее строительства. Как отмечают авторы [2, 8], “ошибки в расчетах и раннее наполнение водохранилища до полного завершения строительства плотины привели к перегрузке первых столбов секций и образованию двух систем трещин: на контакте плотины с основанием и в бетоне напорной грани”. Первые столбы русловых секций плотины вблизи напорной грани отошли от основания до достижения проектного уровня верхнего бьефа. По мере наполнения водохранилища до нормального подпорного уровня суммарный расход дренажа основания постепенно увеличился до 550 л/с, а сквозные трещины первого столба плотины в районе отм. 344 м пропускали расход до 460 л/с.

В подобном состоянии плотина работала не менее 8 лет. Все это время высокоскоростной фильтрационный поток разрушал бетон и цементный камень. Мировой опыт показывает, что через 30 – 40 лет эксплуатации цементационных завес и зон укрепительной цементации их противифльтрационные, прочностные и деформационные качества значительно ухудшаются. В 1982 г. интенсивность выноса ионов кальция из цементационной завесы водосливной плотины СШГЭС составляла от 6 до 19 мг/с на секцию [18]. За годы эксплуатации значительная доля извести из зацементированной области основания вынесена фильтрационным потоком. При проведении в 1996 – 2003 гг. ремонтных работ в основании плотины и отборе выбуренных кернов были зафиксированы признаки выщелачивания цементного камня и бетона.

При анализе поведения плотины наибольший интерес представляют сопоставимые значения перемещений, деформаций и напряжений при минимальном уровне ВБ. Это отметка 500 м, через которую уровень ВБ за время эксплуатации плотины проходил 20 раз. Именно в момент прохождения через уровень мертвого объема (УМО) четко прослеживается необратимость большинства происходящих на гидроузле процессов. Рассмотрим некоторые из них.

1. Омоноличивание основания и бетона первого столба на порядок снизило фильтрацию, но не остановило перемещения плотины в сторону нижнего бьефа [2]. В течение всего периода эксплуатации происходят необратимые радиальные перемещения секций, а также необратимые угловые перемещения горизонтальных сечений плотины, фиксируемые при УВБ 500 м. В 2006 г. максимальное перемещение гребня секции 33 под действием гид-



ростатической и термической нагрузки в сторону НБ составило 141,5 мм, из которых 59 мм зафиксированы как необратимые перемещения [2, 8]. Если к этим значениям добавить “скрытую” часть необратимых перемещений ключевой секции (около 15 мм), обусловленную сближением берегов, то окажется, что секция 33 “переступила” за предупреждающий критерий безопасности К1.

Даже в мае 2009 г. зафиксированы необратимые перемещения на всех отметках, несмотря на то, что в последние два года УВБ был ниже НПУ. Таким образом, после каждой сезонной сработки УВБ гребень плотины не возвращается в исходное положение, а все более “сползает” в сторону нижнего бьефа.

Следует отметить, что по величине перемещений секция 18 опережает секцию 45 только на отметке гребня. На более низких отметках остаточные перемещения секции 45 опережают перемещения секции 18.

Марка 4 поперечного гидронивелира секции 18 расположена на отм. 311 м на стыке третьего и четвертого столбов плотины. Эта марка с 1982 по 1986 г. зафиксировала смещение контакта бетон — скала в сторону НБ на 8 мм [17]. За прошедшие с тех пор годы смещение этой марки увеличилось.

2. Наблюдаются необратимые *деформации растяжения* под первыми столбами секций на глубину до 30 м от контакта скала — бетон. Процессы разуплотнения происходят в зонах сопрягающей цементации и глубокой цемзавесы. Остаточные приращения деформаций растяжения четко фиксируются при УМО в разных слоях основания.

При увеличении напора максимальные приращения деформаций в этих слоях увеличиваются под станционными секциями до 5,5 мм, под водосливными секциями — до 3,3 мм. Зона деформации растяжения в основании плотины простирается на 74 м от напорной грани при общей ширине плотины 105 м [8]. В пределах этой зоны контакт подошвы плотины с основанием или отсутствует, или становится не плотным и практически исключается из эффективной работы по восприятию сдвигающих нагрузок.

Одновременно происходит непрекращающееся *уплотнение основания* под низовым клином плотины. Наибольшее приращение деформаций сжатия при УМО отмечается в секции 18. Интенсивность накопления остаточных деформаций сжатия под четвертым столбом секции 18 год от года увеличивается. Последние обстоятельства можно интерпретировать следующим образом: плотина надежно опирается на скальное основание только последним четвертым столбом.

3. Следствием нарастания необратимых перемещений плотины в сторону нижнего бьефа является наблюдающееся при УМО *увеличение сжимающих напряжений* в наиболее нагруженных зонах плоти-

ны — в верхних арочных поясах и в низовом клине. Максимальные напряжения у напорной грани по арочному поясу на отм. 504 м при нормальном подпорном уровне возросли на 1,4 МПа и достигают 11 МПа. Максимальное консольное напряжение на отм. 322 м низовой грани секции 45 возросло с 10,4 до 11,1 МПа [8].

4. Непрерывно увеличиваются *деформации растяжения* напорной грани при УВБ 500 м. В русловых секциях раскрытие заиньфицированных трещин увеличивается. Выполненная цементация обжала дефектную зону первого столба, заполнила пустоты и трещины, но не остановила процесс трещинообразования. При наполнении водохранилища выше отм. 530 м происходит нарушение монолитности бетона напорной грани в большинстве контролируемых секций, что подтверждается заметным увеличением фильтрационных расходов через бетон.

5. Необратимые перемещения плотины свидетельствуют о том, что критерии безопасности определялись по предельному состоянию, когда в расчет закладывался более высокий по модулю предел прочности горной породы на сжатие, а не предел текучести горной породы. В этом “разрешенном” состоянии массив кристаллических сланцев под воздействием передаваемой от плотины сдвигающей нагрузки почти в 18 млн. т испытывает необратимые *пластические деформации*.

В результате необратимых и сезонных перемещений плотины в массиве береговых примыканий со стороны ВБ образуются зоны разуплотнения в виде трещин, параллельных напорной грани. В эти трещины проникает вода с напором верхнего бьефа и увеличивает сдвигающую нагрузку на береговые массивы. Чем больше смещение плотины, тем больше разуплотнение в районе напорной грани и тем больше сдвигающая нагрузка на береговые массивы. Таким образом, процесс пластической деформации скальных пород береговых примыканий является самоподдерживающимся.

В соответствии с известными теориями прочности достижение материалом сооружения предела текучести и переход материала в состояние пластического течения нежелательны.

Из сказанного можно сделать вывод о том, что арочно-гравитационная *плотина переходит в иное качество*: она все меньше работает как гравитационная плотина и все больше — как арочная. Состояние незатухающего *пластического деформирования* береговых массивов объясняет причину роста арочных напряжений в плотине и берегах. При этом деформация более податливого массива левобережного примыкания обеспечивает асимметричное смещение гребня плотины в сторону нижнего бьефа.

6. Турбинные водоводы ГЭС и их анкерные опоры выполнены как сталежелезобетонные конструк-

ции, вынесены на низовую грань плотины и жестко с нею связаны. Водоводы воспринимают заметную долю нагрузки на плотину. Об этом свидетельствует то обстоятельство, что *напряжения сжатия* в металлических элементах продольного направления (металлической оболочке и арматурных стержнях) увеличиваются год от года [9]. К 2006 г. сжимающие продольные напряжения в металлической оболочке водоводов возросли на 14,9 МПа и достигли 106 МПа, во внутренней арматуре возросли на 46,2 МПа и достигли 268 МПа, во внешней арматуре возросли на 57,5 МПа и достигли 221 МПа [9]. Такой характер изменения продольных напряжений в арматуре и оболочке водоводов соответствует изменению напряжений консольного направления в бетоне низовой грани, с которой облицовка турбинных водоводов имеет жесткую связь.

За время эксплуатации суммарное продольное усилие в каждом из турбинных водоводов увеличилось и достигло примерно 15 тыс. т. Часть этого усилия (примерно 5 тыс. т) передается горизонтальному участку металлической оболочки водоводов в районе деформационного шва.

7. Диаметр металлической оболочки на входе в спиральную камеру составляет около 6,5 м, ее максимальная толщина — 40 мм. Обращает на себя внимание многолетний *противоестественный прирост напряжений* в арматуре и стальной оболочке спиральной камеры, особенно в верхних точках ее входного участка. Например, в стальной оболочке спиральной камеры гидроагрегата ГА-4 прирост кольцевых напряжений с 1990 по 2006 г. составил 46 МПа, в оболочке спиральной камеры гидроагрегата ГА-8 прирост составил 26,4 МПа [9].

8. О возможной передаче усилий на сооружения машинного зала свидетельствует также необратимая составляющая закрытия конструктивных швов между анкерными опорами и зданием ГЭС. Наибольшие суммарные *остаточные значения* закрытия швов (1980 – 2006 гг.) в анкерных опорах гидроагрегатов ГА-6 (секция 26) и ГА-8 (секция 30) достигли 3,6 мм [9]. С учетом наложения сезонных размахов закрытие некоторых швов превышает 4 мм. Усилие, необходимое для закрытия шва на 4 мм за счет сжатия горизонтального участка металлической оболочки водовода, составляет около 5000 т. Именно такое усилие приходит сюда со стороны перемещающегося гребня плотины и ее низовой грани.

Инструментальные свидетельства процессов силового воздействия стационарной части плотины на сооружения машинного зала достаточно убедительные, чтобы ими можно было пренебречь. Необратимые и сезонные перемещения плотины, а также усиливающаяся нагрузка на турбинные водоводы передаются на анкерные опоры и далее через металлическую оболочку на спиральные камеры и

на турбинные блоки, которые жестко сопряжены со спиральной камерой.

Совокупность перечисленных деформационных и силовых процессов включает в себе опасность для гидроагрегатов станции. Относительно высокие значения необратимых и сезонных перемещений стационарной части плотины могут в конечном счете передаваться сооружениям машинного зала ГЭС и *нарушать соосность* шахт турбинных блоков и рабочих колес гидроагрегатов.

Если версии аварии на СШГЭС по причине поломки лопасти рабочего колеса турбины № 2 или работы гидротурбины в запрещенной зоне нагрузок (275 – 585 МВт при напоре 215 м) будут отвергнуты, тогда следует проверить состоятельность предлагаемой версии.

О необходимости проверки пространственного положения осей гидроагрегатов свидетельствуют следующие причины часто возникающих аварийных ситуаций на гидроагрегатах после 35 лет их эксплуатации [1]: “нарушение центровки вследствие изменения пространственного положения гидроагрегатов; нарушение равномерности зазоров и высотных отметок в плане и по высоте подвижных частей гидроагрегатов относительно неподвижных”.

Служба эксплуатации ГЭС ответственно проводит мониторинг гидротехнических сооружений. За 30 лет накоплен огромный объем натуральных наблюдений, результаты которых сверяются с критериями безопасности К1 и К2. В свете отмеченных особенностей работы плотины следует пересмотреть назначенные критерии безопасности. В условиях непрерывающихся пластических деформаций береговых массивов неизвестно, какой запас несущей способности остался у комплекса плотина — основание — берега.

Практика эксплуатации показала, что для адекватного объяснения поведения Саяно-Шушенской плотины нужно *использовать новые знания*. Нильс Бор сформулировал для квантовой механики принцип дополнительности, после чего многие явления микромира стали понятными каждому физическому. Для объяснения поведения комплекса сооружений СШГЭС нужно сформулировать свои “принципы дополнительности”.

## Выводы

1. В течение последних лет на всех отметках Саяно-Шушенской плотины наблюдаются четко фиксируемые при минимальном уровне ВБ необратимые линейные и угловые перемещения, являющиеся следствием пластической деформации береговых массивов.

2. При действующих напорах плотина все меньше работает как гравитационная и все больше — как арочная, отчего происходят непрерывающийся

рост арочных напряжений и перераспределение нагрузок, воспринимаемых основанием и берегами.

3. Перемещения плотины и увеличивающиеся деформации растяжения в основании первых столбов снижают эффективную площадь контакта плотины с основанием и устойчивость работы контакта на сдвиг.

4. Общие (необратимые и сезонные) перемещения плотины в сторону нижнего бьефа и усиливающаяся нагрузка на турбинные водоводы передаются на анкерные опоры и далее через металлические оболочки водоводов на спиральные камеры и турбинные блоки машинного зала.

5. Перемещения станционной части плотины и жестко связанных с ней турбинных водоводов могут нарушать соосность шахт турбинных блоков и рабочих колес, провоцируя возникновение вибраций гидроагрегатов.

6. Непрерывающиеся линейные и угловые перемещения плотины, рост арочных напряжений, деформации растяжения в основании первых столбов и напорной грани плотины, рост напряжений в турбинных водоводах и спиральных камерах гидроагрегатов требуют пересмотра критических значений диагностических показателей в сторону их ужесточения.

7. В сложившихся условиях для обеспечения надежной работы Саяно-Шушенского гидроузла следует оптимизировать значение НПУ, снизив гидростатическую нагрузку на плотину.

8. Для адекватного объяснения особенностей поведения плотины и во избежание неблагоприятных ситуаций в будущем необходимо:

учитывать воздействие веса водохранилища на прогибание земной коры с привлечением методов космической геодезии;

учитывать силовое, физико-химическое и температурное воздействие фильтрационного потока в упругом режиме на массив основания и береговых примыканий;

более полно учитывать реологические свойства горных пород основания и береговых примыканий, а также регулярно исследовать геофизическими методами их состояние;

использовать современные достижения механики хрупкого разрушения для расчета трещинообразования в бетоне напорной грани и в массиве береговых примыканий плотины;

регулярно проверять пространственное положение осей гидроагрегатов и турбинных блоков;

учитывать совместную работу и взаимообусловленность перемещений плотины, основания, турбинных водоводов и сооружений машинного зала; плотина не является обособленным объектом — она часть единого комплекса.

## Список литературы

1. Байков А. И., Киселев М. И., Колобов А. А. и др. Время не ждет // Гидротехническое строительство. 2009. № 9. С. 27 – 33.
2. Епифанов А. П., Стефаненко Н. И. Из опыта организации безопасной эксплуатации Саяно-Шушенской арочно-гравитационной плотины // Гидротехническое строительство. 2008. № 11. С. 5 – 10.
3. Затеев В. Б. Сейсмометрический контроль плотины Саяно-Шушенской ГЭС при взрывах // Гидротехническое строительство. 2008. № 11. С. 52 – 57.
4. Киссин И. Г. Землетрясения и подземные воды. — М.: Наука, 1982.
5. Могилевская С. Е., Василевский А. Г. Старение скальных оснований бетонных плотин: инженерно-геологические аспекты // Гидротехническое строительство. 2002. № 6. С. 12 – 15.
6. Невечера И. К., Зеленцова Н. И. Прогноз изменения гидрогеологических условий под влиянием водохозяйственных мероприятий. — М.: Недра. 1987.
7. Никонов А. А. Современные движения земной коры. — М.: КомКнига, 2007.
8. 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 – 13.
9. Пермякова Л. С., Рассказчиков В. А., Уляшинский В. А. и др. Напряженно-деформированное состояние элементов напорного тракта турбин Саяно-Шушенской ГЭС // Гидротехническое строительство. 2008. № 11. С. 11 – 18.
10. Савич А. И., Езерский М. Г., Ильин М. М. Особенности развития деформационных процессов в основании арочной плотины Ингури ГЭС // Тр. Гидропроекта. 1985. Вып. 103.
11. Савич А. И., Газиев Э. Г. Влияние водохранилищ на поведение скальных массивов оснований высоких плотин // Гидротехническое строительство. 2005. № 11. С. 33 – 37.
12. Сорохтин О. Г. Жизнь Земли. — М. — Ижевск: ИКИ, 2007.
13. Тетельмин В. В., Уляшинский В. А. Техногенные воздействия и процессы в скальных основаниях плотин. — М.: Энергоатомиздат, 1990. С. 160.
14. Тетельмин В. В., Уляшинский В. А. Особенности работы дренажа скальных оснований высоких бетонных плотин // Изв. ВНИИГ. Т. 202. С. 28 – 33.
15. Тетельмин В. В., Уляшинский В. А. Работа скального основания плотины Саяно-Шушенской ГЭС // Изв. ВНИИГ. 1988. Т. 209. С. 70 – 75.
16. Тетельмин В. В., Уляшинский В. А. Уточненная модель воздействия водохранилища на скальные основания высоких плотин // Гидротехническое строительство. 1989. № 2. С. 45 – 48.
17. Тетельмин В. В., Уляшинский В. А. Упругий режим фильтрации в основаниях высоких плотин // Гидротехническое строительство. 2009. № 5. С. 17 – 22.
18. Тетельмин В. В., Шугалей Р. Т. Оценка химической суффозии в основаниях плотин Зейской и Саяно-Шушенской ГЭС // Изв. ВНИИГ. 1987. Т. 203. С. 38 – 42.
19. Тетельмин В. В. Воздействие строительства крупных гидроузлов на изостатическое состояние земной коры // Гидротехническое строительство. 2009. № 11. С. 46 – 50.
20. Уляшинский В. А., Тетельмин В. В. Особенности формирования воронки оседания в районе крупных водохранилищ // Гидротехническое строительство. 1991. № 5. С. 27 – 30.
21. Уляшинский В. А., Тетельмин В. В., Идельсон В. Б. и др. О двух факторах в ряду причин, вызывающих возбужденные землетрясения // Энергетическое строительство. 1988. № 3. С. 29 – 31.

## Поздравление Евгению Андреевичу Долгину

25 февраля 2010 г. исполняется 80 лет со дня рождения Евгения Андреевича Долгина, известного гидростроителя, Героя Социалистического Труда, кандидата технических наук, с чьим именем связано развитие большой энергетики Сибири и освоение гидроэнергетического потенциала Ангары и Енисея.

Е. А. Долгинин родился 25 февраля 1930 г. в г. Камень Алтайского края. Его детство и юность прошли на Волге в г. Сызрань. После окончания школы в 1948 г. он поступил в Московский энергетический институт на гидроэнергетический факультет, который с отличием окончил в декабре 1953 г.

Трудовая деятельность Евгения Андреевича началась на строительстве Иркутской ГЭС в должности мастера Управления строительства здания гидроэлектростанции, затем прораба и начальника производственно-технического отдела. За успехи в строительстве Иркутской ГЭС он был награжден медалью “За трудовую доблесть”. Его имя было занесено на Доску почета и трудовой доблести строителей первой ГЭС на Ангаре, установленную перед входом в здание станции.

После завершения строительства Иркутской ГЭС и сдачи ее в постоянную эксплуатацию, в феврале 1960 г. Евгений Андреевич был переведен на строительство Красноярской гидроэлектростанции, где работал заместителем главного инженера, а затем главным инженером Управления основных сооружений. В марте 1968 г. он был назначен главным инженером Красноярскгэсстроя и на этом посту руководил всем комплексом работ по пуску агрегатов и работами по подготовке и сдаче Красноярской ГЭС в промышленную эксплуатацию.

Характерными чертами Е. А. Долгина как инженера являются богатый производственный опыт в сочетании с глубокими теоретическими знаниями, творческий подход к решению сложных производственных и технических задач, принципиальность и ответственность при принятии решений. Им и под его руководством разработано и применено много новых решений, ныне являющихся уже хрестоматийными в отечественной гидротехнике, таких как безэстакадный способ возведения высоких бетонных плотин с применением башенных кранов, высокоэффективная технология охлаждения бетона плотины речной водой без применения холодильных установок и др.

Е. А. Долгинин принимал активное участие в решении технических вопросов и в организации работ в начальный период строительства Саяно-Шушенской ГЭС, включая укладку первого бетона в плотину и перекрытие Енисея, а также в возведении целого ряда других энергетических и промышленных объектов в Красноярском крае.



В октябре 1966 г. Е. А. Долгинин был награжден орденом “Знак Почета”, а в июне 1973 г. “за выдающиеся успехи, достигнутые при сооружении Красноярской гидроэлектростанции имени 50-летия СССР, большой вклад, внесенный в разработку и внедрение новых технических решений и прогрессивных методов производства работ” ему было присвоено звание Героя Социалистического Труда с награждением орденом Ленина и золотой медалью “Серп и Молот”. Его имя занесено на Доску почета лучших строителей Красноярской ГЭС.

В 1976 г. Е. А. Долгинин был командирован в Ирак сначала главным инженером строительства ГЭС Докан на р. Малый Заб, а затем с февраля 1977 г. главным советским экспертом на строительство гидроузла Хадита на р. Евфрат.

После завершения заграничного командирования Е. А. Долгинин работал директором Центрального научно-исследовательского и проектно-экспериментального института организации, механизации и технической помощи строительству (ЦНИИОМТП) при Госстрое СССР, затем главным специалистом в Госстрое СССР и профессором Центрального межведомственного института повышения квалификации строителей (ЦМИПКС).

В настоящее время Евгений Андреевич на пенсии, но продолжает свою творческую деятельность, активно участвует в обсуждении проблем гидроэнергетики на страницах газет и журналов.

Горячо и сердечно поздравляем Евгения Андреевича с юбилеем, желаем ему крепкого здоровья, долгих лет жизни и больших успехов в его творческой работе.

*Долгих В. И.*, председатель Совета ветеранов войны и труда г. Москвы, председатель Красноярского землячества в Москве;

*Семенов А. Н.*, председатель Совета ветеранов Министерства энергетики Российской Федерации;

*Федирко П. С.*, почетный гражданин Красноярского края;

*Силкова Н. П.*, исполнительный директор Красноярского землячества;

*Бурков С. И.*, генеральный директор ОАО “Красноярскгэсстрой”;

*Медведь А. Е.*, председатель Совета ветеранов Красноярскгэсстроя;

*Пупков Г. Г.*, лауреат Государственной премии РСФСР, участник строительства Красноярской и Саяно-Шушенской ГЭС;

*Плисов В. В.*, участник строительства Красноярской и Саяно-Шушенской ГЭС;

*Катков В. И.*, заслуженный работник Минтопэнерго Российской Федерации, участник строительства Красноярской и Усть-Илимской ГЭС

## Саяно-Шушенская ГЭС: размышления после аварии

Долгинин Е. А., кандидат техн. наук, бывший главный инженер Красноярскгэсстроя

Авария 17 августа 2009 г. на крупнейшей в России Саяно-Шушенской ГЭС обнаружила серьезные недостатки как в проектировании и эксплуатации объекта, так и в сфере управления всей отраслью. Безусловно, Саяно-Шушенская ГЭС уникальна по своим основным параметрам (напор, расходы воды, конструкция плотины и пр.). При ее проектировании были применены новые решения, правильность которых можно оценить лишь после нескольких лет эксплуатации, учитывая, что во время строительства были допущены серьезные отклонения от проекта. Все это вызывает необходимость правильной оценки нынешнего состояния ГЭС, и прежде всего ее гидротехнических сооружений, о которых как бы забыли в тени произошедших событий.

Саяно-Шушенская ГЭС проектировалась в годы наибольших достижений отечественной гидроэнергетики, что являлось благоприятным фоном для принятия более смелых, оригинальных и уникальных инженерных решений. Новая ГЭС в Саянах должна была стать “самой-самой” в мире. С другой стороны, время строительства Саяно-Шушенской ГЭС совпало с годами ослабления экономики СССР и распада государственности. Таким образом, грандиозным планам создания уникального сооружения не соответствовали резко сократившиеся возможности их исполнения. Этот факт нельзя сбрасывать со счетов. Ранее представлявшиеся отдельными проблемы Саяно-Шушенской ГЭС (устойчивость плотины, годичное регулирование уровня водохранилища, холостые водосбросы и пр.) по мере реализации проекта соединились в один узел и теперь вызывают серьезную обеспокоенность по поводу дальнейшей надежной работы плотины.

Начнем с того, что с самых нижних отметок плотина строилась с нарушением проектных технологий. Причиной тому была не низкая квалификация строителей (Саяно-Шушенскую ГЭС строил прославленный коллектив Красноярскгэсстроя, до этого построивший и сдавший на “отлично” Красноярскую ГЭС), а жесткое указание “сверху” — во что бы то ни стало ввести первые агрегаты в 1978 г. Это волонтеристское решение было нужно только для благоприятной отчетности по министерству и в целом по стране. Результат — “большая” плотина, поставленная в 1990 г. под проектный напор с неудовлетворительными показателями напряженно-деформированного и фильтрационного состояния. Проведенные в 1990-х годах большие объемы ремонтных работ позволили довести эти характе-

ристики до более или менее удовлетворительных величин, но одновременно внесли значительные изменения в общую картину напряженно-деформированного поля плотины, что нельзя зачислить в актив ее устойчивости.

Собравшаяся после аварии 17 августа 2009 г. Комиссия по преддекларационному обследованию гидротехнических сооружений Саяно-Шушенской ГЭС не случайно обозначила состояние плотины как “работоспособное”, воздержавшись даже от традиционной формулы “удовлетворительное”. В самом деле, вряд ли можно считать удовлетворительным состояние плотины, которая опирается на основание лишь немногим более чем половиной своей подошвы. И хотя коэффициент устойчивости плотины сегодня находится в пределах допустимых величин, надежным в долгосрочном плане такое состояние сооружения назвать нельзя. В этой ситуации, вероятно, трудно предпринять что-либо, кроме введения дополнительных ограничений в режим нагружения — разгрузки плотины и усиления мониторинга ее состояния. Эти ограничения уже введены в проект, но в реальности выдержать их крайне проблематично. Этому препятствует нерешенная проблема безаварийного пропуска весенне-летнего и осеннего паводков.

Специфика водопритока в Саянское водохранилище такова, что при формировании больших паводков важная роль принадлежит дождевым осадкам, которые, как известно, непрогнозируемы. Поэтому заложенный в проекте “принцип заблаговременности” открытия водосбросов при пропуске паводков расчетной обеспеченности здесь практически невыполним. Например, предлагается уже в начале мая открывать все водосбросы в ожидании катастрофического июньского паводка, который может случиться, только если, при прочих благоприятных для его образования условиях, в июне на большей части площади водосбора пройдут затяжные ливни. Но и это формальное “регулирование” не решает проблемы, ведь, чтобы удержать УВБ на отм. 540 м (скорректированный ФПУ), не хватает реальной пропускной способности водосбросов, да и скорость нагружения плотины при этом получается значительно выше рекомендованной по условиям ее устойчивости.

Необходимо заострить внимание на проблеме состояния водобойного колодца. Организация холостого сброса воды была, пожалуй, основной “головной болью” при проектировании Саяно-Шушенской ГЭС. Принятый в проекте способ гашения энергии потока с помощью водобойного колодца

широко применяется в мире и стал уже классикой гидротехнического строительства, возможно, поэтому авторы проекта и остановились на нем. Тот факт, что область его применения ограничена в основном низко- и средненапорными сооружениями, в то время никого не смущал. Это сейчас уже ясно, что применение водобойного колодца на Саяно-Шушенской ГЭС при напоре 200 м и мощности сбрасываемого потока 25 тыс. МВт (да еще при крайней стесненности его местоположения) было неоправданным решением. Возможно, туннельный (или комбинированный) вариант был бы более правильным, хотя и в этом случае проблем с гашением энергии было бы предостаточно.

Первые же холостые сбросы воды при расходах и напорах, значительно меньших, чем расчетные, показали неработоспособность водобойного колодца. После проведения в 1980 – 90-х годах трудоемких и объемных ремонтных работ, в ходе которых испытывались различные варианты новых конструктивных решений днища колодца и его контакта со скальным основанием, в 2000 г. было принято решение о введении ограничения в расчетную пропускную способность водосброса и о строительстве дополнительного туннельного водосброса на правом берегу. Однако в этом вынужденном, но принципиально правильном решении, проявили необоснованный оптимизм при определении новой безопасной пропускной способности колодца. Дело в том, что проведенные испытания отремонтированного водобойного колодца дают основание (и то с натяжкой из-за малой представительности по времени) считать максимальную безопасную пропускную способность водобойного колодца  $3685 \text{ м}^3/\text{с}$  (одновременная работа всех 11 водосбросов с частичным открытием 37 % от полного) или, округляя, не более  $3700 - 4000 \text{ м}^3/\text{с}$ , но никак не  $7000 \text{ м}^3/\text{с}$ , как это закладывается сейчас в расчетах пропуска катастрофических паводков.

Вероятно, эта необоснованно завышенная величина ( $7000 \text{ м}^3/\text{с}$ ) была принята и при расчете пропускной способности берегового водосброса, иначе трудно объяснить, почему он запроектирован со столь низкой (до  $4000 \text{ м}^3/\text{с}$ ) производительностью. Для более или менее гарантированного пропуска расчетных паводков (даже если согласиться с указанной выше реально невыполнимой “заблаговременностью” открытия водосбросов) пропускная способность дополнительных водосбросов должна быть увеличена более чем в 2 раза.

Требуется решения проблема водосбросных сооружений. Строительство берегового водосброса на  $4000 \text{ м}^3/\text{с}$  не только не снимает ее с повестки дня, но и значительно усложняет дальнейшие работы в этом направлении. Возможно, надо вернуться к разработкам ГЭО, предусматривающим строительство в верховьях р. Енисея нескольких плотин, поменяв их утилитарно-энергетическое направление на решение задач повышения эффективности и надежности Саяно-Шушенской ГЭС в едином комплексе с вновь построенными регулирующими гидроэлектростанциями.

И еще одно, на что следовало бы обратить внимание. При том, что пропуск паводков является одним из самых слабых мест Саяно-Шушенской ГЭС, вопрос о мониторинге верхнего бьефа для нее приобретает очень актуальное значение. Существующее положение требует коренных изменений. Ранее созданная (тоже недостаточная) сеть постов для гидрометеорологических наблюдений фактически разрушена и сегодня не удовлетворяет возросшим требованиям. Для условий Саяно-Шушенской ГЭС также вряд ли можно считать правильным, что весь мониторинг, включая обработку данных и принятие решений, сосредоточен в руках территориального управления водного хозяйства, которому неизвестны проблемы гидроэнергетиков и которое озабочено главным образом судьбой различного рода построек, размножающихся в зоне затопления вопреки действующим нормативным документам, как грибы после дождя. Безопасность Саяно-Шушенской ГЭС требует передачи этого важного дела в руки персонала гидроэлектростанции.

Итак, проблемы Саяно-Шушенской ГЭС (и заложенные в проекте, и приобретенные в период строительства, и добавляемые сейчас) требуют принятия серьезных и неотложных мер. Для надежной, безаварийной работы гордости нашей гидроэнергетики — Саяно-Шушенской ГЭС необходимы еще больший объем дополнительных проектно-исследовательских работ и существенные капиталовложения.

Трагедия 17 августа 2009 г. должна нас (и гидроэнергетическое сообщество, и властные структуры страны) многому научить, ведь нельзя же всерьез полагать, что она произошла из-за нескольких нерадивых эксплуатационников. Научимся мы или нет — от этого напрямую зависит будущая эффективная и безопасная работа Саяно-Шушенской ГЭС и всего громадного региона.

## Конференция “HYDRO 2009”

В последние 16 лет корпорация “Aqua-Media International” и журнал “Hydropower & Dams” ежегодно проводят международные конференции, посвященные рассмотрению и поиску путей решения проблем проектирования, строительства и безопасной эксплуатации объектов гидроэнергетики. Рабочий язык этих конференций — английский. Основную часть участников этих конференций составляют собственники и эксплуатационники ГЭС, проектанты, подрядчики, исследователи, изготовители силового, механического и электротехнического оборудования ГЭС и аппаратуры для мониторинга состояния сооружений и оборудования.

В конце октября 2009 г. в г. Лионе (Франция) состоялась очередная конференция “HYDRO 2009”, в которой приняли участие около 1000 представителей 82 стран.

Одновременно с конференциями “HYDRO” проводятся технические выставки, в экспозициях которых участвуют производители гидросилового, гидромеханического, исследовательского и электромеханического оборудования, проектные бюро и другие организации. В технической выставке “HYDRO 2009” участвовали 160 компаний, хотя стоимость стенда площадью 6 м<sup>2</sup> составляла 2700 евро. В числе участников выставки можно указать такие известные фирмы, как “ABB AG Power Generation”, “Andritz HYDRO” (Австрия), “Alstom Hydro”, “Coyne et Bellier”, “EDF Hydro Engineering”, “Hydroplus”, “Schneider Electric”, “Sogreah Consultants” (Франция), “Carpi tech SA”, “Rittmeyer AG”, “Stucky Ltd” (Швейцария), “CKD Blansko Holding, a.s.”, “Mavel a.s.” (Чешская Республика), “Engevix Engenharia SA” (Бразилия), “Obermeyer Hydro Inc” (США), “Rainpower ASA” (Норвегия), “Siemens AG”, “ED MVC”, “Voith Siemens Hydro Power Generation GmbH” (Германия), “Cesari Giovanni Sri-Italy” (Италия).

О широте тематики конференции свидетельствует перечень сессий, проведенных в течение трех дней:

1. Финансирование проектов: тенденции и проблемы.
2. Гидравлические машины (две сессии).
3. Гидрология, паводки и подготовка к изменению климата.
4. Подготовка специалистов по гидроэнергетике и использованию водных ресурсов.
5. Коммерческие аспекты гидроэнергетики.
6. Безопасность основных сооружений.

7. Развитие гидроэнергетики в Латинской Америке.

8. Модернизация ГТС и оборудования.

9. Малая гидроэнергетика (две сессии).

10. Гидроэнергетика и окружающая среда.

11. Развитие гидроэнергетики в Азии.

12. Электротехнические проблемы.

13. Эксплуатация и содержание ГЭС.

14. Участие общества в планировании объектов гидроэнергетики.

15. Новые решения и материалы в гидроэнергетическом строительстве.

16. Использование энергии морских приливов и течений.

17. ГАЭС: технология и развитие.

18. Проблемы заиления водохранилищ.

19. Оптимизация работы ГЭС в энергосистемах.

20. Измерение расходов: новые технологии и устройства.

21. Гидроэнергетика стран Африки.

На конференции было заслушано 223 доклада и сообщения, авторами которых были представители 55 стран. Авторами части докладов были специалисты нескольких стран. Лидерами по числу докладов были Франция — 27 докладов, что естественно, так как Конференция проходила во Франции, и Швейцария — 15 докладов. По 10–13 докладов представили Норвегия, Австрия, Великобритания, Германия, Канада и США; по 4–6 докладов — Бразилия, Индия, Испания, Россия и Швеция; по 1–3 доклада поступили из Армении, Бельгии, Болгарии, Венесуэлы, Венгрии, Ганы, Голландии, Греции, Египта, Индонезии, Ирака, Ирана, Ирландии, Исландии, Кении, Китая, Коста-Рики, Лаоса, Малайзии, Марокко, Мозамбика и Японии.

Работой секций руководили такие известные профессионалы и общественные деятели гидротехники и гидроэнергетики, как экс-президенты ICOLD г-н Варма (Индия) и проф. Берга (Испания); г-н Деверней, один из руководителей “Электриситэ де Франс”; г-н Нилсен, секретарь Международного энергетического агентства; проф. Авеллан (Швейцария) и др.

В числе наиболее интересных выступлений следует назвать доклад представителя Мирового банка г-на Палмиери: о деятельности банка, о его участии в финансировании строительства гидроузлов Тхеунг в Лаосе, Рампур в Индии, Бужагали в Уганде и проектных разработок для будущих объектов в Африке и Азии; сообщение проф. Берги “Гидрологи-

ческая безопасность в условиях изменяющегося климата”; доклад представителя “Электриситэ де Франс” г-на Сосса “25-летний опыт дистанционных наблюдений за состоянием гидротехнических сооружений”, в котором описаны измерительное оборудование и динамика развития телеметрии, в настоящее время используемой на 30 французских гидроузлах; доклад г-жи Сера Коста с соавторами (Бразилия) “Новый порядок выявления объектов гидроэнергетики в речных бассейнах”, описывающий способ учета социальных и экологических условий и последствий создания гидроузлов; чрезвычайный интерес представляет доклад специалистов “Электриситэ де Франс” (Е. Турт, Ж. Баллестер, С. Андреучи) “Раннее обнаружение дефектов и патологии в работе генерирующего оборудования ГЭС”.

Весьма интересным было сообщение известного норвежского эколога, автора нескольких монографий доктора Дхилиона “Сотрудничество с общественностью: от консультаций к участию и социальной ответственности”.

Неожиданно интересной оказалась сессия, посвященная использованию энергии моря и показавшая, что исследования в области использования энергии приливов, осмоса и течений активно ведутся в Норвегии, Великобритании, Канаде и России. Обзор новых решений, предложенных при проектировании приливных электростанций в шести странах, представил известный французский гидротехник г-н Лемпьер.

На сессии, посвящённой проблемам заиливания водохранилищ, интересными были сообщения итальянских специалистов Куриеа и Альберго об управлении заиливанием и иранских исследователей Самади-Боружени и Козелмана об уменьшении негативных последствий в нижнем бьефе гидроузла Дэз при промывке его водохранилища.

Совместной работе ветровых электростанций и ГАЭС был посвящен доклад норвежского инженера Бёресена.

На сессии “Развитие гидроэнергетики в Африке” особый интерес представляли доклад представителя ЮНЕСКО г-на Люжендижка и египетского

инженера Шерифа о создании регулирующих водохранилищ в бассейне Нила и сообщение камерунских (Кенфак, Фог, Тамо Татиец) и бельгийского (Лежён) исследователей об оценке гидроэнергетического потенциала Центральной Африки.

Российские специалисты представили в оргкомитет конференции заявки на шесть докладов. Три из них — “Проблемы надежности композитных материалов для экологически чистых турбин Каплана” (В. А. Демьянов, С. А. Ильин, С. В. Иванов), “Крупные турбины для приливных электростанций” (В. А. Демьянов, И. М. Пылев, С. Г. Григорян), “Современные подходы к сборке статоров гидрогенераторов с учетом их напряженного состояния” (В. Школьник) — были подготовлены специалистами “Силовых машин”, но не были доложены на конференции. Сообщение С. В. Ковалева, Г. Ф. Онипченко и В. Б. Родионова (НИИЭС) об усовершенствовании затворов “гидро-плюс” обсуждалось за круглым столом. Доклад А. Е. Асарина (Гидропроект) о гидроэнергетическом потенциале России и стран СНГ и скромных перспективах их освоения был заслушан на секции “Развитие гидроэнергетики в Азии” без особого интереса. С большим вниманием и множеством вопросов был принят доклад ученых НИИЭС И. Н. Усачева, Б. Л. Историка, Ю. Б. Шполянского, В. Ю. Соболева “Новые технологии приливных электростанций России”.

Указанные выше доклады, а также другие, представляющие интерес для организаций и специалистов различного профиля, было бы желательно перевести на русский язык и издать хотя бы небольшим тиражом.

Содержательная часть конференции и ее организация заслуживают самой высокой оценки. Уровень конференций “HYDRO” повышается с каждым годом, а по числу обсуждаемых проблем эти конференции превосходят конгрессы ICOLD, на которых традиционно рассматриваются четыре вопроса. Участие российских специалистов в конференциях “HYDRO” как в роли докладчиков, так и слушателей представляется весьма целесообразным.

*А. Е. Асарин  
(ОАО “Институт Гидропроект”)*



## Памяти Валерия Николаевича Двурекова

23 декабря 2009 г. на 65-м году ушел из жизни замечательный человек и авторитетный специалист-гидротехник Валерий Николаевич Двуреков.

Родился Валерий Николаевич 5 апреля 1945 г. в селе Солдато-Александровском Ставропольского края. В 1968 г. он с отличием окончил Ленинградский политехнический институт по специальности “Гидротехническое строительство речных сооружений и гидроэлектростанций” и начал свою трудовую деятельность в Ленинградском отделении института “Гидропроект”.

В 1968 – 1971 гг. осуществлял проектирование и авторский надзор за строительством арочной плотины и подземных объектов Чиркейской ГЭС на р. Сулак в Дагестане.

В 1975 – 1976 гг. руководил разработкой технико-экономического обоснования основных сооружений высоконапорного Ирганайского гидроузла на р. Аварское Койсу и разработал “Схему переборки части стока реки Андийское Койсу в Аварское Койсу”.

В 1976 – 1980 гг. руководил авторским надзором и выпуском рабочих чертежей по основным сооружениям на строительстве Саяно-Шушенской ГЭС на р. Енисее. Принимал активное участие в пуске первых трех гидроагрегатов, разработал новую генеральную схему возведения высоких бетонных плотин, признанную изобретением.

В 1980 г. в должности заместителя главного инженера управления строительства “Чиркейгэсстрой” руководил строительством Ирганайского и Миатлинского гидроузлов в Дагестане, Зарамагской ГЭС в Северной Осетии, реконструкцией ТЭЦ в г. Грозном и нескольких десятков других промышленно-гражданских объектов Северного Кавказа.

В 1981 – 1993 гг. в должности заместителя главного инженера проекта возглавлял отдел рабочего проектирования Ленгидропроекта на строительст-



ве и реконструкции Чиркейской, Миатлинской, Ирганайской, Гоцатлинской, Гергебильской, Гунибской ГЭС, самого протяженного на тот период в СССР Гимринского автодорожного тоннеля и экспериментального полигона ветроэнергетики Минэнерго СССР в Дагестане.

В 1993 – 1997 гг. работал начальником отдела рабочего проектирования Ленгидропроекта на строительстве Тельмамской и реконструкции Мамаканской ГЭС в Восточной Сибири, а в 1997 – 1998 гг. в должности главного инженера проекта разработал головной образец серии малых низконапорных ГЭС.

С 1999 г. В. Н. Двуреков работал главным инженером управления строительства Бурейской ГЭС на Дальнем Востоке. Под его руководством был обеспечен качественный уровень инженерной подготовки строительства гидроузла, позволивший в назначенные руководством РАО “ЕЭС России” сроки и с высоким качеством ввести в промышленную эксплуатацию гидроагрегаты Бурейской ГЭС.

В трудовой книжке Валерия Николаевича 26 записей о поощрениях и награждениях. Среди них: знак Министерства энергетики и электрификации СССР “Победитель социалистического соревнования”, звания “Заслуженный строитель Дагестанской АССР”, звания “Почетный энергетик” Минэнерго РФ, “Почетный работник топливно-энергетического комплекса”, “Заслуженный работник Единой энергетической системы России”, “Заслуженный строитель Российской Федерации”, “Ветеран энергетики” РАО “ЕЭС России”, Почетная грамота Министерства топлива и энергетики России, Почетная грамота Администрации Амурской области, Почетная грамота ОАО “Бурейгэсстрой”,

Светлая память о Валерии Николаевиче Двурекове навсегда останется в сердцах его родных, друзей, коллег и соратников.

## Памяти Евгения Александровича Левиновского

18 января 2010 г. после продолжительной болезни скончался заслуженный гидростроитель – гидромеханизатор Е. А. Левиновский.

Евгений Александрович родился 2 января 1932 г. в г. Сызрани Самарской области. В 1949 г. он поступил в Куйбышевский авиационный институт, в 1951 г. перевелся в Куйбышевский гидротехнический институт, после окончания которого в 1954 г. был направлен на строительство Куйбышевской ГЭС в Куйбышевское СУ Всесоюзного треста “Гидромеханизация” Министерства энергетики и электрификации СССР. В октябре 1956 г. Е. А. Левиновский был переведен на строительство Саратовской ГЭС на Волге, где работал старшим инженером Балаковского участка гидромеханизации на выемке котлована ГЭС и намыве перемычек, проявив себя грамотным инженером и способным организатором.

В мае 1989 г. Е. А. Левиновского направили старшим прорабом для организации нового Ленинградского участка Московского СУ треста “Гидромеханизация”. Участку был поручен намыв прибрежных селитебных территорий Санкт-Петербурга со стороны Финского залива из русловых карьеров Невской губы. Работа земснарядов в морских условиях осложнялась штормами, выемка мелкозернистых связных грунтов и их намыв в территории потребовали изыскания новых технологий, в разработке которых активное участие принял Е. А. Левиновский. В 1964 г. он был назначен главным инженером участка, а затем – начальником участка.

С 1969 по 1973 г. Е. А. Левиновский руководил группой советских специалистов на строительстве гидроузлов на р. Ефрат в Сирийской Арабской Республике.

В 1974 г. Ленинградский участок был преобразован в самостоятельное СУ, начальником СУ гидромеханизации был назначен Е. А. Левиновский, который работал в этой должности до выхода на пенсию в 1999 г. Под его руководством в сложных условиях было намыто 3026 га территорий объемом 80 млн. кубометров грунта в районах Васильевского острова, Лахты, Кировского района, были ликвидированы городские свалки и прибрежные заболоченные территории, г. Санкт-Петербург получил оформленный фасад к морю.

За достигнутые успехи Е. А. Левиновский награжден орденом Трудового Красного Знамени, медалями “За трудовое отличие”, “К 100-летию со дня рождения В. И. Ленина”, “Строитель Санкт-Петербурга”.

Память о талантливом инженере и руководителе Е. А. Левиновском надолго сохранится в сердцах его товарищей.

---

Сдано в набор 11.01.2010. Подписано в печать 15.02.2010. Формат 60×84 1/8.

Печать офсетная. Печ. л. 7,0. 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”



**А.Ф. Дьяков (главный редактор)**

**ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКАЯ ЭНЦИКЛОПЕДИЯ, том 1-ый**

2005 год. Изд-во МЭИ, 316 с., формат 70x108/16

**ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКАЯ ЭНЦИКЛОПЕДИЯ, том 2-ой**

2008 год. Изд-во МЭИ, 429 с., формат 70x108/16

**ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКАЯ ЭНЦИКЛОПЕДИЯ, том 3-ий**

2009 год. Изд-во МЭИ, 288 с., формат 70x108/16

„Электротехническая энциклопедия“ представляет собой справочное издание в 4-х томах, предназначенное для инженерно-технических работников промышленных предприятий и организаций, чья практическая деятельность связана с электроэнергетикой, электротехникой и применением изделий электротехнической промышленности, преподавателей, студентов, а также для широкого круга читателей, интересующихся электротехникой. Статьи в энциклопедии охватывают основные направления теоретической и практической электротехники: теоретическую электротехнику; электроэнергетику; электромеханику; электропривод; электрические аппараты; электротехнологию; электротехнические системы транспорта и космической техники; светотехнику; электротехнические материалы и кабели; силовую и информационную электронику; электроизмерительную технику.

„Электротехническая энциклопедия“ подготовлена видными специалистами в различных областях электротехники с целью отразить мировой уровень развития электротехники начала XXI века.

Уважаемые читатели!

Для оформления подписки на предлагаемые тома энциклопедии непосредственно в издательстве ЗАО НТФ "Энергопрогресс" Вам необходимо заполнить этот бланк-заказ и направить его в издательство. Вам выставят счёт, после оплаты которого мы вышлем Вам необходимые тома энциклопедии.

Направляется по адресу:  
**109044, г. Москва, Воронцовский пер., д. 2, стр. 1**  
**ЗАО НТФ "Энергопрогресс" Корпорации "ЕЭЭК".**  
Тел. (495) 911-2696  
E-mail: [ani.55@mail.ru](mailto:ani.55@mail.ru)  
контактное лицо: Алябьева Наталья Ивановна

### БЛАНК-ЗАКАЗ

Просим направить издание

**ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКАЯ ЭНЦИКЛОПЕДИЯ,**

том 1-ый \_\_\_\_\_ (указать кол-во экземпляров) цена одного экз. 1000 руб.00коп.

том 2-ой \_\_\_\_\_ (указать кол-во экземпляров) цена одного экз. 1200 руб.00коп

том 3-ий \_\_\_\_\_ (указать кол-во экземпляров) цена одного экз. 1100 руб.00 коп.

(в том числе НДС. Почтовые расходы не включены)

<b>Название предприятия</b>	
<b>Юридический адрес</b>	
<b>ИНН/КПП</b>	
<b>Тел/Факс</b>	
<b>Контактное лицо</b>	
<b>E-mail</b>	

по адресу:

(почтовый адрес с индексом, по которому направлять издание)

Подпись руководителя предприятия (организации) \_\_\_\_\_

Подпись главного бухгалтера \_\_\_\_\_

**Редакционная коллегия:**

Лапин Г. Г. (гл. редактор), Абубакиров Ш. И., Александров А. Е., Альхименко А. И., Аргал Э. С., Беллендир Е. Н., Бронштейн В. И., Воскресенский С. М., Золотов Л. А., Каганов Г. М., Кириллов В. М., Красильников М. Ф., Ляпин В. Ю., Марчук А. Н., Машина Л. Ф., Новоженин В. Д., Осипов А. Д., Парабучев И. А., Радченко В. Г., Родионов В. Б., Семенов В. М., Семенов И. В., Серков В. С., Хазиахметов Р. М., Шайтанов В. Я., Шангин В. С., Юркевич Б. Н.

**Адрес редакции:**

**Москва, Волоколамское шоссе, д. 2, к. 241**

**Почтовый адрес редакции:**

**109044, г. Москва, Воронцовский переулок, дом 2, стр. 1.**

**ЗАО НТФ «Энергопрогресс»**

**Тел./факс: (495) 741-49-81**

**E-mail: [gts1930@yandex.ru](mailto:gts1930@yandex.ru)**

**Internet: <http://www.energy-journals.ru>**