



# ГИДРО- ТЕХНИЧЕСКОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО

Ежемесячный  
научно-технический журнал  
УЧРЕДИТЕЛИ:

РАО "ЕЭС РОССИИ",  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ АССОЦИАЦИЯ  
"КОРПОРАЦИЯ ЕЭЭК",  
НТФ "ЭНЕРГОПРОГРЕСС",  
РОССИЙСКОЕ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБЩЕСТВО  
ЭНЕРГЕТИКОВ И ЭЛЕКТРОТЕХНИКОВ  
Основан в 1930 г.

№ 9

сентябрь

2009

## Содержание

IV Всероссийское совещание гидроэнергетиков	2	<b>Николаев В. Г.</b> Исследование энергоэффективности работы оборудования насосных станций. . . . .	39
<b>Строительство и эксплуатация</b>		<b>Ильинич В. В., Светлов Е. А., Жморщук Н. Л.</b> Анализ методики расчета противопаводковой емкости водохранилища. . . . .	46
<b>Юркевич Б. Н.</b> Современное состояние рынка гидроэнергетических объектов в России . . . . .	3	<b>Дискуссии</b>	
<b>Аргал Э. С., Королев В. М., Кудрин К. П., Ашихмен В. А.</b> Применение нового материала для цементации швов бетонной плотины с малым раскрытием . . . . .	13	<b>Лапин Г. Г.</b> Правда и мифы о приливных электростанциях. . . . .	49
<b>Смелков Л. Л., Гаврилов С. Н., Левина С. М., Колесников Е. В., Афанасенко А. С.</b> Оценка остаточного ресурса и вероятности безотказной работы гидроагрегата № 1 Иркутской ГЭС . . . . .	21	<b>Хроника</b>	
<b>Безопасность гидротехнических сооружений</b>		<b>Пехтин В. А.</b> Итоги работы 23-го Конгресса и 77-го Ежегодного собрания Международной комиссии по большим плотинам (ICOLD) . . . . .	56
<b>Байков А. И., Киселев М. И., Колобов А. А., Курсин Д. А., Пронякин В. И., Руденко А. Л.</b> Время не ждет . . . . .	27	<b>Памяти В. И. Коптева.</b> . . . . .	60
<b>Василевский А. Г., Серков В. С.</b> О некоторых результатах применения Федерального закона "О безопасности гидротехнических сооружений" . . . . .	34	На обложке – Жигулевская ГЭС (фото Терелюка А. Н.), Бурейская ГЭС (фото Василевского В. В.)	

От имени Организационного комитета Четвертого Всероссийского совещания гидроэнергетиков и от себя лично приношу глубокие соболезнования семьям родных и близких погибших при аварии 17 августа 2009 г.

Эта трагедия стала серьезным испытанием для всех энергетиков нашей страны. Утрата, которую понес коллектив Саяно-Шушенской ГЭС, невосполнима для всех нас. Выражаем благодарность и воздаем дань уважения работникам аварийно-спасательных служб и всем тем, кто героически работал и продолжает работать при ликвидации последствий аварии на гидростанции.

Выражаю уверенность, что российскими энергетиками будут приняты все необходимые меры в скорейшей ликвидации последствий аварии и приложены максимальные усилия для того, чтобы исключить повторение подобных аварий в будущем.

Организационный комитет Четвертого Всероссийского совещания гидроэнергетиков считает необходимым скорректировать Программу Четвертого Всероссийского совещания гидроэнергетиков с учетом факта аварии на Саяно-Шушенской ГЭС. Исходя из этого, Организационным комитетом принято решение о переносе даты проведения Совещания на более поздний срок, точную дату определить после публикации официальных результатов расследования указанной выше аварии.

Председатель Оргкомитета Четвертого  
Всероссийского совещания гидроэнергетиков,  
первый заместитель руководителя  
фракции «Единая Россия»  
в Государственной Думе

В. А. Пехтин

## Современное состояние рынка гидроэнергетических объектов в России

Юркевич Б. Н., главный инженер ОАО “Ленгидропроект”

Начало работы электроэнергетической отрасли в условиях рынка подтвердило известную из мировой практики особенность развития общества в этих условиях — тесную взаимосвязь экономики и техники. Порой сугубо технические решения оказываются зависимыми от ситуации на рынке, и, наоборот, принятие определенных технических решений может оказать взаимодействие на рыночные показатели.

Энергетика в целом и гидроэнергетика в особенности оказались одними из последних отраслей экономики нашей страны, перешедших на рыночные отношения. Причины объективны — естественный монополизм и сильное социально-политическое значение отрасли. Тем не менее сегодня большая часть активов энергетики является частной собственностью, а значит, развитие и функционирование ее должны осуществляться по рыночным законам: сколько заработал, столько и потратил.

Необходимость учета влияния рынка на технические решения можно проиллюстрировать на примерах некоторых строящихся объектов. Но сначала несколько соображений общего характера.

В число параметров ГЭС, как и любого другого объекта инвестирования, входит комплекс показателей под названием “Экономическая и коммерческая (финансовая) эффективность”. Собственно эти показатели существовали и при “нерыночной”, административно-командной форме экономики, но тогда при принятии решений преобладали критерии “командного” характера. В рынке, по идее, основными и определяющими должны являться именно “коммерческо-экономические” показатели. В число таких показателей как раньше, так и сейчас входят ВНД, ЧДД,  $T_{ок}$  и некоторые другие. Просто в рыночных условиях их принято называть IRR, NPV и т.д. и преподносить как нечто неизвестное нам ранее, почерпнутое из опыта западной рыночной экономики. На самом деле все они считаются по одним и тем же формулам и приводят к одним и тем же результатам.

К сожалению, в условиях нашего рынка для большинства гидроэнергетических проектов получить значения упомянутых показателей, приемлемых с точки зрения рынка, практически невозможно. И это не потому, что наши проекты такие “плохие”. Просто в западных экономиках соотношение капитала и приемлемой прибыли складывалось веками (во всяком случае, с момента появления энер-

гетики). В наших условиях почти все основные фонды энергетики были получены “из того времени” практически бесплатно и требовать от нынешних собственников их стоимость просто некому. Рыночная стоимость электроэнергии в этих условиях не включает в себя возврат инвестиций, а новый инвестор, желающий вложить средства, оказывается в невыгодных условиях.

Что можно предпринять в этих условиях для развития гидроэнергетики? Самый первый и очевидный способ, доведенный до совершенства еще в советское время, — **снижение стоимости**. Однако существовавшая практика занижения проектной стоимости на этапе принятия решения с последующим ее возвратом к реальным значениям на сегодня представляется совершенно недопустимой. Это заставляет задуматься о реальных возможностях снижения проектной стоимости гидроэнергетических проектов. В Ленгидропроекте была сделана попытка экспертным порядком, на основании собственного опыта, определить, какие есть резервы в снижении стоимости. За базу принимались объекты, разработанные на предпроектных стадиях в последние годы.

### Возможности снижения стоимости

*Выбор оптимального створа.* Следует признать, что в последнее время выбор створов для перспективных ГЭС выполняется на совершенно недостаточном объеме проектно-изыскательских материалов. Зачастую решение принимается на основании сопоставления 2–4 створов, выбранных по фондовым материалам или рекогносцировочным обследованиям предыдущей стадии. Даже на стадиях ТЭО и “обоснования инвестиций” геологические изыскания бывают представлены несколькими скважинами в районе створа, гидрология — рядами в 10–15 лет. Причина такой ситуации большей частью определяется желанием заказчиков максимально сэкономить на изысканиях. Действительно, зачем тратить средства, если дальнейших работ по объекту может и не быть? В то же время опыт неоднократно показывал, что наиболее серьезные и дорогостоящие ошибки происходят из-за недостаточности материалов изысканий. Одной из таких ошибок является неоптимальный выбор створа. По нашей оценке тщательный выбор створа с использованием, по крайней мере, норма-

тивного объема изысканий в некоторых случаях позволил бы снизить общую стоимость объекта на 20 %.

*Применение современных компоновочных и конструктивных решений.* Достаточно эффективный способ снижения стоимости. Тем не менее необходимо отметить, что гидроэнергостроительство является довольно консервативной отраслью. Практически все компоновочные решения, применяемые сегодня, были известны еще в начале прошлого века. Типы плотин, схемы использования водотоков, теоретические основы выбора параметров также не претерпели с тех пор радикальных изменений. Прогресс проявляется в нашей отрасли в основном в виде новых строительных материалов, новых строительных технологий и нового оборудования. В этом плане за последние 20 лет Россия действительно несколько отстала от остального мира, но в условиях глобализации это легко устраняется привлечением ведущих мировых фирм. Такие технические решения, как плотины с железобетонными экранами, противофильтрационные элементы из полимерных материалов, геомембраны и прочие достижения современной строительной практики, позволяют повысить экономичность и снизить стоимость объектов гидроэнергетики. По нашим оценкам, величина снижения стоимости в некоторых случаях может достигнуть 10 %.

*Применение современных строительных технологий и материалов.* Развитие технологий в строительстве в последние годы шло по пути повышения производительности (сокращения сроков), снижения трудозатрат и повышения качества работ. В мировом гидроэнергетическом строительстве нашли применение такие технологии, как проходка туннелей проходческими комплексами, использование технологии укатанного бетона, “стена в грунте”, струйное инъецирование, формирование откосов специальными механизированными комплексами и многое другое. Частично эти технологии уже освоены на наших стройках, остальные, безусловно, будут освоены при необходимости. Но практически все современные технологии дороже, чем традиционные, закладывавшиеся ранее в наши проекты. Высокая производительность при использовании на наших объектах не всегда реализуется, так как в отличие от “массового” строительства потребность в дорогих машинах и механизмах на строительстве ГЭС зачастую бывает ограниченной небольшим отрезком времени. Тем не менее использование новых технологий, безусловно, необходимо. Увеличение стоимости, по нашим оценкам, может достигнуть 5 %.

*Применение новых, современных видов технологического оборудования.* В последние годы появились и стали доступными новые, более совершен-

ные виды технологического оборудования ГЭС. Это гидротурбины, гидрогенераторы, трансформаторы, высоковольтное оборудование, вспомогательное оборудование АСУ и прочее. Новое оборудование, особенно производства ведущих мировых фирм, в целом обладает лучшими эксплуатационными качествами и более высокой надежностью. Но его стоимость существенно выше, чем применяемого ранее. При удельном весе технологического оборудования от 15 до 30 – 40 % общей стоимости ГЭС удорожание, вызванное применением современного технологического оборудования, составит, по нашим оценкам, от 5 до 15 %. Большая величина относится к низконапорным ГЭС с высокой удельной стоимостью оборудования.

Другим известным способом повышения эффективности является увеличение доходной части бюджета ГЭС.

### **Увеличение доходной части бюджета ГЭС**

*Сокращение издержек.* Во всех энергосистемах и на всех ГЭС большое внимание уделяется сокращению издержек и повышению эффективности работы оборудования. Безусловно, очень важное направление, но для ГЭС это обеспечит реальный эффект не более 2 – 5 % от величины годового дохода.

*Оценка системных услуг.* Более серьезного эффекта можно ожидать от изменения подхода к оценке стоимости продукции ГЭС. Существующая сегодня система тарифов расценивает в основном выработку электроэнергии. В то же время ГЭС выполняет целый ряд системных и других функций, обеспечивающих надежность функционирования энергосистем. Среди них:

мощностной эффект. Гидроагрегаты ГЭС могут участвовать в покрытии пиков нагрузки энергосистем без снижения годовой выработки, т.е. производить перераспределение энергии в пределах суток (недель, сезонов). В зарубежных энергосистемах стоимость пиковых мощностей в 3 – 5 раз выше базовых, у нас — в лучшем случае на 20 %;

возможность нести “горячий” резерв. Уникальная возможность, обеспечивающая бесперебойную работу энергосистем России, не оплачивается никак;

выработка реактивной энергии. Снижает потери в сетях, повышает надежность энергоснабжения, не оплачивается никак;

снижение выбросов CO<sub>2</sub>. Расценивается в соответствии с документами Киотского протокола, но пока о результатах ничего не известно;

многие ГЭС России являются объектами комплексного назначения. Но такие услуги ГЭС, как улучшение условий судоходства, ирригация и водо-

снабжение, защита от наводнений и др., оказываются бесплатно.

По зарубежным источникам, стоимость системных услуг, оказываемых ГАЭС, составляет до 50 % от основного дохода — продажи электроэнергии. Вероятно, в случае введения в России рынка системных услуг можно рассчитывать на повышение доходной части бюджета ГАЭС на 10 – 20 %.

### Возможности повышения эффективности

Из таблицы видно, что основные резервы повышения эффективности заключены в повышении качества (и стоимости!) предпроектных работ и введении рынка системных услуг. Полученные данные позволяют оценить эффективность гипотетической “среднестатистической” ГАЭС со следующими показателями:

средняя удельная стоимость для проектируемых сегодня ГАЭС составляет около 3500 долл/кВт · ч;

цена на продаваемую электроэнергию в соответствии с документом “Сценарные условия развития электроэнергетики РФ на 2009 – 2020 годы” к 2012 г. составит 1,8 руб/кВт · ч.

Расчет производится с учетом мероприятий, повышающих их эффективность в размерах, определенных последней строкой таблицы.

Основные расчетные финансово-экономические показатели такой ГАЭС:

IRR = 9 %;

дисконтированный срок окупаемости 18 – 20 лет;

NPV отрицательный.

Очевидно, что такие показатели являются не слишком привлекательными для частного капитала. Это означает, что большинство ГАЭС, рассматриваемых сегодня в качестве перспективных, по формальным показателям оказываются неэффективными. При этом возможности повышения их эффек-

тивности за счет оптимизации технической части проектов не позволяют в достаточной степени изменить эту ситуацию.

Тем не менее известно, что практически все страны, располагающие сколько-нибудь существенным гидроэнергетическим потенциалом, активно ведут его освоение. Невысокая эффективность этой отрасли в России вызвана прежде всего несовершенством нашего рынка, а вопросы оптимизации рыночных отношений являются прерогативой государства. Поэтому правомерным представляется постановка вопроса о привлечении государственных ресурсов в отрасль гидроэнергетического строительства. С точки зрения государства объекты гидроэнергетики могут представлять интерес по следующим соображениям:

ГАЭС как бестопливные источники энергии являются выгодным объектом вложения капитала и стабилизации экономики в средне- и долгосрочной перспективе. После ввода в действие ГАЭС способна в течение неограниченного времени вырабатывать электроэнергию по себестоимости, в несколько раз ниже ее рыночной цены. При этом собственные затраты ГАЭС не зависят от уровня цен на топливо и ситуации на мировых рынках;

ГАЭС являются мощным комплексообразующим центром в своих регионах. На базе дешевой электроэнергии формируются промышленная и социальная инфраструктуры, способствующие повышению общего уровня жизни населения региона. Об этом свидетельствует опыт Братской, Красноярской, Саяно-Шушенской и других ГАЭС. Особенно это важно для национальных регионов со сложной социально-политической обстановкой;

уже на стадии строительства ГАЭС являются центрами привлечения трудовых ресурсов, формирования квалифицированных кадров, создания производственной базы.

Способ снижения	Снижение капиталовложений, %		Увеличение годового дохода, %/год	
	мин	макс	мин	макс
Выбор створа	5	20	–	–
Компоновочные и конструктивные решения	0	10	–	–
Строительные технологии	– 5	0	–	–
Технологическое оборудование	– 15	– 5	–	–
Снижение эксплуатационных издержек	–	–	2	5
Дополнительная стоимость продукции	–	–	10	20
Итого:	– 15	25	12	25
Среднее	5		18,5	



Рис. 1. Бурейская ГЭС — испытания водосброса



Рис. 2. Бурейская ГЭС — вид с нижнего бьефа

Возвращаясь к примеру “среднестатистической” ГЭС, можно определить, какая доля участия государства в проекте необходима для перевода такой ГЭС в разряд “эффективной”. Расчеты показывают, что эта величина составляет 20 – 30 % от общего объема капиталовложений. При таком участии большинство перспективных ГЭС будут иметь показатели лучше, чем  $IRR = 12\%$ ,  $T$  — срок оку-

паемости (диск.) = 10 – 12 лет. Одновременно участие государства как гарантия надежности намерений будет способствовать привлечению частного (особенно иностранного) капитала.

#### **Возможности повышения качества**

Другим направлением, необходимым для развития гидроэнергетической отрасли, является повы-



**Рис. 3.** Ирганайская ГЭС — вид на плотину с верхнего бьефа

шение качества на всех этапах создания и существования объектов гидроэнергетики. На первый взгляд вопросы качества не связаны с рассмотренными выше вопросами эффективности. Но необходимо учесть следующее:

на стадии проектирования качество проектных работ может существенно повлиять на экономические показатели объекта за счет принятия более обоснованных решений;

качество на всех этапах (проектирование, строительство, эксплуатация) непосредственно влияет на надежность и безопасность функционирования объекта. Все показатели эффективности действительны только в случае абсолютной надежности и безопасности объектов гидроэнергетики;

низкое качество на стадиях проектирования и строительства может привести к вытеснению с российского рынка отечественных научно-проектных и строительных организаций, что снизит интерес государства к реализации этих проектов.

Необходимо признать, что после выхода страны из затяжного кризиса 1990-х годов качество всех процессов, происходящих в гидроэнергетике, значительно снизилось по сравнению с докризисным периодом. Это касается проектирования, строительства и эксплуатации. На основании опыта работы Ленгидропроекта начиная с 2000 г. можно выделить следующие основные причины снижения качества и возможные пути устранения этих причин.

*Стадия предпроектных работ* (схемы использования, обоснования инвестиций, ТЭО (проекты

и т.п.). На этой стадии принимаются наиболее ответственные решения: выбираются створы, определяются основные параметры объектов, делается экономическое обоснование, поэтому и ошибки на этой стадии являются наиболее дорогостоящими. К сожалению, в последние годы проявились некоторые тенденции, отрицательно влияющие на качество этих работ:

нарушение стадийности. Зачастую ОИ и ТЭО выполняются без схемы использования реки, в качестве основы часто принимаются устаревшие материалы 70 – 80-х годов прошлого века, решения не увязываются с территориальными схемами развития регионов;

недостаточная вариантность. Выбор створа на реке протяженностью несколько сотен километров производится на основании сравнения 3 – 4 створов только потому, что эти створы были рассмотрены на предыдущей стадии и для них есть хоть какие то минимальные данные изысканий;

недостаточный объем изысканий. Катастрофически низкий объем изысканий по проектируемым объектам, ни в коей мере не соответствует нормам, существовавшим до 1990-х годов. После ликвидации полевых изыскательских подразделений проектных институтов системы “Гидропроект” полевые изыскания ведутся субподрядными организациями, незнакомыми с гидротехнической спецификой. Опыт показывает, что самыми тяжелыми по способам и стоимости устранения являются ошибки, до-



Рис. 4. Строительство Гочатлинской ГЭС — котлован здания ГЭС

пущенные из-за недостаточного объема изыскательских материалов.

*Стадия проектных работ.* С возобновлением в начале 2000-х годов выпуска проектной документации по ряду строящихся объектов выявился целый ряд негативных моментов:

отсутствие комплексных графиков ведения проектных работ с увязкой субподрядных работ, строительных работ, поставок оборудования. В результате часто проектная документация выдается в производство “с колес”, после чего выявляется необходимость ее корректировки. Серьезные неувязки возникают в связи с конкурсной системой закупки оборудования. В результате несвоевременного проведения конкурсных процедур, смены поставщиков, задержек предоставления поставщиками документации имели место многочисленные случаи перевыпуска документации, иногда многократные. К сожалению, любая переделка проектной документации, особенно в условиях сжатых сроков, создает предпосылки для появления ошибок;

отсутствие эффективно действующей системы норм и стандартов. С принятием в 2002 г. закона РФ “О техническом регулировании” практически все нормативные документы всех уровней утратили свою обязательную силу. Сегодня ведутся работы по созданию новой нормативной базы, но они еще далеки от завершения. В результате отсутствует четкая и понятная система принятия решений, их обоснования и ответственности;

несбалансированность кадрового состава проектных и научных организаций. При наличии опытных кадров старшего поколения и достаточно-

го количества молодых специалистов, отсутствует наиболее энергичное и мобильное среднее звено, исчезнувшее в период 1990-х годов.

*Стадия строительства.* Многие проблемы, возникающие на стадии строительства, тесно связаны с проектными, перечисленными выше. Из остальных можно отметить следующие:

организация строительного производства. Развал в 90-е годы прошлого века большинства строительных организаций системы “ГЭСстрой” привел к необходимости создания новой системы, позволяющей осуществлять строительство силами неспециализированных организаций. К сожалению, это отрицательно сказалось на качестве выполнения работ. По-видимому, система специализированных генподрядных организаций, накопивших опыт строительства специфических объектов гидротехнического строительства, способна в лучшей степени справиться с задачами, стоящими перед гидроэнергетикой сегодня;

создание эффективной системы контроля качества. Достижение приемлемого качества строительных работ невозможно без налаживания действенной системы контроля качества. Особенно это актуально сегодня, когда строительные организации зачастую не имеют опыта сооружения гидротехнических объектов. Контроль качества как со стороны заказчика, так и авторский требует специально подготовленных людей, тщательно разработанной методической и нормативной базы, современного инструментального оснащения. Все это на наших объектах сегодня отсутствует. Без этого до-





Рис. 5. Вилуйская ГЭС-3 — вид с верхнего бьефа

биться качества, сопоставимого с качеством зарубежных объектов, по-видимому, невозможно.

### Строящиеся ГЭС

Приведем несколько конкретных примеров по некоторым строящимся ГЭС России, иллюстрирующих связь экономических и политических факторов с техническими задачами.

*Бурейская ГЭС* (Дальний Восток, Амурская обл., р. Буря) — первая ГЭС России, построенная в новых экономических условиях.

Основные параметры

Установленная мощность, МВт . . . . .	2000
Годовая выработка электроэнергии, млн. кВт · ч . . . . .	7100
Количество агрегатов . . . . .	6
Плотина бетонная, с центральной зоной из укатанного бетона, высотой, м . . . . .	140

В период с 2003 до 2007 г. пущены все шесть агрегатов, в 2008 г. закончен перемонтаж двух первых рабочих колес на штатные. Срок сдачи в эксплуатацию — 2010 г.

*Особенности строительства.* После возобновления финансирования строительства в 2000 г. одновременно был начат выпуск рабочей документации. Поскольку существовавший технический проект 1983 г. серьезно устарел, рабочая документация выпускалась сразу с учетом изменений проекта. Так как одновременно велось строительство, документация выдавалась в производство “с колес”, что неизбежно приводило к большому количеству ошибок в проектной документации. Наиболее существенные изменения проекта:

плотина из укатанного бетона, укладываемого, в том числе, и в зимнее время;

отказ от применения кабель-крана и переход на бетонирование плотины башенными кранами;

эксплуатационный водосброс нового типа с боковыми виражами, обеспечивающими высокую точность формирования зоны размыва;

применение вместо ОРУ-500 КРУЭ-500 производства швейцарской фирмы “АВВ”;

кабель 500 кВ “сухого” типа для выдачи мощности от здания ГЭС к КРУЭ-500.

На сегодня Бурейская ГЭС является самой технически совершенной ГЭС России, ни в чем не уступающей лучшим зарубежным аналогам. Применение современных технических решений, несмотря на связанное с этим увеличение стоимости и отсутствие их явного экономического обоснования, следует признать целесообразным.

*Ирганайская ГЭС* (Дагестан, р. Аварское Койсу). Подготовительный период строительства был начат в 1977 г., перекрытие состоялось в 1992 г. Мощности введены в период 90-х годов: первый агрегат — 1998 г. и второй агрегат — 2001 г.

Основные параметры

Установленная мощность, МВт . . . . .	400 (800)
Годовая выработка электроэнергии, млн. кВт · ч . . . . .	1280 (1310)
Число агрегатов . . . . .	2 (4)
Плотина каменнонабросная с асфальтобетонной диафрагмой высотой, м . . . . .	101

Подвод воды к гидроагрегатам осуществляется по напорному деривационному туннелю длиной 5200 м, пройденному туннельным проходческим комплексом фирмы “Robbotts”.



Рис. 6. Зарамагские ГЭС — вид на плотину и здание Головной ГЭС

На сегодня введены в строй два гидроагрегата, водохранилище наполнено до проектной отметки НПУ. Полностью закончены все основные сооружения первой очереди.

*Особенности строительства.* По проекту ГЭС имеет установленную мощность 800 МВт в четырех агрегатах, подвод воды должен был осуществляться по двум напорным туннелям. В ходе строительства была выделена первая очередь, включающая два первых агрегата и один туннель. Первая очередь в 2008 г. введена полностью, включая даже строительную часть здания ГЭС для агрегатов второй очереди. Для ввода второй очереди необходимо дополнительно пройти еще один деривационный туннель и установить два гидроагрегата в уже готовые агрегатные блоки. Причем туннельный проходческий комплекс находится в рабочем состоянии на площадке ГЭС.

В настоящее время вопрос о пуске второй очереди ГЭС отложен на неопределенное время. Главная причина — сложность экономического обоснования. Увеличение мощности на 400 МВт дает прирост выработки только на 30 млн. кВт · ч. Отсутствие рынка системных услуг, который позволил бы объективно оценить мощностной эффект и другие системные услуги от появления в энергосистеме дополнительных 400 МВт высокоманевренной мощности, не позволяет реализовать это безусловно экономически целесообразное мероприятие.

Другой особенностью реализации проекта Ирганайской ГЭС явилось длительное, трехэтапное наполнение водохранилища до проектного уровня. Это было обусловлено сложностями с выделением финансирования. В результате компенсационные выплаты населению многократно выросли, поскольку перед каждым этапом подъема уровня население предъявляло все новые требования. Подтверждается известная закономерность: задержки с финансированием существенно увеличивают общую стоимость объекта.

*Гоцатлинская ГЭС* (Дагестан, р. Аварское Койсу) — первая ГЭС в России, строительство которой начато в рыночных условиях, в 2007 г. Расчетный срок строительства — 4 года.

Основные параметры

Установленная мощность . . . . .	100 МВт
Годовая выработка электроэнергии,	
млн. кВт · ч . . . . .	350
Число агрегатов . . . . .	2
Плотина каменнонабросная с асфальтобетонной диафрагмой	

На сегодня пройден туннель строительно-эксплуатационного водосброса, ведутся работы в котловане здания ГЭС.

*Особенности строительства.* С первых шагов строительства выявились большие сложности, связанные со взаимодействием с местными властями и населением. Для минимизации площади отчуждае-



Рис. 7. Строительство Усть-Среднеканской ГЭС

мых земель компоновка ГЭС была существенно изменена: перенесено здание ГЭС, изменены трассы строительного и строительного-эксплуатационного водосбросов, изменена компоновка ОРУ и других сооружений. Несмотря на это, удалось снизить проектную стоимость ГЭС примерно на 5 % по сравнению проектом 1995 г.

*Вилуйская ГЭС-3 (Светлинская ГЭС)* (Республика Саха (Якутия), р. Вилуй) является нижней ступенью каскада Вилуйских ГЭС. Подготовительный период начат в 1973 г., строительство основных сооружений ведется с 1983 г. В 1990-х годах строящаяся ГЭС была продана компании «Алроса», которая продолжила строительство для целей собственного электроснабжения. После этого ГЭС получила название «Светлинская».

Основные параметры	
Установленная мощность, МВт . . . . .	360
Годовая выработка электроэнергии,	
млн. кВт · ч . . . . .	1200
Число агрегатов . . . . .	4
Плотина из грунтовых материалов высотой, м . . .	50

На сегодня три агрегата ГЭС введены в строй на пониженных напорах, полностью построено здание ГЭС, совмещенное с водосбросом, корпусом управления и КРУЭ-220. В основном закончены лево- и правобережная плотины.

*Особенности строительства.* ГЭС возведена в исключительно тяжелых климатических условиях с зимними температурами до минус 68 °С. Основание представлено мягкими грунтами в условиях вечной мерзлоты. Этим обусловлена сложность

конструкции и технологии возведения гидротехнических сооружений. По проекту ГЭС предполагалась для электроснабжения бурно развивающегося Якутского экономического района. В течение депрессивных 90-х годов развитие региона остановилось, и в настоящее время увеличения роста энергопотребления не предвидится. По этой причине вопрос о необходимости четвертого гидроагрегата отложен на будущее.

*Зарамагские ГЭС* (Республика Северная Осетия, р. Ардон).

Основные параметры	
При отметке НПУ, м . . . . .	1690,6
Установленная мощность, МВт . . . . .	352
В том числе:	
Головная ГЭС, МВт . . . . .	10
ГЭС-1, МВт . . . . .	342
Годовая выработка электроэнергии,	
млн. кВт · ч . . . . .	812
Полезная емкость водохранилища, млн. м <sup>3</sup> . . . .	10,1
Плотина каменнонабросная с суглинистым	
ядром высотой, м . . . . .	47
При отметке НПУ 1730-м:	
Установленная мощность, МВт . . . . .	374
В том числе:	
Головная ГЭС, МВт . . . . .	32
ГЭС-1, МВт . . . . .	342
Годовая выработка электроэнергии,	
млн. кВт · ч . . . . .	852
Полезная емкость водохранилища, млн. м <sup>3</sup> . . . .	73

Плотина каменнонабросная с суглинистым

ядром, высотой, м. . . . . 87

В состав Зарамагских ГЭС входят плотина Головного гидроузла, напорный туннель № 1 Головной ГЭС с водоприемником, здание Головной ГЭС, глубинный водосброс и строительно-эксплуатационный туннель Головного гидроузла, безнапорный деривационный туннель № 2 длиной 15 000 м, бассейн суточного регулирования (БСР), напорная деривация ГЭС-1, включая туннельный и безнапорный участки, здание ГЭС-1. Сооружения ГЭС-2 будут уточнены отдельным проектом.

На сегодня закончены плотина Головного гидроузла, напорный туннель № 1 и частично водоприемник, частично строительно-эксплуатационный водосброс, строительная часть здания Головной ГЭС, на 50 % длины деривационный туннель; начаты работы по БСР и напорной деривации ГЭС-1; подготовлена площадка под строительство здания ГЭС-1.

*Особенности строительства.* Объект имеет долгую и трудную судьбу. Проектирование было начато в 70-е годы прошлого века в Ереванском отделении института “Гидропроект” (впоследствии “Армгидропроект”). В 1993 г. проектирование было передано в институт “Ленгидропроект”. К этому времени основные сооружения гидроузла уже были начаты строительством, что исключало значительные изменения компоновки сооружений. В то же время выявились серьезные упущения в проекте, потребовавшие изменения конструкции части сооружений. Тем временем на строительной площадке сменилось несколько подрядных строительных организаций, оставивших за собой сооружения, выполненные с недопустимо низким качеством. Сегодня строители вынуждены заниматься устранением брака, допущенного их предшественниками.

Другой особенностью объекта является вынужденный переход на работу с пониженным НПУ 1690,6 м. Снижение НПУ на 40 м было вызвано экологическими требованиями со стороны местных организаций. Это привело к небольшому уменьшению мощности и выработки, но резко снизило регулировочные способности ГЭС, поскольку ГЭС практически лишились водохранилища. В резуль-

тате ГЭС будут работать в режиме “по водотоку”, т.е. в период зимней и летней межени агрегаты будут работать на техническом минимуме.

*Усть-Среднеканская ГЭС* (Магаданская обл., р. Колыма).

Основные параметры

Установленная мощность, МВт . . . . . 570

Годовая выработка электроэнергии,

млн. кВт · ч . . . . . 2550

Число агрегатов . . . . . 4

Плотина из грунтовых материалов высотой, м . . . 66

На сегодня ведутся работы в котловане, выполнены бетонные работы в здании ГЭС и построен шатер в блоках агрегатов № 1 и № 2, ведутся бетонные работы на водосбросе. Общий объем бетонных работ выполнен на 73 %, объем насыпи — на 51 %. Пуск первого агрегата намечен на 2012 г., ввод в эксплуатацию — 2017 г.

*Особенности строительства.* Усть-Среднеканская ГЭС, как и многие другие, является долгостроящим, начатым в докризисный период. Параметры ГЭС рассчитывались исходя из перспектив развития горнодобывающей промышленности Магаданской области. В период кризиса 1990-х годов регион перешел в разряд дотационных и даже выработка одна Колымской ГЭС мощностью 900 МВт стала избыточной. На сегодня перспективы развития региона не определены, но развитие энергетической отрасли может стать фактором, способствующим положительным тенденциям.

## Выводы

1. ГЭС в России являются не менее эффективными и привлекательными для инвестиций, чем за рубежом, в странах, где они активно строятся.

2. Формально низкие финансово-экономические показатели перспективных ГЭС отражают только несовершенство нашего рынка.

3. Участие государства в инвестировании проектов ГЭС является оправданным как с экономической, так и с социально-политической точки зрения.

4. Качественные и экономичные проекты ГЭС могут быть созданы только при условии оптимального планирования и финансирования перспективных разработок ГЭС.

# Применение нового материала для цементации швов бетонной плотины с малым раскрытием

Аргал Э. С., доктор техн. наук,

Королев В. М., зав. испытательной строительной лабораторией,

Кудрин К. П., гл. инженер проекта,

Ашихмен В. А., директор проектной мастерской (Гидроспецпроект)

**Цементируемые швы бетонной плотины.** Бетонная гравитационная плотина Бурейской ГЭС высотой 141 м и длиной 759 м состоит из станционной (С), водосливной (В) и двух глухих — левой (ЛГ) и правой (ПГ) — береговых частей (рис. 1). По длине плотина разрезана на 47 секций шириной 15 и 24 м. Для обеспечения трещиностойкости плотины к температурным воздействиям в строительный период предусмотрена разрезка водосливной части на столбчатые массивы (столбы) I – VII толщиной от 14 до 17 м временными, впоследствии цементируемыми швами. Цементация межстолбчатых швов должна обеспечить монолитность плотины и передачу сжимающих усилий от верховых столбов к низовым [1].

Все цементируемые швы разбиты на участки-карты. Для цементации каждой из таких карт в бетон швов II – III, III – IV, ... VI – VII закладывается трубная нагнетательная система с клапанными

цементационными выпусками многократного действия. В шве I – II (между I и II столбами) устанавливаются две автономные нагнетательные системы — с линейными выпусками для первичной и с клапанными для вторичной цементации [2].

Для контроля за напряжениями и деформациями плотина оснащается закладными контрольно-измерительными приборами, в том числе теле термометрами и телещелемерами. Однако они сосредоточены в основном в “опытных” секциях плотины 16, 21 и 29, что не позволяет оценить температуру бетонной кладки и раскрытие цементируемых швов в остальных секциях. Для этих целей по отдельному проекту практически во всех столбах и секциях плотины устанавливаются струнные приборы: телещелемеры ПЛПС-10 (преобразователи линейных перемещений) и телетермометры ПТС-60 (преобразователи температуры), а в местах пересечения швами галерей в теле плоти-

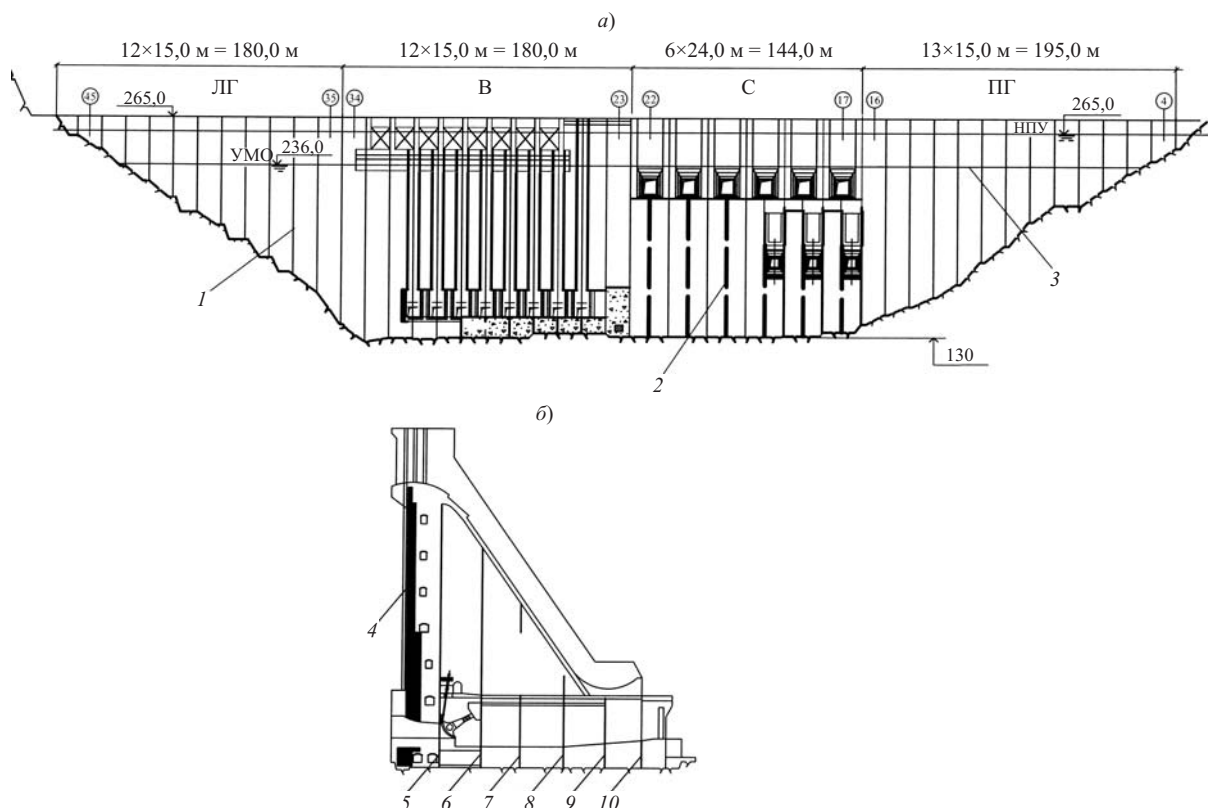


Рис. 1. Разрезка плотины временными швами:

*a* — вид на плотину с верхнего бьефа; *b* — разрез по межсекционному шву 30/31; части плотины: ЛГ — левобережная глухая, В — водосливная, С — станционная, ПГ — правобережная глухая; 4, 16, ..., 44 — номера секций; 1 — межсекционный шов; 2 — шов-надрез; 3 — верхняя граница межстолбчатого шва I – II; 4 — цементируемая зона межсекционного шва; межстолбчатые швы: 5 — I – II, 6 — II – III, 7 — III – IV, 8 — IV – V, 9 — V – VI, 10 — VI – VII

ны — накладные марки щелемеров. Типовая схема предусматривает установку одного телетермометра и одного телещелемера по оси секции верхнего блока (в пределах карты цементации) на 1 м ниже его верхней отметки, а на расстоянии 3,75 м в обе стороны от оси секции на той же отметке устанавливаются телетермометры. В нижних блоках также устанавливаются по одному телетермометру по оси секции.

После проведения первичной цементации некоторые швы, вследствие дальнейшего остывания бетонной кладки, продолжали раскрываться, однако их дополнительное раскрытие было недостаточным для цементации по стандартной технологии с использованием растворов на обычном портландцементе. Поэтому было принято решение провести опытную вторичную цементацию с использованием особо тонкодисперсного вяжущего, называемого иногда микроцементом.

**Новый инъекционный материал ОТДВ.** Особо тонкодисперсное вяжущее (ОТДВ) — это новый инъекционный материал, широко применяющийся в Европе, а в последние годы и в России. Этот материал представляет собой тонкомолотое гидравлическое вяжущее, не содержащее органических добавок, которое получают воздушной сепарацией цементных частиц, при помоле минеральных компонентов (сырья) портландцементного клинкера, доменного шлака и регуляторов сроков твердения (например, гипса) и других минеральных добавок. ОТДВ “Микродур”, существенно отличающийся от обычных цементов гранулометрическим составом и максимальным размером частиц, как инъекционный материал обладает высокой проникающей способностью. Это позволяет использовать его для укрепления и повышения водопроницаемости грунтов, бетонных и каменных конструкций. Нельзя не отметить относительно высокую стоимость материала (сегодня около 4 долларов США за 1 кг), что приводит к необходимости его использования только в тех случаях, когда применение обычного цемента неэффективно, как, например в описываемом ниже.

Первый опыт применения ОТДВ “Микродур” в плотностроении был получен на гидроузле Капанда (Ангола), где нашими специалистами были вы-

полнены опытные работы по повышению водонепроницаемости укатанного бетона буроинъекционным способом. Поглощения ОТДВ были значительными и составляли в среднем 35,4 кг на 1 м скважины (максимальное поглощение 71,4 кг/м). После проведения инъекции водопоглощение в контрольных скважинах составило 1,7 – 2,0 Lu (0,02 л/(мин · м · м)), что соответствует наивысшим показателям качественно зацементированной скальной породы [3]. Однако опыт применения этого материала для цементации швов бетонных плотин отсутствовал.

**Опытные карты цементации швов.** Для опытных работ на Бурейской ГЭС было выбрано 8 карт двух ярусов цементации шва I – II, схема расположения которых показана на рис. 2. Целью проведения этих работ являлись оценка возможности и эффективности использования ОТДВ для повторного омоноличивания бетонной плотины и отработка технологии приготовления и нагнетания растворов на ОТДВ. (Наряду с этим оценивалась возможность и эффективность использования для повторного омоноличивания диспергированных цементных растворов.)

По производственным условиям, в основном из-за отсутствия доступа в некоторые галереи, вы-

Т а б л и ц а 2

Показатель	Марка ОТДВ		
	R-X/E plus	R-U/E plus	R-F/E plus
Плотность, г/см <sup>3</sup>	2,9	2,9	2,9
Удельная поверхность, см <sup>2</sup> /г	22 000	16 000	12 000
Водопотребность	0,50	0,50	0,50
Сроки схватывания, мин:			
начало	140	160	175
конец	210	230	240
Прочность на сжатие, МПа, в возрасте:			
1 сут	20	10	5
2 сут	40	30	15
7 сут	55	45	40
28 сут	60	55	50
Гранулометрический состав: % частиц размером, мкм			
< 2	45	25	80
< 4	80	80	80
< 6	97	–	–
< 8	–	80	80
< 9,5	–	80	80
< 16	–	–	80
d <sub>50</sub> , мкм, меньше	2,5	3,5	5,0

Т а б л и ц а 1

Карта	Отметки низа и верха карты, м	Площадь карты, м <sup>2</sup>	Номер щелемера	Отметка установки щелемера, м	Дата цементации (2007 г.)
23-I-II-9	205 – 211	84	Щ378	206,5	23.11
24-I-II-11	205 – 211	84	Щ268	~ 206,5	24.11
26-I-II-12	211 – 217	84	Щ459	~ 215,0	26.11
29-I-II-12	217 – 226	135	–	–	01.12

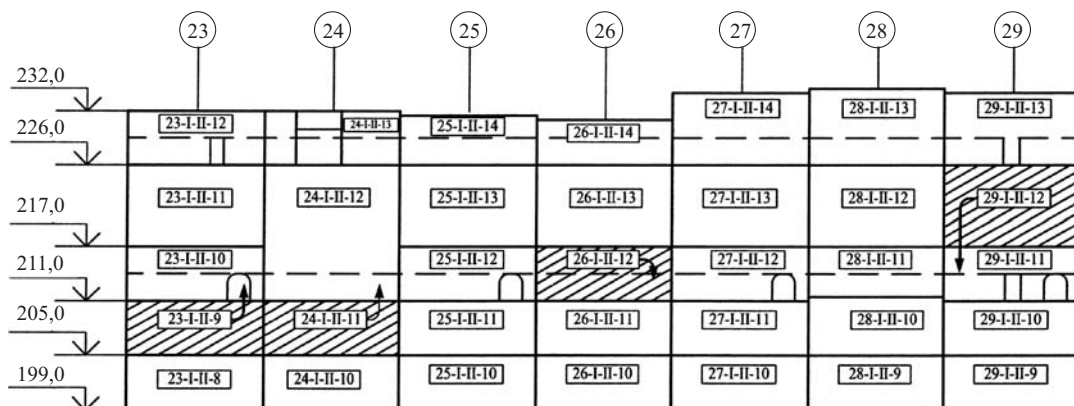


Рис. 2. Схема расположения опытных карт цементации:

число в кружке — номер секции плотины; 23-I-II-9 — обозначение карты (23 — номер секции, I — II — шов между столбами I и II, 9 — порядковый номер карты); стрелками показано направление вывода труб цементационной системы из карты в галерею

хода из строя части телешелемеров, а также непроеходимости в отдельных картах нагнетательной системы с клапанными выпусками и дренажной штрабы, оказалось возможным зацементировать только 4 карты. Основные характеристики зацементированных опытных карт приведены в табл. 1. На рис. 3 показана конструкция типичной карты цементации.

Трубы цементационных систем всех карт были выведены в галерею на отм. 211,0 м, рабочий растворный узел располагался в галерее на отм. 226,0 м. Температура слагающего бетона на период цементации составляла + 8° С.

Основные паспортные характеристики тонкодисперсного цемента “Микродур R”, использованного для приготовления цементационного раствора, приведены в табл. 2.

Для ОТДВ “Микродур R-F/E plus” удельная поверхность составляет 12 000 см<sup>2</sup>/г, прочность цементного камня в возрасте 28 суток — 50 МПа, максимальный размер частиц  $d_{95} < 16 \mu\text{м}$ . Этот материал на шлаковой основе является сульфатостойким, обладает повышенным сроком стабильности

размеров частиц при затворении водой и повышенным сроком схватываемости, допускает затворение водой с температурой до 30 °С. Он применяется для укрепления (ремонта) инъекционным способом конструкций фундаментов, гидротехнических и подземных сооружений и рекомендуется для работы в холодное время года.

Растворы на основе ОТДВ резко отличаются от обычных цементных растворов: у них значительно меньшее водоотделение, большая стабильность и вязкость (меньшая подвижность) при равной плотности (В/Ц).

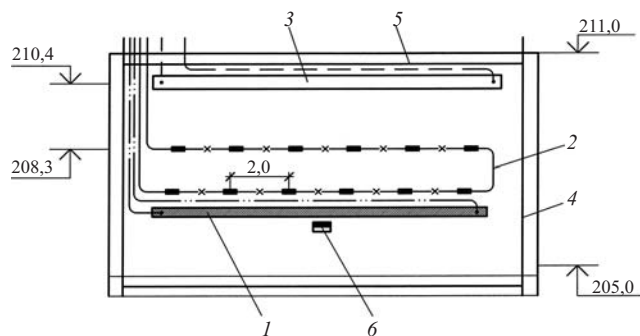
В табл. 3 приведены основные данные по гидравлическому опробованию и вторичной цементации опытных карт с использованием ОТДВ.

**Особенности технологии вторичной цементации опытной карты 23-I-II-9.** В технологии вторичной цементации карты 23-I-II-9 с использованием ОТДВ были некоторые особенности. Гидравлическое опробование начинали с промывки петли с выпусками и дренажной штрабы до чистой воды. Затем нагнетали воду в петлю труб с клапанами и определяли поглощение воды картой и расход из

Т а б л и ц а 3

Карта	Гидравлическое опробование					Цементация									
	$P_n$ , МПа	$Q_n$ , л/мин	$P_d$ , МПа	$Q_d$ , л/мин	$\delta_{\text{доп}}$ , мм	$\rho_n$ , г/см <sup>3</sup>	$P_n$ , МПа	$Q_n$ , л/мин	$P_d$ , МПа	$Q_d$ , л/мин	$\rho_d$ , г/см <sup>3</sup>	$\delta_{\text{доп}}$ , мм	$\delta_{\text{ост}}$ , мм	ц, кг/м <sup>2</sup>	
23-I-II-9	3,0	30	0	30	0,1	1,69 – 1,5	4,0	30 – 2	0,5	0	-	-	-	1,86	
24-I-II-11	2,5	25	0,3	30	0,15	1,5	3,5	48 – 2	0,3	П	-	0,14	0,11	1,7	
26-I-II-12	1,7	17	0,3	36	-	1,5	2,0	40 – 2	0,5	П	-	Нет данных	Нет данных	2,1	
29-I-II-12	1,5	44	0,6	1,0	Щ нет	1,5	3,0	28 – 0	0,82	П	1,34	Щ нет	Щ нет	2,25	

Примечание. Символ  $Q$  — расход,  $P$  — давление,  $\delta$  — раскрытие шва,  $\rho$  — плотность раствора, ц — поглощение ОТДВ на 1 м<sup>2</sup> шва, Щ — шелемер; П — попуски; индекс г — гидравлическое опробование, ц — цементация, н — нагнетание, д — дренажная штраба, доп — дополнительное, ост — остаточное (после окончания цементации).



**Рис. 3.** Конструкции закладных систем для цементации швов (карта 24-I-II-11):

1 — линейный цементационный выпуск; 2 — труба-питатель с клапанными цементационными выпусками; 3 — дренажная штраба; 4 — вертикальное уплотнение; 5 — горизонтальное уплотнение; 6 — ПЛПС (№ 298)

дренажной штрабы, причем в процессе гидравлического опробования дренажную штрабу частично прикрывали. Дополнительное раскрытие шва при этом достигло 0,1 мм.

Гидравлическое опробование и цементацию проводили по тупиковой схеме, т.е. нагнетание производили в один вывод петли труб с клапанами, а другой вывод оборудовали краном, через который предполагалось делать попуски раствора. Выводы дренажной штрабы оборудовали кранами и манометром. Общая длина подводящих шлангов от рабочих растворных узлов (РРУ) до выводов карты составила 40 м, а с учетом обратной линии — 80 м. Расход воды из дренажной штрабы при давлении нагнетания до 3,0 МПа составил 30 л/мин при поглощении в карту 40 л/мин.

Цементацию начали с нагнетания раствора плотностью 1,69 г/см<sup>3</sup> при давлении нагнетания до 4,0 МПа при открытой дренажной штрабе. При этом наблюдалось сравнительно резкое снижение поглощения раствора, выхода его из дренажной штрабы не наблюдалось. В дальнейшем уменьшили плотность раствора до 1,5 г/см<sup>3</sup>, но поглощение раствора картой при этом не увеличилось. После окончания цементации дренажную штрабу промыли, а петлю труб с клапанными выпусками промыть не удалось.

Опыт цементации карты 23-I-II-9 показал, что при малых раскрытиях шва плотность раствора ОТДВ 1,69 г/см<sup>3</sup> слишком велика, из-за высокой вязкости раствора он проходит не по всему шву, а заполняет только его часть в зоне расположения выпусков. Технология цементации швов раствором такой вязкости требует использования высокого

давления нагнетания для вдавливания раствора в шов и не позволяет оперативно влиять на процесс цементации. Поэтому в дальнейшем перешли на нагнетание растворов ОТДВ меньшей плотности.

Цементация этой карты показала также, что нагнетание раствора по тупиковой схеме не сохраняет проходимость петли труб с клапанными выпусками из-за практической невозможности определить время между попусками раствора и их количеством. Поэтому в дальнейшем, несмотря на значительную длину подводящих и отводящих линий, перешли на циркуляционную схему.

При цементации по мере удаления от выпуска происходит уменьшение скорости движения раствора и начинается процесс отложения частиц ОТДВ в шве. Об этом свидетельствует, в частности, разность плотностей нагнетаемого и выходящего из дренажной штрабы растворов. Так, при цементации карты 29-I-II-12 плотность нагнетаемого раствора была равна 1,5 г/см<sup>3</sup>, а плотность раствора выходящего из дренажной штрабы не превышала 1,34 г/см<sup>3</sup>.

По мере отложения частиц цемента в шве его гидравлическое сопротивление увеличивается и при постоянном давлении нагнетания поглощение раствора картой и расход его из дренажной штрабы постепенно уменьшаются. В конце цементации поглощение раствора картой стабилизируется на значении около 2 л/мин. Это свидетельствует о том, что из трубной системы увлекаются в шов только очень мелкие частицы, которые проходят по оставшимся в шве каналам (“ручьям”), не откладываясь в них. Поэтому достичь полного отказа в поглощении раствора при цементации швов не удастся.

При тупиковой схеме нагнетания отказ в поглощении раствора наступает за счет коагуляции не шва, а подводящих труб и самой петли труб с выпусками. Как показывает опыт цементации, увеличение давления в дренажной штрабе за счет частичного прикрытия иногда приводит и к увеличению расхода из нее. Это объясняется тем, что увеличение давления в шве вызывает его дополнительное раскрытие и резкое увеличение пропускной способности, пропорциональной третьей степени раскрытия шва. Поэтому увеличение давления в дренажной штрабе (при цементации карты 29-I-II-12 оно поднималось до 0,82 МПа) является положительным.

Осадок из частиц ОТДВ получается менее плотным, чем из частиц обычного цемента (что объясняется их специфическими свойствами, описанными

Т а б л и ц а 4

Карта	$b$ , м	$h_{\text{акт}}$ , м	$n$ , шт.	$P_{\text{н}}$ , МПа	$Q_{\text{д}}$ , л/мин	$K$	Рекомендуемый раствор
29-I-II-12	14,5	7,0	18	1,2	24	$24 \cdot 7/1,2 \cdot 14,5 \cdot 18 = 0,5$	ОТДВ
31-I-II-11	7,0	4,0	8	1,1	36	$36 \cdot 4/1,1 \cdot 7 \cdot 8 = 2,3$	Диспергированный



ми выше), поэтому при увеличении давления нагнетания отложения частиц в шве начинают размываться, а поглощение раствора картой и расход из дренажной штрабы могут снова возрасти. Цементацию следует начинать с максимальных значений давления нагнетания и давления в дренажной штрабе, вызывающих дополнительное раскрытие шва, которое способствует увеличению прочности цементного камня, образующегося в шве, вследствие обжатия осадка цементных частиц силами упругого последействия деформированной бетонной кладки после окончания цементации. Поскольку возникающие при этом напряжения в бетоне незначительны, давление при повторной цементации определяется, как правило, только степенью герметичности карты. Сравнительно небольшие поглощения при цементации опытных карт свидетельствуют о хорошем качестве контурных уплотнений и горизонтальных межблочных швов.

**Особенности технологии вторичной цементации остальных опытных карт.** После анализа результатов цементации карты 23-I-II-9 были приняты две радикальные корректировки технологии цементации. Во-первых, плотность нагнетаемого раствора, который приготавливали в специальном высокооборотном смесителе КИ-1000Э, уменьшили до  $1,5 \text{ г/см}^3$ , что резко уменьшило вязкость и увеличило проникаемость растворов. При приготовлении и загустевании раствора в него стали добавлять суперпластификатор С-3 из расчета  $0,1 - 0,3 \%$  от массы ОТДВ. Как показала практика цементации, температура воды при приготовлении растворов с использованием ОТДВ не должна превышать  $30 \text{ }^\circ\text{C}$ , а продолжительность использования такого раствора после приготовления — 2 ч.

Во-вторых, было принято решение нагнетать раствор в цементационную систему с клапанными выпусками по циркуляционной схеме: раствор нагнетали в один из выводов петли труб, а ко второму выводу подключали отводящую линию. Регулирование давления при этом осуществлялось на РРУ с помощью специального устройства (регулятора давления). Таким образом, в течение всего периода цементации в петле труб с клапанными выпусками обеспечивалась циркуляция раствора, что сохраняло их проходимость. Положительным фактором также является то, что клапанная цементационная система и дренажная штраба после цементации всех карт (кроме 23-I-II-9) были промыты и при необходимости могут быть использованы повторно.

Из приведенных данных видно, что давление нагнетания раствора при цементации изменялось в пределах  $2,0 - 4,0 \text{ МПа}$ , а давление в дренажной штрабе — от  $0,3$  до  $0,82 \text{ МПа}$ . Поглощение ОТДВ картой составляет  $1,7 - 2,25 \text{ кг/м}^2$ .

Нельзя не отметить большие потери раствора, в основном за счет заполнения подводящих и отводящих шлангов диаметром  $38 \text{ мм}$  и общей длиной до  $80 \text{ м}$ . На каждой карте потери дорогого ОТДВ до-

стигали  $90 \text{ кг}$ , что недопустимо при выполнении работ в производственных масштабах. При монтаже запорной арматуры, манометров и шлангов недопустимы течи в соединениях, которые приводят к отжатию жидкой фазы из раствора с последующей закупоркой линии в этих местах.

Для недопущения потерь раствора необходимо иметь передвижные компактные растворные узлы, располагаемые максимально близко к выводам труб цементационной системы. При этом раствор, сбрасываемый при попусках из дренажной штрабы, следует возвращать в смеситель РРУ, что исключит и эти потери. Кроме того, к цементации нужно готовить сразу несколько карт, что позволит рационально использовать оставшийся раствор для цементации последующих карт. Опыт цементации карт с ОТДВ показал, что остановки процесса цементации длительностью до 2 мин, как правило, не приводят к резкому отказу в поглощении раствора картой. Возможно уменьшение диаметра подводящих и отводящих высоконапорных шлангов, что снизит потери в них ОТДВ, но при этом необходимо учитывать резкое возрастание гидравлических сопротивлений.

Тонкодисперсные цементы типа “Микродур” могут быть использованы практически при любом, даже очень малом, раскрытии швов. В то же время применение конкурентоспособных им диспергированных растворов на обычном портландцементе, учитывая их меньшую проникаемую способность, целесообразно применять, начиная с определенного минимального значения раскрытия шва. Учитывая, что стоимость диспергированных растворов значительно ниже, чем растворов с использованием ОТДВ, для выбора того или иного материала необходимо разработать соответствующий практический критерий. Является очевидным, что такой критерий  $K$  зависит от многих факторов, в том числе и от давления открытия (“срабатывания”), на которое регулируют клапанные выпуски. Недостаточное количество опытных карт затрудняет в данный момент разработку этого критерия, тем не менее в первом приближении можно предложить следующую зависимость, которую следует рассматривать как ориентировочную, подлежащую корректировке по мере накопления информации:

$$K = \frac{Q_d h_{\text{акт}}}{P_n b n},$$

где  $Q_d$  — расход воды, выходящей из дренажной штрабы, л/мин;  $P_n$  — давление нагнетания воды в шов при открытой дренажной штрабе, МПа;  $b$  — ширина карты (расстояние между вертикальными уплотнениями), м;  $h_{\text{акт}}$  — активная высота карты (расстояние между нижней петлей труб с клапанными выпусками и дренажной штрабой), м;  $n$  — число клапанных выпусков в карте, шт.

Если по результатам гидравлического опробования карты перед повторной цементацией  $K > 1,5$ , рекомендуется использовать диспергированные растворы, а при  $K \leq 1,5$  целесообразно использовать растворы на ОТДВ. Рекомендуемые значения  $K$  следует пока рассматривать только для конкретных условий плотины Бурейской ГЭС. В табл. 4 приведены примеры расчета для двух опытных карт.

#### Вторичная цементация швов с применением ОТДВ в производственных масштабах. Впослед-

Т а б л и ц а 5

Часть плотины	Обозначение карты	Отметки низа и верха карты, м	Площадь карты, м <sup>2</sup>	Дата вторичной цементации (2008 г.)
ПГ	8-I-II	217 – 226	135	19.06
ПГ	9-I-II	217 – 226	135	10.06
ПГ	10-I-II	217 – 226	135	10.06
ПГ	11-I-II	217 – 226	135	09.06
ПГ	12-I-II	217 – 226	135	06.06
ПГ	13-I-II	217 – 226	135	06.06
ПГ	14-I-II	217 – 226	135	05.06
ПГ	15-I-II	217 – 226	135	05.06
ПГ	16-I-II	217 – 226	135	04.06
С	18-I-II-A	216 – 226	75	04.06
С	19-I-II-B	216 – 226	75	19.06
С	20-I-II-A	211 – 226	106	03.06
С	20-I-II-B	211 – 226	106	02.06
С	21-I-II-A	216 – 226	75	30.05
С	21-I-II-B	216 – 226	70	30.05
С	22-I-II-B	216 – 226	106	29.05
В	24-I-II	217 – 226	225	29.05
В	27-I-II	217 – 226	135	28.05
В	28-I-II	217 – 226	135	28.05
В	30-I-II	217 – 226	135	27.05
В	31-I-II	217 – 226	135	26.05
В	32-I-II	217 – 226	135	26.05
В	33-I-II	217 – 226	135	22.05
В	34-I-II	217 – 226	135	22.05
ЛГ	36-I-II	217 – 226	135	21.05
	Среднее		125	

ствии по этой технологии, с учетом результатов опытных работ, было зацементировано еще 25 карт яруса цементации в отм. 217(211) – 226 м шва между I и II столбами плотины. Цементацию швов выполняли с 19 мая по 19 июня 2008 г. На рис. 4 показана технологическая схема приготовления и транспортировки инъекционного раствора на ОТДВ в карту цементации.

Перед началом работ в каждой карте проводили промывку трубных систем для определения их гидравлической проходимости, а также гидравлическое опробование для выявления пропускной способности труб, штраб и других элементов этих систем. Все петли труб с клапанными выпусками, дренажные штрабы, подводящие и отводящие трубы оказались гидравлически проходимыми и были использованы для вторичной цементации. Характеристики карт, условия и показатели вторичной цементации производственных карт с использованием ОТДВ приведены в табл. 5.

При цементации швов использовались в основном технологические приемы, отработанные при омоноличивании российских бетонных плотин со столбчатой разрезкой. Технологический цикл включал следующие операции:

приготовление инъекционного раствора плотностью  $1,5 \text{ г/см}^3$  ( $B/C = 1$ ) на ОТДВ, в качестве которого использовался материал “Микродур R-F/E+” со следующими характеристиками: плотность  $3,0 \text{ г/см}^3$ ,  $d_{95} \leq 14 \text{ мкм}$ , удельная поверхность  $12 \text{ 000 см}^2/\text{г}$ , предел прочности на сжатие в 28-дневном возрасте  $38 - 55 \text{ МПа}$ ;

нагнетание инъекционного раствора в шов по циркуляционной схеме — через один из выводов петли труб с клапанными цементационными выпусками, при этом все остальные выводы закрыты;

закрытие выводов труб от дренажной штрабы и создание дополнительного раскрытия шва давлением нагнетания инъекционного раствора;

периодическое кратковременное приоткрывание выводов труб от дренажной штрабы для сброса (попусков) небольших порций (около 2 л через каждые 2 мин) отстоявшегося в верхней части карты жидкого раствора с целью сгущения основного объема раствора в шве;

опрессовку (выдерживание при максимальном давлении) раствора в шве в течение некоторого времени (обычно 10 – 15 мин);

промывку труб использовавшейся для цементации нагнетательной системы и дренажной штрабы раствором, а затем водой до ее осветления.

Основные технологические параметры и результаты вторичной цементации производственных карт с использованием ОТДВ приведены в табл. 6 ( $T_p$  — длительность нагнетания раствора, остальные обозначения прежние).

Из приведенных данных видно, что процесс цементации швов во всех картах происходил практи-

чески одинаково, что объясняется сходными характеристиками карт и условиями цементации.

Отклонений от нормального хода процесса цементации было немного. В отдельных случаях (карты 18-I-II-A, 33-I-II) наблюдалось гидравлическое сообщение цементируемой карты с нижележащей, а также выход раствора из цементируемой карты (22-I-II-B) по межсекционному шву (22/23) на низовую грань.

Качество выполненной цементации можно признать хорошим, об этом свидетельствует значитель-

ный объем оставшегося в швах раствора, соответствующего среднему удельному расходу цемента  $1,43 \text{ кг/м}^2$  (максимальный  $4,6 \text{ кг/м}^2$ ). Другим показателем является раскрытие шва, которое постоянно контролировалось дистанционными щелемерами (ПЛПС-10), установленными в верхних блоках более чем половины карт яруса цементации. Во всех этих картах в процессе цементации зафиксировано дополнительное, а после ее завершения — значительное остаточное раскрытие шва, составившее от 0,04 до 0,8 (среднее — 0,26) мм.

Т а б л и ц а 6

Карта	Гидравлическое опробование				Цементация						
	$P_{\text{н}}$ , МПа	$P_{\text{д}}$ , МПа	$Q_{\text{н}}$ , л/мин	$Q_{\text{д}}$ , л/мин	$P_{\text{н}}$ , МПа	$P_{\text{д}}$ , МПа	$Q_{\text{н}}$ , л/мин	$T_{\text{р}}$ , мин	$\rho$ , кг/м <sup>2</sup>	$\delta_{\text{ост}}$ , мм	
8-I-II	2,5	0 – 0,03	50 – 60	0	3,0	0,3	20 – 0	25	0,31	–	
9-I-II	3,0	0 – 0,3	30 – 20	10 – 0	3,0	0,3	20 – 0	30	0,50	–	
10-I-II	2,5 – 3,0	0 – 0,3	40 – 20	25 – 0	3,0	0,3 – 0,4	20 – 0	25	0,90	0,45	
11-I-II	2,5 – 3,0	0 – 0,4	32 – 20	18 – 0	3,0	0,3 – 0,4	20 – 0	30	1,00	0,80	
12-I-II	3,0	0 – 0,3	24 – 20	10 – 0	3,0	0,3 – 0,5	20 – 0	25	0,40	0,07	
13-I-II	3,0	0 – 0,3	20 – 15	10 – 0	3,0	0,3	20 – 0	30	0,74	0,04	
14-I-II	2,5 – 3,0	0 – 0,3	50 – 30	30 – 0	3,0	0,3	30 – 0	35	1,23	0,15	
15-I-II	3,0	0 – 0,3	25 – 20	10 – 0	3,0	0,3	25 – 0	30	1,04	–	
16-I-II	2,5 – 3,0	0 – 0,3	45 – 20	38 – 0	3,5 – 4,0	0,3	30 – 0	45	2,80	–	
18-I-II-A	2,5 – 3,0	0 – 0,3	40 – 5	35 – 0	3,0	0,3	30 – 0	45	4,00	0,60	
19-I-II-B	3,0	0 – 0,3	30 – 20	10 – 0	3,0	0,3 – 0,5	25 – 0	20	1,40	0,07	
20-I-II-A	3,5	0 – 0,3	25 – 20	10 – 0	4,0	0,3	20 – 0	30	1,00		
20-I-II-B	3,0	0 – 0,3	30 – 25	10 – 0	3,0	0,3	20 – 0	35	1,66		
21-I-II-A	3,0	0 – 0,3	30 – 25	15 – 0	3,0	0,3	25 – 0	30	1,35		
21-I-II-B	2,5 – 3,0	0 – 0,3	50 – 30	30 – 0	3,0	0	30 – 0	30	2,50		
22-I-II-B	3,0	0 – 0,3	30	0 – 1	3,0	0,3	30 – 20	32	4,60	0,05	
24-I-II	3,0	0 – 0,3	50 – 40	10 – 0	3,0	0,3 – 0,6	30 – 0	35	1,20	0,20	
27-I-II	3,0	0,3	30 – 15	25 – 0	3,0	0,3	30 – 0	30	1,30	0,13	
28-I-II	3,0	0,3	30 – 20	20 – 0	3,0	0,3	30 – 0	30	1,40	0,05	
30-I-II	3,0	0,02	25 – 20	1 – 0	3,0 – 3,5	0,2 – 0,5	25 – 0	45	1,60		
31-I-II	2,5 – 3,0	0 – 0,2	40 – 20	40 – 0	3,0	0 – 0,25	40 – 0	30	1,40	0,52	
32-I-II	3,0 – 3,5	0 – 0,2	30 – 25	8 – 0	3,5	0,2	25 – 0	40	1,60		
33-I-II	3,0	0 – 0,03	40	20 – 15	3,0	0,3 – 0	40 – 2	35	2,00	0,25	
34-I-II	1,5	0 – 0,5	52	25 – 20	1,5 – 2,5	0,5	35 – 1	40	1,80		
36-I-II	3,0	0,03	40	30 – 25	3,0	0,3 – 0	30 – 0	40	0,50		
Среднее	2,9	0,14	31	10	3,0	0,3	14	33	1,43	0,26	

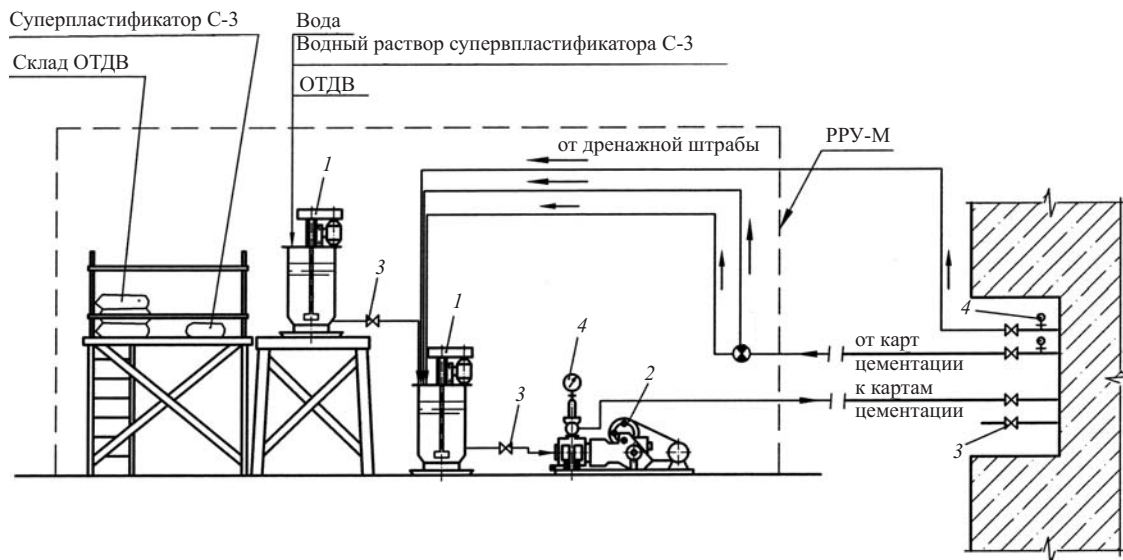


Рис. 4. Технологическая схема приготовления и транспортировки инъекционного раствора на ОТДВ в карту цементации:

1 — растворомешалка Р-200 (нестандартная) со смесителем КМ-1000Э; 2 — растворонасос SBE-100 (“Atlas Copco”, Швеция); 3 — пробковый кран; 4 — манометр с предохранителем; стрелками показано направление движения раствора

Попытки напрямую связать приводимый в таблице удельный (на  $1 \text{ м}^2$ ) расход цемента с начальным или остаточным раскрытием шва не являются продуктивными. И не только потому, что щелемеры, позволяющие фиксировать реальное раскрытие шва в отдельных зонах карты, установлены лишь в незначительной части блоков бетонирования, а для большинства карт оно берется по аналогам с другими картами и даже секциями плотины или вычисляется весьма приблизительно по размерам блока и разности температур в бетоне при его укладке и при цементации швов. Дело в том, что реальный расход цемента (в данном случае “Микродура”) во многих случаях зависит не столько от раскрытия (вместимости) шва, сколько от степени негерметичности карты, ориентировочно оцениваемой по разности расходов раствора, нагнетаемого в карту и выходящего из дренажной штрабы. Так, наибольший удельный расход цемента ( $4,6 \text{ кг/м}^2$ ) зафиксирован в карте 22-1-П-Б, которая как раз характеризуется весьма низкой герметичностью: утечки раствора из нее составляли до 30 л/мин.

К сожалению, места утечек раствора из карты через негерметичное контурное уплотнение, горизонтальные межблочные швы и другие неплотности в бетоне обычно невидимы и оценить плотность утекающего раствора можно только очень приблизительно. В данном случае это усугублялось поглощением раствора зонами пористого малоцементного (укатанного) бетона второго столба, которое подтверждается наблюдавшимися выходами раствора на поверхность.

Поэтому при оценке качества цементации (степени заполнения шва) кроме остаточного его раскрытия и удельного расхода цемента необходимо дополнительно учитывать технологические факторы, фиксируемые в журнале цементации: давление

нагнетания раствора и давление на манометре дренажной штрабы, степень сгущения нагнетаемого раствора, длительность цементации, наличие или отсутствие резкого отказа в поглощении раствора картой и др. В данном случае, с учетом всех этих факторов, можно прийти к выводу о качественной цементации швов.

## Выводы

1. Получен первый успешный опыт использования ОТДВ при повторном омоноличивании плотин для цементации межстолбчатых швов с очень малым раскрытием, не позволяющим применять обычный портландцемент.

2. Особо тонкодисперсные вяжущие (в частности, “Микродур R-F/E+”) могут успешно применяться для цементации трещин в скальном основании, швов и заоблицовочных пустот бетонных плотин и других полостей малого раскрытия, которые невозможно ликвидировать с помощью растворов на обычном цементе.

3. Разработаны практические рекомендации по технологии цементации швов растворами на ОТДВ и критерий их применения для швов плотины Бурейской ГЭС (приведены в тексте).

## Список литературы

1. Аргал Э. С. Омоноличивание бетонных плотин цементацией строительных швов. М.: Энергоатомиздат. 1987.
2. Аргал Э. С., Кудрин К. П., Крылова Е. Д. Закладные устройства для омоноличивания плотины Бурейской ГЭС // Гидротехническое строительство. 2006. № 8.
3. Ашихмен В. А., Королев В. М., Смирнов О. Е. Опытные работы по повышению водонепроницаемости укатанного бетона плотины Капанда в Анголе // Гидротехническое строительство, 2006. № 8.

# Оценка остаточного ресурса и вероятности безотказной работы гидроагрегата № 1 Иркутской ГЭС

Смелков Л. Л., кандидат техн. наук, Гаврилов С. Н., кандидат техн. наук (ОАО “НПО ЦКТИ”), Левина С. М., кандидат техн. наук (ОАО “ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева”), Колесников Е. В., главный инженер, Афанасенко А. С., консультант (Иркутская ГЭС)

Решение о реконструкции гидроагрегата после отработки заданного срока службы должно определяться состоянием совокупности его основных ресурсоопределяющих узлов. Такими узлами гидротурбины Иркутской ГЭС являются рабочее колесо, камера рабочего колеса и ротор генератора. В данной работе излагается общий подход к оценке остаточного ресурса всего гидроагрегата на основе исследований его ресурсоопределяющих узлов. В качестве критерия состояния принимается вероятность безотказной работы рассматриваемого узла. Предельное значение вероятности безотказной работы оценивается по предельным значениям (нормативным или принимаемым по каким-либо иным причинам) коэффициента запаса по рассматриваемому параметру.

Для оценки вероятности безотказной работы  $P$  в зависимости от рассматриваемой конструкции принимается либо экспоненциальный закон (1), либо нормальное распределение, когда оценка вероятности отказов ведется по методике, основанной на работах А. Р. Ржаницына [8].

$$P = e^{-\lambda_0 t}, \quad (1)$$

где  $\lambda_0$  — интенсивность роста повреждений;  $t$  — время.

В дальнейшем при оценке возможного отказа той или иной конструкции рассматривается суммарное повреждение в данный момент времени  $\lambda$ , т.е. принимается

$$P = e^{-\lambda}, \quad (2)$$

где  $\lambda = \lambda_0 t$ .

Величина повреждения  $\lambda$  принимается в качестве меры истощения остаточного ресурса или регламентируемой вероятности безотказной работы. Ее вид зависит от рассматриваемого параметра. Так, в случае, если в качестве параметра брать число циклов,  $\lambda$  может быть выражено формулой

$$\lambda_N = \frac{N}{[N]} = \frac{[N] - N_{\text{ост}}}{[N]}, \quad (3)$$

где  $[N]$  — предельное значение циклов;  $N$  — текущее значение циклов;  $N_{\text{ост}}$  — остаточное число циклов до истощения ресурса.

Если же в качестве параметра взять напряжение, то формула для определения величины повреждения будет выглядеть как

$$\lambda_\sigma = \frac{[n_\sigma]}{n},$$

где  $n$  — текущее значение запаса по напряжениям;  $[n_\sigma]$  — предельное значение запаса по напряжениям.

Ниже в соответствии с поставленной задачей для каждого из ресурсоопределяющих узлов даются постановка задачи, характеристики тех узлов, которые требуют контроля, и методики для оценки остаточного ресурса и вероятности безотказной работы.

*Лопастни рабочего колеса.* Определение остаточного ресурса лопастной системы рабочего колеса состоит в нахождении повреждения лопастей за счет выработки их нормативного ресурса. В свою очередь повреждение определяется совокупностью рабочих статических  $\sigma_m$ , динамических  $\sigma_a$  и остаточных  $\sigma_{\text{ост}}$  напряжений, физико-механических свойств материала лопастей (предел прочности  $\sigma_b$ , предел текучести  $\sigma_{0,2}$ , условный предел усталости  $\sigma_{-1}(N)$ ) и результатами дефектоскопии металла.

Вблизи корневого сечения согласно [2] запас по напряжениям, если известны  $\sigma_m$ ,  $\sigma_a$ ,  $\sigma_{\text{ост}}$ ,  $\sigma_b$ ,  $\sigma_{-1}(N)$ , может быть определен по формуле

$$n_\sigma = \frac{\sigma_{-1}(N) \left(1 - \frac{\sigma_m + \sigma_{\text{ост}}}{\sigma_b}\right)}{\sigma_a}. \quad (4)$$

В соответствии с [2], если нормативный запас  $[n_\sigma]$  меньше текущего коэффициента запаса  $n_\sigma$ , то остаточный ресурс имеется. Если  $n_\sigma$  приближается к  $[n_\sigma]$ , то вопрос о существовании остаточного ресурса требует уточнения. В этом случае путем решения гидравлической и прочностной задачи определяются гидравлические нагрузки на лопасть и соответствующие им напряжения  $\sigma_m$ . Предел прочности  $\sigma_b$  находится экспериментально по вырезанным из лопасти образцам. Остаточные напряжения  $\sigma_{\text{ост}}$

определяются экспериментально путем освобождения от напряжений зоны, в которой наклеены тензодатчики. Динамические напряжения находятся по результатам измерения осевой жесткости агрегата и вибрации несущего элемента (несущей крестовины или опоры пяты). Осевая жесткость находится путем замера перемещения вала и несущей опоры при подъеме вала на тормозах [4]. Так как единственной силой, действующей на вал в момент полной разгрузки несущей опоры, является вес  $P$ , то жесткость агрегата  $C$  будем определять отношением  $C = P/y$ , где  $y$  — перемещение вала в момент разгрузки несущей опоры. В дальнейшем, имея запись вибраций в осевом направлении  $W$ , можно определить действующую на рабочее колесо динамическую силу  $P_g$  как  $P_g = CW$ . Если считать, что эта сила распределяется аналогично первым формам собственных колебаний лопасти, то, воспользовавшись выражением для  $P_g$  для каждой из частотных составляющих вибрации, можно определить динамические напряжения для каждой лопасти.

Далее, пользуясь кривой усталости, совокупность полученных напряжений приводим к выбранной основной частоте напряжений и определяем эквивалентное значение динамических напряжений  $\sigma_a$ .

Таким образом, используя (4), получаем

$$n_\sigma = \sigma_{-1}(N)f, \quad (5)$$

где  $f$  — известная функция найденных напряжений.

С другой стороны, выражение для  $\sigma_{-1}(N)$  может быть записано в виде

$$\sigma_{-1}(N) = \sigma_0 N^{-b}. \quad (6)$$

Последнее выражение представляет экспериментально полученную кривую усталости, где  $\sigma_0$  и  $b$  известны, а  $N$  является числом отработанных циклов.

Полагая  $n_\sigma = [n_\sigma]$ , получим предельное число циклов  $[N]$ , соответствующее запроектированному ресурсу.

Так как по определению суммарное повреждение за отработанное время  $\lambda = N/[N]$ , то, применяя экспотенциальный закон вероятности (2), можно, задав вероятность безотказной работы  $[P]$ , найти предельное значение  $[\lambda]$ . Далее, подставляя  $[N]$  и  $[\lambda]$  в выражение для  $\lambda$ , можно найти  $N^p$ , соответствующее заданной вероятности безотказной работы.

Если положить  $[n_\sigma] = 1$ , то этот случай будет определять условие разрушения, так как запаса по напряжениям нет. Это значит, что повреждение по состоянию на текущий момент  $\lambda_\sigma = 1/n$ . Воспользовавшись (2), получим связь между повреждением и вероятностью безотказной работы:

$$\ln P = -\lambda_\sigma. \quad (7)$$

Задавшись  $P$ , можно получить повреждение  $\lambda_\sigma$ .

*Механизм поворота.* Одним из ресурсопределяющих элементов гидроагрегата является механизм поворота лопастей. Пусть максимальное потребное усилие механизма поворота лопастей равно  $F_{\max}$  (предельное усилие). Тогда, если потребовать, чтобы вероятность безотказной работы механизма поворота была равна  $P$ , этой вероятности будет соответствовать повреждение  $\lambda = -\ln P$ . Если, например, взять  $P = 0,85$ , то  $\lambda = 0,162$ , выражая повреждение  $\lambda$  через  $F_{\max}$  и  $F_{\text{факт}}$ , будем иметь

$$\lambda = (F_{\max} - F_{\text{факт}})/F_{\max}. \quad (8)$$

Подставляя  $\lambda = 0,162$ , получим  $F_{\text{факт}} = 0,84F_{\max}$ .

Таким образом, удовлетворяя условию заданной вероятности безотказной работы, можно найти предельное значение фактического потребного усилия.

*Гидрогенератор.* Вопрос об остаточном ресурсе (вероятности безотказной работы) гидрогенератора связан с вибрационным состоянием гидроагрегата и с наличием натяга при посадке обода на спицы ротора.

Вибрационное состояние вала гидроагрегата согласно нормативным документам [3, 5, 7] прежде всего определяется запасом первой собственной частоты по оборотам. Этот запас должен быть не менее  $[n] = 2,6$ . Поскольку первоначально при пуске агрегата он действительно может быть равен или больше 2,6, то в дальнейшем по мере ослабления крепежа он может снижаться. В связи с ослаблением крепежа снижаются жесткости подшипников и, соответственно, уменьшается запас первой собственной частоты по оборотам. В свою очередь, это ведет к повышению боев и вибраций, которые могут достигнуть недопустимых значений. По-прежнему полагая, что повреждение  $\lambda$  можно выразить через нормативный запас  $[n]$  и его остаточное значение  $n$ , запишем

$$\lambda = \frac{[n] - n}{[n]}. \quad (9)$$

Если следовать экспоненциальному закону изменения вероятности безотказной работы  $P$ , то, например, при  $P = 0,85$  получим, что  $n = 0,84[n] = 2,18$ . Естественно, что контроль за коэффициентом запаса  $n$  обеспечивается проведением анализа текущего вибрационного состояния агрегата, включая определение жесткости подшипников.

Если в результате обработки вибрационных испытаний окажется, что  $P < 0,85$ , это означает, что необходимо улучшение вибрационного состояния.

Радиальные жесткости определяют на всех эксплуатационных режимах по результатам измерения боев вала вблизи подшипников и вибраций корпусов подшипников. При этом измерения на одном и том же режиме делают для гидроагрегата в исходном состоянии и гидроагрегата, нагруженного дополнительным грузом на роторе гидрогенератора (жесткость генераторных подшипников) или нагрузочным устройством на валу вблизи турбинного подшипника (жесткость турбинного подшипника). В результате получим изменение вибрационного состояния от известного груза. Зная величину груза и величину приращения боев и вибраций, подбором используя алгоритм вращающегося стержня переменного сечения, можно определить жесткости всех подшипников. По полученным жесткостям подшипников находят силы и моменты, действующие на ротор гидрогенератора и рабочее колесо. Одновременно находят реакции опор на каждом из режимов. При этом, если среди режимов имеется режим холостого хода без возбуждения, можно определить силу и момент механического небаланса на роторе гидрогенератора. Аналогично, если имеется режим синхронного компенсатора, можно определить силу и момент механического небаланса, действующие на рабочее колесо гидроагрегата. В дальнейшем, вычитая перемещения механического небаланса от силы и момента на роторе гидрогенератора в режиме холостого хода без возбуждения и от силы и момента на рабочем колесе в режиме синхронного компенсатора, можем по оставшимся перемещениям определить силу и момент электрического небаланса на роторе гидрогенератора и силу и момент гидравлического небаланса на рабочем колесе. Изложенный подход позволяет определить силы и моменты оборотной частоты и соответствующие им реакции подшипников. Дополнительно полученные жесткости и силы и моменты механического небаланса оборотной частоты позволяют найти несоосности и перекосы во фланцевых соединениях вала, клинья в подпятнике, изломы вала и небалансы ротора гидрогенератора и рабочего колеса. Для этого, имея силы и моменты механического небаланса ротора гидрогенератора и рабочего колеса, а также соответствующие жесткости, можно построить линию вала, связанную только с качеством монтажа и точностью изготовления. По этой фиктивной линии вала можно найти любую совокупность перечисленных выше отклонений.

К недостаткам существующих методик проведения вибрационных испытаний относится также то, что эти методики не касаются записи и анализа статических перемещений вала, которые на одном и том же режиме, как правило, сопоставимы с динамическими перемещениями [1]. Неучет статических перемещений не позволяет сделать квалифицированный анализ вибрационного состояния, а также объяснить некоторые особенности измене-

ния линии вала гидроагрегата при переходе к другому режиму. Кроме того, статические перемещения линии вала определяют динамические нагрузки и соответствующие напряжения на вращающиеся элементы вала (подшипники, ротор гидрогенератора и рабочее колесо), которые влияют на остаточный ресурс этих элементов и могут стать ресурсоопределяющими узлами гидроагрегата.

Таким образом, вибрационное состояние может явиться индикатором текущего значения остаточного ресурса гидроагрегата.

Что касается оценки состояния натяга обода на спицы, то в этом случае необходимы следующие исследования:

определение температурного поля спиц и обода на всех режимах;

учет ослабления натяга, заданного заводом-изготовителем, за счет температуры и центробежных нагрузок;

расчет фактического натяга и его корректировки с учетом реальных условий нагружения.

Если температура обода  $T_{об}$  и температура спицы  $T_{сп}$  известны, то ослабление натяга  $\sigma_T$  может быть определено по формуле

$$\delta_T = \alpha(R_{сп}T_{сп} - R_{об}T_{об}), \quad (10)$$

где  $\alpha$  — коэффициент линейного расширения металла;  $R_{сп}$  — средний радиус спиц;  $R_{об}$  — радиус обода.

Величина ослабления натяга за счет центробежных  $\delta_\omega$  сил вычисляется по формуле

$$\delta_\omega = \omega^2 \frac{\rho\gamma}{E} R_{сп}^3 \left[ 1 - \frac{R_{об}^3}{R_{сп}^3} \right], \quad (11)$$

где  $\omega$  — скорость вращения вала;  $\rho$  — плотность материала ротора;  $\gamma$  — коэффициент, учитывающий наличие полюсов;  $E$  — модуль Юнга.

Таким образом, суммарная потеря натяга составит

$$\delta_K = \sigma_T + \delta_\omega.$$

Если заданная заводом-изготовителем величина натяга  $\delta_0$  больше  $\delta_K$ , то натяг обеспечен. В противном случае должна быть проведена перекалировка обода.

**Камера рабочего колеса (КРК).** Основной причиной разрушения облицовок КРК является то, что не выполняется проектное предположение о надежном омоноличивании ее по всей площади со штрафным бетоном. Вследствие плохой адгезии металла облицовки к бетону или недостаточного качества производства работ по их омоноличиванию реализуются следующие расчетные схемы:

фрагмент облицовки по всей площади или частично потерял сцепление с бетоном, и бетонный массив либо вообще не участвует в совместном с облицовкой восприятии нагрузки, либо создает одностороннее частичное ограничение амплитуды ее колебаний;

фрагмент облицовки по всей площади или частично потерял контакт с бетоном и имеет под собой заполненную водой подплитную полость с глубиной, не ограничивающей амплитуду колебаний облицовки.

При этом фрагмент облицовки следует рассматривать как упругую панель, жестко заделанную по контуру (образованному вертикальными и горизонтальными ребрами жесткости) и взаимодействующую с высокоскоростным потоком в проточной части гидротурбины. В [9] приведена методика определения динамического напряженного состояния металлических облицовок камер рабочих колес поворотно-лопастных гидротурбин с оценкой их усталостной прочности. Эти расчеты основаны на данных визуального и инструментального обследования.

Вероятность отказа камеры рабочего колеса  $Q$  определяется согласно структурной формуле

$$Q = 1 - (1 - Q_1)(1 - Q_2), \quad (12)$$

где  $Q_1$  — вероятность отказа обечайки камеры;  $Q_2$  — вероятность отказа сопрягающего пояса.

Как показали расчеты,  $Q_1$  невелика. В данном случае, с учетом того, что нарушена схема крепления съемного сектора, главная опасность аварии — это нарушение крепления съемного сектора, его подвижка с возможным отрывом лопастей. Для этого была просчитана надежность оставшегося болтового крепления [10], при этом принималось довольно жесткое требование — недопустим отказ хотя бы одного болта.

Что касается вероятности отказа сопрягающего пояса, то отказ облицовки сопрягающего пояса не вызовет каких-либо катастрофических последствий.

*Результаты исследования остаточного ресурса г/а №1 Иркутской ГЭС.*

Ниже приводятся результаты анализа состояния и прогнозирование остаточного ресурса по изложенной выше методике для гидроагрегата № 1 Иркутской ГЭС. Принимается, что допустимая вероятность безотказной работы ресурсопределяющих элементов турбины должна соответствовать нормативным коэффициентам запаса.

1. Перед ремонтом агрегата были проведены следующие исследования:

измерены остаточные напряжения в облицовке лопастей, остаточные напряжения в наплавке турбинного подшипника, физико-механические свойства материала лопастей для сталей 20Х13НЛ и

20ГСЛ+10Х18Н9Т. При этом остаточные напряжения  $\sigma_{ост}$  не превышали 130 МПа;

проведена дефектоскопия в области корневого сечения всех лопастей, в ходе которой обнаружены дефекты в диапазоне от 28 до 80 мм.

2. При проведении вибрационных испытаний агрегата были получены следующие результаты:

значения вибрационной отстройки по оборотам до ремонта: на режиме холостого хода без возбуждения — 1,73 для первой частоты и 2,94 для второй частоты, на режиме  $N = 90$  МВт — 2,45 для первой частоты и 4,65 для второй частоты;

значения вибрационной отстройки по оборотам после ремонта: на режиме холостого хода без возбуждения — 3,04 для первой частоты и 3,77 для второй частоты, на режиме  $N = 75$  МВт — 2,79 для первой частоты и 3,41 для второй частоты;

динамическая сила оборотной частоты для режима холостого хода без возбуждения на роторе генератора изменилась с 2 до 14,2 тс;

динамическая сила оборотной частоты для режима холостого хода без возбуждения на рабочем колесе не изменилась и составила 1,2 тс;

динамическая сила оборотной частоты для режима  $N = 50$  МВт на роторе генератора изменилась с 8,4 до 1,2 тс;

динамическая сила оборотной частоты для режима  $N = 50$  МВт на рабочем колесе изменилась с 4,8 до 3,6 тс;

статическая сила на роторе генератора изменилась с 11,4 до 1,5 тс;

статическая сила на рабочем колесе изменилась с 6,2 до 11,3 тс;

в результате ремонтных мероприятий жесткости направляющих подшипников существенно повысились по отношению к доремонтным жесткостям (таблица).

Как видно из сопоставления вибрационного состояния до ремонта и после ремонта, запасы первой собственной частоты по оборотам до ремонта не удовлетворяли нормативному значению 2,6, а после ремонта эти запасы в результате мероприятий по ужесточению крепежа увеличились, превысив нормативное значение. При этом вероятность безотказной работы  $P = 0,85$  (85 %).

3. На основании экспериментальных значений осевой жесткости нижней крестовины и ее вибрации, а также расчетных значений статических напряжений в лопасти проведена оценка остаточного ресурса лопастей и вероятности безотказной работы на конец периода до следующего капитального ремонта 2016 г. При выполнении минимально возможного объема ремонтных мероприятий вероятность безотказной работы в конце рассматриваемого периода находится на уровне 54 % при периодических осмотрах через 15 000 ч. Перед ремонтом вероятность безотказной работы составляла 49 %. Этим вероятностям безотказной работы соответст-



воляли коэффициенты запаса по напряжениям 1,64 и 1,43. Как известно, коэффициент запаса 1,6 является нормативным.

Приведем расчетное обоснование полученных результатов для лопастей. Полагая, что разрушению лопасти соответствует коэффициент запаса по напряжениям  $[n_\sigma] = 1$  и что разрушение лопасти возможно к началу следующего ремонта, получим уровень повреждения к этому времени  $\lambda_\sigma = [n_\sigma]/n_\sigma = 1/1,64 = 0,61$ . Используя выражение  $P = e^{-\lambda_\sigma}$ , получим  $P = 0,54$ . Таким образом, в начале следующего ремонта вероятность безотказной работы будет 0,54 (54 %), что является выше допустимой величины. С другой стороны, и коэффициент запаса по напряжениям на момент пуска после ремонта превосходит его нормативное значение (1,64 и 1,6).

4. Фактическое потребное усилие механизма поворота лопаток направляющего аппарата после выполненной модернизации в 1,5 раза меньше рекомендованного заводом-изготовителем.

5. Результаты предремонтного обследования обечайки КРК, оценка надежности и остаточного ресурса КРК, а также выданные рекомендации следующие.

Общая площадь расслоения наплавки и основного металла обечайки КРК значительна. Дефекты носят очаговый характер с участками расслоения диаметром 80 – 120 мм. Максимальное расслоение площадью до 0,2 м<sup>2</sup> выявлено в нижнем поясе между осями лопаток Л31 и Л32. Требуется выполнение локального ремонта дефектных участков для предотвращения развития дефектов. Отслоение металла сопрягающего пояса от штрабного бетона выявлено на большом участке окружности КРК (от Л15 до Л3), при этом наблюдаемая глубина разрушения штрабного бетона в зоне сорванного металла (от Л17 до Л30) составляет до 140 – 150 мм. Согласно имеющейся документации, данный вид дефекта сопрягающего пояса периодически повторяется. В связи с этим в 1994 г. ремонт сопрягающего пояса был выполнен по другой технологии. Однако современное состояние штрабного бетона и металла сопрягающего пояса (вероятность отказа  $Q_2 = 0,5813$ ) свидетельствует о неэффективности принятых решений и о необходимости разработки и внедрения предлагаемой ОАО “ВНИИГ им.

Б. Е. Веденева” технологии ремонта штрабного бетона и металла сопрягающего пояса.

Перед заполнением полостей за облицовкой сопрягающего пояса необходимо провести гидрообследование с целью определения наличия гидравлической связи между полостями и других ходов в бетоне с выходом в колено отсасывающей трубы. Заполнение пустот за облицовкой сопрягающего пояса и за облицовкой опорного конуса (ОК) со стороны спиральной камеры рекомендуется производить с использованием эпоксидно-каучуковых составов, рекомендуемых [11]. Как показали расчетные исследования, при ремонте сопрягающего пояса можно рекомендовать также каждую 1/8 часть сопрягающего пояса камеры разделить четырьмя вертикальными ребрами жесткости на пять равных частей размером 0,5574 · 0,35 м.

В этом случае применяемая толщина материала облицовки сопрягающего пояса КРК 12 мм достаточна для обеспечения нормативного срока службы КРК без опоры на бетон. Вероятность отказа сопрягающего пояса будет  $Q_2 = 0,016$ . Отмечены значительные (общей площадью до 40 %) участки отслоения нижней металлической облицовки опорного конуса со стороны спиральной камеры, причем в зоне Л30 выявлена объемная полость. На период данных исследований повреждений металла облицовки опорного конуса не обнаружено, однако при очередной длительной остановке гидроагрегата следует предусмотреть мероприятия по устранению полости. Крепление по контуру отъемного сегмента (ОС) неудовлетворительное, выявлено отсутствие нескольких крепежных болтов. В настоящее время смещение ОС документально не зафиксировано. Вероятность отказа отъемного сектора  $Q_2 = 0,239$ . Проектное крепление следует восстановить в полном объеме. Выявлено отсутствие всех элементов раскрепления ОС, талрепов и домкратов, что меняет схему работы ОС, так как связи с ОК нет.

Остаточный ресурс КРК достаточно велик:

для первого пояса  $N_{ост} = 1,44 \cdot 10^{17}$ ,  $T > 10^3$  лет;

для второго пояса  $N_{ост} = 3 \cdot 10^{10}$ ,  $T = 98$  лет;

для третьего пояса  $N_{ост} = 0,169 \cdot 10^{13}$ ;  $T > 10^3$  лет.

Расчеты вероятности безотказной работы с учетом остаточных напряжений показали:

для первого пояса  $P = 0,99100$ ;

Режим	Жесткость, кгс/см					
	верхнего генераторного подшипника		нижнего генераторного подшипника		турбинного подшипника	
	до ремонта	после ремонта	до ремонта	после ремонта	до ремонта	после ремонта
Холостого хода без возбуждения	$1,6 \cdot 10^5$	$3,2 \cdot 10^5$	$2,4 \cdot 10^5$	$4,0 \cdot 10^5$	$1,2 \cdot 10^5$	$8,8 \cdot 10^5$
$N = 75$ МВт	$4,6 \cdot 10^5$	$4,8 \cdot 10^5$	$7,2 \cdot 10^5$	$7,6 \cdot 10^5$	$4,6 \cdot 10^5$	$1,2 \cdot 10^6$

для второго пояса  $P = 0,97486$ ;  
для третьего пояса  $P = 0,99472$ .

Таким образом, надежность камеры при толщине, равной проектной (40 мм), с учетом уменьшения прочности по сравнению с проектной равна  $P = 0,97486$  (по слабому звену). Однако, как показали измерения, толщина оболочки камеры во многих местах больше проектной, т.е. надежность ее несколько больше. Вероятность отказа обечайки  $Q_1 = 0,02514$ .

6. Условиями надежной и безотказной работы гидрогенератора являются обеспечение необходимого натяга при посадке обода на спицы, расчетное значение которого может быть определено по вышеупомянутой методике, а также обеспечение достаточного воздушного зазора.

Результаты эксперимента, проведенного на вращающемся роторе генератора, показали смещение обода относительно спиц, что говорит об отсутствии натяга на рабочих режимах. Разработанная методика расчета натяга позволяет определить требуемый натяг, учитывая действующие рабочие напряжения и реальное температурное поле на режимах. Приведем расчетный анализ натяга.

Поскольку натяг обода на спицы является одной из наиболее важных характеристик гидрогенератора, определим его необходимую величину, исходя из веса полюсов  $M_p$  и веса обода  $M_0$ . Тогда усилие запрессовки

$$W = g(M_0 + M_p),$$

а с другой стороны

$$W = k[F_p]f,$$

где  $k$  — число спиц;  $f$  — коэффициент трения,  $[F_p]$  — усилие в спице.

Если для Иркутской ГЭС  $M_p = 144$  т,  $M_0 = 200$  т, то  $W = 344$  т. Положив  $f = 0,1$  и  $k = 12$ , получим  $[F_p] = 287$  т.

Как показали расчеты, все усилия  $F_p$ , соответствующие всему диапазону работы агрегата, меньше  $[F_p] = 287$  т. В силу этого требовалось определить необходимое фактическое усилие  $F_{pф}$ .

Определим  $F_{pф}$  из условия отсутствия проскальзывания с учетом допустимой вероятности безотказной работы  $P = 0,5$  (50 %). Тогда, исходя из выражения  $P = e^{-\lambda F}$ , получим допускаемое повреждение  $\lambda_F = 0,69$ . Этому будет соответствовать коэффициент запаса  $n_F^{-1} = 1,45$ . Так как  $[F_p] = 287$  т, то  $F_{pф} = 416$  т.

Покажем это на примере наиболее “горячего” режима  $N = 83,3$  МВт. Измеренные температуры на спице и ободу оказались равными  $38,6$  и  $38,4^\circ$ . Эти температуры соответствуют радиусу спицы

$R_{сп} = 288$  см и радиусу обода  $R_{об} = 490$  см. Таким образом, за счет температуры и центробежных сил обод отойдет от спицы на  $0,144$  см. Чтобы обеспечить натяг необходимо, чтобы натяг был больше  $0,144$  см. Определим допустимый натяг для вероятности безотказной работы  $P$ . Повреждение запишем в виде  $\lambda = \frac{\Delta R - 0,144}{\Delta R}$ . Тогда, если, например, взять  $P = 0,85$ , допустимый натяг будет  $\Delta R = 0,172$  см.

## Выводы

Изложенный в статье подход к оценке остаточного ресурса всего гидроагрегата на основе исследований состояния его ресурсопределяющих узлов позволил оценить состояние гидроагрегата № 1 Иркутской ГЭС. Были оценены вероятность безотказной работы и остаточный ресурс рабочего колеса, камеры рабочего колеса, механизма поворота лопастей и ротора генератора, даны рекомендации по их усилению. Проведенная оценка состояния узлов после ремонта показала, что на период до следующего капитального ремонта вероятность безотказной работы рассмотренных узлов выше предельно допустимой.

## Список литературы

1. Владиславлев Л. А. Вибрация гидроагрегатов гидроэлектрических станций. М.: Энергия, 1972.
2. Турбины гидравлические поворотные-лопастные. Расчеты на усталостную прочность: РТМ 108.243.101-83.
3. Вибрационная надежность гидротурбин. // Энергетическое машиностроение. Сер. 3. 1989. Вып. 13.
4. Левина С. М., Смелков Л. Л., Доможиров Л. И. Контроль состояния металла лопастей рабочих колес и камер рабочих колес гидротурбин // Третья науч.-техн. конф. “Гидроэнергетика. Новые разработки и технологии”. СПб., 12 – 14 декабря 2007 г.
5. Турбины гидравлические. Методика расчета вибраций гидроагрегатов: РТМ 108.020.11-85.
6. Иванов С., Бабаченко В. Е. Обоснование надежности гидротурбинного оборудования реконструируемых ГЭС. Гидравлические машины. Гидроприводы. Гидропневмоавтоматика // Труды III Междунар. науч.-техн. конф. СПб., 2005.
7. Палумбо В. М., Прокопенко А. Н., Смелков Л. Л. Проблемы нормирования вибраций гидроагрегатов // Гидротехническое строительство. 2002. № 7.
8. Ржаницын А. Р. Теория расчета строительных конструкций на надежность. М.: Стройиздат, 1978.
9. Пособие по расчету динамического напряженного состояния металлических облицовок камер рабочих колес поворотных-лопастных гидротурбин с оценкой их усталостной прочности. П77-2000 / ВНИИГ. СПб., 2000.
10. Решетов Д. Н., Иванов А. С., Фадеев В. З. Надежность машин. М.: Высшая школа, 1988.
11. РД 153-34.2-31.604-2002. Рекомендации по ремонту и реконструкции рабочих колес гидроагрегатов с целью повышения их эксплуатационной надежности. СПб.: ОАО “ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева”, 2004.

## Время не ждет

Байков А. И., директор ДП АО “Волга-СГЭМ” Камспецэнерго,

Киселев М. И., доктор физ.-мат. наук,

Колобов А. А., доктор техн. наук,

Курсин Д. А., Пронякин В. И., кандидаты техн. наук (МГТУ им. Н. Э. Баумана),

Руденко А. Л., главный инженер ДП АО “Волга-СГЭМ” Камспецэнерго

Сегодня, в условиях глобального экономического кризиса, до крайности обострилась конкурентная борьба в электроэнергетике за каждый вложенный рубль в техническое перевооружение и восстановительный ремонт, в систему регламентного обслуживания оборудования. Ведется “экономическая война” за каждую десятую процента КПД гидроагрегата, за повышение долей процента производительности труда и, как следствие, за сокращение времени простоя оборудования в ремонте. В этих условиях большое значение имеет непрерывный процесс производства электроэнергии генерирующими энергоустановками, где час и более простоя оборудования в ремонте, а тем более в аварийном ремонте, может обернуться колоссальными потерями и разрывами межкоммуникационных связей между предприятиями, регионами — это уже катастрофа.

С каждым годом гидроэнергетика России все более истощает свой ресурс надежной эксплуатации. Существующий резерв генерирующих мощностей Российской Федерации упал до критического уровня. Установленное оборудование на ГЭС, ГАЭС работает с физическим и моральным износом до 70 %. Выбытие основных фондов идет с темпом 2,0 – 2,5 % в год, а годовой темп обновления технической и технологической базы не превышает 0,1 – 0,5 %.

Оптимальным решением этой проблемы могло бы стать полное техническое перевооружение гидроэнергетики России, т.е. осуществление “второго плана ГОЭРЛО”, что в нынешних экономических и социальных условиях не возможно. Переход от плановой экономики к рыночной практике лишил гидроэнергетику государственного финансирования. Строительство гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих станций, начатое в 80-е годы прошлого столетия, было остановлено.

Серьезный спад экономики в начале 1990-х годов и снижение энергопотребления еще позволяли говорить о резерве энергетических мощностей в России, но во временном цикле эти резервы умень-

шаются в связи с неотвратимо прогрессирующим износом генерирующих мощностей.

Если в конце 80-х годов двадцатого века в стране вводилось в среднем по 10 ГВт новых мощностей, то за последнее десятилетие ввод составил не более 3 ГВт, а в период с 1992 по 2000 г. проходил невосполнимый вывод из эксплуатации генерирующих мощностей. Превышение потребления в пиковые моменты — зимой и при сбоях — происходит в центральной части России уже третий год. В то же время страны-конкуренты, такие как Индия, Китай, реализуют программы обновления энергетики, на порядок превосходящие российскую по объему. В мировой энергетической гонке позиция нашей страны явно проигрышная. За последние шесть с небольшим лет мы смогли достроить Бурейскую ГЭС, начали достраивать Богучанскую ГЭС и пока выкопали котлован и “организовываемся” вокруг четырех гидроагрегатов Загорской ГАЭС-2.

Энергетика России имеет принципиально отличную от других отраслей промышленности инфраструктуру, так как она эффективно функционирует только как единое целое. А мы это “единое целое”, коим гордилось не одно поколение электроэнергетиков, разрываем в угоду созданию в стране “предпочтительных рыночных отношений” и тем самым рушим надежное энергообеспечение как промышленности, так и населения.

Производство энергии является технически сложной отраслью и не может поддерживаться и финансироваться “очагово”, т.е. там, где наибольшая нагрузка. Сегодня имеют место системные сбои и перегрузки, которые приводят к нарушению энергоснабжения отдельных регионов страны. Мы еще не до конца решили проблему крупного производственного брака, так как “до тех пор, пока не перестанет мигать от перепадов напряжения электрическая лампочка под потолком городской квартиры”, т.е. пока не будет обеспечена стабильность параметров электрического тока в сети, будут нарушения во всей производственной технологиче-

ской цепочке. О каких нанотехнологиях в этих условиях можно говорить?

Затраты на производство промышленной продукции оказываются целесообразными и экономически оправданными, если при их реализации в качестве товаров получается прибыль, добытая в конкурентной борьбе. Условие победы в конкурентной борьбе товаров (услуг) — их наивысшее качество, которое достигается наращиванием уровня интеллектуального потенциала, созданием школы передового опыта, квалификацией персонала, постоянным наращиванием уровня метрологического обеспечения на всех стадиях производственного, а затем и полного жизненного цикла.

Жизнь показывает, что, несмотря на всю остроту положения, практическое внедрение новых диагностических средств идет крайне медленно и наталкивается на противодействие. Не так уж трудно сообразить, почему активную заинтересованность в новых поколениях диагностических средств проявляют прежде всего организации, ремонтирующие и зачастую реанимирующие через 30 – 40 лет эксплуатации на ГЭС и ГАЭС продукцию (в данном случае турбины и генераторы), разработанную и изготовленную на промышленных предприятиях. Это прямое следствие сложившегося у нас диктата монополиста-изготовителя, монополиста-производителя продукции при полном беспрепятствии потребителя.

На начальной стадии жизненного цикла, кроме маркетинговых исследований и изучения рынка, его потребительского спроса необходима тщательная метрологическая экспертиза уже присутствующей на рынке промышленной продукции и ее аналогов.

Метрологическое и техническое обеспечение промышленной продукции на всех этапах ее эксплуатации осуществляется в режиме регламентных контрольно-профилактических осмотров и планово-предупредительных ремонтов. Эти операции осуществляются дискретно. В промежутках между ними гарантия качества, надежности и долговечности изделия обеспечивается уровнем метрологического обеспечения на стадиях проектирования, изготовления и эксплуатации. Однако по мере физического старения и износа изделия, деградации параметров его конструкционных материалов эти меры теряют свою эффективность. И мы, не имея полной, объективной информации о состоянии каждого конкретного узла (детали) изделия в целом, опять вынуждены проводить планово-предупредительные ремонтные работы, руководствуясь среднефактическими показателями для определения сроков проведения ремонтов, что в корне не верно!

При этом поиск неисправностей занимает в среднем до 60 % общего времени ремонтных работ.

Ежегодные затраты на ремонт гидросилового оборудования, установленного на ГЭС России, не считая ГМО, вспомогательного оборудования, зданий и сооружений ориентировочно составляют 3 – 3,5 млрд. руб., а может, и более. На работах задействованы тысячи квалифицированных рабочих, используется немалый парк станочного оборудования. А сколько при этом задействовано чиновников малой и средней руки, которые “проверяют и направляют”!

При этом отсутствие научного прогноза поведения создаваемого нового изделия заставляет конструктора выполнить полный цикл дорогостоящих и длительных испытаний. Строятся огромные имитационные камеры, стенды, полигоны, которые забирают немалую часть стоимости изделия, увеличивая себестоимость.

Вот тут и становится явью истинная цена настоящей научно-технической информации, когда рубль затрат на создание нового поколения контрольно-диагностической техники приносит прибыль в 15 – 20 руб.

Традиционные средства технической диагностики и контроля базируются в основном на традиционных для человеческого общения акустических процессах. Поэтому в складывающейся ситуации возникает острая потребность получения более достоверной непрерывной информации о техническом состоянии изделия (объекта) с помощью встроенных систем [1, 2]. К таким системам относятся фазохронометрические, открывающие принципиально новые возможности информационно-метрологического обеспечения полного жизненного цикла изделия [3, 4].

Для надежной, оптимальной и экономически обоснованной эксплуатации гидроагрегатов необходимо обеспечить:

- мониторинг текущего технического состояния изделия с целью его диагностики и прогноза безаварийной работы;

- ремонт гидроагрегата и оборудования в соответствии с текущим техническим состоянием вместо системы ППР;

- оценку остаточного ресурса оборудования;
- надежную аварийную защиту.

Наиболее широко применяемая вибродиагностика дает только статистические оценки о состоянии гидроагрегатов и не позволяет получить для них индивидуальные характеристики, являющиеся основой для оценки текущего технического состояния гидроагрегатов и вспомогательного оборудования. Также низкий метрологический уровень средств измерений не позволяет реализовать опера-

тивное управление мощностью ГЭС и ее подключение к вторичному автоматическому регулированию частоты и перетоков мощности.

Для аварийной защиты и обеспечения безопасной работы генерирующих мощностей требуется принципиально новое информационно-метрологическое обеспечение эксплуатации, так как для выработки электроэнергии применяется в основном изношенное оборудование в предельных режимах, поскольку возможностей для роста выработки энергии и снижения нагрузки на оборудование нет. Ранее гидроэнергетика с такими ситуациями не сталкивалась.

Износ гидроагрегатов высок, в ряде случаев их ресурс значительно продлен за пределы нормативного срока эксплуатации. Исчерпывается возможность продления ресурса работы гидроагрегатов, основанная на использовании заложенных запасов прочности.

В настоящее время требуется научное обоснование дальнейшей эксплуатации в динамическом режиме установленного на ГЭС оборудования.

Необходимо обеспечить эксплуатацию генерирующих мощностей и продление их ресурса на основе модернизации отдельных узлов и деталей и внедрения современных технологий диагностики и аварийной защиты. В то же время гидросиловое оборудование требует обновления и коренной модернизации отдельных узлов и деталей. Для этого требуется внедрять новые методы обеспечения информационно-метрологического сопровождения эксплуатации и аварийной защиты данного оборудования.

Изложенные выше проблемы находят успешное решение в совместной концентрации усилий научно-исследовательских и производственных предприятий и организаций. В состав сложившейся кооперации входят:

Московский государственный технический университет им. Н. Э. Баумана (МГТУ) — головная организация;

Институт прикладной математики им. М. В. Келдыша РАН (ИПМ);

Уральский государственный технический университет (УГТУ-УПИ);

Научно-исследовательский институт приборостроения им. В. В. Тихомирова (НИИП);

Камспецэнерго;

ТЭЦ-23 — филиал ОАО “Мосэнерго”.

В МГТУ (кафедра “Метрология и взаимозаменяемость”) совместно с партнерами разработан и опробован метод фазохронометрической диагностики (ФХД) функционирующих турбоагрегатов и информационно-метрологического сопровождения циклических машин и механизмов. Долговремен-

ные испытания созданной в МГТУ прецизионной фазохронометрической системы на ТЭЦ-23 и ТЭЦ-26 г. Москвы показали, что она способна впервые надежно реализовать систематический мониторинг параметров крутильных колебаний ротора генератора и всего валопровода турбоагрегата, а также мониторинг функционирующего турбоагрегата в целом [5, 6, 7].

Фундаментальной научной основой предлагаемого подхода по обеспечению информационно-метрологического сопровождения функционирования циклических механизмов, в частности гидроагрегатов, является применение высокоточного и помехозащищенного фазохронометрического метода. Важным качеством его является то, что при совершении системой рабочего цикла точка, отображающая ее состояние на фазовую плоскость, описывает контур, для которого высокая жесткость площади фазовой поверхности, ограниченная этим контуром, сочетается с высокой податливостью фазы изображающей точки по отношению к возмущениям. То есть, обладая небольшой чувствительностью по отношению к возмущениям, фаза цикла является наиболее информативной координатой.

В сочетании с высокоинформативным параметром — характерным интервалом времени, являющимся одним из основных для рабочего цикла и всех реализующих его процессов, обеспечивается регистрация отклонений характеристик параметров и режимов работы объекта (гидроагрегата), которые недоступны традиционным контрольно-диагностическим средствам.

Измерение фазохронометрических параметров обеспечено рекордной стабильностью технических средств современной прецизионной хронометрии. Разработанные в МГТУ фазохронометрические диагностические системы регистрируют интервалы времени (относительная погрешность не более  $5 \cdot 10^{-4} \%$  от номинала), соответствующие фазам рабочего цикла. Тем самым измеряются параметры собственно рабочего цикла гидроагрегата, а не параметры сопровождающих его работу физических эффектов (вибрация, температура и др.). Высокий метрологический уровень фазохронометрирования обеспечивает выявление индивидуальных особенностей машин и механизмов и оценки их технического состояния, позволяет определять параметры, которые характеризуют пространственно-временную структуру цикла. Также выявляются устойчивые диагностические признаки, в которых содержится информация о техническом состоянии контролируемых изделий и, в частности, о состоянии конструктивных параметров, из которых изготовлено изделие [6, 8 – 12].

Основным преимуществом фазохронометрического подхода является возможность выявления устойчивых долговременных диагностических признаков и индивидуальных количественных характеристик функционирующего энергетического оборудования.

В теплоэнергетике оперативность фазохронометрической аварийной защиты в сотни раз превышает возможность традиционных методов. Фазохронометрическая система обеспечивает регистрацию внезапных изменений характеристик работы агрегата в течение 1–3 оборотов валопровода (0,02 – 0,06 с) против 300 оборотов (6 с) существующих систем. Таким образом, фазохронометрическая диагностика превосходит применяемые методы виброакустической диагностики агрегатов по скорости реакции на изменения режимов работы в сотни раз.

Встроенные системы прецизионного фазохронометрического контроля просты и надежны в эксплуатации и обеспечивают получение информации для оценки текущего технического состояния гидроагрегата в отличие от вибродиагностики.

Важнейшими целями дальнейшего развития данного направления являются применение фазохронометрических систем для оценки текущего технического состояния и обеспечения аварийной защиты гидроагрегатов и вспомогательного оборудования, внедрение системы прогнозирующего измерительно-вычислительного мониторинга их технического состояния.

Практический опыт эксплуатации фазохронометрических систем в гидроэнергетике позволит:

использовать высокую чувствительность к изменениям параметров режимов работы и параметров конструкции гидроагрегата, особенно проточной части и механизма поворота лопастей для поворотн-лопастных турбин, недоступную виброакустическим методам;

реализовать измерительно-вычислительный прогнозирующий мониторинг технического состояния работающего гидроагрегата, его узлов (деталей) и их аварийной защиты;

обеспечить невозмущающий прецизионный тестовый контроль работающего гидроагрегата и его систем, включая получение их частотных характеристик в режиме реального времени;

применить высокую устойчивость средств и методов фазохронометрии по отношению к промышленным помехам, вибрациям, электромагнитным наводкам, температурным колебаниям и т.п., которые сопровождают работу гидроагрегата;

определять крутящий момент на валопроводе турбина-генератор, в штангах маслопровода с использованием фазохронометрической информации

о скручивании валов, их “защемлении”, что позволит реализовать оперативное управление мощностью ГЭС и ее подключение к вторичному автоматическому регулированию частоты и перетоков мощности;

обеспечить переход от системы ППР к ремонту по фактическому состоянию и формированию плана мероприятий по обслуживанию и ремонту гидроагрегата без останова и вывода из эксплуатации, а также планировать загрузку специализированных ремонтных предприятий и заводов-изготовителей оборудования гидроэлектростанций объемами и номенклатурой действительно необходимых работ (услуг);

повысить резерв генерирующих мощностей.

Результаты внедрения фазохронометрического метода на ТЭЦ-23 и ТЭЦ-26 г. Москвы позволяют утверждать, что внедрение фазохронометрического метода диагностирования гидросилового оборудования на ГЭС и ГАЭС обеспечит определение фактического текущего состояния и аварийную защиту гидроагрегатов. Точность, быстроедействие и полнота состава получаемых характеристик в сочетании с математическими моделями обеспечат как контроль развития аварийных ситуаций, так и оценку остаточного ресурса ГСО.

Фазохронометрические системы диагностирования технического состояния гидросилового оборудования, установленного в различные периоды времени на ГЭС, ГАЭС России, позволят реализовать информационно-метрологическое сопровождение эксплуатации генерирующих мощностей, в том числе:

регистрацию накопления усталости в металле различных узлов и деталей и, как следствие, развития трещин;

оценку проводимых на оборудовании усовершенствований и модернизаций индивидуально для каждого гидроагрегата.

Во многих странах мира используется система ремонта энергетического оборудования “по состоянию”, позволяющая в значительной мере сократить затраты на ремонт и техническое перевооружение. Фазохронометрическая диагностика позволит выявлять дефекты на ранних стадиях их развития, что обеспечивает решение задач предотвращения аварий, а также перевод оборудования, установленного на ГЭС, ГАЭС, на систему эксплуатации и ремонта по фактическому техническому состоянию.

Фазохронометрическая система диагностики предполагает использование методик и аппаратных средств, позволяющих с необходимой периодичностью, а по ряду параметров непрерывно, контролировать текущее состояние гидросилового оборудования. Эти работы требуют значительных финансо-

вых затрат, но по опыту эксплуатации аналогичных систем за рубежом они быстро снижаются.

Как известно, жизненный цикл основного гидросилового оборудования, установленного на ГЭС, ГАЭС, делится на три этапа:

укрупненная сборка деталей в узлы, монтаж на постоянные фундаменты в кратере гидроагрегата, доизготовление оборудования в условиях строительной площадки, исправление и доработка конструкторской документации, пуск и ввод оборудования в режим эксплуатационных характеристик, наладочные работы в гарантийный период эксплуатации;

стабильная эксплуатация с небольшим элементом доводочных работ;

эксплуатация, простои, модернизация “на ходу” в условиях старения оборудования [13].

Первый этап длится 7 – 9 лет, второй — 20 – 25 лет, а вот после 30 – 35 лет затраты на ремонт гидроагрегата резко возрастают и время простоя увеличивается, а не уменьшается, как это некоторые чиновники пытаются узаконить путем выпуска различных “стандартов организаций”.

Итак, основные экономические признаки старения ГСО:

повышение стоимости регулярных работ;

появление новых видов работ;

сокращение межремонтных сроков.

В указанных изменяющихся во времени затратах есть постоянная величина затрат на регламентные работы — это капитальный и текущий ремонты.

В зависимости от возраста гидроагрегата, т.е. продолжительности его эксплуатации, затраты на его содержание выглядят так, как показано на рисунке.

Исходя из многолетнего опыта проведения различных типов ремонтов на оборудовании гидроэлектростанций, можно сделать вывод, что уровень затрат на капитальный ремонт на различных ГЭС — различный. Он зависит от многих факторов, в основном не от коэффициента использования оборудования, и в 35 – 40 раз больше, чем затраты на текущий ремонт. Однако текущий ремонт выполняется ежегодно, а гидроагрегат после типового ремонта уходит в эксплуатацию на 4 – 5 лет (по нынешним регламентам). Понятие “расширенный капитальный ремонт” здесь опускается.

Если не рассматривать иные составляющие на обслуживание гидроагрегата, то формула затрат на гидроагрегат будет иметь вид

$$Q_{\text{общ}} = Q_{\text{мат}} + Q_{\text{работ(услуги)}},$$

где  $Q_{\text{мат}}$  — стоимость материалов используемых при ремонте, составляющая  $\approx 20\%$  от  $Q_{\text{общ}}$ ;  $Q_{\text{ра}}$



Затраты на эксплуатацию гидроагрегата в зависимости от его возраста

бот(услуги) — стоимость затрат (услуг)при ремонте оборудования.

Самая слабо прогнозируемая и опасная составляющая затрат — затраты при авариях на оборудовании. Сегодня это не только затраты на ремонт и внеплановые остановы, это еще и штрафы со стороны системного оператора. Довольно сложно определить затраты в период, когда гидроагрегаты используются для пропуска паводковых вод.

Аварийные ситуации на гидроагрегатах возникают в основном после 35 – 40 лет эксплуатации и имеют уже прогнозируемую тенденцию:

нарушение пространственного положения гидроагрегата и, как следствие, нарушение центровки, т.е. изменение равномерности зазоров и высотных отметок в плане и по высоте подвижных частей гидроагрегата относительно неподвижных;

разрушение камер рабочих колес поворотно-лопастных турбин и, как следствие, отрыв одной (двух) лопастей рабочих колес, при этом, если не выполнять превентивные мероприятия, возможен и выброс значительной массы турбинного масла в окружающую среду;

заклинивание механизма поворота лопастей поворотно-лопастных турбин во втулках подшипников трения скольжения, в направляющих крестовин, обрыв штанг маслопроводов, разрушение деталей маслоприемников;

возрастание протечек через втулки подшипников трения скольжения в цапфах лопаток направляющих аппаратов гидротурбин по причине длительной эксплуатации, появление резко выраженного неравномерного износа на цапфах лопаток и во втулках подшипников трения скольжения и, как следствие, заклинивание цапф лопаток в подшипниках, дальнейшее разрушение деталей направляющего аппарата, выход гидроагрегата в ремонт;

разрушение деталей (узлов) подпятников, имеющих конструкцию как на жестких, так и на гидравлических опорах, которые после определенного срока эксплуатации должны быть выведены из работы, но никакого технического контроля во время эксплуатации не имеют;

пробой изоляции обмотки статора генератора;

ослабление и потеря “натяга” по ободу ротора главного генератора, увеличение волны тормозного диска, что может привести к разрушению узлов гидрогенератора, и ряд других ситуаций [14].

Интенсивность данных событий нарастает и как “снежный ком” катится по гидроэлектростанциям, ведь они вводились практически одновременно в конце 50 – 70-х годов прошлого столетия.

Параллельно, вместе с внедрением на каждом гидроагрегате ФХД, необходимо вести работы по поддержанию стареющих гидроагрегатов в работоспособном состоянии, а для этого на каждой ГЭС со сроком эксплуатации оборудования более 30 лет необходимо иметь оборотный комплект узлов (деталей) оборудования, который в результате возникновения аварийной ситуации можно оперативно использовать. К таким оборотным комплектам можно отнести:

фрагменты КРК и КОТ (для КРК не покрытых, т.е. не плакированных нержавеющей сталью);

диск подпятника;

масло — воздухоохладители;

тормоза-домкраты;

элементы обмотки статора, ротора главного генератора, включая и демпферную обмотку;

ободные и полюсные клинья обода ротора, стяжные шпильки сердечника статора;

распорные домкраты верхней (нижней) крестовины;

сегменты направляющих подшипников и подпятника;

уплотнения фланцев лопастей и противофильтрационные манжеты на цапфы лопаток направляющего аппарата, системы торможения и СР турбины;

ряд других запасных частей к устройствам и узлам, интенсивно нагруженным в процессе эксплуатации гидроагрегата.

Мировой опыт перевода энергетических мощностей на ремонт и обслуживание по фактическому техническому состоянию позволяет говорить о возможности продления межремонтного интервала для капитальных ремонтов гидроагрегатов с 4 – 5 лет до 7 – 8 лет, что снизит затраты на ремонт до 70 %, а правильно спланированная программа технического перевооружения — это и есть обоснование продления ресурса установленного и эксплуатируемого оборудования, т.е. продление срока службы гидроагрегатов.

В настоящее время на гидротурбинах России установлены и устанавливаются различными, как русскими, так и зарубежными, фирмами не полные системы, а отдельные элементы диагностики. Как правило, это датчики контроля давления, расхода воды, уровней масла и воды в маслованнах; уровне-

меры верхнего и нижнего бьефов; датчики контроля температуры на поверхности трения сегментов подшипников, масла и обмотки гидрогенератора, воздуха, а также датчики контроля положения деталей направляющего аппарата гидротурбины, лопастей рабочего колеса ПЛ-турбин, колодок тормозов, стопоров.

Начинают устанавливаться датчики вибрации, но пока без всякой системы и в основном импортного исполнения. Они встраиваются в цепи управления гидроагрегатом. При превышении допустимых значений параметров вибрации, которые также выбраны довольно приближенно, датчики дают предупреждающий сигнал или агрегат останавливается.

В основном проводится визуальный контроль технического состояния ГСО. Применяются методы неразрушающего контроля сварных соединений, которые проводятся в период текущего или капитального ремонтов гидроагрегатов, что влияет и на сроки проведения ремонтов, финансовую составляющую ремонта и качество исполнения работ.

Для предотвращения неожиданных и аварийных ситуаций система обслуживания ГСО на ГЭС по текущему состоянию будет основываться на следующих возможностях фазохронометрической диагностики:

получение фактического текущего состояния гидроагрегата;

непрерывная диагностика всех узлов гидроагрегата;

обнаружение зарождающихся дефектов и наблюдение за их развитием;

определение по каждому гидроагрегату его индивидуальных характеристик;

определение вариаций мощности в режиме реального времени;

предупреждение и защита от аварийного режима работы.

Тем самым для надежной, оптимальной и экономически обоснованной эксплуатации оборудования, установленного на ГЭС, ГАЭС, будет обеспечено решение следующих задач:

мониторинг текущего технического состояния изделия с целью его диагностики и прогноза безаварийной работы;

ремонт изделий и оборудования в соответствии с текущим состоянием, вместо затратной системы планово-предупредительных ремонтов;

оценка остаточного ресурса;

надежная аварийная защита.

## Список литературы

1. Киселев М. И., Пронякин В. И. Проблема точности при метрологическом обеспечении производства и эксплуатации



- машин и механизмов // Проблемы машиноведения: точность, трение и износ, надежность, перспективные технологии / Под ред. В. П. Булатова. СПб: Наука, 2005. С. 7 – 24.
2. Пронякин В. И. Проблемы диагностики циклических машин и механизмов // Измерительная техника. 2008. № 10. С. 9 – 13.
  3. Киселев М. И., Пронякин В. И. Фазовый метод исследования циклических машин и механизмов на основе хронометрического подхода // Измерительная техника. 2001. № 9. С. 15 – 18.
  4. Киселев М. И., Пронякин В. И. Прецизионный фазовый контроль функционирующих циклических машин и механизмов хронометрическим методом и его приложения // Труды Пятой сессии международной научной школы: Фундаментальные проблемы и прикладные проблемы теории точности процессов, машин, приборов и систем (Фридендеровские чтения). СПб: ИПМ, 2002. С. 55 – 60.
  5. Киселев М. И., Новик Н. В., Пронякин В. И., Регистрация параметров крутильных колебаний валопровода турбогенератора // Измерительная техника. 2000. № 12. С. 34 – 36.
  6. Киселев М. И., Зройчиков Н. А., Пронякин В. И., Чивилев Я. В. Прецизионное исследование работы турбоагрегата оптико-электронными средствами // Теплоэнергетика. 2006. № 11. С. 10 – 13.
  7. Киселев М. И., Пронякин В. И. Фазохронометрический контроль валопроводов турбоагрегатов // Сборник докладов Всероссийского научно-технического семинара “Проблемы вибрации, виброналадки, вибромониторинга и диагностики оборудования электрических станций / Под общ. ред. А. В. Салимона. М.: ОАО “ВТИ”, 2005. С. 84 – 89.
  8. Киселев М. И., Новик Н. В., Пронякин В. И. О возможности хронометрического контроля двигателя внутреннего сгорания // Испытания материалов и конструкций: Сборник науч. трудов / Под ред. С. И. Смирнова и В. И. Ерофеева. Нижний Новгород: Изд-во общества “Интелсервис”, 1996. С. 255 – 26.
  9. Киселев М. И., Пронякин В. И. Фазохронометрический контроль валопроводов турбоагрегатов // Сборник докладов Всероссийского научно-технического семинара “Проблемы вибрации, виброналадки, вибромониторинга и диагностики оборудования электрических станций / Под общ. ред. А. В. Салимона. М.: ОАО “ВТИ”, 2005. С. 84–89.
  10. Киселев М. И., Пронякин В. И. Измерительно-вычислительное обеспечение создания часовых механизмов // Измерительная техника. 2003. № 5. С. 22 – 28.
  11. Киселев М. И., Пронякин В. И. Прецизионная автоматическая бесконтактная диагностика и разработка САПР устройств точной механики // Труды МВТУ им. Н. Э. Баумана: Исследования динамики и прочности машин. 1986. № 467. С. 59 – 68.
  12. Пат. РФ № 2233455. Способ экспериментального определения амплитудно-частотных и фазочастотных характеристик качаний ротора синхронного генератора в рабочем режиме / Киселев М. И., Пронякин В. И. Бюллетень изобретений. 2004. № 21.
  13. Байков А. И., Руденко А. Л. Монтаж гидросилового оборудования укрупненными блоками, центровка при реновации оборудования ГЭС. СПб.: Политехнический университет, 2007.
  14. Байков А. И., Руденко А. Л., Осипов А. А. Модернизация направляющих аппаратов гидротурбин ГЭС Евфратской плотины. СПб.: Политехнический университет, 2007.

### **ВНИМАНИЮ АВТОРОВ!**

*Сведения о переводе на английский язык статей из журнала «Гидротехническое строительство» можно получить в редакции по телефону (495)741-49-81.*

*По вопросам выплаты авторского гонорара за переведенные статьи обращайтесь в отдел валютных расчетов Российского авторского общества (РАО) по адресу:*

*125993, Москва, ГСП-3, ул. Большая Бронная, д. 6а, комн. 225.*

*Телефоны для справок: (495)697-33-35, 697-92-88, 697-06-68.*

*Часы работы: с 9-30 до 15-30, обеденный перерыв с 12-30 до 13-30.*

## О некоторых результатах применения Федерального закона “О безопасности гидротехнических сооружений”

Василевский А. Г., заслуженный энергетик РФ,  
кандидат техн. наук (ОАО “ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева”),  
В. С. Серков, кандидат техн. наук (НП “Гидроэнергетика России”)

Прошло 12 лет после введения в действие Федерального закона Российской Федерации “О безопасности гидротехнических сооружений” от 21.07.97 № 117-ФЗ. Практические результаты его применения в технической литературе, по существу, не рассматривались, за исключением опубликованной в 2000 г. работы [1]. Сейчас стало возможным сделать ряд выводов по итогам его применения. При этом надо иметь в виду, что если в электроэнергетике и на речном транспорте ко времени введения Закона был накоплен более чем 20-летний опыт функционирования отраслевых систем надзора за безопасностью гидротехнических сооружений, то в других отраслях хозяйствования ввод Закона в действие стал начальной точкой всей работы в этой сфере.

Закон сыграл положительную роль в систематизации материалов по состоянию гидротехнических сооружений в Российской Федерации, выявлении узких мест и опасностей, которые могут угрожать населению, экономике и окружающей среде. В процессе реализации норм Закона созданы государственные нормативные правовые документы, регулирующие отношения в области применения Закона, определен федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный в области надзора за безопасностью гидротехнических сооружений, организован государственный надзор за безопасностью гидротехнических сооружений, произведена первичная инвентаризация гидротехнических сооружений на основе формирования Российского регистра. Важной нормой закона стало обязательное регулярное декларирование собственниками (эксплуатирующими организациями) безопасности находящихся в их владении гидротехнических сооружений.

После прохождения за период действия Закона двух-трех циклов декларирования безопасности органы управления и хозяйствующие субъекты, принимающие решения о выделении средств на повышение безопасности гидротехнических сооружений, стали в соответствии с требованиями Закона более внимательно относиться к заявкам эксплуатирующих организаций на выделение средств для проведения ремонтных работ.

Имеется довольно много примеров выполнения подобных работ. Так, Сестрорецкий гидроузел (г. Санкт-Петербург) после того, как Инструментальный завод в результате приватизации отказался его эксплуатировать, приобрел нового хозяина в

лице городских властей, которые выделяют финансирование на его содержание и проведение ремонтных работ. Карелэнерго (филиал ОАО “ТГК-1”) завершило капитальный ремонт Кривопорожской плотины. ОАО “РусГидро” проводит работы по возведению дополнительного водосброса на Саяно-Шушенской ГЭС. Восстановлена плотина в г. Серове (Свердловская область), разрушенная при прохождении паводка. Перечень таких примеров может быть продолжен.

Владельцы гидротехнических сооружений, в том числе находящихся в федеральной собственности, как правило, имеют перспективные планы организационных и технических мероприятий по повышению их надежности и безопасности.

В то же время ряд важных задач за прошедший период не был решен. Ниже рассмотрены некоторые из таких вопросов.

Сократилось число бесхозных гидротехнических сооружений, хотя эта работа пока еще далека от завершения, и в настоящее время насчитывается около четырех тысяч бесхозных гидротехнических сооружений. Остаются бесхозными многочисленные малые гидротехнические сооружения IV класса, состояние которых вызывает серьезные опасения за безопасность примыкающих к ним территорий. Решение вопроса о постановке на баланс этих сооружений многократно усложнено. От потенциального хозяина требуется подготовка более сорока документов, в том числе кадастрового плана, технического паспорта, декларации безопасности, акта обследования и других. Все это требует затрат. А где их взять, если у сооружения нет хозяина? Имели место случаи, когда органы власти или хозяйствующие субъекты, обеспокоенные состоянием бесхозного сооружения, приступали к наведению порядка, вкладывая средства, а потом выяснялось, что объект находится в федеральной собственности, и в итоге контролирующие организации делали выводы о нецелевом использовании вложенных средств.

В центре внимания системы государственного надзора за безопасностью гидротехнических сооружений находится порядок обязательного декларирования их безопасности через каждые пять лет. Гидротехнические сооружения в текущий период проходят уже третий круг декларирования.

В соответствии с Законом Правительство Российской Федерации утвердило “Положение о декларировании безопасности гидротехнических соо-

ружений” (постановление от 06.11.98 № 1303), в котором изложены порядок декларирования, основные вопросы содержания деклараций и их экспертизы. Вопросы детализации содержания декларации безопасности и ее экспертизы, регламентированные этим постановлением, возложены на федеральный орган исполнительной власти, осуществляющий функции по выработке государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере обеспечения безопасности гидротехнических сооружений, по согласованию с Министерством Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий с учетом предложений органов надзора. В настоящее время таким органом является Министерство природных ресурсов и экологии РФ и входящая в его состав Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор).

Следует особо отметить, что созданная федеральными органами исполнительной власти нормативная база по государственному надзору за безопасностью гидротехнических сооружений излишне бюрократизирована, во многих случаях форма декларирования стала довлеть над содержанием.

В форме декларации безопасности 80 процентов объема занимает описательная часть (параметры сооружений и сведения по окружающей среде, геологии, климату и др.). По первому кругу декларирования безопасности можно было согласиться с таким содержанием декларации безопасности, которое имело смысл для накопления сведений о сооружениях и зоне их влияния при возможных повреждениях и даже разрушениях. Однако сохранение такого же объема описательной части деклараций на очередных кругах декларирования безопасности становится неоправданным. Было бы вполне достаточно ограничиться сведениями об изменениях, происшедших на сооружениях, оборудовании и в окружающей их среде, в том числе об изменениях в обустройстве и застройках в верхних и нижних бьефах.

Постепенно неоправданно расширяется круг декларируемых сооружений. В настоящее время государственный орган надзора за безопасностью гидротехнических сооружений и его территориальные подразделения начали требовать декларирования морских сооружений, в том числе причалов, всех насосных станций водоподачи по сценарию отказа оборудования, разрыва трубопровода, даже если сами гидротехнические сооружения при таком сценарии сохраняются неповрежденными. Повсеместно декларируется безопасность систем технического водоснабжения тепловых электростанций, не имеющих напорных гидротехнических сооружений. Разъяснение Минприроды России и Госстроя России, вышедшее в тот период, когда Ростехнад-

зор еще не входил в структуру Минприроды, о том, что декларированию подлежат только те насосные станции, которые входят в напорный фронт гидроузлов, остаются без внимания.

Причалные сооружения, применяемые для перевалки грузов и людей, трактуются как предназначенные для использования водных ресурсов.

В настоящее время по предписанию органа надзора составляется отдельная декларация безопасности на сооружаемый дополнительный береговой водосброс Саяно-Шушенской ГЭС. В данном случае осуществляется реконструкция гидроузла, при которой существующие гидротехнические сооружения не претерпевают никаких изменений. Для них имеются декларация безопасности и разрешение на эксплуатацию. Дополнительный водосброс лишь повышает надежность и безопасность гидроузла. К тому же повреждение дополнительного водосброса не может привести к возникновению чрезвычайной ситуации ввиду того, что входной порог дополнительного водосброса имеет отметку выше порога основных водосбросов. В данном конкретном случае на основании статьи 1 Закона было бы вполне достаточно справки эксплуатирующей организации о том, что декларация безопасности не требуется. По имеющимся у авторов статьи сведениям, стоимость декларации безопасности с учетом экспертного заключения составит 5 млн. рублей.

Расширение формальных требований надзорных органов сопровождается ослаблением решения главной задачи государственного надзора — выявления недостатков в состоянии гидротехнических объектов, в организации их эксплуатационного обслуживания, своевременного выполнения необходимых мероприятий по обеспечению их безопасности. Из поля зрения при декларировании выпадают или слабо акцентированы некоторые принципиальные требования по обеспечению безопасности гидротехнических сооружений.

Все еще не скоординированы вопросы безопасности гидротехнических сооружений гидроузлов комплексного назначения, эксплуатацию которых ведут несколько независимых эксплуатирующих организаций, в том числе при пропуске расчетных расходов воды во время высоких паводков.

Не решены вопросы по обеспечению безопасности объектов в верхних и нижних бьефах гидроузлов, зачастую обустроенных без должной оценки затопливаемых территорий с нарушением норм Водного кодекса Российской Федерации.

При составлении деклараций и при проведении регулярных освидетельствований объектов излишнее, на наш взгляд, внимание уделяется показателям, связанным с критериями безопасности, оцениваемым по показаниям контрольно-измерительных систем гидросооружений, с интегральной оценкой

безопасности гидроузлов. Существенно меньше внимания уделяется организации и результатам технического контроля в форме осмотров сооружений и их механического оборудования. Вместе с тем общеизвестно, что возникавшие аварийные ситуации и аварии гидротехнических сооружений в нашей стране практически полностью были связаны не с нарушением критериев безопасности, а с недостатками в оценке явлений, которые не фиксируются контрольно-измерительной аппаратурой и могут быть выявлены только при тщательных квалифицированных регулярных осмотрах, а при необходимости — при технических обследованиях сооружений. Это в первую очередь относится к оценке состояния и работоспособности основных затворов и их подъемных механизмов, в том числе при временном прекращении электроснабжения, к выявлению выходов фильтрующейся воды на поверхность откосов плотин и в береговых примыканиях, к выявлению других неблагоприятных процессов, могущих иметь опасные последствия.

Декларации безопасности гидротехнических сооружений усложнены, и затраты по их составлению значительны. Практически ни один собственник (эксплуатирующая организация) не способен их составить своими силами и вынужден привлекать сторонние организации. В результате появился рынок услуг со стороны коммерческих организаций в статусе акционерных обществ различного типа, приспособившихся к требованиям Ростехнадзора. Разработчики деклараций безопасности во многих случаях берут на себя обязательства сопровождать их утверждение. В результате создаются условия для бесосновательной наживы организаций, привлекаемых органами надзора, за счет необоснованно высоких цен за оказываемые при декларировании услуги: составление деклараций, их экспертизу и содействие при утверждении.

Для полной уверенности в безопасности декларируемых гидросооружений очень важна правильная организация экспертизы деклараций, которая пока страдает некоторыми недостатками.

Приходится констатировать, что экспертиза деклараций безопасности слишком регламентирована Ростехнадзором. Подбор экспертов осуществляется непосредственно органами надзора. Ростехнадзор полностью контролирует работу экспертных центров и отдельных экспертов. Экспертиза осталась независимой только по отношению к эксплуатирующей организации, но полностью зависимой от органов надзора и стала ее придатком.

Система документов о работе экспертных центров подробно регламентирует их работу, порядок составления экспертных заключений вплоть до системы голосования при принятии экспертного заключения. При этом количество экспертов должно быть не менее пяти.

Проиллюстрируем несоответствие формы и содержания примером.

Одному из авторов статьи, возглавлявшему экспертный центр, пришлось встретиться с таким фактом. Рассматривалась декларация безопасности грунтовой плотины, контролирующей уровень Валдайского озера (Новгородская область). Плотина имеет длину по гребню до 20 м, высоту до 5 м, водосливное отверстие  $2 \times 2$  м с плоским металлическим затвором с ручным приводом. Плотина построена на маленькой речке, вытекающей из озера. При строительстве плотины сохранены все параметры истока, без подрезки дна и берегов. Таким образом, даже полное разрушение плотины не приведет к изливу воды из озера с расходами более бытовых.

Экспертное заключение на декларацию безопасности такого сооружения не требует участия более одного специалиста. Тем не менее надзорный орган не принял к рассмотрению заключение, подписанное даже тремя специалистами, так как регламент требует наличие пяти подписей. Такое требование не только бессмысленно, но искусственно завышает стоимость экспертного заключения, так как затраты на его составление в соответствии с нормами закона платные.

Сейчас, чтобы попасть в состав экспертов Ростехнадзора, необходимо пройти платные курсы при Ростехнадзоре и сдать экзамен чиновникам, зачастую не имеющим должного представления о гидротехнических сооружениях. Такая процедура не только затратная, но и унижительна для специалистов высокой квалификации. К тому же стоимость обучения достаточно высока.

Следует особо подчеркнуть, что из участия в решении проблем, связанных с реализацией надзора, полностью исключена общественность, несмотря на то, что в нашей стране имеются готовые структуры для этой цели. Это Российский национальный комитет по большим плотинам (РНК), работающий в контакте с Международной комиссией по большим плотинам (ICOLD). Его работа пока ограничивается лишь участием российских специалистов и руководителей РНК в международных совещаниях.

Целесообразно было бы подключить РНК к решению вопросов безопасности гидротехнических сооружений, предав этой деятельности легитимный характер. Источником финансирования такого участия могли бы стать гранты Правительства РФ. Вторым источником могли бы стать работы по выполнению экспертных заключений как при экспертизе деклараций безопасности гидротехнических сооружений по линии Ростехнадзора, так и по участию в государственной экспертизе проектов. Необходимо широкое участие общественности в экспертизе различного вида нормативных документов. По

мнению авторов, государственная экспертиза любых документов на предмет подтверждения безопасности продукции, объектов, технологий должна производиться за счет средств государственного бюджета. Только в этом случае можно гарантировать прозрачность проводимых процедур.

Для проведения единой государственной политики при создании особо опасных, технически сложных и уникальных объектов созданы единые правила по размещению, проектированию, строительству и вводу в эксплуатацию таких объектов. Напомним, что к названным объектам относятся не только гидротехнические сооружения, но и крупные тепловые электростанции, линии электропередачи высокого напряжения, аэродромы, железнодорожные комплексы и другие объекты согласно статье 48.1 Градостроительного кодекса Российской Федерации.

В связи с тем, что отдельные положения Федерального закона “О безопасности гидротехнических сооружений” перестали удовлетворять единым правилам, изложенным в Градостроительном кодексе и отдельным законодательным актам Российской Федерации, Государственной Думой РФ принят Федеральный закон от 18.12.2006 № 232-ФЗ “О внесении изменений в Градостроительный кодекс Российской Федерации и отдельные законодательные акты Российской Федерации”, вступивший в силу с 1 января 2007 г. Статья 16 этого закона вносит существенные поправки в закон “О безопасности гидротехнических сооружений”. В частности, в него введена статья 6.1, из которой следует, что государственный надзор при строительстве, реконструкции, капитальном ремонте гидротехнических сооружений осуществляется уполномоченными на осуществление государственного строительного надзора федеральным органом исполнительной власти, органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности. Этой статьей, а также поправками, дополнительно внесенными в статьи 10 и 13 Закона, орган надзора за безопасностью гидротехнических сооружений освобожден от участия в процессах создания гидротехнических сооружений, включая ввод их в эксплуатацию.

Осуществление государственного строительного надзора постановлением Правительства Российской Федерации от 01.02.2006 № 54 (редакция 2008 г.) поручено Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзору) в части всех объектов капитального строительства, перечисленных в Градостроительном кодексе и в названном выше постановлении Правительства, и органам исполнительной власти субъектов Российской Федерации, к ведению которых отнесен государственный строительный над-

зор, в части остальных объектов капитального строительства, которые подпадают под осуществление государственного строительного надзора.

Разделение функций надзора за безопасностью гидротехнических сооружений и функций строительного надзора вполне закономерно и объяснимо, и это разделение осуществлялось во многих субъектах Российской Федерации. Но Ростехнадзор настойчиво продолжает вносить путаницу в реализацию этих функций. В постановлении Правительства РФ от 30.12.2008 № 1077 “О внесении изменений в Положение о декларировании безопасности гидротехнических сооружений” прописано (п. 11): “Декларация безопасности строящихся гидротехнических сооружений представляется в орган надзора в срок не позднее 4 месяцев до начала эксплуатации гидротехнического сооружения”. При этом в постановлении не указано, в какой орган надзора должна быть направлена декларация (подразумевается, что декларациями ведает орган надзора за безопасностью гидротехнических сооружений, который пунктом 5 статьи 16 названного выше Федерального закона № 232-ФЗ от этой функции освобожден).

Подтверждением этого является намечаемое в 2009 г. преддекларационное обследование строящихся гидротехнических сооружений Богучанской ГЭС, ввод которых в эксплуатацию предполагается в 2010 г., а преддекларационное обследование должно состояться (по нормам Ростехнадзора) не менее чем за год до представления декларации безопасности.

С одной стороны, здесь мы усматриваем нарушение Закона названным выше постановлением Правительством РФ. С другой стороны, возникает вопрос о целесообразности и эффективности декларации безопасности строящегося объекта. Ответ для специалистов однозначен: эффективность нулевая, а с точки зрения затрат времени и средств — отрицательная. Отсутствие необходимости в декларировании безопасности строящихся объектов объясняется двумя факторами: наличием в составе проектной документации декларации безопасности, прошедшей государственную экспертизу, и заключением государственного строительного надзора о полном соответствии проектной документации вводимых в эксплуатацию сооружений.

В то время, когда органы надзора постоянно жалуются на недостаток численности персонала, стремление их к сохранению старых функций, даже с нарушением Закона, ставит вопросы о мотивах такого стремления.

Авторы статьи на протяжении последних лет участвуют в разработке стандартов организации в электроэнергетике [2] в соответствии с Федеральным законом “О техническом регулировании”. Согласно установленным требованиям на создание

стандартов организации их обязательным элементом является раздел “Нормативные ссылки”, в состав ссылок включаются федеральные законы и правовые нормативные документы Правительства РФ.

Естественно, когда разработчики стандарта организации встречаются противоречия по одному и тому же вопросу между нормами законов и нормами документов Правительства, они должны придерживаться норм Закона. При этом они оказывают “медвежью услугу” организациям, которые присоединились к разработанным стандартам. Органы надзора за безопасностью гидротехнических сооружений, ссылаясь на постановления Правительства, могут наказать руководителей организаций в административном порядке.

Одним из авторов статьи в 2008 г. сделаны два запроса в Министерство юстиции РФ об обоснованности регистрации документа (приказа Ростехнадзора от 29.12.2006 № 1163 “Об утверждении дополнительных требований к созданию декларации безопасности гидротехнических сооружений на объектах энергетики”), не соответствующего нормам федеральных законов, и получены ответы, в которых говорится, что Минюст РФ не вправе принимать меры по приостановлению действия акта или его отмене. Это может делать только суд. При этом факт нарушения Минюстом РФ правил юридической регистрации документа никак не комментируется.

#### **Предложения авторов статьи:**

1. Дать права субъектам Российской Федерации и органам местного самоуправления самим решать вопросы организации эксплуатации бесхозных гидротехнических сооружений, имея в виду, что эти сооружения, как правило, IV класса. Эти решения могут быть осуществлены двумя путями:

сдача в аренду на длительный период на льготных условиях с участком земли, привлекательной для арендатора;

организация унитарных муниципальных предприятий.

Первый путь не требует затрат, второй — затратный.

Субъекты Российской Федерации и ОМС должны иметь право ликвидации ненужных, но опасных гидротехнических сооружений за свой счет.

Одновременно необходимо упростить процедуру оформления балансовой принадлежности гидротехнических сооружений, разрешив создание полного комплекта документов после определения нового владельца.

2. Структуру деклараций безопасности гидротехнических сооружений следует упростить, допустить возможность и целесообразность продления

их срока действия на основе короткой справки эксплуатирующей организации, подтверждающей, что рекомендательная часть декларации безопасности выполнена или выполняется. При этом преддекларационное освидетельствование необходимо сохранить. Обязательно необходимо сохранить систему экспертных заключение на представленную в орган надзора справку. Отказаться от утверждения декларации безопасности, придать ей заявительный характер. Орган надзора может не принять декларацию, но ее не обязательно утверждать, как это принято с таможенными и налоговыми декларациями.

3. Система экспертизы безопасности гидротехнических сооружений должна быть пересмотрена коренным образом. Аттестация экспертов на уровне РНК по большим плотинам может быть построена на основе анкетирования и отзывов известных специалистов. Необходимо создать систему ротации экспертов, их аттестации (возможно с участием органов надзора). Обучение экспертов проводить в форме семинаров с определенной периодичностью (например, не реже 1 раза в год).

Целесообразно отказаться от утверждения экспертных заключений, предполагая, что эксперты знают вопрос лучше, чем служащие надзорного органа. В судебной практике широко применяется экспертиза, но экспертные заключения суд не утверждает.

Наконец, процедуру государственной экспертизы безопасности следует сделать бесплатной для заявителей.

4. Необходимо разработать формы и порядок привлечения научно-технической общественности к контролю создания и безопасной эксплуатации гидротехнических сооружений.

5. В настоящее время, когда разрабатывается технический регламент в соответствии с Федеральным законом “О техническом регулировании” о безопасности гидротехнических сооружений, необходимо обеспечить, чтобы он строго соответствовал нормам законодательства Российской Федерации, дополняя их новыми актуализированными требованиями.

#### **Список литературы**

1. *Организация обследования состояния гидротехнических сооружений в свете требований Федерального закона “О безопасности гидротехнических сооружений” / А. Г. Василевский, В. С. Серков, Г. М. Каганов и др. // Библиотечка гидротехника “Безопасность гидротехнических сооружений”:* Приложение к журналу “Гидротехническое строительство”. М., 2000. Вып. 4.
2. *Серков В. С., Василевский А. Г., Щербина В. И. О нормативно-технической документации в области гидроэлектростанций // Гидротехническое строительство. 2008. № 9.*

# Исследование энергоэффективности работы оборудования насосных станций

Николаев В. Г., кандидат техн. наук (Московская государственная академия коммунального хозяйства и строительства)

Основными потребителями энергии в системах ВиВ являются насосные и воздуходувные установки. Насосы затрачивают энергию на перемещение водных потоков, а воздуходувные машины на подачу воздуха к аэротенкам входящих в комплекс сооружений по биологической очистке сточных вод. Появление регулируемого привода и постепенное насыщение им отечественного рынка открывает большие возможности экономии энергии. Общая тенденция расширения сферы применения регулируемого привода, основанная на его неоспоримых достоинствах, является необратимой. Однако, при этом необходимо привлечь внимание к некоторым обнаружившимся тенденциям. Фактические результаты внедрения регулируемого привода значительно скромнее и менее убедительны чем можно было ожидать, основываясь на журнальных публикациях.

Продажей, монтажом и наладкой регулируемого электропривода занимаются организации, заинтересованные в сбыте дорогостоящего оборудования и, как правило, не имеющие в своем составе специалистов-технологов по анализу работы системы ВиВ. Как показало проведенное нами инструментальное обследование некоторых объектов ВиВ Московской области (п. Тучково, г. Руза и др.) имеют место многочисленные случаи приспособления регулируемого привода под подобранное по устаревшим энергозатратным методикам насосное оборудование. Установка регулируемого привода, как универсального средства энергосбережения, приводит к тому, что в отдельных случаях получена значительная экономия энергии, в других результаты экономии практически незначимы, а в третьих: установка регулируемого привода привела к увеличению потребления энергии. Необходимо отметить, что даже в тех случаях, когда получена значительная экономия энергии вовсе не означает, что результат достигнут за счет применения регулируемого привода. Вполне возможно и даже достаточно вероятно, что производственная ситуация допускала альтернативные и достаточно эффективные решения. В данном контексте наиболее типична ситуация, когда характеристики установленного насосного оборудования не соответствуют фактическим параметрам трубопроводной системы.

Поэтому для объективной оценки ситуации с энергопотреблением на каком-либо объекте необходимо вначале вскрыть имеющийся потенциал энер-

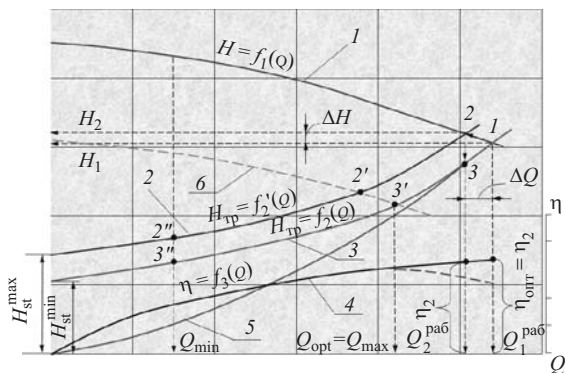
госбережения и установить причины его образования. При этом, под потенциалом энергосбережения в системах ВиВ, связанных с работой насосных и воздуходувных установок, следует понимать разность фактических затрат энергии для установленного типа оборудования и способа управления им и теоретически минимально возможным затратам энергии для него в заданных технологических условиях [1, 2].

Возникает вопрос: каким образом можно вскрыть потенциал энергосбережения? Тогда как фактические затраты энергии могут быть легко определены по показаниям приборов, то определение минимально возможных затрат связано с определенными трудностями. Известно, что насосное оборудование в системах ВиВ работает с переменной нагрузкой, поэтому основные его параметры, определяющие энергопотребление (подача, напор и КПД) в течение времени подвержены колебаниям. Поскольку анализ реальных процессов показывает, что изменение указанных параметров происходит достаточно медленно, то все время процесса может быть разбито на статистические интервалы в пределах которых можно, с достаточной степенью точности, считать подачу, напор и КПД насосных установок постоянными. Это позволяет определять затраты энергии по формуле:

$$S_w = \sum_{j=1}^{j=n} \frac{\gamma Q_j H_j}{1000 \eta_{jn} \eta_{jдд}} P_j T, \quad (1)$$

где  $\gamma$  — удельный вес жидкости, Н/м<sup>3</sup>;  $O_j$ ,  $H_j$ ,  $\eta_{jn}$ ,  $\eta_{дв}$  — подача, напор, КПД насоса и КПД электродвигателя привода при работе в  $j$ -м статистическом интервале;  $P_j$  — вероятность работы насоса в  $j$ -м интервале в году;  $T$  — число часов в году.

В системах водоснабжения значение подачи  $Q_j$  задается потребителем, т.е. подача насоса равна потреблению (при условии отсутствия регулирующих емкостей и утечек в трубопроводах) и поэтому является неуправляемым параметром. При использовании нерегулируемого привода можно повлиять на значения напора и КПД насоса лишь на стадии подбора оборудования. Однако ситуация принципиально изменяется в случае применения регулируемого привода. Для минимизации энергетического функционала (1) необходимо минимизировать избыточные напоры, т.е. довести их до минимально



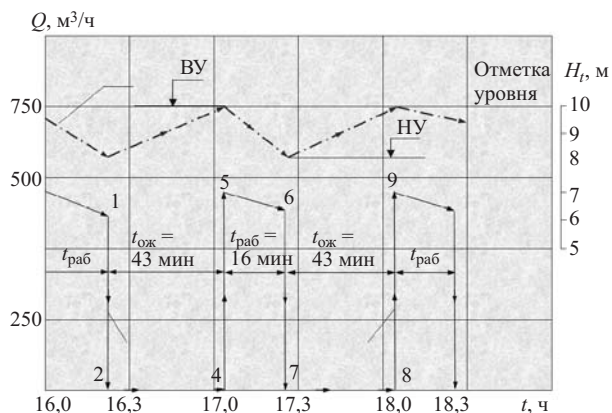
**Рис. 1.** Динамика изменения параметров насоса при откачке сточных масс из резервуара КНС при переменном уровне:

1 — напорная характеристика насоса  $H = f_1(Q)$  при  $Q_1 > Q_{max}$ ; 2 — характеристика трубопровода при откачке с минимального уровня  $H_{тр} = f_2^1(Q)$ ; 3 — то же с максимального уровня  $H_{тр} = f_2^2(Q)$ ; 4 — характеристика КПД насоса; 5 — кривая подобных режимов работы насоса (КПР); 6 — напорная характеристика насоса (при  $Q_{opt} = Q_{max}$ )

возможных значений в заданной трубопроводной системе. Все усилия научно-технических работников и производителей, занимающихся применением регулируемого привода, за последние годы были направлены именно на решение этой задачи.

Однако изменение напоров путем регулирования частоты вращения рабочего колеса лопастного нагнетателя автоматически ведет к изменению его КПД. В случае когда КПД лопастного нагнетателя сохранялся бы постоянным, независимо от частоты вращения рабочего колеса, возможен только тогда, когда характеристика трубопроводной системы совпадает с кривой подобных режимов (КПР), а КПД вдоль КПР оставался бы постоянным. Однако в подавляющем числе случаев в системах ВиВ насосные и воздуходувные установки работают со значительной статической составляющей требуемого напора. Характерной особенностью КНС является то, что, как правило, динамическая составляющая, определяемая гидравлическим сопротивлением напорного трубопровода, для них незначительная по отношению к статической, а это приводит к нарушению условий гидродинамического подобия, а следовательно, к необходимости учета снижения КПД нагнетателя. Кроме того, существенное отклонение текущей частоты вращения рабочего колеса от номинальной также приводит к снижению КПД насоса.

Таким образом, для минимизации энергетического функционала необходимо, чтобы напор  $H_j$  на всем интервале изменения нагрузки был минимально возможным, а КПД равнялось бы своему максимальному значению. Если первое условие может быть реализовано за счет выбора соответствующего способа управления, то выполнение второго



**Рис. 2.** Зависимость подачи насоса СМ-450-95-2 (кривая 1) и уровня воды в приемном резервуаре КНС (кривая 2) от времени

условия ( $\eta_j = \eta_{max}$ ) при работе насоса с переменной нагрузкой не может быть достигнуто.

Вопрос выбора энергоэффективного способа управления для насосного агрегата, оснащенного регулируемым приводом и работающим в системе водоснабжения был достаточно подробно рассмотрен в литературе [1, 3, 4]. В данной статье более детально рассматривается работа насосных агрегатов в канализационных насосных станциях (КНС), имеющих свои особенности, которые необходимо учитывать как при проектировании новых, так и модернизации существующих насосных станций.

В технической и нормативной литературе [5, 6] рекомендуется осуществлять подбор насосов на КНС по максимальной (пиковой) нагрузке таким образом, чтобы число включений насоса в течение часа было не более трех (при ручном управлении и мощности двигателя более 50 кВт) и не более 5-ти включений при автоматическом управлении. Это ограничение обусловлено большими пусковыми токами и перегрузкой электроаппаратуры при частых пусках электродвигателей и возможностью выхода ее из строя. Кроме того, подача насоса и объем приемного резервуара КНС увязываются таким образом, чтобы объем последнего был не менее объема сточных масс, подаваемых насосом в течение 5 мин его работы. Рассмотренные выше рекомендации по подбору оборудования КНС являются энергозатратными, поскольку не учитывают влияние параметров подбираемых насосов на их энергопотребление. Подобные принципы подбора оборудования КНС были оправданы в эпоху низких цен на электроэнергию, однако, при постоянном росте цен на энергию должны быть пересмотрены. Наряду с этим широкое применение регулируемого электропривода в системах ВиВ требует разработки четких критериев и алгоритмов, позволяющих дать объективную оценку целесообразности и энергоэффективности проведения различных энергосберегающих



щих мероприятий, включая замену насосного оборудования КНС.

Для объективной оценки энергосберегающих мероприятий, включая применение регулируемого привода, уже на стадии технико-экономического обоснования проекта реконструкции КНС необходимо определить потенциал энергосбережения и причины его возникновения. Для этого рассмотрим работу динамической системы “приемный резервуар КНС — насосный агрегат, напорный трубопровод” (рис. 1). При достижении максимально установленного уровня воды в приемном резервуаре включается насос (рис. 1, точка 1) и происходит откачка сточных масс, а рабочая точка перемещается по напорной характеристике насоса в положение 2, затем насос отключается, происходит наполнение резервуара (позиции 2 – 3) и цикл повторяется.

Описанная ситуация соответствует такому подбору оборудования, когда подача насоса на оптимальном режиме  $Q_{opt}$  и в рабочей точке  $Q_{1раб}$  совпадают. В этом случае диапазон изменения подач при работе насоса составляет  $\Delta Q$ , напоров  $\Delta H$  и КПД  $\Delta \eta$  и является достаточно узким. Его ширина определяется крутизной напорной характеристики насоса и величиной изменения уровня воды в приемном резервуаре (рис. 1, кривая 1). При работе насоса с постоянной частотой вращения рабочего колеса значение КПД полностью определяется подачей насоса и отклонение его от максимального значения будет зависеть от широты диапазона изменения подач  $\Delta Q$  и чем она будет меньше, тем меньше отклонение КПД от своего максимального значения. Увеличение потребления энергии насосом происходит не только от снижения КПД, но и за счет поддержания избыточных напоров, поскольку напор при откачивании с нижнего уровня воды в резервуаре (рис. 1, точка 2) будет больше минимально необходимого (точка 3) на величину  $\Delta H$ . Таким образом, дополнительное потребление энергии насосом, по отношению к минимально необходимой, будет происходить как за счет снижения КПД, так и за счет работы с повышенными напорами. При правильном подборе оборудования эти отклонения будут весьма незначительны и возникающий в результате этого потенциал энергосбережения будет не существенным и поэтому не представляющим практического интереса. Однако на практике приведенный подбор насосного оборудования встречается крайне редко, поскольку попадание оптимума КПД в достаточно узкий диапазон  $\Delta Q$ , возникающий за счет колебания уровня воды в резервуаре, достаточно затруднительно. Наиболее типичен случай когда подача в рабочей точке и подача насоса на оптимальном режиме не совпадают, например, как это показано на рис. 1 ( $Q_{max} < Q_{1раб}$ ). Это при-

ведет к тому, что откачка сточных вод будет происходить при напорах значительно превышающих минимально необходимые, а КПД насоса на рабочих режимах будет значительно ниже своего максимального значения. Образующийся при этом потенциал энергосбережения будет тем больше, чем значительное отклонение подачи на оптимальном режиме от подачи в рабочей точке.

К чему приводит в данном случае установка регулируемого электропривода? Она позволяет насосному агрегату работать с минимально допустимыми напорами на всем диапазоне изменения подач (при условии, что расход притока соответствует расходу откачки, а откачка происходит при постоянном уровне в приемном резервуаре). При откачке с верхнего уровня рабочая точка будет перемещаться по кривой 1-3-3'-3'' (рис. 1), а при откачке с нижнего уровня — по кривой 2-2'-2''. Как видно из приведенного рисунка, применение регулируемого электропривода (РЭП) позволяет поддерживать ми-

Т а б л и ц а 1

Время суток $t$ , ч	Приток, $Q$ , м <sup>3</sup> /ч
0 – 1	145
1 – 2	104
2 – 3	91
3 – 4	125
4 – 5	32
5 – 6	126
6 – 7	102
7 – 8	211
8 – 9	223
9 – 10	127
10 – 11	154
11 – 12	286
12 – 13	241
13 – 14	230
14 – 15	184
15 – 16	218
16 – 17	163
17 – 18	173
18 – 19	184
19 – 20	214
20 – 21	206
21 – 22	230
22 – 23	344
23 – 24	247

нимально допустимые напоры, что, с одной стороны, снижает потребление энергии, однако, с другой стороны, диапазон изменения подач существенно расширяется, т.е.  $Q_{\min} \leq Q \leq Q_{\max}$ . Поскольку расход притока и откачки при этом совпадают, то регулирующая способность приемного резервуара КНС не используется, а следовательно степень неравномерности притока и неравномерности откачки при этом совпадают.

Расширение диапазона подач приводит, в свою очередь, к существенному влиянию КПД насоса на его энергопотребление. Если при использовании нерегулируемого привода КПД однозначно определяется только подачей насоса, то в случае применения регулируемого привода (с минимизацией избыточных напоров) КПД насоса, наряду с зависимостью от подачи, будет существенно зависеть от степени отклонения характеристика трубопровода от кривой подобных режимов КПП (рис. 1, кривые 2, 3 и 5). Известно, что степень отклонения характери-

стики трубопровода от КПП определяется соотношением статической составляющей полного напора, т.е.  $H_{st}/H_n$ . Чем больше это соотношение, тем больше будет отклонение фактических значений КПД от максимального значения и, как следствие, к возрастанию потребления энергии насосным агрегатом. Таким образом, с одной стороны, энергопотребление насоса при применении регулируемого привода может быть снижено за счет ликвидации избыточных напоров, а с другой стороны, расширение диапазона подач при существенном влиянии статической составляющей требуемого напора приведет к снижению КПД и увеличению потребления энергии. Потому не может быть универсальных рекомендаций по оценке целесообразности применения РЭП, поскольку соотношение двух указанных выше факторов должно определяться в каждом конкретном случае в зависимости от технологических условий и характеристик применяемого оборудования.

В качестве примера рассмотрим работу канализационной насосной станции (КНС № 1) г. Руза Московской области. Конструкция КНС имеет в плане традиционную цилиндрическую форму диаметром 14 м, разделенную на две части, в одной из которых находится приемный резервуар КНС, в другой — машинное отделение с тремя насосными агрегатами ФГ-540-95 (СД-450-95-2) с обрезкой рабочих колес. Два насоса оснащены электродвигателями привода мощностью  $N_{дв} = 250$  кВт каждый и один  $N_{дв} = 200$  кВт. Полный объем  $V$  приемного резервуара КНС составляет  $223 \text{ м}^3$  (при глубине наполнения  $h = 2,9$  м), объем наполнения:  $V_n = 161 \text{ м}^3$  (при  $h = 2,1$  м) и рабочий объем:  $V_{раб} = 138 \text{ м}^3$  (при  $h = 1,8$  м). Статическая составляющая напора равна 40 м.

Фактические режимы притока сточных вод в резервуар КНС определялись экспериментально лабораторией ООО “Рузские тепловые сети” за период с сентября по ноябрь 2008 г. Осредненные за каждый час в течении трех месяцев наблюдений результаты измерений почасового притока сточных вод приведены в табл. 1.

Из приведенных в таблице данных видно, что приток сточных масс к резервуару КНС носит существенно неравномерный характер. Суммарное поступление сточных вод в сутки составляет  $4360 \text{ м}^3$ .

Поскольку, для определения энергии потребляемой насосом необходимо знать количество часов его работы в году с той или иной подачей, была проведена статистическая обработка опытных данных притока сточных масс за три месяца наблюдений. При статистической обработке весь массив наблюдаемых значений притока был разбит на 24 ста-

Т а б л и ц а 2

№ п/п	Интервал подач, $Q$ , $\text{м}^3/\text{ч}$	Вероятность подачи, $P$
1	64 – 76	0,023
2	76 – 88	0,006
3	88 – 100	0,015
4	100 – 112	0,044
5	112 – 124	0,023
6	124 – 136	0,047
7	136 – 148	0,035
8	148 – 160	0,029
9	160 – 172	0,041
10	172 – 184	0,05
11	184 – 196	0,032
12	196 – 208	0,097
13	208 – 220	0,076
14	220 – 232	0,056
15	232 – 244	0,1
16	244 – 256	0,076
17	256 – 268	0,67
18	268 – 280	0,062
19	280 – 292	0,023
20	292 – 304	0,035
21	304 – 316	0,009
22	316 – 328	0,023
23	328 – 340	0,023
24	340 – 352	0,006

статистических интервала. Результаты статистической обработки приведены в табл. 2.

Для определения энергоэффективности установленного и рекомендуемого вместо него типа насосного оборудования, а также оценки целесообразности установки регулируемого электропривода использовались специально разработанные алгоритмы и компьютерные программы, позволяющие исследовать работу насосного оборудования КНС в режиме реального времени.

В качестве примера, в табл. 3 приведены результаты моделирования работы КНС с агрегатом СД-450-95-2 и с задаваемым оператором временным интервалом ( $\Delta t = 5$  мин). Наряду с текущим временем в таблице приведены состояние агрегата,

уровень воды в приемном резервуаре, его подача, напор и КПД (табл. 3).

По данным таблицы построен график зависимости подачи насоса и уровня воды в резервуаре от времени (рис. 2). Из приведенных в табл. 3 данных и рис. 2 видно, что подача насоса носит циклический, неравномерный характер. В точке 1 насос отключается и находится в режиме ожидания (от точки 2 до точки 4). При этом уровень воды в резервуаре повышается (кривая 2, точки 10, 11). Затем приходит включение насоса (кривая 1, точка 5) и уровень в резервуаре понижается (точки 11, 12). По мере снижения уровня воды в резервуаре подача насоса незначительно уменьшается (кривая 1, участок 5 – 6), а затем насос отключается (участок 6 – 7) и цикл повторяется. На основе решения задачи минимизации энергозатрат [1, 3] была рекомендована замена агрегата СД-450-95-2 на СМ-150-125-400/4. Результаты моделирования с

Т а б л и ц а 3

Время, $t$	Состояние агрегата	Уровень воды в резервуаре, $H_B$ , м	КПД, $\eta$	Подача, $Q$ , м <sup>3</sup> /ч	Мощность $N$ , кВт	Напор, $H$ , м
16,10	1	8,93	0,41	672	198	44,61
16,15	1	9,40	0,43	663,6	193	44,93
16,20	0	8,30	0	0	0	0
16,25	0	8,48	0	0	0	0
16,30	0	8,67	0	0	0	0
16,35	0	8,86	0	0	0	0
16,40	0	9,05	0	0	0	0
16,45	0	9,23	0	0	0	0
16,50	0	9,42	0	0	0	0
16,55	0	9,61	0	0	0	0
17,00	0	9,80	0	0	0	0
17,05	0	10	0	0	0	0
17,10	1	9,46	0,40	680,3	204	44,72
17,15	1	8,92	0,42	671,9	198	44,61
17,20	1	8,4	0,43	663,7	193	44,93
17,25	0	8,31	0	0	0	0
17,30	0	8,51	0	0	0	0
17,35	0	8,71	0	0	0	0
17,40	0	8,91	0	0	0	0
17,45	0	9,11	0	0	0	0
17,50	0	9,31	0	0	0	0
17,55	0	9,51	0	0	0	0
18,00	0	9,71	0	0	0	0
18,05	0	9,95	0	0	0	0
18,10	1	9,73	0,40	684,6	208	41,78

Т а б л и ц а 4

Время, $t$	Состояние агрегата	Уровень воды в резервуаре, $H_B$ , м	КПД насоса, $\eta$	Подача насоса, $Q$ , м <sup>3</sup> /ч	Мощность насоса $N$ , кВт	Напор, $H$ , м
16,10	1	9,77	0,64	305,1	53,2	41,18
16,15	1	9,63	0,64	303,8	53,0	41,32
16,20	1	9,49	0,64	302,5	52,8	41,45
16,25	1	9,35	0,64	301,2	52,6	41,57
16,30	1	9,21	0,64	299,9	52,5	41,71
16,35	1	9,07	0,64	298,6	52,3	41,85
16,40	1	9,84	0,65	297,3	52,1	41,97
16,45	1	8,8	0,65	296,1	52	42,09
16,50	1	8,67	0,65	294,8	51,8	42,21
16,55	1	8,54	0,65	293,6	51,6	42,34
17,00	1	8,41	0,65	292,3	51,5	42,44
17,05	1	8,3	0	291,2	51,3	43,53
17,10	0	8,24	0	0	0	0
17,15	0	8,44	0	0	0	0
17,20	0	8,64	0	0	0	0
17,25	0	8,84	0	0	0	0
17,30	0	9,04	0	0	0	0
17,35	0	9,24	0	0	0	0
17,40	0	9,44	0	0	0	0
17,45	0	9,64	0	0	0	0
17,50	0	9,84	0	0	0	0
17,55	1	9,97	0,64	306,9	53,4	40,99

вычислением параметров рекомендуемого агрегата в режиме реального времени приведены в табл. 4.

По данным табл. 4 построен график зависимости подачи и уровня воды в резервуаре КНС от времени (рис. 3). Результаты сравнения данных приведенных в таблице 3 и 4 и соответствующих им графиков показывают, что подача насосного агрегата СМ-150-125-400/4 в 2 раза ниже, а время работы агрегата за сутки значительно возросло. Это позволяет уменьшить неравномерность поступления

сточных вод в аэротенк, несколько снизить напоры в рабочей точке и обеспечить работу насоса в области высоких значений КПД.

Результаты сопоставления технико-экономических показателей сравниваемых вариантов насосного оборудования приведены в табл. 5.

Из приведенных в таблице данных видно, что установка рекомендуемого агрегата позволит увеличить время его работы с 6,24 до 14,47 часа в сутки, а число отключений снизить с 41–42 до 11–12. Среднечасовой расход откачки уменьшился с 698,7 до 301,3 м<sup>3</sup>/ч, что позволяет снизить коэффициент неравномерности подачи сточных масс в аэротенк с 3,84 до 1,66, т.е. в 2,3 раза. Замена установленного насосного агрегата на рекомендуемый позволит получить экономию энергии равную 505 кВт·ч/сут, т.е. 184 тыс. кВт·ч/год, что в рублевом эквиваленте более 550 тыс. рублей за год. Оснащение агрегата СД-450-95-2 регулируемым электроприводом позволит снизить потребление энергии с 1280 до 1100 кВт·ч/сут, а для агрегата СМ-150-125-400/4 его установка приведет к увеличению потребления энергии на 65 кВт·ч/сут (или 23,7 тыс. кВт·ч/год) при откачке с верхнего уровня и 100 кВт·ч/сут (36,5 тыс. кВт·ч/год) при откачке с нижнего уровня.

Результаты сопоставления технико-экономических показателей свидетельствуют о том, что наиболее эффективной в рассматриваемом случае будет замена работающего в настоящее время насоса СД-450-95-2 на агрегат СМ-150-125-400/4 без применения регулируемого привода. Его установка позволит существенно снизить потребление энергии и получить экономию, составляющую более 550 тыс. рублей в год.

В действительности фактическое потребление энергии, измеренное приборами на КНС № 1, существенно выше (до 1700 кВт·ч/сутки) поскольку в табл. 5 не учтено КПД электродвигателя привода равное 0,9. Кроме того, с целью уменьшения залповых выбросов стоков в аэротенк, что характерно для установленного типа оборудования, напорный трубопровод дросселируются задвижкой. Это позволяет увеличить время работы насоса, снизить неравномерность подачи сточных вод в аэротенк и тем самым значительно повысить качество очистки сточных вод по таким биогенным элементам как азот, фосфор и углерод.

Известно, что на целесообразность применения регулируемого электропривода существенное влияние оказывает соотношение статической составляющей и полного напора, т.е.  $H_{st}/H_{полн}$ . В рассматриваемом случае это соотношение составляет 0,975. В этой связи представляет интерес рассмотрения зависимости энергии, потребляемой сравни-

Т а б л и ц а 5

Показатели	Сопоставляемые варианты насосных агрегатов КНС	
	СД-450-95-2	СМ 150-125-400/4
Суточный объем притока сточных масс, м <sup>3</sup>	4360	4360
Среднее часовое поступление стоков, м <sup>3</sup> /ч	181,7	181,7
Время работы насоса в сутки, $t_{\text{раб}}$ , ч	6,24	14,47
Число отключений в сутки	41 – 42	11 – 12
Средняя часовая подача откачки, м <sup>3</sup> /ч	698,7	301,3
Пределы изменения параметров насоса в рабочей точке при колебании уровня воды в приемном резервуаре КНС:		
подача $Q_{\text{раб}}$ , м <sup>3</sup> /ч	690 – 710	290 – 306
напор $H_{\text{раб}}$ , м	44,5 – 45,1	40,9 – 41
КПД	0,39 – 0,42	0,64 – 0,65
Мощность, $N_{\text{раб}}$ , кВт	216 – 229	50 – 55
Коэффициент неравномерности подачи сточных масс в аэротенк	3,84	1,66
Энергия, потребляемая насосом, кВт·ч/сутки		
без регулируемого привода	1280	775
с регулируемым приводом при откачке:		
с верхнего уровня	1050	840
с нижнего уровня	1100	875
Экономия энергии за сутки, кВт·ч, при откачке:		
с верхнего уровня	230	– 65
с нижнего уровня	180	– 100

**Примечания.** 1. В таблице приведена мощность потребления насосом, без учета КПД электродвигателя привода. 2. Экономия энергии подсчитана по отношению к нерегулируемому приводу. Знак минус означает увеличение потребления энергии.

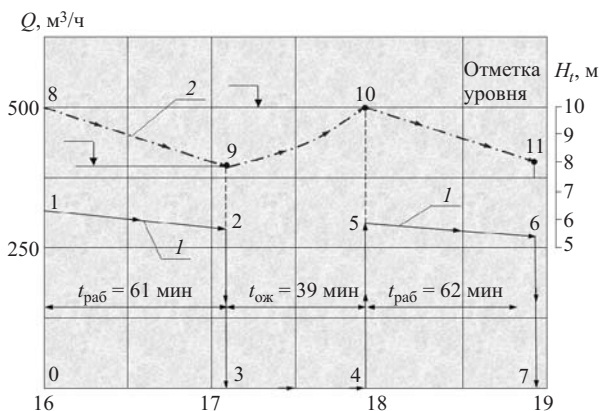


Рис. 3. Зависимость подачи насоса СМ-150-125-400/4 (кривая 1) и уровня воды в приемном резервуаре КНС (кривая 2) от времени

ваемыми насосными агрегатами от соотношения  $H_{st}/H_{полн}$ , которая приведена на рис. 4. Из приведенных графиков видно, что при затратах энергии  $S_w = 282,9$  тыс. кВт · ч/год (775 кВт · ч/сут), что соответствует применению насоса СМ-150-125-400/2 без регулируемого привода, такие же показатели потребления энергии могли бы быть достигнуты при  $H_{st}/H_{полн} = 0,835$  (для насоса СМ-150-125-400/2) и при  $H_{st}/H_{полн} = 0,625$  (для насоса СД-450-95-2). Однако при этом необходимо учесть, что капитальные затраты на покупку, монтаж и установку регулируемого электропривода для насоса СД-450-95-2 составляет примерно 1,5 млн. рублей, тогда как его замена на агрегат типа СМ составит не более 100 тыс. рублей.

## Выводы

1. Применению энергосберегающих мероприятий на КНС должно предшествовать тщательное инструментальное обследование объекта с обязательным выявлением потенциала энергосбережения и установлению причин его возникновения. Это позволит принять наиболее эффективное решение по энергосбережению и повышению качества очистки сточных вод.

2. Инструментальное обследование режимов работы КНС (п. Тучково, г. Руза Московской области и др.) показывает, что установленное насосное оборудование подобрано по существующим энергозатратным методикам со значительным запасом по производительности и напору. Это, в свою очередь, приводит к залповым выбросам сточных масс в аэротенк, что существенно ухудшает качество очистки сточных вод, а также приводит к неоправданному увеличению потребления электроэнергии.

3. Установка регулируемого привода не всегда является наиболее эффективным решением по энергосбережению и не должна восприниматься

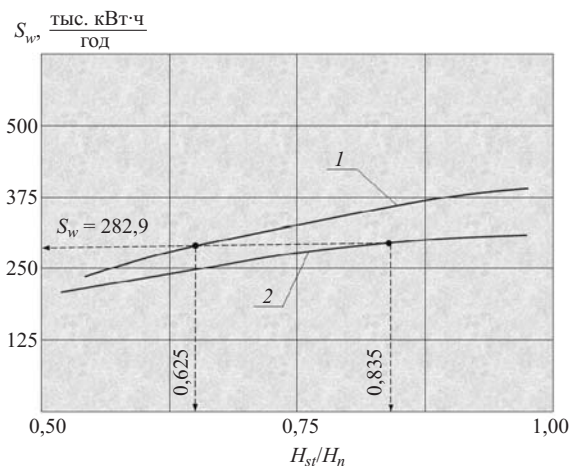


Рис. 4. Зависимость энергии, потребляемой насосным агрегатом КНС с регулируемым приводом, от соотношения статического и полного напоров в трубопроводной системе:

1 — насосный агрегат СД-450-95-2; 2 — насосный агрегат СМ-150-125-400/2

как универсальное средство для сбережения энергии. Расчеты показывают, что замена нерегулируемого агрегата СД-450-95-2 на нерегулируемый типа СМ-150-125-400/4, на примере КНС № 1 (г. Руза Московской области) позволит снизить потребление энергии на 184 тыс. кВт · ч/год, (что в рублевом эквиваленте составит более 500 тыс. руб./год), что не может быть достигнуто применением регулируемого привода.

4. Применения регулируемого привода при откачке с постоянного уровня ( $Q_{прит} = Q_{отх}$ ) при значительной неравномерности притока в приемный резервуар КНС автоматически переносит данную неравномерность на очистные сооружения. При этом не используется регулирующая способность приемного резервуара КНС, что существенно ухудшает качество биологической очистки сточных вод.

## Список литературы

1. Николаев В. Г. Анализ энергоэффективности различных способов управления насосными установками с регулируемым приводом // Водоснабжение и санитарная техника. 2006. № 11. Ч. 2.
2. Курятов В. Н., Мальцев А. П., Злобин А. А. и др. Потенциал энергосбережения и его практическая реализация // Энергонадзор и энергоэффективность. 2003. № 3.
3. Николаев В. Г. Влияние выбора способа управления лопастным насосом на определение его оптимальных параметров при переменной нагрузке // Приборы и системы. Управление, контроль, диагностика. 2008. № 5.
4. Лезнов Б. С. Энергосбережение и регулируемый привод в насосных установках. М.: Энергоатомиздат. 2006.
5. СНиП 2.04.03-85. Канализация. Наружные сети и сооружения. М. 1985.
6. Водоснабжение и водоотведение. Наружные сети и сооружения // Под ред. Б. Н. Репина. М.: Высшая школа, 1995.

# Анализ методики расчета противопаводковой емкости водохранилища

Ильинич В. В., кандидат техн. наук, профессор,

Светлов Е. А., Жморщук Н. Л., инженеры (МГУ Природообустройства)

Надежность функционирования гидротехнических сооружений водохранилищ и безопасность жизнедеятельности на прилегающих к ним территориях во многом зависят от правил регулирования стока при трансформации катастрофических паводков.

В настоящее время традиционный способ определения противопаводковой емкости, основанный на балансовых расчетах трансформации расчетного гидрографа паводка, имеет широкое применение, однако он связан с некоторыми некорректными допущениями, которые могут привести к определенным ошибкам.

Целью настоящей работы является повышение надежности регулирования стока, как с точки зрения противопаводковой безопасности, так и с точки зрения обеспеченности водопользования, для чего решались следующие задачи: формирование стохастической модели речного стока в водохранилище, формирование стохастической модели функционирования водохранилища, анализ режимных вероятностных характеристик, полученных с помощью стохастической модели функционирования водохранилища.

В качестве условного объекта исследования было принято Краснодарское водохранилище на р. Кубань, за счет которого летом обеспечивается орошение 95 % рисовых систем Краснодарского края, и при этом достаточно часто образуются дефициты водопользования. Однако, в те же фазы года, имеется значительная вероятность появления катастрофических паводков, например, в 2002 г. ущерб от паводка составил 8,65 млрд. руб. Таким образом, имеется противоречие: для целей орошения водохранилище должно находиться в наполненном состоянии, а для задержания максимальных расходов паводков оно должно быть достаточно опорожнено. Соответственно, в такой ситуации вполне обоснован расчет противопаводковой емкости при традиционном условии наполнения водохранилища перед началом паводка до НПУ, отметка которого составляет 33,75 м (объем при НПУ — 1798 млн. м<sup>3</sup>).

Исследования проводились на основе данных гидрологического ряда суточного притока воды в Краснодарское водохранилище с 1974 г. по 2005 г. (всего 32 года), полученного в Кубанском бассейновом водном управлении.

Одним из методов моделирования процессов стока является метод фрагментов [1], суть которого заключается в моделировании сначала искусственного гидрологического ряда годовых расходов

воды, а затем модели внутригодового распределения стока — фрагмента.

Всего было получено 32 фрагмента [2] в виде совокупности коэффициентов

$$\Phi_{mj} = Q_{mj}/Q_m,$$

где  $m$  — номер фрагмента ( $m = 1 - 32$ );  $j$  — номер пентады года ( $j = 1 - 72$ );  $Q_{mj}$  — приток в водохранилище в  $m$ -м году  $j$ -й пентады;  $Q_m$  — годовой приток к водохранилищу в  $m$ -м году.

В результате определялись пентадные значения расхода воды искусственного гидрологического ряда

$$Q_{ij} = Q_i \Phi_{mj},$$

где  $Q_i$  — годовой приток к водохранилищу в смоделированном  $i$ -м году.

Далее анализировалась степень соответствия исходного и смоделированного гидрологических рядов. В частности сравнивались их выборочные статистические характеристики. Метод фрагментов неоднократно проверяли различные исследования [1, 3, 4], которые подтвердили возможность его применения к водохозяйственным расчетам, тем не менее, анализ степени совпадения параметров исходного и смоделированного гидрологических рядов каждый раз дает дополнительные гарантии правомерности его применения.

Исходя из сравнения аналитической кривой обеспеченности искусственного ряда с эмпирической кривой обеспеченности исходного ряда наблюдений, оценки соответствия внутригодового распределения стока, а также статистической оценки однородности рядов [2, 5], можно сделать вывод: используемый способ моделирования искусственных гидрологических рядов достаточно точен, и имеющиеся отклонения не могут оказать существенного влияния на параметры водохранилища при имитационных расчетах его функционирования. Практически, можно сказать, что исходный ряд средних пятисуточных расходов воды и смоделированный ряд относятся к одной генеральной совокупности.

Большинство водохозяйственных задач невозможно решить, основываясь исключительно на аналитических методах. Такие задачи достаточно корректно можно решать с помощью моделирования работы водохранилища в соответствии с прави-

**Статистические параметры характеристик паводья и расчетных значений противопаводковой емкости**

№ ряда	$Q_{\text{ср, макс}}$ , м <sup>3</sup> /с	$C_v$	$C_s/C_v$	$Q_{0,1\%}$ , м <sup>3</sup> /с	$W_{\text{ср}}$ , млн. м <sup>3</sup>	$C_v$	$C_s/C_v$	$W_{0,1\%}$ , млн. м <sup>3</sup>	$V_{\text{пп}}$ , млн. м <sup>3</sup>	$f$
1	1201	0,32	3,5	2751	2730	0,35	2,5	6148	1288	44
2	1196	0,32	4,0	2734	2853	0,29	3,5	6110	1274	42
3	1172	0,32	4,0	2681	2773	0,30	4,0	5990	1186	32
4	1154	0,32	4,0	2639	2842	0,30	4,0	5898	1109	24
5	1131	0,32	3,5	2599	2711	0,30	3,5	5809	950	6
6	1136	0,32	3,5	2595	2763	0,29	4,0	5799	1137	27
7	1212	0,28	3,0	2537	2866	0,31	2,0	5670	1030	15
8	1155	0,30	1,5	2519	2649	0,29	1,5	5630	864	-4
9	1085	0,32	5,0	2491	2700	0,34	4,0	6462	1272	42
10	1062	0,32	4,0	2433	2625	0,28	3,5	5437	1018	14
11	1075	0,31	3,5	2412	2571	0,31	3,5	5389	906	1
12	1097	0,29	3,5	2352	2622	0,27	3,0	5255	839	-6
13	1128	0,27	3,5	2320	2804	0,23	3,0	5184	905	1
14	1098	0,28	3,0	2298	2706	0,26	3,5	5135	883	-1
15	1130	0,26	3,5	2277	2744	0,22	2,5	5087	783	-13
16	1037	0,30	4,0	2263	2609	0,26	3,5	5057	772	-14
17	1193	0,29	3,5	2219	2836	0,31	2,0	5757	1014	13
18	1109	0,24	3,5	2115	2796	0,22	2,0	5487	932	4
19	1110	0,22	3,0	2016	2533	0,23	4,0	4442	544	-39
20	1111	0,22	3,5	2016	2720	0,18	3,5	4690	768	-14
21	1072	0,28	4,0	2001	2544	0,29	3,5	5191	886	-1
22	1123	0,24	1,5	1996	2669	0,21	2,0	4646	812	-9
23	980	0,26	3,5	1971	2382	0,29	3,0	5115	766	-15
24	1069	0,22	3,5	1939	2595	0,19	4	4513	743	-17
25	1110	0,22	3,5	1926	2523	0,24	2,5	4242	904	1
26	1059	0,22	3,5	1883	2624	0,2	3,5	5113	826	-8
27	1083	0,27	3,5	1850	2669	0,25	3,5	5229	603	-33
28	1066	0,27	1	1818	2639	0,22	1	5138	859	-4
29	1096	0,22	4	1785	2711	0,18	3,5	4631	607	-32
30	1040	0,24	3,5	1657	2363	0,3	3,5	4683	563	-37
31	1181	0,24	3,5	1609	2820	0,19	3	4548	599	-33
Ср.	1112	0,27	3,4	2216	2677	0,26	3,1	5274	892	18

лами регулирования стока. Для Краснодарского водохранилища такие правила выражались традиционным диспетчерским графиком. Во время прохождения катастрофических паводков использовались следующие правила регулирования стока: при достижении НПУ и продолжении увеличения расходов притока в нижний бьеф пропускаются расходы воды, не превышающие установленного значения  $q_{\text{НПУ}} = 1200 \text{ м}^3/\text{с}$ , а при достижении и последующем превышении нормативного объема водохранилища  $V_{\text{мпу}} = V_{\text{макс1}} = 2484 \text{ млн. м}^3$ , разрешено сбрасывать расходы воды, не превышающие  $q_{\text{макс1}} = 1500 \text{ м}^3/\text{с}$ . Соответственно, после заполнения всей максимальной емкости  $V_{\text{фпу}} = V_{\text{макс1}} = 2794 \text{ млн. м}^3$  разрешено сбрасывать расходы воды, не превышающие  $q_{\text{макс2}} = 1600 \text{ м}^3/\text{с}$ . При невозможности пропустить паводок с такими условиями используются все водопропускные устройства. Однако такие действия являются аварийными, поскольку приводят к выходу воды на пойму и затоплению территории нижнего бьефа.

На основе моделирования процесса притока воды к Краснодарскому водохранилищу была составлена математическая модель его работы, реализованная на ПК. В основе модели лежит балансовый расчет наполнений водохранилища при заданных правилах эксплуатации водохранилища по пятисуточным интервалам, в пределах которых практически можно полагать притекающие расходы воды постоянными [6].

Для анализа возможных ошибок в определении величины противопаводковой емкости при расчетах трансформации паводка традиционным способом использовались искусственные ряды пятисуточных расходов притока к Краснодарскому водохранилищу. Всего было смоделировано 10 рядов длительностью 1000 лет.

Каждый смоделированный 1000-летний ряд разбивался на 31 выборку максимальных среднепентадных расходов воды длительностью по 32 – 33 года, то есть аналогичной длительности исходного ряда наблюдений.

Далее, согласно рекомендациям нормативных документов [7, 8, 9], определялись расчетные гидрографы с заданной вероятностью превышения максимальных расходов и объемов основной волны паводков  $P = 0,1 \%$ , что соответствует требованиям поверочных расчетов трансформации паводков для сооружений 1 класса. Модульные коэффициенты максимальных расходов ( $K_p$ ) вероятностью превышения 0,1 % и их отклонения от оценки математического ожидания ( $K_{0,1\%} - K_{\text{ср},0,1\%}$ ) сопоставлялись со среднеквадратическими ошибками квантилей распределения случайных величин. В результате был сделан вывод, что уже при определении расчетных модульных коэффициентов максималь-

ных расходов воды возможны отклонения от оценки их математического ожидания, превышающие среднеквадратическую ошибку в 50 % случаев. Тем не менее, можно сказать, что полученные погрешности при определении расчетных величин максимальных расходов не являются исключительными. Теория гидрологических расчетов предполагает наличие значительных погрешностей при определении характеристик стока редкой повторяемости [7, 8].

Степень аккумуляции паводочного стока во многом определяется объемом его основной волны. Исходя из этого, проводился статистический анализ по 31 искусственной реализации расчетных объемов паводка обеспеченностью 0,1 % и соответствующих квантилей распределения. Продолжительность основной волны паводка была принята равной 45 суткам. Проведенные расчеты показали, что отклонения расчетных значений  $K_p$  и  $W_p$  от их математического ожидания достаточно значимы. Превышения среднеквадратической ошибки для  $K_p$  зафиксировано в 19 случаях из 31, т.е. более чем в 60 %. Такие погрешности в дальнейшем могут являться причиной неточных расчетов трансформации паводков водохранилищем. Относительные ошибки в 12 случаях из 31 случая превышают 10 %, из них 2 ошибки более 20 %. Для  $W_p$  относительные отклонения в 5 случаях из 31 превышают 15 % и 1 ошибка больше 20 %.

В соответствии с вычисленными значениями  $Q_p=0,1\%$  и  $W_p=0,1\%$  и выбранными наиболее опасными формами гидрографов, согласно [7, 9], был построен 31 гидрограф расчетного паводка. С помощью обычных балансовых вычислений трансформации паводков на Краснодарском гидроузле определялись расчетные значения противопаводковой емкости. Результаты анализа представлены в таблице, где значения  $f=(V_{пп} - V_{српп})/V_{српп} \cdot 100\%$  характеризуют относительные отклонения полученных значений противопаводковой емкости от среднего значения  $V_{ср.пп}$  по всем 31 реализациям.

Анализ результатов представленной таблицы убеждает в том, что традиционный метод расчета противопаводковой емкости не является достаточно точным. В 10 случаях из 31 относительные ошибки составляют более 25 %, в 3 случаях более 40 %. Определяемые таким способом значения противопаводковой емкости могут отличаться более чем в 2 – 3 раза.

По результатам расчетов максимальный расчетный расход с учетом гарантийной поправки (для сооружений 1 класса) для наиболее опасного варианта из таблицы составил 3280 м<sup>3</sup>/с, при этом расчетный объем паводка оказался равным 7,4 км<sup>3</sup>, а

противопаводковая емкость 1550 млн. м<sup>3</sup>. При этом противопаводковая призма должна занимать значительную часть полезного объема водохранилища и быть свободной во время прохождения основной паводковой волны.

Поскольку, расчеты трансформации паводочного гидрографа, проведенные исключительно балансовым способом, сами по себе не могут повлиять на точность определения противопаводковой емкости, то очевидно, что наибольшее нарушение корректности вызвано принятием гипотезы об одинаковой обеспеченности расчетных величин максимального расхода и объема основной волны паводка, а также принятием конфигурации конкретного гидрографа за типовую.

## Выводы

1. Максимальные приточные расчетные расходы воды к водохранилищу согласно нормативным документам [7, 9] определяются достаточно точно относительно имеющейся исходной информации.

2. При построении расчетного гидрографа согласно [7, 9], применяется такой инженерный подход, который не обеспечивает достаточно корректной и объективной оценки ошибок всех результатов, что подтверждает необходимость проведения нескольких расчетов противопаводковой емкости по нескольким моделям паводков.

3. При наличии возможности целесообразно проводить проверку полученных решений с помощью имитационного стохастического моделирования функционирования водохранилища по длительным искусственным гидрологическим рядам.

## Список литературы

1. Сванидзе Г. Г. Основы расчета регулирования речного стока методом Монте-Карло. Тбилиси: Мецниереба, 1964.
2. Светлов Е. А., Ильинич В. В. Стохастическая модель водохранилища. М.: МГУ Природообустройства. 2008, № 4.
3. Ильинич В. В. Имитационная модель работы водохранилища. Экспресс-информация. 1982. — С. 1 – 4.
4. Резниковский А. Ш. Гидрологические основы гидроэнергетики / А. Ш. Резниковский, А. Ю. Александровский // М.: Энергия, 1979.
5. Светлов Е. А. Оценка однородности годового стока реки Кубань // Мелиорация и водное хозяйство. 2009. № 1.
6. Светлов Е. А. Обоснование выбора дискретности при разработке математической модели водохранилища. Роль природообустройства сельских территорий в обеспечении устойчивого развития АПК. Ч. 1 // Материалы международной научно-практической конференции МГУП, 2007.
7. Строительные нормы и правила СП-33-101-03. Л. Гидрометиздат, 2003.
8. Строительные Нормы и Правила 33 – 01 – 2003 РФ. Гидротехнические сооружения. М. 2003.
9. Пособие по определению расчетных гидрологических характеристик. Л.: Гидрометиздат. 1984.



### Правда и мифы о приливных электростанциях

Лапин Г. Г., инженер.

В последнее десятилетие в России активизировались научно-исследовательские и проектно-испытательские работы по приливным электрическим станциям (ПЭС). Ввод мегаПЭС появился в “Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2020 г.”, “Программе развития гидроэнергетики России на период до 2020 г. и на перспективу до 2030 г.” и других плановых и инвестиционных документах. В частности, в “Генеральной схеме...” предполагался ввод до 2020 г. 700 МВт на Мезенской и 200 МВт на Тугурской ПЭС. В “Программу развития...” по заданию ОАО “ГидроОГК” были включены вводы 12 МВт в 2010 г. на Северной ПЭС, 2500 МВт в 2019 – 2020 гг. на Мезенской ПЭС и 510 МВт в 2020 г. на Тугурской ПЭС. Автор настоящей статьи неоднократно предупреждал о преждевременности и нецелесообразности этих планов. Такой же точки зрения придерживается большинство проектировщиков — гидроэнергетиков.

**О сущности явления приливов и отливов.** Явление морского прилива состоит в периодических подъемах и спадах уровня моря, которые мало заметны в открытом море, а у берегов достигают десяти и более метров. Приливы происходят вследствие действия сил земного тяготения в системе Земля — Луна — Солнце и центробежных сил, возникающих при вращении Земли. В результате вокруг Земли возникает гравитационное поле приливообразующей силы, имеющее эллипсоидную форму. Главным приливообразующим небесным телом является Луна. Ввиду того, что за время одного оборота Земли вокруг своей оси Луна перемещается на  $1/29$  часть своей орбиты, время следующего прилива или отлива запаздывает по отношению к предыдущему приливу или отливу на 25 минут.

Солнце вызывает приливы, имеющие суточную периодичность. Ввиду большего удаления от Земли чем Луна, приливообразующая сила Солнца в 2,17 раза меньше силы Луны. Таким образом, большая ось эллипсоида приливообразующей силы направлена в сторону Луны. При совместном действии приливообразующих сил Луны и Солнца наблюдается максимальный прилив — сизигия, при противоположном действии — наименьший прилив — квадратура.

Величина и периодичность прилива и отлива зависят от сложения приливообразующих сил Луны и Солнца, а также от конфигурации дна моря, входа в губу, бухту, русло каналов, подводных приливную

волну к берегу. В совокупности эти факторы дают то многообразие по характеру и величине приливных явлений, которое можно наблюдать в различных пунктах береговой линии мирового океана. Имеются закономерности, позволяющие выделить основные типы приливов.

*Правильные полусуточные приливы* определяются преобладанием лунной составляющей полусуточного периода, при которой наблюдается строгая закономерность прохождения приливной волны за 6 ч 12,5 мин и отлив, проходящий также за 6 ч 12,5 мин. Продолжительность общего цикла прилив — отлив остается неизменной и равна 12 ч 25 мин.

*Правильные суточные приливы* характеризуются преобладанием составляющих суточного периода и продолжительностью одного цикла 24 ч 50 мин.

Остальные типы приливов характеризуются различным сочетанием этих двух закономерностей [1].

Чарльз Дарвин называл приливы “трением, возникающим в подшипниках земли”. Это трение, т.е. гашение энергии прилива на трение о морское дно, перемещение наносов, турбулентное перемешивание воды, колебание водной оболочки земного шара является причиной замедления вращения Земли. По данным американского ученого Дэвида Ашера четыре миллиарда лет назад продолжительность земных суток равнялась 10 ч. Ученые Аврамик и Ваньо определили продолжительность суток в протерозойский период равной 20 ч, а 400 млн. лет назад 22 ч [2].

Наивысший на Земле прилив максимальной величиной 16,2 м наблюдается в северных широтах в устье реки Птикодиак в Канаде. Большие приливы имеют место на берегах Франции (Сен-Мало — 13,5 м), Англии (Северн — 14,5 м), Аргентины (Патагония — 13,3 м), Южной Кореи (Сеул — 11 м), Австралии (Фицрой — 11,5 м), Индии — 9 м, Бирмы (Рангун — 7,5 м). У берегов России значительные приливы наблюдаются лишь на побережьях Баренцева моря (Лумбовский залив — 7,2 м), Белого моря (Мезенский залив — 10 м) и Охотского моря (Пенжинский залив — 13,5 м) [2].

Теоретический гидропотенциал бассейна предполагаемой ПЭС при однобассейновой схеме двустороннего действия может быть определен по формуле:

$$E_{\text{год}} = 0,67 \cdot 10^6 A_{\text{ср}}^2 S, \quad (1)$$

где  $E_{\text{год}}$  — энергия, которая теоретически может быть за год выработана на ПЭС, кВт · ч;  $A_{\text{ср}}$  — средняя величина прилива, м;  $S$  — площадь бассейна ПЭС, км<sup>2</sup>.

Мощность предполагаемой ПЭС ( $N$ , кВт) на предварительных стадиях рекомендуется определять по формуле

$$N = 225 A_{\text{ср}}^2 S. \quad (2)$$

Теоретический гидропотенциал для ПЭС России составляет 210,6 млрд. кВт · ч, в том числе Европейская часть — 40,6 млрд. кВт · ч, Азиатская часть — 170 млрд. кВт · ч [1]. Следует иметь в виду, что при проведении ПИР на последующих стадиях этот потенциал будет корректироваться в меньшую сторону. Таким образом, теоретический потенциал приливной энергии на побережьях России составляет менее 10 % гидропотенциала рек России. Наличие огромного потенциала приливной энергии в России является мифом и не соответствует действительности.

Потенциалы приливной энергии других стран мира, млрд. кВт · ч: США — 30,5; Канада — 76; Франция — 130; Англия — 52,3; Аргентина — 46,2; Австралия — 700 [1].

**Об использовании приливной энергии в странах мира.** Сторонники ПЭС утверждают, что энергия, вырабатываемая ПЭС, это дешевая и экологически чистая энергия. Если это так, почему ПЭС не строятся, за исключением единственной промышленной ПЭС Ранс и нескольких малых экспериментальных ПЭС и почему многовековой опыт использования приливной энергии не получил мощного импульса после создания электрогенератора, как это произошло со строительством ГЭС? Чтобы ответить на эти вопросы, необходимо обратиться к истории.

Энергия приливов используется человеком тысячелетия. В древнегреческих мифах можно найти намек на существование мельниц, использовавших приливные течения в Ионическом море. В старинных летописях встречаются упоминания о приливных мельницах, работавших в XI в. на побережьях Галлии и в XIII в. в Голландии. В земельной описи Англии 1066 г. упоминается о существовании приливной мельницы в Дуврской бухте, а в 1135 г. вблизи Лондона была построена приливная мельница Бромли-бан-Боу, которая работала до 1940-х годов. График работы мельниц в режиме приливов вызывал большие трудности по найму рабочих. В частности известен исторический факт, когда рабочие мельницы Хайл Милл в графстве Корнуэлл

(Англия) отказались работать по “лунному графику” [2].

**Соединенные Штаты Америки.** Первые проекты использования приливной энергии связаны с именем инженера Декстера Купера. Он жил на берегу реки Кобекуид в заливе Фанди и был одержим идеей использования могучего потока прилива, который ритмично поступал в залив и обратно под окнами его дома. Купер изучил трактат 1737 г. известного французского гидротехника Бернара Беладора, который предложил бассейн приливной мельницы разделить внутренней плотиной на две части. Во внешней плотине устраиваются только водопропускные шлюзы, а во внутренней — мельница. Бассейны поочередно соединяются с морем: во время прилива — один, отлива — другой. Таким образом постоянно создается перепад между бассейнами, и мельница может работать независимо от цикла приливов и отливов. Эта идея получила название “цикла Беладора”, а в 1890 г. французский инженер Декер запатентовал эту идею для ПЭС.

В 1921 г. инженер Купер выдвигает первый грандиозный проект двухбассейновой ПЭС установленной мощностью 400 МВт с годовой выработкой 3 млрд. кВт · ч. Истратив на проектирование все свое состояние, он создает компанию по использованию приливов, в которую привлекает крупные энергетические фирмы США. В результате появляются компромиссные проекты 1924, 1928 и 1933 гг., которые не выдержали критики экспертных органов.

В 1935 г. Президент США Рузвельт, который до своего избрания на пост Президента жил по соседству с Купером и был вдохновлен его проектом, принял решение выделить 7 млн. долларов на начало работ по строительству ПЭС, получившей название “Кводди”. По этому проекту предусматривалось сооружение однобассейновой ПЭС в заливе Кубекуид и дублирующей ГАЭС Хейкок. Мощность ПЭС намечалась 210 МВт, годовая выработка 340 — млн. кВт · ч, мощность ГАЭС — 68,5 МВт. К ноябрю 1935 г. был построен поселок, приняты на работу 5000 человек, построены дороги и часть плотин. Компания Купера оценила стоимость комплекса в 30 млн. долларов, однако правительственная комиссия Флеминга определила другую цифру — 62 млн. долларов. Альтернативные, замещающие этот комплекс ТЭС, стоили 14,9 млн. долларов, а ГЭС — 22 млн. долларов. Экономист Эдисоновского электротехнического института Карпентер сказал об этом проекте: “Техническая возможность и экономическое безумие”. В результате горячей полемики, развернувшейся в Американском обществе гражданских инженеров, проект “Кводди” называли “дорогостоящим капризом”. В 1936 г., когда было истратчено 7 млн. долларов, проект был оставлен, уже заключенные контракты на сумму 43 млн. долларов расторгнуты, а рабочие уволены [2].

После этого фиаско в 1941 г. и 1959 – 1961 гг. появились проекты реанимации проекта “Кводди”. На основе нового соглашения между США и Канадой было выделено 3,9 млн. долларов США на составление проекта. Было рассмотрено 60 вариантов створов разделительной плотины для двухбассейновой схемы. В результате этих разработок была предложена двухбассейновая ПЭС с установленной мощностью 345 МВт, компенсируемой ГЭС Ренкин-Рэпидс. В апреле 1961 г. объединенная американо-канадская комиссия представила доклад в правительства США и Канады, которая вновь сделала вывод, что “осуществление проекта ПЭС экономически не оправдано”.

Позже в 1963 – 1964 гг. была предпринята новая попытка преодолеть недостатки проекта. Мощность ПЭС была повышена до 1000 МВт, были применены капсульные агрегаты и предусмотрена работа ПЭС с двумя ГЭС: Дики и Линкольн — Скул. Стоимость этого варианта оказалась в 4 раза выше альтернативных ГЭС, что вызвало ожесточенную критику этого проекта.

В 1980-е годы специалисты обратили внимание на заливы Аляски и, в первую очередь, на створ в заливе Кука, однако опять получили чрезмерно высокую стоимость проекта ПЭС [2].

**Франция.** В 1890 г. инженер Декер выдвинул предложение о строительстве ПЭС в устье Соммы, которое не получило продолжения. В 1925 г. правительство Франции принимает решение о строительстве ПЭС в местечке Абер Врак около Бреста. Кроме однобассейновой ПЭС предусматривалось сооружение компенсирующей ГАЭС на р. Диури. Для установленной мощности ПЭС 4 МВт требовалось практически построить три станции: приливную, насосную и генерирующую. Стоимость электроэнергии получилась значительно выше, чем для ТЭС и ГЭС. По этой причине строительство ПЭС было прекращено в самом начале, однако проработки продолжались. Появились двух-трехбассейновые циклы, которые позволяли непрерывно вырабатывать регулируемую электрическую энергию. Венцом этих исследований явился цикл “Како-Дефура” 1937 г., предложенный для ПЭС на побережье Франции, однако ни один проект не был принят.

В 1940 г. в оккупированной немцами Франции проблемами ПЭС увлекся молодой инженер Робер Жибра. В 1941 г. он создает Общество по использованию приливной энергии (в условиях оккупации работы велись тайно). Было создано четыре группы специалистов, работавших по разным направлениям под руководством Жибра.

Первая группа занималась математическими проблемами энергетических расчетов, что позволило решить вопросы, касающиеся режимов ПЭС, в том числе применительно к проектируемой ПЭС Ранс. Изучение динамики приливов на мелководье позволило раскрыть влияние плотины ПЭС на при-

ливы. Наблюдаемые в бассейне будущей ПЭС колебания уровня воды являются результатом сочетания приливных колебаний, приходящих из океана, с собственными колебаниями. При отсечении бассейна плотиной ПЭС условия этого сочетания меняются. В случае резонанса перед плотиной происходит рост величины прилива, а при диссонансе она уменьшается. Дальнейшее решение этой задачи было найдено много лет спустя канадскими и английскими специалистами. По этой причине при детальной проработке приходится отказываться от многих створов, предлагавшихся ранее для строительства ПЭС.

Вторая группа специалистов создала в крупнейших гидравлических лабораториях Франции физические модели эстуария для проверки результатов математических расчетов первой группы и гидравлики. Первая модель была создана в лаборатории Дофине в 1945 г., вторая в 1954 г. в лаборатории Шату и имела размеры в плане 17 × 150 м.

Третья группа решала вопросы организации строительства и производства работ, в последующем возведение ПЭС Ранс было осуществлено под защитой перемычек, то есть в сухом котловане.

Четвертая группа создавала агрегат ПЭС. Для этого была осуществлена грандиозная программа исследований и натурных испытаний, в которых участвовали все европейские турбиностроительные фирмы. После испытания моделей многочисленных вариантов были отобраны девять прототипов горизонтального агрегата. Для проверки их работы в натуральном масштабе на реках Франции в период с 1953 по 1959 гг. было построено 6 ГЭС, на которых были установлены и испытаны эти машины. В результате была создана турбина, лопасти которой имели S-образный профиль, что обеспечивало безударное обтекание лопасти потоком при двустороннем вращении. Удалось получить высокий КПД при работе этой турбины во всех режимах. В конечном итоге было изготовлено 24 агрегата, установленных в 1966 – 1967 гг. на ПЭС Ранс.

Р. Жибра разработал теорию циклов, сущность которой состояла в том, что если агрегат сделать реверсивным, т.е. способным к двусторонней работе, и обратимым, то есть способным работать в насосном режиме, это позволит использовать его в шеститактном режиме: турбинном, насосном и водопропускном в обоих направлениях. Сочетание этих тактов с различными фазами прилива и потреблением электроэнергии позволяет получить бесчисленное множество комбинаций и работать в режиме, необходимом энергосистеме. Эти циклы получили название “циклов Жибра”.

Благодаря этой огромной работе в 1961 – 1967 гг. была построена ПЭС Ранс мощностью 240 МВт. На ней была реализована однобассейновая схема двустороннего действия.

После реализации проекта строительства ПЭС Ранс руководство компании Электриситэ де Франс приняло неожиданное для многих решение — запретило специалистам разрабатывать проекты ПЭС для реализации во Франции.

Энергетический кризис 1970-х годов возбудил некоторый интерес к ПЭС Шозе, однако проект был отклонен по экономическим и экологическим причинам. Жители побережья Котантен восстали против строительства этой ПЭС [2].

Позже имели место попытки разработать и реализовать другие проекты ПЭС, однако в стране, где электроснабжение базируется на АЭС, где относительно небольшой гидропотенциал рек реализован почти полностью, строительство ПЭС с их нерегулируемой пульсирующей энергией практически исключено.

**Канада.** В 1965 г. была опубликована схема возможных створов ПЭС в заливе Фанди. В 1966 г. правительство Канады создало специальное “Атлантическое управление по приливной энергии”. Управление развернуло проектно-изыскательские работы по ПЭС в заливе Фанди. Были изучены 23 створа, разработаны десятки вариантов ПЭС, однако все эти проекты были признаны неэкономичными.

В период экономического кризиса 1970-х годов канадское правительство решило пересмотреть проекты 1969 г. Этот пересмотр, опубликованный как проект 1977 г., впоследствии откорректированный как проект 1982 г., так и остался нереализованным. Единственным достижением можно считать строительство в 1984 г. опытно-промышленной ПЭС Аннаполис в заливе Фанди мощностью 20 МВт и стоимостью 56 млн. долларов [2].

**Великобритания.** В этой стране долгое время занимались разработкой двухбассейновых схем, идеологом которых был профессор Шоу. Основные работы велись по ПЭС Северн. Однако в 1980-х годах правительственный комитет Севернкой плотины отдал предпочтение однобассейновой схеме, идеологом которой являлся профессор Е. М. Вилсон. В решении комитета 1981 г. была рекомендована схема Вилсона — Бонди одностороннего действия, откорректированная в 1988 г. В плотине, расположенной между городами Кардифф и Вестон-Супер-Мар, длиной 15,9 км предполагалось разместить водопропускные и агрегатные наплавные блоки с 216 гидроагрегатами общей установленной мощностью 8,14 ГВт и с годовой выработкой 17 млрд. кВт · ч. Стоимость этого проекта была определена в 8 млрд. английских фунтов стерлингов [2]. Строительство должно было осуществиться в 2000 г., однако до настоящего времени не начато.

**Австралия.** В 1963 г. инженер Льюис предложил 40 створов для возможного строительства ПЭС. Дальнейшее проектирование было заказано французской фирме СОГРЕА. В 1965 г. был разработан проект ПЭС Секюр мощностью 540 МВт, в

котором предлагалось плотиной длиной 1840 м в узкой и глубокой горловине отсечь залив площадью 80 км<sup>2</sup>. Здание ПЭС предлагалось разместить в береговых скальных выемках. Экономическая оценка проекта выявила его неэффективность, стоимость ПЭС оказалась в 2,2 раза дороже альтернативной ГЭС [2].

**Китай.** В КНР в 1960-е годы появились десятки малых и микроПЭС мощностью 10 – 100 кВт, которые не смогли оправдать себя экономически и были брошены.

В 1978 – 1986 гг. в 200 км от Ханчжоу была построена опытно-промышленная ПЭС Цзянсянь мощностью 3 МВт, имеющая шесть капсульных агрегатов по 500 кВт каждый [2]. О реализации проектов других ПЭС в Китае автору неизвестно.

**Южная Корея.** На побережье этой страны высота прилива достигает 11 м. Сначала французская фирма СОГРЕА, а с 1974 г. Национальный институт развития и исследований океана (КОРФИ) на предварительных стадиях проектирования рассмотрел 19 створов для возможного строительства ПЭС. Была выбрана одна — ПЭС Гаролим. Неоднократно усовершенствованный проект предусматривал возведение ПЭС мощностью 400 МВт, однако проект оказался экономически неэффективным [2].

Имеется информация о проекте ПЭС Siwha Lake. Средняя величина прилива в створе ПЭС 5,64 м, длина плотины 12,4 км. Предполагалась установка десяти капсульных агрегатов мощностью по 25,2 МВт каждый. Стоимость гидросилового оборудования — 95,3 млн. долларов. Стоимость всего проекта оценивалась в 250 млн. долларов и представляется заниженной. Намечавшиеся сроки строительства 2003 – 2009 гг. Состояние проекта в настоящее время автору неизвестно. В любом случае следует учитывать, что Южная Корея практически освоила небольшие гидроресурсы своих рек, не имеет запасов углеводородов и в условиях дефицита электроэнергии может быть вынуждена осуществлять дорогостоящие проекты электрических станций.

*Таким образом, результаты проектно-изыскательских работ по ПЭС в течение ста лет показали их неэффективность и экономическую непривлекательность во всех странах мира. Именно это является главным препятствием для их строительства.*

Идея использования энергии приливов держится во всем мире на инженерах, фанатично верящих в ПЭС. Таких инженеров единицы. В США это был Д. Купер, в Канаде Г. Годин, в Великобритании Е. Вилсон, во Франции Р. Жибра, в СССР Л. Б. Бернштейн. В настоящее время в России идею строительства ПЭС из числа профессиональных гидротехников поддерживает небольшое количество учеников и последователей Бернштейна Л. Б.

Бернштейн Л. Б. увлекся идеей использования энергии приливов еще в студенческие годы. Его

дипломный проект, защищенный в 1939 г., был посвящен ПЭС в губе Кислой. Окончив институт, он всю свою трудовую жизнь посвятил вопросам проектирования и строительства ПЭС. Изыскивая пути сокращения стоимости ПЭС, он практически сразу отказался от многобассейновых ПЭС. Многобассейновые ПЭС позволяют вырабатывать электроэнергию в режиме потребления, однако наличие отсекающих плотин в акватории бассейна и других дополнительных (в частности водопропускных) сооружений значительно ухудшает удельные стоимостные показатели таких ПЭС. Бернштейн Л. Б. был сторонником однобассейновых ПЭС двухстороннего действия, что представляется правильным.

Следующей идеей Бернштейна Л. Б. стало строительство ПЭС наплавным способом. Именно так в 1968 г. была построена Кислогубская ПЭС мощностью 400 кВт. В конечном итоге, идея строительства ПЭС наплавным способом была принята на вооружение всеми разработчиками ПЭС в мире как путь сокращения затрат на строительство.

Хочу отметить, что по установленной мощности Кислогубская ПЭС относится к малым гидравлическим станциям, каких в СССР было около семи тысяч. Вместе с тем ни одна малая ГЭС, имеющая значительно лучшие технические параметры и экономические показатели, не освещалась так часто в статьях, как Кислогубская ПЭС.

Другой идеей Бернштейна Л. Б. стало строительство ПЭС огромной мощности. Эта идея строилась на следующей логике. Чтобы ПЭС стала экономичной, она должна быть огромной мощности, системообразующей станцией в энергосистеме. Не ПЭС “должна приспособливаться” к потребностям энергосистемы, а все остальные станции энергосистемы “должны подстраиваться” под ее режим и обслуживать мегаПЭС. На основании этого “гениального озарения” начинается разработка и продвижение на всех уровнях идеи строительства Тугурской и Мезенской ПЭС огромной мощности, выдвигается идея создания гигантской Пенжинской ПЭС мощностью 87 000 МВт и выработкой 190 ТВт · ч, что составляет более 90 % технического потенциала приливной энергии России. Не ограничиваясь границами СССР, Бернштейн Л. Б. предлагает построить в Европе мегаПЭС, режим работы которой обслуживался бы регулирующими возможностями всех ГЭС европейских и скандинавских стран. Как ни странно, но идея строительства мегаПЭС нашла поддержку специалистов в некоторых странах, в частности в Великобритании (ПЭС Северн мощностью 8140 МВт).

*Фундаментальные недостатки проекта мегаПЭС:* отсутствие спроса на негарантированную электроэнергию и из-за этого потребность в крупных затратах на компенсирующие установки;

удаленность от центров электрической нагрузки и, как следствие, дорогостоящие схемы выдачи мощности;

низкий коэффициент использования установленной мощности (КИУМ);

необходимость полной перестройки режимов работы электростанций и перетоков мощности в приемных энергосистемах.

В СССР всегда были специалисты, которые критически относились к идее строительства ПЭС и открыто высказывали это. В частности, в 1983 – 1986 гг. с критикой по поводу целесообразности проектирования и строительства ПЭС в СССР выступил академик АН СССР В. А. Кириллин. В брошюре, изданной в 1983 г., затем в выступлении на совещании в Минэнерго СССР 18 июля 1985 г. и, наконец, на сессии АН СССР 18 октября 1986 г., академик Кириллин В. А. утверждал, что:

работы в области использования приливной энергии неперспективны;

ПЭС стоят дорого, энергию дают с перерывами, неэкономичны;

после строительства ПЭС Ранс во Франции запрещено проектирование и строительство ПЭС;

прежде чем тратить деньги, надо провести тщательные исследования.

Критиков строительства ПЭС обвиняли в ретроградстве и консерватизме, как противников прогресса.

Вместе с тем совершенно очевидно, что строительство ПЭС с перегораживающими плотинами никогда не будет дешевле строительства ГЭС, что легко доказать. Как известно, мощность гидравлической станции определяется по формуле:

$$N = 9,81\gamma\eta_{\text{агр}}QH, \quad (3)$$

где  $\gamma$  — объемный вес воды;  $\eta_{\text{агр}}$  — коэффициент полезного действия агрегата;  $Q$  — расход воды, проходящий через турбину;  $H$  — напор на турбине.

Используемые гидроэлектростанциями напоры охватывают широкий диапазон от десятков до сотен метров. В то же время на ПЭС напор  $H$  исчисляется несколькими метрами в зависимости от особенности прилива в месте расположения ПЭС. Например, для Северной ПЭС рабочий напор изменяется в пределах 0,5...2,0 м. Чем меньше напор при той же мощности, тем должен быть больше расход. При увеличении расхода увеличиваются габариты турбины или их число, что увеличивает металлоемкость и стоимость гидросилового оборудования. При увеличении габаритов оборудования увеличиваются размеры агрегатного блока, что, в свою очередь, приводит к увеличению объемов и стоимости строительных работ.

Как видно из формул (1) и (2) мощность и выработка электроэнергии зависят от площади бассейна

ПЭС. Увеличение площади бассейна ПЭС требует наличия большой, в десятки километров, протяженности плотин, отсекающих бассейн. Большая протяженность плотин приводит к увеличению объемов работ, материалоемкости и стоимости.

Ввиду небольшой единичной мощности агрегата, предлагаемый масштаб ПЭС требует установки на ней невероятно большого числа агрегатов. Например, ТЭО Тугурской ПЭС в версии 1990-х годов предусматривало установку около трехсот капсульных агрегатов и наличие большого количества водопропускных наплавных блоков. Специалисты отдела организации работ института “Гидропроект” в 1989 г. посчитали, чтобы построить Тугурскую ПЭС в намечаемый срок, необходимо прекратить строительство других объектов Минэнерго СССР и всю арматурную сталь, выпускаемую заводами СССР, направить на ее строительство. При этом все заводы мира должны были бы изготавливать капсульные агрегаты только для Тугурской ПЭС. Понятно — такие условия являются абсурдными.

Российские сторонники строительства ПЭС предлагают наплавной способ, однако подготовка основания под наплавные блоки, их посадка и сопряжение с основанием и между собой не имеют приемлемого технического решения. ПЭС Ранс строилась в сухом котловане под защитой перемычек. Основание для двух наплавных блоков водопропускного сооружения В-4 при строительстве дамбы для защиты Санкт-Петербурга от наводнения было подготовлено тоже в сухом котловане.

Основание для наплавного блока Малой Мезенской ПЭС устраивалось следующим образом. Грунт плотных морских отложений в объеме 6,1 тыс. м<sup>3</sup>, включающий валуны, был выбран в течение двух летних месяцев с помощью плавкрана, оборудованного четырехкубовым грейфером. После выемки грунта на основание была уложена металлическая рама, которая служила шаблоном для выравнивания постели из щебня толщиной 0,5 м. Проектное положение рамы на основании обеспечивали шесть винтовых домкратов. Выравнивание постели было выполнено вручную двумя водолазами в течение восьми рабочих смен. Следует иметь в виду, что основание готовилось под небольшой наплавной блок с размерами в плане  $L = 33$  м,  $B = 10$  м при глубине до 9 м [3]. Очевидно, что такая технология неприемлема для мегаПЭС с огромным количеством крупных наплавных блоков и глубинами тридцать и более метров. Ничем не подкрепленные утверждения специалистов ОАО “НИИЭС” о возможности посадки наплавных блоков без подготовки основания и специальных мероприятий, обеспечивающих водонепроницаемость на контакте основание — наплавной блок, неубедительны.

В 1980-е годы Бернштейн Л. Б. высказывал предположение, что в целях сокращения объемов

работ и стоимости, в частности Тугурской ПЭС, можно отказаться от водопропускных сооружений и противофильтрационных элементов в теле каменнонабросных плотин. Эти предположения не подтверждаются. В частности, применительно к Северной ПЭС учеными МГСУ были выполнены фильтрационные расчеты для варианта каменнонабросной плотины без противофильтрационного элемента. Расчеты показали, что в этом случае максимальный напор при водообмене море — бассейн ПЭС не превышает 0,5 м при приливе 2,5 м [4]. Следовательно, фильтрация через плотину, основание и по контакту основание — сооружение имеет существенное значение. Необходимо разработать технически выполнимые и фильтрационно-устойчивые конструктивные решения по сопряжению наплавных блоков с основанием и между собой.

Следующей большой проблемой является гидросиловое оборудование ПЭС. Проектирование мегаПЭС породило проблему изготовления огромного количества агрегатов. К гидроагрегату ПЭС предъявляются большие требования: работа на небольших напорах, возможность реверсивной работы, работа при остановке в режиме водопропускных отверстий, иногда в насосном режиме. Гидроагрегаты должны быть просты, в противном случае для их изготовления в огромном количестве отсутствуют производственные мощности на специализированных заводах (на всех средних и крупных ГЭС России за столетие было установлено около пятисот гидроагрегатов). На одной Мезенской ПЭС предполагается установить 2000 агрегатов. Для проведения ремонтов оборудования такой ПЭС требуется построить крупный ремонтный завод, что дополнительно увеличит ее стоимость.

Для решения проблемы с оборудованием специалисты ОАО “НИИЭС” решили вернуться к водяному колесу или так называемому ортогональному агрегату, который проще в изготовлении. Это позволило бы привлечь к его изготовлению неспециализированные на турбиностроении заводы страны. От такого агрегата во всем мире давно отказались из-за низкого КПД, составляющего около 60 %, однако специалисты ОАО “НИИЭС” надеются получить КПД 75 % за счет масштабного эффекта на агрегатах в натуральную величину [5]. Это предположение вызывает несогласие теоретиков и практиков российского турбиностроения, специалистов НПО ЦКТИ и ЛМЗ, считающих невозможным получение такого КПД.

Как описано выше, в разработке турбины для ПЭС Ранс участвовало большое количество специалистов и все специализированные на турбиностроении заводы Европы. Было бы правильным привлечь к разработке ортогонального агрегата специалистов ЛМЗ и НПО ЦКТИ, однако ОАО “НИИЭС” не желает никого привлекать к этим разработкам.

В этой связи приходится констатировать, что в настоящее время нет разработанного и апробированного гидроагрегата для крупных ПЭС.

**Экологические аспекты строительства ПЭС.** Утверждения сторонников строительства ПЭС об их экологической безупречности не имеют достаточных обоснований.

Нелишне напомнить, что в 1991 г. группа экспертов ООН проанализировала экологические воздействия возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и, на основании большого количества материалов, дала оценку экологических последствий использования различных видов ВИЭ. Заключение экспертов свидетельствует о том, что представление о ВИЭ как о полностью экологически “чистых” источниках ошибочно. В ряде опубликованных работ российских специалистов подчеркивается, что тезис об экологической чистоте ВИЭ неверен. В той или иной степени любые источники энергии могут быть экологически опасны [6].

Ни для одной ПЭС в России не был разработан в требуемом объеме раздел ОВОС, и он не проходил положенной экспертизы. В качестве аргумента о чистоте ПЭС приводится довод об отсутствии водохранилища как главного источника воздействия на окружающую среду, однако следует иметь в виду, что в отгороженном от моря бассейне ПЭС существенно изменятся практически все бытовые параметры: водообмен, величина приливов и отливов, соленость воды, температурный режим и как следствие — условия обитания для морских организмов. Это может привести к исчезновению одних и появлению других их видов. Могут быть нарушены условия для проживания морских животных.

Например, в зоне Кислогубской ПЭС в начале 1980-х гг. наблюдался замор, который был связан с сокращением водообмена в 5 – 7 раз в течение пяти лет. За эти годы произошло изменение фауны. Сероводородное загрязнение привело к исчезновению популяций мидий, морского гребешка и т.д. На глубине более 20 м погибла вся фауна. Исследования, проведенные сотрудниками МГУ, показали еще ряд происшедших и возможных изменений, в том числе увеличение разности в солености поверхностных и нижерасположенных вод [6].

Ученые Дальнего Востока высказывали опасения по поводу возможного усиления ледовитости Тугурского залива и ухудшения из-за плотины Тугурской ПЭС условий захода на нерест в реки лососевых рыб, условий миграции птиц, заиления залива. Кроме того возможным отрицательным последствием создания ПЭС может быть осложнение условий судоходства и морского промысла [6].

Таким образом, утверждение об экологической чистоте ПЭС не обосновано.

## Выводы

1. Технический потенциал приливной энергии в России, пригодный к использованию, более чем в десять раз меньше гидропотенциала рек России. Учитывая, что экономически эффективный гидропотенциал рек использован всего на 20 %, целесообразнее намеченные на создание ПЭС средства направить на строительство ГЭС.

2. Стоимость строительства ПЭС с напорами, измеряемыми первыми метрами, и многокилометровыми перегораживающими плотинами всегда будет больше, чем стоимость альтернативной ГЭС.

3. Работа ПЭС большой мощности требует существенного изменения функций существующих ГЭС и/или создания новых гидравлических установок, компенсирующих неравномерность энергоотдачи ПЭС.

4. Для адаптации режимов работы ПЭС в энергосистеме в соответствии с графиком электрической нагрузки необходимы адекватные регулирующие мощности на других станциях (ГЭС, ТЭС), что удорожает строительство ПЭС.

5. Как показывает столетний опыт проектирования ПЭС во многих странах мира, удельные стоимостные показатели ПЭС в 5 – 10 раз хуже аналогичных показателей для ТЭС и ГЭС. ПЭС — это “дорогой каприз” и “экономическое безумие”, а не дешевая электроэнергия.

6. Отсутствуют надежные и осуществимые без больших затрат технические решения по подготовке основания под наплавные конструкции, сопряжению этих конструкций с основанием и между собой и устройству противофильтрационных элементов на контакте основание — наплавной блок.

7. Не разработана конструкция гидроагрегата для намечаемых к строительству мегаПЭС.

8. Экологические последствия строительства ПЭС недостаточно исследованы.

## Список литературы

1. *Энергетические ресурсы СССР.* Гидроэнергетические ресурсы. М.: Наука, 1967.
2. *Бернштейн Л. Б.* Схватка с приливом. М.: АО “Институт Гидропроект”, 1999.
3. *Усачев И. Н., Шполянский Ю. Б., Историк Б. Л.* и др. Сооружение типового наплавного энергоблока для приливных электростанций // Гидротехническое строительство. 2007. № 9.
4. *Расказов Л. Н., Анискин Н. А.* и др. Конструктивные решения морских грунтовых плотин при строительстве ПЭС // Гидротехническое строительство. 2009. № 7.
5. *Историк Б. Л., Усачев И. Н., Шполянский Ю. Б.* Новый ортогональный гидроагрегат для приливной электростанции на Кислогубской ПЭС // Гидротехническое строительство. 2007. № 4.
6. *Малик Л. К.* Энергетическая составляющая устойчивого развития общества // Гидротехническое строительство. 2008. № 3.

### Итоги работы 23-го Конгресса и 77-го Ежегодного собрания Международной комиссии по большим плотинам (ICOLD)

С 21 по 29 мая 2009 г. в г. Бразилиа (Республика Бразилия) состоялись 77-е Ежегодное собрание и 23-й Конгресс Международной комиссии по большим плотинам, в работе которого приняла участие делегация Российского национального комитета. В состав делегации вошли ученые, инженеры, ведущие специалисты Минэнерго РФ, ОАО “РусГидро”, ассоциации “Гидропроект”, ОАО “Институт Гидропроект” им. С. Я. Жука, ОАО “Ленгидропроект”, ОАО “ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева”, ОАО “Сулакэнерго”, ОАО “НИИЭС”, ОАО “Саяно-Шушенская ГЭС”, ОАО “Загорская ГАЭС”. Делегацию возглавлял председатель Российского национального комитета профессор В. А. Пехтин.

Программой работы 23-го Конгресса предусматривалось проведение четырех технических сессий, на каждой из которых было рассмотрено по одному вопросу. На первой сессии рассматривался вопрос 88 “Плотины и гидроэнергетика”, генеральный докладчик Giovanni Ruggeri (Италия, ENEL). От России по этому вопросу было представлено два доклада: “Гидроэнергетический потенциал России и перспективы его использования” (авторы В. Ю. Синюгин, Р. М. Хазиахметов, Е. Н. Беллендир, Г. Г. Лапин, В. А. Пехтин) и “Техническое решение и технология

возведения плотин приливных электростанций России” (автор В. Ю. Синюгин, Ю. Б. Шполянский, И. Н. Усачев, Б. Л. Историк). Вторая сессия была посвящена вопросу 89 “Управление процессами заилнения эксплуатируемых и новых водохранилищ”, генеральный докладчик G. R. Basson (Южная Африка, университет “Stellenbosch”). На третьей сессии был рассмотрен вопрос 90 “Реконструкция эксплуатируемых плотин”, генеральный докладчик Maria (Bartsch Швеция, Svenska Krafinal). На четвертой сессии рассматривался вопрос 91 “Обеспечение безопасности плотин”, генеральный докладчик P. F. Zielinski (Канада, Ontario, Power Generation).

В период проведения 77-го Ежегодного собрания работали 25 технических комитетов:

комитет “А” — компьютерные технологии при проектировании плотин, комитет “В” — сейсмические аспекты проектирования плотин, комитет “С” — гидравлика плотин, комитет “D” — бетонные плотины, комитет “Е” — материалы набросных плотин, комитет “F” — наблюдения за плотинами, комитет “G” — охрана окружающей среды, комитет “H” — безопасность плотин, комитет “Y” — инженерные аспекты в планировании использования водных ресурсов, комитет “J” — заилнение водохранилищ, комитет “K”





— восстановление плотин, комитет “L” — плотины водохранилищ, комитет “M” — эксплуатация и реконструкция плотин, комитет “N” — работа с общественностью и образование, комитет “O” — регистрация плотин, комитет “P” — конституционный комитет, комитет “Q” — плотины гидроэлектростанций, комитет “R” — малые плотины, комитет “S” — плотины и паводки, комитет “T” — плотины и переброска стока, комитет “U” — роль плотин в развитии регионов, комитет “V” — стоимость плотин, комитет “W” — использование подземных вод, комитет “X” — финансовый.

На заседаниях технических комитетов участники обменивались мнениями в сфере инженерных технологий и знакомились с достижениями в гидроэнергетике. Ведущие специалисты, представляющие более 60 стран мира с наиболее развитым гидротехническим строительством, делились опытом проектирования, строительства, монтажа оборудования, разработки и применения нормативных документов в области использования водных ресурсов.

В рамках программы работы 77-го Ежегодного собрания был проведен международный симпозиум на тему “Плотины и водохранилища многоцелевого назначения”, на котором представитель ОАО “Институт Гидропроект им. С. Я. Жука”, доктор техн. наук А. Е. Асарин выступил с докладом “Комплексные гидроузлы и водохранилища системы водообеспечения Московского мегаполиса”.

*Краткая характеристика водного хозяйства и гидроэнергетики Бразилии.* Бразилия — самая большая по территории страна Южной Америки (8,547 млн. км<sup>2</sup>) и пятая в мире после России, Китая, Канады и США. По населению Бразилия занимает четвертое место в мире (187 млн. чел.) после Китая, Индии и США.

Для Бразилии характерен жаркий климат с количеством осадков от 500 до 3000 мм/год при среднегодовом количестве 1954 мм/год. Среднемесячные температуры колеблются от 16 до 29 °С.

Речная сеть густая, реки многоводные. Всю Амазонию, юг Гвианского и север Бразильского плоскогорья занимает система р. Амазонки с ее притоками — Иса, Жапура, Риу Негру, Журуа, Пурус, Мадейра и др. Юг Бразильского плоскогорья прорезан системами рек Уругвай, Парана, ее притоком Игуасу и др. Запад пересекает приток Параны — р. Уругвай. Восток принадлежит к бассейнам рек Такантина, Сан Франциско и Паранаиба, а северо-восток и восточные окраины плоскогорья покрыты относительно короткими реками, текущими в Атлантический океан.

По запасам экономически целесообразных для использования гидроэнергетических ресурсов (763 000 ГВт · ч/год) страна находится на третьем месте в мире после Китая и России. Среднегодовой объем воды, которым обладает страна, составляет 16 630 км<sup>3</sup>, из них на осадки приходится 32 %. Общий объем потребления воды в стране 26,1 км<sup>3</sup>/год при расходе на душу населения около 200 л/сут. По секторам экономики потребление воды делится следующим образом: сельское хозяйство — 69 %, промышленность — 7 %, общественные нужды — 11 %, прочие расходы — 13 %.

Бразилия — один из лидеров мировой гидроэнергетики. По установленной мощности и по выработке электроэнергии на ГЭС страна находится на втором и третьем месте в мире (табл. 1). По данным за 2007 г. общий объем выработки на всех видах электроустановок был равен 427 000 ГВт · ч/год. Из них выработка на ГЭС составляла 76,6 %, на ТЭС — 21,2 %, на АЭС — 2 % и на ВЭС — 0,23 %. Потребление электроэнергии по секторам экономики в 2007 г. распределялось следующим образом: промышленность — 50,5 %; гражданские нужды — 22 %; торговля — 14,3 % и прочее — 13 %.

Координирует использование водных ресурсов в стране специальное Национальное агентство (ANA), подчиняющееся Министерству окружающей среды. При этом Агентство является самостоятельной орга-

Т а б л и ц а 1

Страны-лидеры по гидроэнергетическим ресурсам и установленной мощности ГЭС

Страна	Гидроэнергетический потенциал, ГВт · ч/год		Установленная мощность, МВт	Выработка, ГВт · ч/год	Выработка на ГЭС, % от общей	Мощность планируемых ГЭС, МВт
	Технический	Экономически целесообразный				
Бразилия	1 300 000	763 000	83 752	331 678	76,6	33 000
Индия	660 000	442 000	37 000	121 650	17,1	34 000
Канада	951 000	536 000	72 660	350 600	59	12 000
Китай	2 474 000	1 750 000	147 000	475 000	14	65 000
Россия	1 670 000	852 000	47 000	170 000	18	12 000
США	528 500	376 000	78 200	270 000	7	до 23 000

низацией, обладающей административной и финансовой автономией. Основная задача Агентства — руководство использованием гидроресурсов. Проводится эта работа совместно с Национальным советом по гидроресурсам, Секретариатом по гидроресурсам и советами штатов страны. Их совместная цель — контроль за использованием рек, исключающим загрязнение рек и гарантирующим высокое качество воды будущим поколениям.

В соответствии с реформой, которая осуществляется с 1996 г., строительство ГЭС, генерацию, передачу энергии и ее распределение, приватизацию генерирующих и распределительных компаний курирует Министерство природных ресурсов и энергетики с помощью независимого системного оператора (ONS), краткосрочного рынка электроэнергии (МАЕ) и специального регулирующего агентства (ANEEL). Основная цель принятых в стране законов состоит в привлечении необходимых инвестиций в развитие генерации, чтобы гарантировать поставки необходимой электроэнергии в быстро развивающуюся бразильскую экономику.

В Бразилии в эксплуатации находятся 639 гидроузлов энергетического назначения с большими пло-

тинами (выше 15 м). Общий объем всех водохранилищ составляет 568 км<sup>3</sup>. Среди них имеется большое число мощных ГЭС с высокими плотинами разных типов (табл. 2), среди которых вторая по мощности в мире — Итайпу ГЭС. Все ГЭС отличаются оригинальные компоновки гидроузлов, применение плотин разного типа и самых современных конструкций с водосбросными сооружениями, позволяющими пропускать большие расходы воды. Наиболее интересные — Итайпу, Тукуруи и Фоз до Арейя.

ГЭС Итайпу построена в 1984 г. на р. Парана на границе с Парагваем. Площадь водосбора 82 тыс. км<sup>2</sup>, среднегодовой расход воды в реке 9070 м<sup>3</sup>/с. Площадь водохранилища 1350 км<sup>2</sup>. Полный объем водохранилища 29 км<sup>3</sup>, полезный объем 19 км<sup>3</sup>. Щитовая стенка ГЭС представляет собой бетонную гравитационную плотину с расширенными швами высотой 196 м. Глухая бетонная плотина — контрфорсная. Правобережный и левобережный участки сопрягающих плотин — каменно-земляные. Мощность ГЭС 14 000 МВт с 20 агрегатами по 700 МВт. Водосброс — поверхностный с 14 пролетами, перекрытыми радиальными затворами размером 20,0 · 21,34 м. Основные объемы работ по ГЭС: бетон — 12,35 млн. м<sup>3</sup>; насыпь

Т а б л и ц а 2

Бразильские ГЭС мощностью более 1000 МВт

ГЭС	Мощность ГЭС, МВт	Тип плотины	Высота плотины, м	Пропускная способность, м <sup>3</sup> /с
Итайпу	14 000	Бетонная, каменно-земляная	196	62 200
Тукуруи	8370	Каменно-земляная	95	110 000
Илья Солтейра	3444	Каменно-земляная	71	23 000
Хинго	3000	Каменнонабросная	151	33 000
Фоз до Арейя	2511	Каменнонабросная	160	10 250
Итумбиара	2888	Каменноземляная	ПО	16 000
Салто Сантьяго	2000	Каменноземляная	80	245 300
Порто Примаверо	1854	Бетонная, гравитационная + земляная	78,5 + 38	52 800
Сао Самао	1710	Каменно-земляная	127	24 100
Джумиа	1551	Каменно-земляная	42,5	49 000
Италариа	1500	Каменно-земляная	105	26 415
Ита	1450	Каменнонабросная	125	39 000
Сера да Меза	1293	Каменно-земляная	154	14 758
Сегредо	1260	Каменнонабросная	145	16 000
Эмборкасао	1192	Каменно-земляная	158	7600
Мачадинхо	1140	Каменнонабросная	126	37 874
Собрадинхо	1050	Каменно-земляная	43	22 080

Объемы работ, характеризующие строительство  
ГЭС Бело Монте

Виды работ	Объемы
Укладка бетона (1 0ММ)	4284
Насыпь крупнообломочных грунтов (10 ММ)	19 412
Насыпь мягких грунтов (10 ММ)	42 446
Выемка мягких грунтов (10 ММ)	150 725
Выемка скалы (10 ММ)	59 336
Подземная выломка (10 ММ3)	5
Перемещение мягких грунтов (10 ММ)	2223
Перемещение скальных грунтов (10 ММ)	953

мягких грунтов — 16,7 млн. м<sup>3</sup>; насыпь скальных грунтов — 15,0 млн. м<sup>3</sup>; выемка всех видов грунтов — 55,6 млн. м<sup>3</sup>.

ГЭС Тукуруи построена в 1984 г. на р. Токантинс в штате Пара на севере Бразилии. Водосбросная площадь 758 тыс. км<sup>2</sup>, среднегодовой расход реки 11107 м<sup>3</sup>/с. Площадь водохранилища 2430 км<sup>2</sup>. Полный объем водохранилища 45,5 км<sup>3</sup>, полезный — 32,013 км<sup>3</sup>. Основная плотина — каменно-земляная с центральным суглинистым ядром высотой 95 м, длиной по гребню 6460 м. Щитовая стенка ГЭС и водосливная плотина — бетонные. ГЭС мощностью 8370 МВт, в составе которой 12 агрегатов по 350 МВт и 11 по 375 МВт, кроме того, имеются два агрегата собственных нужд по 22,5 МВт. Пропускная способность поверхностного водосброса — 110 000 м<sup>3</sup>/с с 23 пролетами перекрытыми радиальными затворами размером 20,0 × 21,22 м. Объемы работ по гидроузлу: бетон — 7,806 млн. м<sup>3</sup>; насыпь мягких грунтов — 63,185 млн. м<sup>3</sup>; насыпь скальных грунтов 21,115 млн. м<sup>3</sup>; выемка всех видов грунтов 55,666 млн. м<sup>3</sup>.

ГЭС Фоз до Арейя построена в 1980 г. на р. Игуасу в штате Парана на юге страны. Водосбросная площадь 29 800 км<sup>2</sup>, среднегодовой расход реки 544 м<sup>3</sup>/с. Площадь водохранилища 153 км<sup>2</sup>. Полный объем водохранилища 6,066 км<sup>3</sup>, полезный — 4,3 км<sup>3</sup>. Плотина — каменнонабросная с железобетонным экраном высотой 160 м и длиной по гребню 828 м. В год окончания строительства это была самая высокая плотина в мире в своем классе. За 28 последующих лет только восемь плотин превысили эту высоту. Мощность ГЭС 2511 МВт (4 × 418,5 МВт). Четыре пролета берегового поверхностного водосброса, перекрытые радиальными затворами размером 14,5 × 18,5 м, рассчитаны на пропуск 10250 м<sup>3</sup>/с. Объемы работ по гидроузлу составили: бетон — 0,584 млн. м<sup>3</sup>; выемка мягких грунтов — 10,461 млн. м<sup>3</sup>; выемка скальных грунтов — 14,631 млн. м<sup>3</sup>; насыпь скальных грунтов — 13,314 млн. м<sup>3</sup>.

Из общего возможного для использования гидроэнергетического потенциала Бразилии, который по мощности составляет 258 410 МВт, в настоящее время использовано около 30 %. Учитывая рост потребности в электроэнергии на перспективу в связи с быстрым ростом экономики страны, который равен примерно 5 – 7 % в год, в Бразилии планируют строительство значительного числа новых гидроузлов энергетического назначения. Эти гидроузлы включают плотины самых разных типов и конструкций. Среди них есть два перспективных и больших по мощности проекта: Бело Монте (11 182 МВт) и Рио Модейра (10 250 МВт).

Программой мероприятий по проведению 23-го Конгресса СИГБ были предусмотрены ознакомительные туры для осмотра гидроузлов, расположенных в

различных частях Бразилии. Всего было запланировано и организовано 11 туров, включая один тур для осмотра узлов на территории Аргентины. Два тура были проведены до Конгресса и девять после его завершения. Всего в программе осмотра было 29 гидроузлов, которые включали плотины самых разных типов — бетонные гравитационные, контрфорсные, из укатанного бетона, грунтовые насыпные, каменно-набросные с разными типами противофильтрационных устройств, в том числе с железобетонными экранами, представляющими собой одно из наиболее современных направлений в строительстве грунтовых плотин. Среди гидроузлов, которые можно было осмотреть, — Итайпу, Тукуруи, а также ряд других сооружений.

Бразилия — одна из самых больших в мире стран по территории и населению, обладающая многоводными реками и огромным гидроэнергетическим потенциалом. Страна играет значительную роль в современном гидроэнергетическом строительстве, занимая в настоящее время второе место в мире по установленной мощности ГЭС. В Бразилии построены ряд гидроузлов с плотинами, входящих в перечень самых больших в мире. Ознакомиться с тем, как проектируют, строят и эксплуатируют гидротехнические и гидроэнергетические сооружения в Бразилии, которые к тому же возведены в значительной мере в гармонии с окружающей средой, чрезвычайно интересно. Благодаря прекрасным природным условиям и большому еще мало использованному гидроэнергетическому потенциалу, Бразилия имеет исключительные возможности для дальнейшего развития этого вида экологически чистого и возобновляемого источника энергии, комплексно решая при этом вопросы водопользования, которые постепенно становятся одними из наиболее важных для всего человечества.

*Пехтин В. А.,  
председатель Российского национального комитета  
по большим плотинам, доктор техн. наук, профессор*

## Памяти Владимира Ивановича Коптева

1 июля 2009 г. на восемьдесят втором году жизни скончался видный российский геофизик, кандидат технических наук Владимир Иванович Коптев.

Владимир Иванович родился в 1927 г. в г. Луга Ленинградской области в семье врача. В 1951 г. он с отличием окончил геологоразведочный факультет Ленинградского горного института и сразу связал свою судьбу с гидроэнергетикой, получив направление в институт “Гидропроект”, где и проработал беспрерывно до 2000 г. Единственным исключением было его участие в 1957 – 1959 гг. в работе Советской антарктической экспедиции, когда он стал одним из первооткрывателей подледного рельефа Восточной Антарктиды – гор Гамбурцева и Голицына, равнины Шмидта.

В течение многих лет В. И. Коптев возглавлял подразделение отдела геофизических изысканий и исследований института “Гидропроект”, а впоследствии ЦСГНЭО, занимавшееся разработкой современной аппаратуры и новых методов исследования массивов горных пород. В частности, крупный вклад он внёс в развитие новых методов скважинной геофизики: ультразвукового и акустического каротажа. Многие его аппаратурные разработки до сих пор эффективно применяются в практике инженерно-геофизических исследований России и стран СНГ.

В. И. Коптев успешно руководил и лично участвовал в проведении геофизических изысканий на многих крупных отечественных и зарубежных гид-



роэнергетических объектах, среди которых Ингурская и Худонская ГЭС на Кавказе, Токтогульская, Капчагайская и Папанская ГЭС в Средней Азии, Усть-Илимская и Богучанская ГЭС в Сибири, Днепрогэс-II и Днестровская ГАЭС на Украине, Высотная Асуанская плотина на р. Нил, гидроузлы Табка, Тишрин и Аль-Кадиссия на р. Евфрат, Южно-Украинская и Ленинградская АЭС и многие другие объекты.

При активном творческом участии В. И. Коптева были подготовлены к изданию совместные советско-югославские рекомендации по применению инженерной геофизики для изучения деформационных свойств горных пород и напряжённого состояния скальных массивов сейсмоакустическими методами, монографии “Сейсмоакустические методы изучения массивов скальных пород” и “Комплексные инженерно-геофизические исследования при строительстве гидротехнических сооружений”, более 20 лет остающиеся настольными книгами для геофизиков и геомехаников, работающих на объектах энергетического строительства. У В. И. Коптева было свыше 100 публикаций, в том числе в журнале “Гидротехническое строительство”, и значительное количество авторских свидетельств.

Светлая память о Владимире Ивановиче Коптеве, талантливом учёном, обаятельном человеке, надёжном товарище, навсегда сохранится в сердцах тех, кому посчастливилось с ним дружить, работать и общаться.

---

Сдано в набор 20.07.2009. Подписано в печать 04.09.2009. Формат 60×84 1/8.

Печать офсетная. Печ. л. 7,5. 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”