



# ГИДРО- ТЕХНИЧЕСКОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО

Ежемесячный  
научно-технический журнал

УЧРЕДИТЕЛИ:

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РФ,

ОАО «РУСГИДРО»,

АССОЦИАЦИЯ «КОРПОРАЦИЯ ЕЭЭК»,

ЗАО НТФ «ЭНЕРГОПРОГРЕСС»,

НП «НТС ЕЭС»

Основан в 1930 г.

№ 9

сентябрь

2010

## Содержание

### 80-летие ОАО “Институт Гидропроект им. С. Я. Жука”

- Киселев Н. П.** ОАО “Проектно-изыскательский и научно-исследовательский институт “Гидропроект” имени С. Я. Жука” — сегодня . . . . . 2
- Паремуд С. П., Ваксова Е. И., Николаева Л. А., Файн И. И.** Современное состояние и прогноз развития гидроэнергетики России и СНГ . . . . . 10
- Паремуд С. П., Александров А. В.** Использование новых материалов и технологий в строительстве и проектировании гидротехнических сооружений . . . . . 19
- Волынчиков А. Н.** Богучанская ГЭС — пусковой объект российской гидроэнергетики . . . . . 30
- Соттаев А. А., Уханов М. Ф., Никоноров В. П., Крылова С. Н., Неговский О. Л., Тиден Е. Н.** Особенности проектирования и строительства деривационного туннеля Кашхатау ГЭС . . . . . 38

**Абубакиров Ш. И., Иванченко И. П.** Методология реконструкции гидротурбинного оборудования действующих ГЭС . . . . . 43

**Газиев Э. Г.** Анализ современного напряженно-деформированного состояния арочно-гравитационной плотины Саяно-Шушенской ГЭС . . . . . 48

**Быковский Д. В., Новоженин В. Д., Захаров С. В.** Россия — Таджикистан: сотрудничество в области гидроэнергетики . . . . . 58

**Куприянов В. П., Тверитнев В. П., Шакиров Р. Р.** Резервный водосброс Плявиньской ГЭС . . . . . 62

Поздравление А. И. Савичу . . . . . 68

На обложке — Богучанская ГЭС

## ОАО “Проектно-изыскательский и научно-исследовательский институт “Гидропроект” имени С. Я. Жука” — сегодня

Киселев Н. П., исполнительный директор ОАО “Институт Гидропроект”

Представлена деятельность Гидропроекта и его филиалов по различным направлениям в отраслях гидроэнергетики и водного хозяйства.

**Ключевые слова:** проектирование, инженерные изыскания, авторский надзор, гидроузел, водосброс.

Открытое акционерное общество “Проектно-изыскательский и научно-исследовательский институт “Гидропроект” имени С. Я. Жука” – так сейчас звучит полное фирменное название нашего Института и Joint Stock Company “Designing, Surveying and Research Institute “Hydroproject” named after S.Ya. Zhuk” – по-английски .

Прежнее имя нашего Института вместе с юридической самостоятельностью было возвращено 20 ноября 2008 г. в результате реорганизации открытого акционерного общества “Инженерный центр ЕЭС — Гидропроект, Ленгидропроект, Теплоэлектропроект, фирма “ОРГРЭС” (далее ОАО “Инженерный центр ЕЭС”) в форме выделения.

Свое 80-летие Гидропроект встречает, пройдя через горнила не только многочисленных структурных преобразований, но и изменений форм и структуры собственности. К сожалению, эти изменения не способствовали развитию Института во благо прогресса российской гидроэнергетики. Тем не менее Институту удалось сохранить свой интеллектуально-производственный потенциал и основные компетенции, что позволяет Гидропроекту оставаться на лидирующих позициях в области проектирования уникальных гидротехнических сооружений и гидроэлектростанций в России, а также занимать достойное место среди ведущих мировых проектных компаний.

ОАО “Институт Гидропроект” имеет 80-летний опыт оказания услуг по выполнению инженерных изысканий, проектированию, авторскому надзору за строительством и монтажом оборудования, по участию в управлении строительством, в пусковых испытаниях, а также в подготовке гидроэнергетических объектов к вводу в эксплуатацию. Гидропроект оказывает комплексные услуги заказчикам на всех стадиях проектирования — от разработки схемы гидроэнергетического использования водотока до реализации конкретных объектов — как правило, в качестве генерального проектировщика.

Следует отметить, что деятельность Института не ограничивается оказанием стандартных проектно-изыскательских услуг в гидроэнергетическом

строительстве. Достаточно много Институт работает в сфере реконструкции и технического перевооружения гидротехнических сооружений, расположенных преимущественно в европейской части России. Гидропроект разрабатывал и разрабатывает схемы и принципы использования водных ресурсов страны с учетом интересов государственного планирования развития всех отраслей народного хозяйства.

Комплексные поисковые, научно-исследовательские и проектно-изыскательские работы Института на протяжении почти всей истории СССР и современной России использовались для государственного планирования водноэнергетического и водохозяйственного строительства. Примером подобной работы государственного значения в последние годы может служить разработка так называемого плана ГОЭЛРО-2 — “Программы развития гидроэнергетики России на период до 2020 г. и на перспективу до 2030 г.”. Следует упомянуть и другую работу Института — “Размещение ГЭС и ГАЭС на период до 2020 г. и предпосылки их технологического развития на Востоке и в Сибири России в период до 2030 г. и далее”.

Коллектив Института продолжает успешно работать по следующим направлениям в отраслях гидроэнергетики и водного хозяйства:

- схемы использования гидравлической энергии;
- специализированные изыскания и исследования;
- научное обоснование технических решений;
- комплексное проектирование гидроэнергетических и водохозяйственных объектов на всех стадиях проектирования;
- защита проектов в Государственной экспертизе;
- модельные и расчетные исследования гидротехнических сооружений и их оснований;
- осуществление авторского надзора за строительством;
- ведение геотехнического контроля за строительством;
- техническое обследование существующих гидротехнических сооружений;
- реконструкция и техническое перевооружение;

консультационные инжиниринговые услуги.

Основное наполнение портфеля заказов ОАО «Институт Гидропроект» в последние годы было обеспечено нашими традиционными заказчиками в России и странах СНГ: ОАО «Загорская ГАЭС-2», ОАО «Богучанская ГЭС», ОАО «ЭСКО ЕЭС», ООО «Юмагузинское водохранилище», ОАО «Башкирэнерго», ОАО «Сангтудинская ГЭС-1», Кабардино-Балкарский филиал ОАО «РусГидро», ОАО «Рогунская ГЭС», Евразийский банк развития, ОАО «Инженерный центр ЕЭС» и др., а также заказчиками из стран дальнего зарубежья: Индии, Вьетнама, Сирии, Латвии, Анголы.

К началу 2010 г. общий штат сотрудников ОАО, включая филиалы, составлял 884 человека, из них не менее 30 % — молодые специалисты в возрасте до 30 лет.

ОАО «Институт Гидропроект» имеет развитую филиальную структуру, в его состав входят четыре филиала и два представительства. Такая структура позволяет эффективно взаимодействовать с заказчиками и осуществлять деятельность по оказанию проектных и инжиниринговых услуг на территории Российской Федерации и ряда зарубежных стран. За рубежом ОАО «Институт Гидропроект» имеет представительство в Республике Индии, региональное представительство в Юго-Восточной Азии и два филиала — в Латвии и в Таджикистане, которые так же, как и представительства в Индии и в Юго-Восточной Азии, являются структурными подразделениями Института с минимальным штатом и предназначены для обеспечения исполнения конкретных контрактов, для соблюдения законодательства стран, на территории которых находятся проектируемые объекты. Филиалы Центр службы геодинамических наблюдений в энергетической отрасли (ЦСГНЭО) и Комплексная изыскательская экспедиция № 5 (КИЭ-5) являются крупными изыскательскими, относительно самостоятельными подразделениями Института с численностью соответственно 75 и 101 человек.

ЦСГНЭО — филиал, зарегистрированный в г. Солнечногорске Московской области. Предметом его деятельности являются: сейсмологические исследования, инженерные изыскания, безопасность и геомониторинг сооружений, научно-исследовательские работы в сфере проектирования и инжинирингового сопровождения строительства гидротехнических и гидроэнергетических объектов в Российской Федерации и за рубежом. Филиал является ведущей организацией в отрасли по оценке сейсмических и геодинамических условий, расчетам сейсмостойкости энергообъектов и разработке мероприятий по повышению их сейсмической и геодинамической безопасности, а также по инженерным изысканиям, геофизическим и геомеханическим

исследованиям, геодинамическому мониторингу и обследованию энергетических сооружений.

КИЭ-5 — филиал, базирующийся на территории Амурской области, в п. Талакан Бурейского района. Основными видами его деятельности являются проведение инженерно-геологических изысканий, разработка проектно-сметной и инженерно-изыскательской документации для строительства зданий и сооружений.

Филиал ОАО «Институт Гидропроект» в Латвии создан в 2007 г., когда ОАО «Институт Гидропроект» выиграло тендер на разработку технического проекта и оказание других инженерно-консультационных услуг для строительства резервного водосброса Плявиньской ГЭС в Латвии.

Филиал ОАО «Институт Гидропроект» — «Таджгидропроект» создан в 2009 г. для продвижения проектных услуг Института на рынок Таджикистана.

Представительство в Индии открыто в 1998 г. в целях исполнения контракта на оказание проектных и инжиниринговых услуг и ведения надзора за строительством на гидроузле Тери.

Представительство в Юго-Восточной Азии открыто и зарегистрировано в 1998 г. в г. Ханое Социалистической Республики Вьетнам для обеспечения работы группы консультантов ОАО «Институт Гидропроект» при выполнении обязательств по контракту на разработку ТЭО гидроузла Шонла.

Наиболее значимыми объектами в проектно-изыскательской и научно-исследовательской деятельности Института в последнее десятилетие стали: в России — Юмагузинский гидроузел, Богучанская ГЭС, Загорская ГАЭС-2, каскад Нижнечерекских ГЭС, Угличская ГЭС (реконструкция); за рубежом — ГЭС Шонла во Вьетнаме, Сангтудинская ГЭС-1 в Таджикистане, ГЭС-ГАЭС Тери в Индии, каскад ГЭС Тортуго и Луримагуас в Эквадоре, Плявиньская ГЭС (резервный водосброс) в Латвии, ГЭС Капанда в Анголе, гидротехнические сооружения для АЭС Куданкулам в Индии, ГЭС Халыбия-Залыбия в Сирии. Краткое ретроспективное описание некоторых перечисленных объектов приводится ниже.

### **Юмагузинский гидроузел**

При проектировании Юмагузинского гидроузла комплексного назначения (противопаводковая защита, рекреация, водное хозяйство, энергетика) на р. Белой в Республике Башкортостан институт «Гидропроект» выступал в роли генпроектировщика. Гидроузел был построен за 8 лет — с 1999 по 2007 г.

В состав основных сооружений гидроузла входят: каменно-земляная плотина длиной 540 м, высотой 65 м, донный туннельный водосброс-водовы-



пуск, здание ГЭС с подводящими туннельными турбинными водоводами, ОРУ-110 кВ, ППУ, трансформаторная площадка, береговой паводковый водосброс. Гидроузел I класса. Максимальный расчетный сбросный расход  $3760 \text{ м}^3/\text{с}$ . Характеризуется сложными инженерно-геологическими условиями в основании гидротехнических сооружений, обусловленными в первую очередь значительными карстовыми проявлениями.

В здании ГЭС установлено три гидроагрегата с турбинами ПЛ 50-B230, генераторами СВ2 380/115-20 УХЛ4. Мощность одного агрегата 15 МВт, установленная мощность трех агрегатов гидроэлектростанции — 45 МВт.

Акватория водохранилища расположена на Южном Урале, имеет максимальный объем 809 млн.  $\text{м}^3$ , площадь зеркала  $35,5 \text{ км}^2$ , длину 57 км. По режиму работы водохранилище сезонного регулирования.

К особенностям проектной деятельности следует отнести значительную корректировку технических и компоновочных решений по ходу проектирования и строительства, борьбу с карстом, отработку новых строительных технологий и прогрессивных технических решений.

Специалисты Института выполняли актуализацию техпроекта гидроузла (по результатам двухэтапного конкурса), разработку рабочей документации, авторский и геологический надзор, мониторинг за ходом строительства и в первые годы эксплуатации.

### **Богучанская ГЭС**

После продолжительного перерыва было возобновлено строительство Богучанской ГЭС. В 2006 г. Гидропроект как генпроектировщик осуществил актуализацию технического проекта Богучанской ГЭС, разработанного в 1979 г. В настоящее время специалисты Института разрабатывают рабочую документацию, ведут авторский надзор за строитель-

ством. Пуск первого агрегата ГЭС намечен на конец 2011 г.

Проект, в частности, интересен тем, что в качестве противодиффузионного элемента каменнонабросной плотины в нем предусмотрено использование асфальтобетонной диафрагмы. Сооружение литой асфальтобетонной диафрагмы в суровых сибирских условиях является прогрессивным решением.

При актуализации технического проекта Богучанской ГЭС самыми главными считались вопросы безопасности и надежности сооружений на весь период эксплуатации. По этой причине в составе сооружений гидроузла рекомендован к строительству дополнительный водосброс № 2, который позволит осуществить безопасный пропуск расходов нормативной обеспеченности. С целью предотвращения аварийных ситуаций на гидроузле предусматриваются меры повышенной безопасности: помимо дублированных схем энергоснабжения на станции будет установлена дизельная электростанция на плотине на незатопляемых отметках. Соображения безопасности и надежности работы станции были положены в основу выбора некоторых типов технологического оборудования. Основными, помимо отечественных, будут поставщики из Украины, Швейцарии, Бельгии, Германии.

### **Загорская ГАЭС-2**

В 2000 г. состоялся пуск последнего, шестого агрегата гидроаккумулирующей электростанции Загорская ГАЭС-1. Уже в ходе строительства и эксплуатации первой очереди ГАЭС стало ясно, что энергетическая ситуация в системе Мосэнерго потребует создания дополнительных энергоисточников, работающих для покрытия пиков энергетической нагрузки в системе.

Анализ данных по различным площадкам центральной части РФ показал, что наиболее экономичным является размещение новой станции на пло-



щадке, расположенной рядом с Загорской ГАЭС. Учитывая результаты выбора площадки для ГАЭС в Подмосковье, в 1990 г. институт “Гидропроект” приступил к разработке ТЭО II очереди Загорской ГАЭС (Загорской ГАЭС-2) и заново осуществил обоснование инвестиций (2006 г.), ТЭО (проекта), которое закончил в 2007 г. с защитой в Государственной экспертизе.



Мощность станции в режиме энергопотребления — 1000 МВт, в генераторном режиме — 840 МВт, четыре обратимых агрегата (насос-турбины). Максимальный напор нетто в генераторном режиме — 110 м, в насосном — 115,5 м. КПД гидравлического аккумулирования энергии — 73,5 – 74 %.

С 2007 г. по настоящее время Институт разрабатывает рабочую документацию, осуществляет авторский надзор за строительством, проводит геотехконтроль строительства грунтовых сооружений.

Пуск первых агрегатов ГАЭС-2 намечен на 2012 г.

### Каскад Нижнечерекских ГЭС

Необходимость строительства каскада Нижнечерекских ГЭС обоснована программой создания энергетической базы Кабардино-Балкарской Рес-



публики на период до 2010 г., разработанной по поручению кабинета министров КБР и в соответствии с указом Президента РФ от 14 октября 1992 г. “О государственной поддержке социально-экономического развития Кабардино-Балкарской Республики”.

Каскад Нижнечерекских ГЭС представляет собой единый энергетический комплекс, состоящий из двух равных по мощности ступеней гидроэлектростанций — Кашхатау (Советской) и Аушигерской. При нормальной эксплуатации каскад работает в режиме последовательного использования части стока р. Черек, забираемого, очищенного от наносов и регулируемого в энергетических целях на сооружениях верхней ступени каскада — Кашхатау ГЭС. Очищенные расходы воды, пройдя через агрегаты Кашхатау ГЭС, отводятся в деривацию Аушигерской ГЭС (нижняя ступень каскада), исключая повторный водозабор и очистку расходов воды от наносов. Для независимой работы Аушигерской ГЭС предусмотрен резервный водозаборный узел, который с декабря 2002 г. обеспечивает работу этой ГЭС.

Пуск в эксплуатацию Кашхатау ГЭС состоялся 31 августа 2010 г.

Суммарная установленная мощность каскада — 128,6 МВт, среднегодовая выработка электроэнергии — 469 млн. кВт · ч.



## Транспортное соединение Каспийского моря и Азово-Черноморского бассейна

ОАО “Институт Гидропроект”, в послужном списке которого осуществленные проекты каналов Волга – Москва и Волго – Дон, после 65-летнего перерыва ведет предпроектные разработки нового воднотранспортного соединения. По поручению Евразийского банка развития Гидропроект в качестве лидера международного консорциума и генпроектировщика в 2009 – 2010 гг. выполняется работа “Проведение сравнительной оценки технико-экономических показателей строительства новой судоходной артерии между Каспийским морем и Азово-Черноморским бассейном”. Строительство судоходного соединения Каспийского и Черного морей призвано нарастить грузопоток, в частности, сырьевых ресурсов по данному направлению.



Есть два принципиально различающихся варианта трассы. Первый предусматривает строительство дублера существующего Волго-Донского водного пути, эксплуатируемого с 1952 г., по той же трассе протяженностью (без морских участков) 1065 км с подъемом воды на высоту 88 м. Второй — строительство трассы (канал “Евразия”) через Кумо-Манычскую впадину. Длина этой трассы составляет около 740 км, высота подъема воды — 51 м. ОАО “Институт Гидропроект” произведет оценку обоих вариантов строительства судоходного соединения, в результате которой будет определен оптимальный вариант трассы, дана предварительная оценка требуемых капиталовложений, сроков строительства, эффективности создания нового водного пути и подготовлены предложения правительствам Российской Федерации и Республики Казахстан по реализации этого проекта.

### Зарубежные объекты

ОАО “Институт Гидропроект” является ведущей российской консалтинговой компанией в области гидроэнергетического строительства, успешно конкурирующей с ведущими иностранными компаниями на мировом рынке.

В 2009 – 2010 гг. Гидропроект практически закончил свою работу в качестве проектировщика и инженера-консультанта по строительству следующих гидроэнергетических объектов за рубежом: ГЭС Шонла во Вьетнаме, Сангтудинская ГЭС-1 в Таджикистане, ГЭС Капанда в Анголе, ТВС АЭС Куданкулам (I очередь) и ГЭК Тери в Индии и др.

### ГЭС Шонла во Вьетнаме

В состав основных сооружений ГЭС Шонла на р. Да входят: бетонная гравитационная плотина из укатанного бетона высотой 138 м; водосливная двухъярусная плотина, имеющая шесть поверхностных пролетов и 12 донных отверстий; здание ГЭС приплотинного типа с отводящим каналом ГЭС и КРУЭ 550 кВ. Это будет одна из крупнейших ГЭС в Юго-Восточной Азии, ее проектная мощность составляет 2400 МВт с выработкой электроэнергии в среднем 10,2 млрд. кВт · ч в год.

В настоящее время строительство объекта находится в завершающей стадии. Пуск первого гидроагрегата (из шести по проекту) планируется в декабре 2010 г. Технический проект разрабатывался с 2004 по 2006 г. международным консорциумом в составе компаний “PCC-1” (Вьетнам), “Каленко” (Швейцария) и “Гидропроект” — лидер консорциума. С 2006 г. проектировщики перешли к рабочей документации.

Для обеспечения ввода станции в установленные Правительством Вьетнама сроки Гидропроект предложил оптимальную компоновку гидроузла, принял в проекте ряд прогрессивных высокотехнологических решений, в том числе по применению технологии укатанного бетона. Подбор составов бетона осуществляла компания “Каленко”.

Бесперебойное строительство сооружений в паводковый период обеспечила грамотно выбранная схема пропуска строительных расходов.

Технический проект прошел экспертизу международного консорциума экспертов с лидером “Nipronkoei LTD” (Япония), а также получил сертифи-



кат наивысшего качества от Правительства Вьетнама. Высоко оценив качество разработанного Гидропроектом технического проекта ГЭС Шонла, Правительство СРВ пригласило без торгов ОАО “Институт Гидропроект” для участия в разработке технического проекта гидроузла Лай Чао, который является верхней ступенью каскада на р. Да.

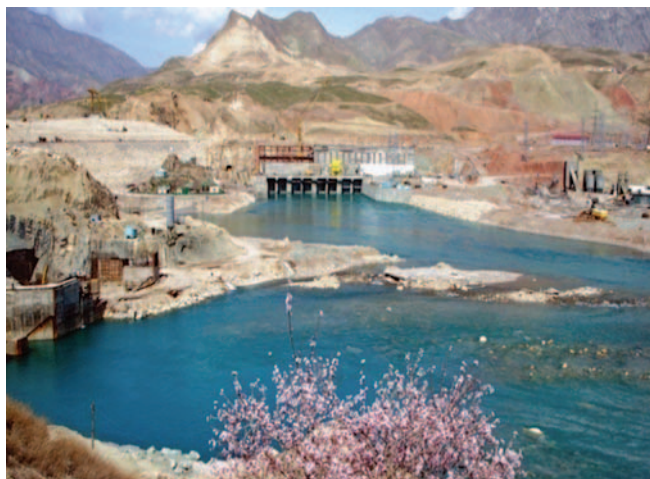
### Сангтудинская ГЭС-1 в Таджикистане

Строительство каскада ГЭС на р. Вахш было запланировано во времена больших советских строек и начато в 50-х гг. прошлого века. К середине 1980-х гг. большинство этих ГЭС уже действовало, в том числе и гигант — Нурекская ГЭС. Оставалось построить Рогунскую и Сангтудинские ГЭС. В итоге на территории Республики Таджикистан возникла бы мощнейшая в СССР система гидрогенерации.

В 1982 г., когда специалисты института “Гидропроект” приступили к разработке технико-экономического обоснования строительства Сангтудинской ГЭС-1, никто не мог предположить, что Советский Союз скоро прекратит свое существование, начатые стройки будут “заморожены” и потребуются договоренности на уровне президентов двух стран, чтобы вдохнуть новую жизнь в реализацию этих проектов. Окончание проектных работ и начало основного строительства Сангтудинской ГЭС-1 было “заморожено” в 1992 г. в связи с распадом СССР, разрывом налаженных экономических связей и началом гражданской войны в Таджикистане.

В 2004 г. между Российской Федерацией и Республикой Таджикистан было заключено межправительственное соглашение о возобновлении проектирования и строительства Сангтудинской ГЭС-1. Эта гидроэлектростанция мощностью 670 МВт, расположенная в 150 км южнее г. Душанбе, — совместный российско-таджикистанский проект, доля российского капитала в нем составляет 85 %.

Строительство Сангтудинской ГЭС-1 было возобновлено в апреле 2005 г., а торжественная цере-



мония сдачи станции в эксплуатацию состоялась 31 июля 2009 г. Первый гидроагрегат ГЭС запущен в эксплуатацию в рекордно короткие сроки — 20 января 2008 г., второй агрегат введен в эксплуатацию 1 июля 2008 г., запуск третьего состоялся в ноябре 2008 г. С вводом четвертого гидроагрегата ежегодная выработка электроэнергии на Сангтудинской ГЭС-1 составит 2,7 млрд. кВт · ч.

### ТВС АЭС Куданкулам в Индии



АЭС Куданкулам расположена в 30 км к северо-востоку от г. Куньякумари с восточной стороны южной оконечности полуострова Индостан, на берегу Манарского залива Индийского океана. ОАО “Институт Гидропроект” на этом объекте является разработчиком проектной и рабочей документации и осуществляет авторский надзор за строительством системы технического водоснабжения (ТВС) блоков 1-й очереди АЭС. В состав гидротехнических сооружений системы ТВС входят: морские сооружения, объединенные грунтовой защитной дамбой замкнутого профиля, — водозаборный трубопровод, расположенный на расстоянии 1100 м от берега и состоящий из четырех наплавных блоков, водозаборное и рыбозащитное сооружения на расстоянии 250 м от берега; береговые сооружения — насосная станция для подачи основной охлаждающей воды и воды для нужд неотвечественных потребителей, две насосные станции для водоснабжения ответственных потребителей, сифонные колодцы и отводящие каналы для отвода воды в море после потребителей АЭС, хлораторная установка для получения гипохлорита из морской воды, служащего для защиты систем охлаждающей воды от обрастания. Общий расход забираемой воды составляет 566 270 м<sup>3</sup>/ч на два блока АЭС.

В сентябре 2010 г. был подписан контракт на первый этап 2-й очереди АЭС Куданкулам.

## Гидроузел Капанда в Анголе



Гидроузел Капанда, строительство которого завершено, является крупнейшим гидроузлом в Анголе. С пуском в 2007 г. последнего, четвертого гидроагрегата установленная мощность ГЭС достигла проектного уровня 520 МВт.

Функции генпроектировщика на всех этапах возведения гидроузла выполняло ОАО «Институт Гидропроект». В связи с драматическими событиями, связанными с военными действиями в Анголе, с 1992 г. строительство гидроузла было приостановлено, инфраструктура нарушена, оборудование и часть конструкций и сооружений выведены из строя.

Возобновились строительные-монтажные работы только в 2000 г.

В состав основных сооружений гидроузла Капанда входят: бетонная гравитационная плотина высотой 110 м и длиной напорного фронта 1400 м; поверхностные и донные водосбросы; здание ГЭС, расположенное в скальной выемке на правом берегу; водоприемник ГЭС, встроенный в напорный фронт; ОРУ 220/110 кВ. Плотина возведена из укатанного особожесткого малоцементного бетона впервые в практике института «Гидропроект» для зарубежного объекта и впервые в Анголе.

## ГЭК Тери в Индии

Гидроэнергетический комплекс Тери (ГЭК) возводится на р. Бхагирати в штате Уттарханд в Индии и имеет многоцелевое назначение: ирригация, орошение, борьба с наводнениями, энергетика, рекреация. В состав гидроэнергокомплекса входят: ГЭС Тери, ГЭС Котешвар (контррегулятор ГЭС Тери), ГАЭС Тери.

Сооружение ГЭК Тери планируется построить в три очереди. Первая очередь — гидроузел Тери, включающий каменнонабросную плотину с суглинистым ядром высотой 260,5 м, комплекс водо-

сбросных сооружений и подземную ГЭС установленной мощностью 1000 МВт. Гидроузел, на котором специалисты ОАО «Институт Гидропроект» осуществляли функции консультанта заказчика по сопровождению строительства и по мониторингу за поведением сооружений, пущен в коммерческую эксплуатацию в 2007 г. Вторая очередь — гидроузел Котешвар, регулирующий неравномерные пропуски ГЭС Тери и создающий необходимый объем воды в водохранилище для работы ГАЭС Тери. В состав сооружений входят 96-метровая бетонная водосливная плотина и ГЭС установленной мощностью 400 МВт. ОАО «Институт Гидропроект» выполнил технический проект по этому объекту в 1995 г. В настоящее время ведется строительство гидроузла. Третья очередь — подземная гидроаккумулирующая электростанция установленной мощностью 1000 МВт, использующая в качестве бассейнов водохранилища гидроузлов Тери и Котешвар. ОАО «Институт Гидропроект» является инженером-консультантом заказчика по проектированию этой ГАЭС, начало строительства которой планируется в текущем году.



## ГЭС и ГАЭС Халябия-Залябия в Сирии

Сирия — давний партнер Гидропроекта в области гидротехнического строительства (ГЭС Тишрин, Табка, Аль-Баас на р. Евфрат). Экономика САР в последние годы переживает существенный подъем, сопровождающийся высокими темпами роста электропотребления, которое, однако, не обеспечивается развитием энергетической базы страны. Особенно неудовлетворительно складывается баланс мощностей из-за нехватки генерирующих мощностей (основные источники пиковой мощности — ГЭС Евфратского гидроузла и ГЭС Тишрин). Уже сегодня необходим ввод новой генерирующей мощности в размере не менее 500 – 600 МВт для покрытия пиковых нагрузок и создания оперативного резер-



ва. В то же время гидроэнергетический потенциал страны почти исчерпан.

В связи с этим по договору с сирийским заказчиком ОАО “Институт Гидропроект” разработало и в 2009 г. закончило первый этап обоснования ирригационно-энергетического комплекса на р. Евфрат в составе низконапорного гидроузла Халябия-Залябия мощностью 81 МВт и ГАЭС мощностью 890 МВт, использующей верхний бьеф гидроузла в качестве нижнего бассейна, и планирует приступить к разработке проектов его строительства.

### **Плявиньская ГЭС (резервный водосброс) в Латвии**

Строительство резервного водосброса Плявиньской ГЭС (введена в 1968 г., установленная мощность 825 МВт) необходимо для повышения безопасности всех ГЭС на р. Даугаве. Латвэнерго выполнило проверку пропуска максимально возможного расхода паводка (РМФ) в размере 12 600 м<sup>3</sup>/с через Плявиньскую ГЭС. При современном подходе РМФ должен быть пропущен без учета пропускной способности ГЭС и только через девять водосливных пролетов эксплуатационного водосброса при ФПУ из имеющихся десяти пролетов. Недостаточная пропускная способность сооружений Плявиньской ГЭС в размере 3960 м<sup>3</sup>/с должна быть обеспечена за счет строительства резервного водосброса. Определенную роль в принятии решения о строительстве резервного водосброса сыграли и другие факторы — наличие суффозии и разуплотнение грунтов основания здания этой ГЭС.

Конструкцию резервного водосброса Плявиньской ГЭС ОАО “Институт Гидропроект” разрабатывает совместно с инженерным бюро “Профекто” (Латвия) в соответствии с техническим заданием на разработку проектной документации, выданным Латвэнерго. Выполненные инженерные изыскания на стройплощадке и гидравлические модельные исследования позволяют считать, что строительство в конкретных геологических и гидрогеологических условиях связано с повышенным риском как для резервного водосброса, так и для существующей Плявиньской ГЭС. Поэтому Гидропроект предложил альтернативную конструкцию водосброса, с которой заказчик, после ознакомления с доводами специалистов Гидропроекта, согласился.

В состав резервного водосброса входят: подводящий канал, водосливная плотина, быстроток, одноступенчатый водобойный колодец и отводящий

канал. Пропускная способность водосброса — 4000 м<sup>3</sup>/с, перепад высот — 40 м.

В настоящее время ОАО “Институт Гидропроект” принимает участие в проектировании, а также в оказании инженерных услуг по строительству следующих гидроэнергетических объектов за рубежом:

ГЭС Лай Чау (1200 МВт) на р. Да во Вьетнаме — консультационные услуги по разработке технического проекта;

инженерная защита ГЭС Халябия-Залябия (890 МВт) в Сирии;

гидроузлы Тортуго (230 МВт) и Луримагауас (140 МВт) на р. Гуальябамба в Эквадоре — разработка ТЭО и техпроекта;

ГЭС Тери (1000 МВт) в Индии — мониторинг состояния сооружений;

гидроузел Санкош (4060 МВт) в Бутане — ТЭО бетонной плотины высотой 265 м;

гидроузел Се Конг-4 (600 МВт) в Лаосе — разработка технического проекта.

Кроме того, переданы **технико-коммерческие предложения зарубежным заказчикам** для участия Института в:

разработке окончательного ТЭО строительства ГЭС Сан-Хосе (126,9 МВт) и ГЭС Тауаману в Республике Боливии;

оказании консультационных услуг по гидроузлу Средний Субаншири (1600 МВт) в Индии;

предквалификации по гидроузлу Дибанг (3000 МВт) в Индии;

разработке тендерного проекта строительства ГЭС Кодо Синклэр (1500 МВт) в Республике Эквадор;

оказании консультационных услуг по гидроузлу Вишнугад Пипалкоти (444 МВт) в Индии (в составе международного консорциума на ЕРС контракт).

Результаты проектно-изыскательской и научно-исследовательской деятельности нашего Института в области гидроэнергетики позволяют с оптимизмом смотреть в будущее и надеяться на то, что славная история института “Гидропроект”, начавшаяся 9 октября 1930 г., не закончится в ближайшее время распадом и прекращением профессиональной деятельности Института, как это произошло со многими “флагманами” советской и российской энергетики.

# Современное состояние и прогноз развития гидроэнергетики России и СНГ

Паремуд С. П., Ваксова Е. И., Николаева Л. А., инженеры,  
Файн И. И., кандидат техн. наук (ОАО «Институт Гидропроект»)

Намечены планы развития гидроэнергетики России, основанные на использовании наиболее эффективной части гидроэнергетического потенциала страны.

**Ключевые слова:** программа, строительство, реконструкция, безопасность, инвестиции

## Энергетическая безопасность страны

Генеральной задачей дальнейшего развития энергетики является обеспечение энергетической безопасности страны. Важнейшими элементами энергетической безопасности являются: валовое производство электроэнергии, соответствующее годовой и сезонной потребности промышленности и населения; обеспечение маневренности ведения суточных режимов нагрузки энергосистем гидроэнергетическими установками; наличие по меньшей мере 10-процентного аварийного резерва.

Главные принципы энергетической безопасности страны:

заменимость исчерпаемого ресурса, т. е. темпы потребления органических видов топлива не должны превышать темпы освоения замещающих их источников энергии;

диверсификация видов топлива и энергии, т. е. экономика страны не должна чрезмерно зависеть от какого-либо одного энергоносителя;

рациональность потребления органических ресурсов, т. е. использование органического топлива в энергетике не должно приводить к нехватке его как сырья для химической переработки и других нетопливных целей;

формирование долгосрочной политики развития возобновляемых источников энергии, учитывающей структуру и тенденции изменения прогнозного топливно-энергетического баланса;

экологическая приемлемость, т. е. развитие энергетики не должно сопровождаться увеличени-

ем антропогенной нагрузки на окружающую природную среду;

недопущение угрожающего энергетической безопасности уровня износа основных производственных фондов и стимулирование привлечения инвестиций для их модернизации;

обеспечение государственной поддержки инвестиционным проектам в энергетическом секторе народного хозяйства.

Энергетическая безопасность требует заблаговременных и решительных действий Правительства. Без поддержки государства сегодняшние проблемы электроэнергетики и гидроэнергетики, в частности, решены быть не могут.

## Состояние и перспективы развития электроэнергетики России

Энергетическая стратегия России на период до 2030 г. предусматривает совершенствование структуры производства электрической энергии, стабилизацию объемов потребления природного газа и рост потребления угля, дальнейшее развитие атомной энергетики, расширение использования гидроэнергетических ресурсов.

Установленная мощность электростанций ЕЭС России на конец 2009 г. составила порядка 220 млн. кВт, что на 10 % больше, чем на конец 2008 г. Увеличение установленной мощности достигнуто за счет вводов нового, а также модернизации действующего оборудования электростанций. Структура установленной мощности электростанций России на 1 января 2010 г.: ТЭС 68 %, ГЭС 21 %, АЭС 11 % (рис. 1). В структуре установленной мощности доля ГЭС по России в связи с аварией на Саяно-Шушенской ГЭС снизилась с 21 % в предыдущие годы до 19 % в настоящее время.

Число часов использования установленной мощности электростанций ЕЭС России составило в 2009 г. 4535 ч, в том числе ТЭС — 4346 ч, АЭС — 6957 ч, ГЭС — 3758 ч. Данные, характеризующие использование установленной мощности электростанций по ЕЭС России, приведены на рис. 2.

Годовой максимум потребления ЕЭС России в 2009 г. составил 150 МВт, при этом нагрузка элект-

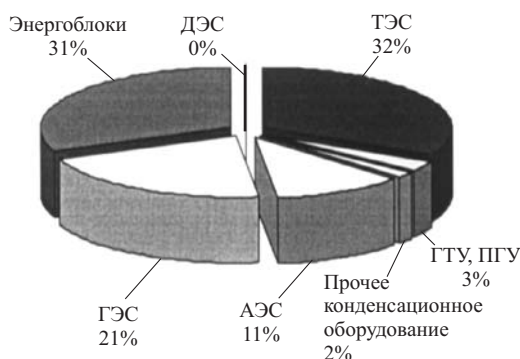


Рис. 1.

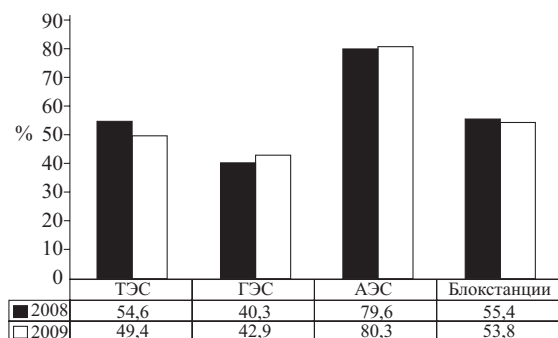


Рис. 2.

роприятий ЕЭС России — 151,8 МВт. В 2009 г. нагрузка потребителей в ЕЭС России и отдельных энергообъединениях достигла уровня потребления мощности 1990 – 1991 гг., а по ряду энергообъединений и энергосистем уровень потребления мощности превысил исторический максимум. Наибольшее превышение потребления мощности в 2009 г. в сравнении с достигнутым историческим максимумом зафиксировано в энергосистемах Москвы и Московской области — на 1023 МВт, в ОЭС центра — 259 МВт, Тюмени — 191 МВт, Санкт-Петербурга и Ленинградской области — 151 МВт, ОЭС Северо-Запада — 122 МВт.

Электропотребление в России в 2009 г. составило 974 млрд. кВт · ч против 1023 млрд. кВт · ч в 2008 г. (снижение на 4,8 %). Снижение электропотребления связано с влиянием экономического кризиса, отразившегося прежде всего на спаде промышленного производства, в первую очередь электроемкого металлургического производства. Нужно отметить, что в 2008 г. был достигнут дореформенный уровень электропотребления, который в 1990 г. составил 1073 млрд. кВт · ч.

В структуру потребляемого топлива тепловыми электростанциями в последние годы входят: газ 68 – 69 %, уголь 26 – 27 %, мазут 5 % общего объема потребленного электроэнергетикой топлива. Одним из важнейших вопросов экономики электроэнергетики является оценка стоимости топлива и вырабатываемой электроэнергии. Известно, что государство регулирует цены на газ и частично тарифы на электроэнергию. С 1 января 2011 г. намечается переход от государственного регулирования оптовых цен на газ к государственному регулированию тарифов на услуги по транспортировке газа по магистральным трубопроводам по территории Российской Федерации. С 2011 г. также будет осуществлена окончательная либерализация тарифов на электроэнергию, кроме тарифов для населения.

На рис. 3 представлена динамика оптовых цен на газ на период до 2010 г. для промышленных потребителей и утвержденных тарифов поставщиков

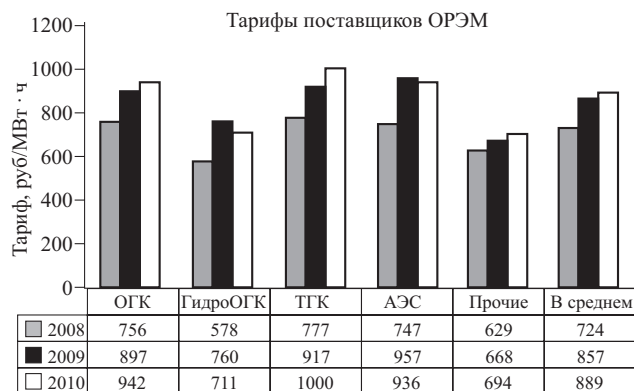


Рис. 3.

оптового рынка<sup>1</sup>. По прогнозным оценкам цена газа внутри страны будет повышаться, соответственно будет расти себестоимость производства электроэнергии на тепловых станциях. Эту ситуацию может усугубить рост удельного веса угля в структуре потребляемого топлива тепловыми электростанциями, так как цена угля примерно в 1,5 раза выше цены газа.

Себестоимость производства электроэнергии на тепловых электростанциях примерно в 5 – 6 раз выше аналогичного показателя на ГЭС. Таким образом, и в перспективе ГЭС будут оказывать существенную роль в сдерживании тарифов для конечных потребителей.

Гидроэнергетика в структуре электроэнергетики России продолжает играть большую роль, являясь ключевым элементом обеспечения системной надежности Единой энергосистемы страны, располагая более 90 % резерва регулировочной мощности. Из всех существующих типов электростанций именно ГЭС являются наиболее маневренными и способны при необходимости быстро существенно увеличить объемы выработки, покрывая пиковые нагрузки.

В настоящее время на территории России работают 102 гидроэлектростанции мощностью свыше 100 МВт и одна ГАЭС (Загорская гидроаккумулирующая электростанция). Общая установленная мощность гидроагрегатов на ГЭС в России составляет примерно 46 ГВт (пятое место в мире). В 2009 г. российскими гидроэлектростанциями выработано 167 млрд. кВт · ч электроэнергии. В общем

<sup>1</sup> Информационный бюллетень ФСТ. 2010. 26 марта. № 11.

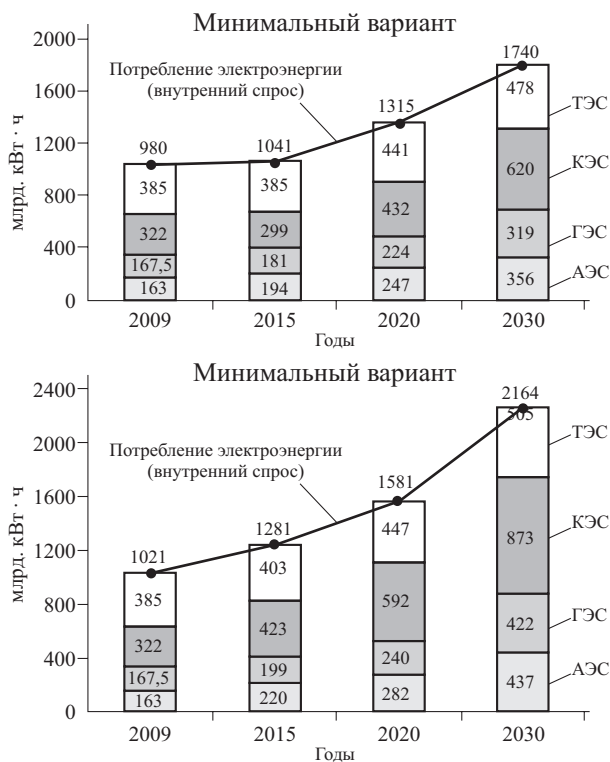


Рис. 4.

объеме производства электроэнергии в России доля ГЭС не превышает 20 %.

Несмотря на зависимость гидроэнергетики от гидрологических условий, доля ее в общем балансе производства электроэнергии продолжает расти, что свидетельствует о ее высокой надежности и экономической эффективности. К уровню 1990 г. удельный вес гидроэнергетики в составе электроэнергетического комплекса России вырос по мощности на 3,4 %, по выработке электроэнергии на 13 %.

В соответствии с “Энергетической стратегией России на период до 2030 года”<sup>2</sup> ожидается следующая потребность в электрической энергии: 2015 г. — 1041 – 1218 млрд. кВт · ч, 2020 г. — 1315 – 1518 млрд. кВт · ч, 2030 г. — 1740 – 2164 млрд. кВт · ч. При этом прогнозируемый среднегодовой темп прироста электропотребления составит за период 2009 – 2030 гг. 3,8 % в максимальном варианте и 2,8 % в минимальном. Потребность в мощности для обеспечения указанной выработки электроэнергии прогнозируется следующей: 2015 г. — 239 – 267 млн. кВт, 2020 г. — 275 – 315 млн. кВт, 2030 г. — 355 – 445 млн. кВт. Прогноз электропотребления и структура производства электроэнергии в соответствии с “Энергетической стратегией России на период до 2030 года” приведены на рис. 4.

Анализируя состояние и перспективы развития электроэнергетики России, можно сделать следующие выводы:

рост электропотребления требует дальнейшего наращивания генерирующих мощностей;

повышение доли угольной составляющей в структуре топливного баланса электроэнергетики потребует увеличения удельных затрат в топливно-энергетический комплекс тепловой энергетики;

существенное повышение цены энергетического топлива приведет к повышению стоимости производства электроэнергии на тепловых электростанциях.

Эти условия создают объективные предпосылки для ускоренного развития бестопливных направлений электроэнергетики — гидроэнергетики и атомной энергетики. Уровень надежности новых атомных электростанций, предлагаемых к строительству, по заверениям их создателей, полностью соответствует международным требованиям. Немаловажно, что они на длительную перспективу обеспечены топливом. Поэтому дальнейшее их развитие будет определяться двумя обстоятельствами: восприимчивостью населением и экономическими показателями.

#### Современное состояние и перспективы развития гидроэнергетики в мире

По данным Мирового энергетического совета экономический потенциал гидроэнергоресурсов мира оценивается в 8772 млрд. кВт · ч. Степень его освоения в мире составляет около 38 %, в том числе в России — 21 %, в США — 72 %, в Канаде — 65 %, во Франции — 90 %, в Китае — 27 %. В настоящее время в 93 странах строятся гидроэлектростанции общей установленной мощностью 172 млн. кВт; две трети этой мощности приходится на четыре страны: Китай (47 %), Индию (8,7 %), Бразилию (6,8 %) и Турцию (5 %).

Особо следует отметить темпы развития гидроэнергетики в Китае, где с 1980 по 2009 г. установленная мощность ГЭС выросла в 8,55 раза и приблизилась к 171 млн. кВт. Планируется увеличение этой мощности до 250 млн. кВт в 2015 г., до 300 млн. кВт в 2020 г. Суммарная годовая энергоотдача действующих в мире ГЭС составит 3352,6 млрд. кВт · ч, в том числе китайских 684 млрд. кВт · ч.

Таким образом, суждения о некоем спаде мирового гидроэнергостроительства, якобы исчерпавшего свои возможности, являются необоснованными. Уровень развития гидроэнергетики в разных странах мира указывает на то, что жизненные интересы многих развивающихся и слаборазвитых стран, особенно африканских, настоятельно требуют развития источников снабжения электрической энергией и водой. Большинство этих стран имеют

<sup>2</sup> Утверждена распоряжением Правительства РФ от 13.10.2009 г. № 1715-р.

значительные гидроэнергетические ресурсы и рассчитывают их использовать, при этом планы будущего строительства гидроузлов занимают ключевые позиции в решении социально-экономических проблем.

За последнее десятилетие планы нового строительства гидроэнергетических и водохозяйственных объектов в разных странах мира неоднократно подвергались резкой критике со стороны экологических и некоторых международных организаций, особенно тех стран, в которых гидроэнергетический потенциал близок к исчерпанию, таких как США и ряд государств Европы.

Россия располагает исключительно богатым гидроэнергетическим потенциалом, что определяет широкие возможности развития гидроэнергетики. На территории страны сосредоточено около 9 % мировых запасов гидроэнергии. По обеспеченности гидроэнергетическими ресурсами Россия занимает второе, после КНР, место в мире, опережая США, Бразилию, Канаду.

Общий валовой (теоретический) гидроэнергетический потенциал Российской Федерации определен в 2900 млрд. кВт · ч годовой выработки электроэнергии, или 170 тыс. кВт · ч на 1 км<sup>2</sup> территории. Из него потенциал крупных и средних рек составляет 2400 млрд. кВт · ч, или 83 %. Это основной фонд гидроэнергетических ресурсов, на котором базируется гидроэнергостроительство как важный элемент развития электроэнергетики.

Технически достижимый уровень использования гидроэнергоресурсов составляет около 70 % от валового гидроэнергетического потенциала, т. е. общий технический потенциал гидроэнергетики России составляет 1670 млрд. кВт · ч годовой выработки (без малых рек).

Экономический потенциал как приемлемая для практического использования (с учетом экономической целесообразности, условий хозяйственного освоения территорий и природоохранных факторов) часть гидроэнергоресурсов был оценен в начале 1960-х гг. на основе обобщения многочисленных проектных материалов предыдущих лет и определен в 850 млрд. кВт · ч годовой выработки в целом по России (без малых рек). При этом размещение экономических гидроресурсов по территории РФ резко неравномерно: порядка 80 % приходится на восточные регионы страны (Сибирь, Дальний Восток) и только 20 % — на европейские. Из потенциала европейской части России 30 % — это районы Поволжья, 40 % — районы Севера и Северного Кавказа.

Необходимо иметь в виду, что объем экономического потенциала — величина переменная во времени и определяется прежде всего темпами бу-

дущего роста спроса, а также обеспеченностью страны другими видами топливно-энергетических ресурсов и конъюнктурой цен на минеральное топливо. Общеизвестная величина экономического потенциала России составляет немногим более 50 % от технического. Однако в настоящее время нет достаточно надежных экономических инструментов для переоценки экономического потенциала страны, так как неясны перспективы экономического развития государства и рынка топливно-энергетических ресурсов. Очевидны две тенденции: ужесточение требований по охране окружающей среды и рост стоимости первичных энергетических ресурсов (нефти, газа, угля). Эти разнонаправленные тенденции, в принципе, сохраняют сложившиеся оценки сравнительного уровня эффективности различных источников энергии.

Анализ зарубежного опыта показывает, что в странах, где запасы невозобновляемых ресурсов (нефти, газа, угля) невелики или близки к исчерпанию, величина экономического гидроэнергетического потенциала приближается к техническому и степень его освоения достигает 60 – 90 %. По степени освоения экономически эффективных гидроэнергоресурсов Россия сейчас значительно уступает экономически развитым странам. В США и Канаде этот показатель составляет 66 – 72 %, а в ряде стран Западной Европы и в Японии — от 60 до 95 %. В России достигнутая степень освоения экономических гидроресурсов составляет 21 %. В настоящее время это один из самых низких уровней использования гидроэнергетического потенциала не только среди развитых, но и среди развивающихся стран. При этом по районам европейской части РФ он составляет 41 %, снижаясь в восточных регионах — до 23 % в Сибири и до 6 % на Дальнем Востоке.

Преобладающая часть энергетического потенциала страны размещена в районах Сибири и Дальнего Востока, где сосредоточены огромные запасы гидроэнергии Ангары, Енисея, Оби, Иртыша, Лены, Витима и других рек, природные условия которых позволяют сооружать мощные гидроэлектростанции, производящие исключительно дешёвую электроэнергию. Распределение экономически эффективной части гидроэнергетических ресурсов России по экономическим районам приведено в табл. 1.

Основными предпосылками развития гидроэнергетики в России, наряду с наличием значительного, до настоящего времени не использованного гидроэнергетического потенциала, являются:

низкая себестоимость вырабатываемой на ГЭС электроэнергии, благодаря чему гидроэлектростанции поставляют энергию на ОРЭМ (оптовый рынок энергии и мощности) по весьма низкой цене, что в

конечном счете приводит к снижению тарифов на электроэнергию у потребителей;

существенный прирост электропотребления в перспективе до 2030 г., в соответствии с “Энергетической стратегией России”. Часть этого прироста должна быть покрыта за счет гидроэлектростанций;

трудности с формированием топливной базы тепловых электростанций и рост цен на минеральное топливо;

необходимость участия ГЭС и ГАЭС в покрытии неравномерной части графиков электрической нагрузки. Естественно, что если растет электропотребление, то соответственно растет и переменная часть графиков электрической нагрузки. Следует иметь в виду, что участие тепловых электростанций в покрытии неравномерной части графиков электрической нагрузки будет весьма затруднительным из-за старения парка теплосилового оборудования. Многие устаревшие тепловые электростанции не смогут работать в переменном режиме. Кроме того, следует учесть и увеличение в перспективе удельного веса атомных электростанций, которые, как известно, не могут с высокой степенью надежности работать в переменных режимах;

экологические факторы и прежде всего сокращение выбросов парниковых газов в варианте строительства ГЭС по сравнению с вариантом строительства тепловых электростанций на органическом топливе;

конкурентоспособность выдвигаемых к строительству (завершению строительства) гидроэнерге-

тических объектов: в европейской части России — в пиковой и полупиковой зонах графиков электрической нагрузки, в Сибири и на Дальнем Востоке — в базисной части графика нагрузки.

### Перспективы развития гидроэнергетики России

Объем гидроэнергетических ресурсов России, которые могут быть экономически эффективно использованы за 2010 – 2030 гг., оценивается в 40 – 80 млн. кВт. С учетом предполагаемых вводов на ГЭС в этот период использование гидроэнергетического потенциала России составит 300 – 400 млрд. кВт · ч, или 35 – 47 % экономического потенциала страны. В настоящее время это один из самых низких уровней использования гидропотенциала не только среди развитых, но и развивающихся стран. В большинстве государств использование этого бесплодного ресурса давно превысило 50 – 60 % потенциала, а европейские страны освоили практически полностью все свои гидроресурсы.

В соответствии со Стратегией развития энергетики России на период до 2030 г. главной задачей развития гидроэнергетики является освоение богатых гидроэнергоресурсов страны в увязке со спросом на электроэнергию и режимами ее потребления. Основная часть неиспользованного остатка гидроресурсов (86 %) сосредоточена на реках Сибири и Дальнего Востока, где ограничителями гидростроительства являются экономические факторы и возможности дальнего транспорта электроэнергии, и лишь 14 % — в европейской части страны, хронически дефицитной по электроэнергии.

Т а б л и ц а 1

Экономический район	Валовые (теоретические) гидроресурсы, млрд. кВт · ч	Технически возможные к использованию гидроресурсы, млрд. кВт · ч	Экономические гидроресурсы	
			млрд. кВт · ч	доля от валовых (теоретических) гидроресурсов, %
Северо-Западный	98,8	54,9	43,0	43,5
Центральный	14,7	7,6	6,0	40,8
Волго-Вятский	15,0	8,9	7,0	46,7
Центрально-Черноземный	2,2	0,8	–	–
Поволжский	70,7	47,3	41,0	58,0
Северо-Кавказский	107,7	53,4	25,0	23,2
Уральский	84,3	56,3	40,0	4,7
Западно-Сибирский	144,0	92,9	46,0	5,4
Восточно-Сибирский	848,5	663,6	350,0	41,2
Дальневосточный	1008,9	684,1	294,0	29,1
В с е г о	2394,9	1669,8	852,0	35,6

Многолетний опыт гидростроительства показывает, что сооружения ГЭС в большинстве случаев, особенно в отдаленных, малоосвоенных и трудных для проживания районах, дают начало хозяйственному развитию и благоустройству территории и являются постоянным действенным фактором для развития региональной экономики. В современных условиях хозяйствования освоение новых территорий с участием гидрогенерации строится на новых принципах. Наиболее эффективной считается форма частно-государственного партнерства, основной принцип которого заключается в том, что государство вкладывает средства в организацию производственной (в том числе энергетической) и социальной инфраструктуры, а частный бизнес — в создание новых крупных, преимущественно электроемких предприятий промышленного сектора. В результате частный бизнес обеспечит гарантированный спрос на гидроэнергию и динамично выведет местную экономику на новые рубежи. Пилотным проектом такого частно-государственного партнерства является утвержденная Правительством РФ долгосрочная комплексная программа развития Нижнего Приангарья с включением в нее Богучанской ГЭС, а в дальнейшем — новых ГЭС на Нижней Ангаре.

По существу технологического процесса гидроэлектростанции являются экологически чистыми источниками электроэнергии: не выбрасывают в водную среду и в атмосферу загрязняющих веществ, не потребляют атмосферного кислорода. Опыт гидротехнического строительства показывает, что крупных негативных изменений в природную среду гидроэнергетика не вносит. Особенностью гидротехнических объектов, строительство которых предполагается в обозримой перспективе, является их перемещение в малоосвоенные регионы страны: в Сибирь, на Дальний Восток, на Север европейской части, в горные и предгорные районы Кавказа, где негативные воздействия на природную среду могут быть сведены к минимуму. Осредненные по энергозонам удельные показатели затопления и переселения населения на 1 млн. кВт · ч выработки электроэнергии ГЭС приведены в табл. 2. Аналогичные показатели по существующим гидро-

электростанциям России составляют соответственно 26,5 га/млн. кВт · ч и 4,9 чел/млн. кВт · ч.

По совокупности природных факторов гидроэнергетика имеет безусловные преимущества перед альтернативой — строительством ТЭС. Тепловая энергетика является крупнейшим загрязнителем окружающей среды, выбрасывающим в атмосферу около 50 % вредных веществ, до 70 % общего объема парниковых газов, сливающим более 25 % загрязненных сточных вод, что тяжело отражается на экологической обстановке. В перспективе объемы выбросов возрастут примерно на 25 %. За счет гидротехнического строительства эти приросты могут быть сокращены, что улучшит состояние воздушного бассейна. Намечаемая “Энергетической стратегией России на период до 2030 года” программа гидроэнергостроительства позволит экономить на уровне 2020 г. 20 – 25 млн. т у.т., на уровне 2030 г. — 90 – 120 млн. т у.т. органического топлива.

### Региональные аспекты гидростроительства

*Энергозона европейской части и Урала.* Потенциал экономически эффективных гидроэнергетических ресурсов европейской части и Урала составляет 162 млрд. кВт · ч (19 % общероссийского) и складывается следующим образом: Северо-Запад — 43 млрд. кВт · ч, Центр и Поволжье — 54 млрд. кВт · ч, Юг — 25 млрд. кВт · ч, Урал — 40 млрд. кВт · ч. Суммарная среднемноголетняя выработка в границах ЕЕЭС (с учетом повышения НПУ Чебоксарского водохранилища, а также достройки Ирганайской, Кашхатау и Зарамагских ГЭС) составит 61,7 млрд. кВт · ч. Уровень освоения экономического потенциала в целом по энергозоне составляет 38 %, в том числе по регионам: Центр и Поволжье — 66 %, Юг — 38 %, Северо-Запад — 30 %, Урал — 10 %. Неиспользованный остаток гидропотенциала оценивается в 100 млрд. кВт · ч.

При этом в Центре и Поволжье практически завершено освоение гидроэнергетических ресурсов крупных рек (Волги, Камы), составляющих основную долю гидроэнергетического потенциала региона. Освоение его оставшейся доли может быть реализовано только строительством небольших по мощности ГЭС на притоках рек, с учетом ограничений, связанных с сельскохозяйственной освоенностью и заселенностью речных долин. Возможно увеличение мощности и производства электроэнергии на действующих ГЭС, в основном на Чебоксарском и Нижнекамском гидроузлах, за счет повышения НПУ водохранилищ до проектных отметок.

Перспективы развития этого региона связаны прежде всего со строительством гидроаккумулирующих электростанций, необходимых для режимного (суточного) регулирования мощностей энергосистем. В настоящее время в Московской области на

Т а б л и ц а 2

Энергозона	Затопление, га/млн. кВт · ч	Переселение, чел/млн. кВт · ч
Европейская часть	12	0,4
Сибирь	10	0,3
Восток	9	0,1

р. Кунья строится Загорская ГАЭС-2 установленной мощностью в генераторном режиме 840 МВт. К числу наиболее перспективных ГАЭС в этом регионе следует отнести Центральную в Тверской области установленной мощностью в генераторном режиме 3640 МВт, Средневолжскую (Козловскую) установленной мощностью в генераторном режиме 2536 МВт, Курскую установленной мощностью в генераторном режиме 465 МВт.

На Урале для строительства гидроэлектростанций ранее рассматривалось значительное количество возможных створов в бассейне р. Камы (верховья Камы, Белая, Уфа, Чусовая и др.). Однако после пересмотра схем освоения этих водотоков большинство площадок было отвергнуто. Для перспективы может рассматриваться только завершение использования гидропотенциала р. Уфы строительством Нижнесуянской ГЭС установленной мощностью 240 МВт.

На Северо-Западе основная часть неиспользованных гидроэнергоресурсов находится в бассейне северных рек: Северной Двины с притоками, Печоры с притоками, Мезени и Онеги. Экономический потенциал этих бассейнов оценивается почти в 20 млрд. кВт · ч. Освоение этого ресурса, безусловно, целесообразно, но для этого потребуются значительное время и разработка “Схемы использования гидроэнергетических ресурсов северных рек” с учетом современных социальных, экономических и экологических условий. В перспективе в Северо-Западном регионе целесообразно завершить использование гидропотенциала р. Кемь, а также рассмотреть возможность строительства ГЭС на реках Иоканьга, Чирко-Кемь, Рында, Водла.

В данном регионе имеются возможности для строительства гидроаккумулирующих электростанций. К числу наиболее перспективных ГАЭС следует отнести Ленинградскую установленной мощностью в генераторном режиме 1560 МВт, а также Карельскую установленной мощностью в генераторном режиме 3170 МВт.

На Северном Кавказе возможности нового гидротехнического строительства остаются весьма благоприятными. Курс на развитие гидроэнергетики в национальных республиках определяется дефицитностью энергобаланса и отсутствием собственных топливных ресурсов. Наиболее интенсивная программа гидростроительства предполагается в Кабардино-Балкарии и Дагестане, где она лимитируется в основном природоохранными требованиями и общеполитической ситуацией в регионе.

На Северном Кавказе выявлено большое количество возможных для строительства гидроэлектростанций створов во всех речных бассейнах региона. Основная часть неиспользованных гидроэнергоресурсов находится в бассейнах рек Сулак и Самур. В

рассматриваемой перспективе целесообразно завершить использование гидропотенциала рек Аварское Койсу и Андийское Койсу, Баксан и др.

В настоящее время в регионе завершается строительство Нижнечерекского каскада ГЭС в Республике Кабардино-Балкарии, продолжается строительство Зарамагской ГЭС в Республике Северной Осетии (Алания), продолжится освоение гидроэнергетического потенциала р. Зеленчук путем строительства Красногорской ГЭС и Зеленчукской ГЭС-ГАЭС в Республике Карачаево-Черкессии. Степень освоения инвестиций в эти ГЭС достаточно высока. В перспективе на Северном Кавказе целесообразно продолжить строительство Ирганайской и Гоцатлинской ГЭС в Республике Дагестан. В Республике Кабардино-Балкарии целесообразно продолжить изучение вопроса о строительстве Курпского и Баксанского каскадов ГЭС, Сармаковской ГЭС на р. Малка, ГЭС “Голубое озеро” на р. Черек Безенгийский. В качестве одного из перспективных объектов в регионе рассматривается строительство Лабинской ГАЭС установленной мощностью в генераторном режиме 600 МВт. Строительство этих гидроузлов позволило бы увеличить степень использования экономического потенциала региона до 60 – 65 %.

*Энергозона Сибири.* Потенциал экономически эффективных гидроэнергетических ресурсов Сибирского региона России составляет 396 млрд. кВт · ч (более 46 % общероссийского). В этом регионе гидроэнергетические ресурсы в основном сосредоточены в бассейнах рек Енисея, Лены и Оби. Распределение экономического гидропотенциала по основным речным бассейнам региона следующее:

бассейн р. Енисея (в том числе Ангара) — 288 млрд. кВт · ч;

бассейн р. Оби (в том числе Иртыш) — 65 млрд. кВт · ч;

бассейн р. Лены — 40 млрд. кВт · ч;

прочие — 3 млрд. кВт · ч.

Суммарная среднесуточная выработка электроэнергии ГЭС Сибири — 100 млрд. кВт · ч, а с учетом достройки Богучанской ГЭС — 118 млрд. кВт · ч. Уровень освоения экономического потенциала рек Сибирского региона (практически полностью за счет Ангары и Енисея) составляет 30 %. Неиспользованный остаток экономического гидроэнергетического потенциала оценивается в 280 млрд. кВт · ч.

Основные неиспользованные гидроэнергетические ресурсы Сибирского региона сосредоточены на реках Енисее, Ангаре, Витиме и Катунь. На притоке Нижнего Енисея находится наиболее значительный перспективный гидроэнергетический объект не



только региона, но и России — Эвенкийская ГЭС на р. Нижняя Тунгуска мощностью 12000 МВт, выработкой 46 млрд. кВт · ч. К числу перспективных относятся:

каскад ГЭС на Нижней Ангаре — Нижнебогучанская, Мотыгинская ГЭС;

Витимский каскад в составе Мокской ГЭС с контррегулятором Ивановской ГЭС, Бодайбинской, Сигнайской, Каралонской ГЭС;

Тельмамская ГЭС на р. Мамакане;

Тувинская, Шивелигская, Шуйская и Буренская ГЭС на Верхнем Енисее;

Алтайская и Чемальская ГЭС на р. Катунь.

Строительство этих гидроузлов позволило бы увеличить степень использования экономического потенциала Сибирского региона до 57 %.

*Энергозона Востока.* Потенциал экономически эффективных гидроэнергетических ресурсов Дальнего Востока России составляет 294 млрд. кВт · ч (более 35 % общероссийского). В этом регионе гидроэнергетические ресурсы в основном сосредоточены в бассейнах рек Лены, Амура, Колымы. Распределение экономического гидропотенциала по основным речным бассейнам следующее:

бассейн р. Лены — 195 млрд. кВт · ч;

бассейн р. Амура — 48 млрд. кВт · ч;

бассейн р. Колымы — 27 млрд. кВт · ч;

прочие — 24 млрд. кВт · ч.

Суммарная среднесезонная выработка электроэнергии ГЭС Востока после ввода строящейся Усть-Среднеканской ГЭС составит 21,8 млрд. кВт · ч, или 7,4 % экономического гидропотенциала региона. Неиспользованный остаток гидропотенциала оценивается в 270 млрд. кВт · ч.

Многолетние исследования института “Гидропроект” позволили выявить большое количество перспективных для строительства гидроэлектростанций створов во всех речных бассейнах Дальневосточного региона. Однако произошедшее в последние десятилетия ужесточение экологических требований к гидростроительству привело к пересмотру концепций освоения гидроэнергетических ресурсов.

Потенциальные возможности по выработке электроэнергии на основном створе р. Лены значительны, однако по социально-экологическим условиям очень проблематично реализовать их строительством крупных ГЭС. Реализация намеченного на р. Лене каскада гидроузлов приведет к затоплению и переселению четырех районных центров Республики Саха, к потере практически всех сельхозугодий, расположенных в пойме, что нанесет значительный ущерб сельскому хозяйству. Вероятно, даже в отдаленной перспективе не следует ожидать решений по строительству ГЭС на основном створе р. Лены.

Использование гидроэнергетических ресурсов пограничного участка р. Амура рассматривалось Гидропроектom совместно с китайской стороной, и после разработки “Схемы использования гидроэнергетических ресурсов пограничного участка р. Амур” в качестве первоочередного объекта рекомендовался Хинганский гидроузел — нижняя ступень каскада.

Из большого количества площадок ГЭС, рассмотренных Гидропроектom на притоках р. Амура на территории Амурской области, Хабаровского и Приморского краев, к категории перспективных отнесены ГЭС с суммарной энергоотдачей 8,9 млрд. кВт · ч, которые рассматриваются в качестве местных источников энергоснабжения. Это такие ГЭС, как Нижнебурейская на р. Бурее, каскад на р. Зее, Дальнереченские на р. Б. Уссурка, Ургальская на р. Ургале, Гилуйская на р. Гилуе.

Пригодные к использованию ресурсы сосредоточены в Республике Саха (Якутия), в первую очередь в южной ее части. Из них наибольший интерес может представлять освоение гидроэнергетического потенциала рек Олекмы и Алдана, а также притоков Алдана — Учур и Тимптона — посредством создания Южно-Якутского гидроэнергетического комплекса. ЮЯГЭК может стать крупным экспортером электроэнергии в соседние страны — Японию, Корею, Китай. В качестве первоочередного объекта здесь рассматривается Канкунская ГЭС на р. Учур.

Строительство этих гидроузлов позволило бы увеличить степень использования экономического потенциала Дальневосточного региона до 20 % и более.

### **Освоение гидроэнергетического потенциала в перспективе 2020 – 2030 гг.**

Вводы мощности на ГЭС в перспективе 2020 – 2030 гг. определяются в соответствии с требованиями развития энергосистем. Основными критериями при разработке объемов вводов генерирующих мощностей на обозримую перспективу являются:

соответствие технических характеристик перспективных объектов режимным требованиям системного оператора;

возможности энергокомпаний по осуществлению своевременного ввода мощностей;

экономическая эффективность перспективных объектов.

В связи с этим к объектам, ввод которых должен быть осуществлен в рассматриваемой перспективе, могут быть отнесены:

в ЕЭС европейской части РФ — завершение ГЭС Кашхатау на р. Черек мощностью 65,1 МВт в 2010 г., Гоцатлинской ГЭС мощностью 100 МВт в

2013 г., Зарамагской ГЭС-1 мощностью 342 МВт в 2013 г., Егорлыкской ГЭС-2 мощностью 14 МВт в 2010 г., Загорской ГАЭС-2 мощностью в генераторном режиме по 420 МВт в 2012 и 2013 гг. и Зеленчукской ГЭС-ГАЭС мощностью в генераторном режиме 140 МВт в 2013 г. В более отдаленной перспективе в ЕЭС европейской части РФ планируется осуществление вводов на Ленинградской ГАЭС мощностью в генераторном режиме 1560 МВт;

в ОЭС Сибири — достройка Богучанской ГЭС с вводом первого агрегата в 2011 г. и выходом на проектные параметры в 2012 – 2013 гг. Из объектов более отдаленной перспективы планируется строительство Мотыгинской ГЭС с вводом первых агрегатов в 2020 г. Планировавшийся ранее ввод Эвенкийской ГЭС в рассматриваемой перспективе не намечен;

в ОЭС Востока — Канкунская ГЭС с началом строительства в 2020 г. При необходимости дополнительных объемов передачи энергии и мощности в Китай в качестве первоочередных объектов, имеющих достаточную проектную готовность, могут быть осуществлены строительством Нижнебурейская и Нижнезейская ГЭС;

в изолированных районах — завершение строительства Усть-Среднеканской ГЭС мощностью 570 МВт, в более отдаленной перспективе предусматривается строительство Нижнекурейской ГЭС мощностью 150 МВт.

Сохранение работоспособности оборудования действующих ГЭС является одним из приоритетных направлений деятельности ОАО “РусГидро” и ряда ТГК. В прогнозируемый период предусматривается проведение технического перевооружения на действующих ГЭС в соответствии с инвестиционными программами генерирующих компаний.

В ОАО “РусГидро” разработана программа технического перевооружения и реконструкции ГЭС компании на период 2006 – 2010 гг., а также прогноз программы ТПиР гидростанций на период до 2020 г. До конца 2010 г. на ГЭС, входящих в состав ОАО “РусГидро”, планируется заменить 55 гидравлических турбин, 63 силовых блочных трансформатора, 114 генераторных выключателей. Основные объемы работ будут произведены на станциях Волжско-Камского каскада, что обусловлено более вы-

сокой степенью изношенности основных производственных фондов этих ГЭС. Результатом реализации программы станет рост установленной мощности действующих ГЭС на 177,5 МВт. Выполнение программы позволит обеспечить безопасность ГЭС ОАО “РусГидро”, частично увеличить объемы производства электроэнергии, увеличить капитализацию компании, а также создать надежную финансовую основу для инвестирования за счет собственной деятельности. Общий объем затрат на реализацию программы ТПиР до 2010 г. предполагается на уровне 26,5 млрд. руб. Прогнозная программа ТПиР на период до 2020 г. предусматривает увеличение установленной мощности действующих ГЭС на 546 МВт, предварительно ее реализация оценивается в 89 млрд. руб.

Намеченные планы развития гидроэнергетики России, основанные на использовании наиболее эффективной части гидроэнергетического потенциала страны, позволят внести существенный вклад в обеспечение энергетической безопасности страны и регионов, удовлетворить потребность экономики и населения в электрической энергии и мощности по доступным конкурентоспособным ценам, обеспечить надежную и безопасную работу системы энергоснабжения России. Важное значение будет иметь возможность достижения мультипликативных эффектов развития удаленных и малоосвоенных регионов, связанных с вводом новых генерирующих мощностей и созданием на их основе кластеров промышленных производств-потребителей электроэнергии ГЭС.

Заявленная программа перспективного гидростроительства и реконструкции действующих ГЭС, как было отмечено выше, требует значительных финансовых ресурсов. Основными источниками инвестиций будут являться собственные средства, прибыли акционерных обществ с привлечением кредитов и средств от дополнительной эмиссии акций. При модернизации существующих и строительстве новых ГЭС, а также в случаях, если в силу региональных особенностей энергокомпании не являются самодостаточными и инвестиционно привлекательными, будут в соответствии с утвержденными программными документами, привлекаться государственные средства.

# Использование новых материалов и технологий в строительстве и проектировании гидротехнических сооружений

Паремуд С. П., Александров А. В., инженеры (ОАО «Институт Гидропроект»)

Появление новых технологий проектирования привело к возможности повышения эффективности и качества труда проектировщиков, сокращения сроков проектирования.

**Ключевые слова:** подземные работы, туннель, грунты, цемент, бетон, моделирование, календарное планирование.

Гидротехническое строительство является одним из наиболее консервативных видов строительства с точки зрения основных технологических приёмов выполнения строительно-монтажных работ. Основные технологии производства, например, земельно-скальных или бетонных работ являются устоявшимися, традиционными, и нет оснований полагать, что они существенно изменятся в будущем. Подходы к изменению интенсификации этих работ, в первую очередь, связаны с увеличением единичной мощности используемых машин и механизмов. Тем не менее, появление новых материалов влечет за собой появление новых возможностей для улучшения эффективности строительно-монтажных работ (СМР), что приводит к повышению общей экономической эффективности строительства.

Возведение гидротехнических сооружений связано с выполнением больших объёмов СМР. При этом сроки производства этих работ измеряются годами, а иногда и десятками лет. Экономия в сроках возведения сооружения или в стоимости производства отдельных видов работ влечет за собой существенное сокращение издержек при строительстве и повышение экономической эффективности гидроузла. На сокращение сроков строительства и снижение издержек выполнения отдельных видов работ направлены усилия проектных и научных организаций гидротехнического профиля.

Помимо повышения эффективности гидроузлов за счет сокращения затрат и сроков возведения, с появлением новых материалов и технологических решений, в некоторых случаях удастся также повысить безопасность сооружений как на стадии их возведения, так и на стадии эксплуатации.

**Одними из наиболее сложных видов работ при строительстве гидротехнических сооружений являются подземные работы.** Производство подземных работ, как правило, лежит на критическом пути возведения сооружения. Требования к качеству выполнения подземных работ как по выломке, так и по созданию обделок, являются повышенными в связи с затрудненными условиями последующей эксплуатации и ремонта готовых сооружений. Комплекс подземных работ нередко выполняется в сложных горно-геологических условиях. В некоторых случаях из-за резкого изменения

свойств вмещающих пород приходится менять технологические приёмы проходки. Такие осложняющие факторы приводят к необходимости разработки нетрадиционных решений в составе проектов организации строительства гидроузла.

Одним из примеров такого решения стал проект деривационного туннеля Кашхатау ГЭС. Проект Нижнечерекских ГЭС, в котором в состав сооружений Кашхатау ГЭС входил деривационный туннель, был выпущен в 1992 г. Армгидропроект. Диаметр туннеля в свету 5,6 м был определен исходя из требования пропускной способности туннеля 80 м<sup>3</sup>/с при работе в напорном режиме. Длина туннеля составляет около 4,5 км; длина туннеля несколько раз менялась при разработке различных вариантов проекта. В плане на начальном участке со стороны входного портала туннель имеет криволинейный участок радиусом около 200 м. Максимальная глубина заложения туннеля около 200 м. Уровень подземных вод находится на расстоянии до 70 м над шельгой свода. Проходка туннеля по проекту Армгидропроекта предусматривалась буровзрывным способом.

Проект прошел экспертизу Минтопэнерго, которая отметила необходимость изменения способа разработки породы с буровзрывного на механизированный на участках слабых песчаных и глинистых пород. Корректировка проекта была выполнена московским институтом «Гидропроект». В результате доработки проекта была принята новая конструкция обделки; новая технология проходки на участках глинистых пород с помощью комбайна избирательного действия 4ПП-2М.

В 1996 г. началось строительство туннеля. С выходного портала проходка велась в известняках средней крепости буровзрывным способом. В качестве временной крепи использовалась входящая в конструкцию постоянной обделки сборная крепь. С начала строительства до января 2002 г. с временной сборной крепью было пройдено 2638 м в деривационном туннеле и 370 м подходной выработки (на всю длину). По мере достижения участка слабых пород начались вывалы сводовой части, на ПК 0+40 вывал достиг дневной поверхности, работы были приостановлены. Встал вопрос о выборе безопасной технологии проходки участка со сложны-



**Рис. 1.** Установка для закрепления слабых грунтов джет-граунтингом (Сангтудинская ГЭС-1): *а* — общий вид установки; *б* — бурные скважины; *в* — образец грунтоцементной сваи после джет-граунтинга

ми горно-геологическими условиями длиной около 950 м. В соответствии с проектом, разработанным институтом “Гидропроект”, участок деривационного туннеля со стороны входного портала необходимо было проходить с предварительным замораживанием неустойчивых пород. Был также разработан проект организации строительства для варианта проходки слабых грунтов с применением туннельно-проходческого комплекса (ТПМК) с активным пригрузом забоя. Фактически проходка велась двумя забоями с применением комбайна избирательного действия 2П-110. Проходка велась уступным способом с установкой арочной крепи из пространственных армоферм. Постоянную обделку возводили с небольшим отставанием от забоя.

В 2008 г. на строительстве деривационного туннеля Кашхатау ГЭС произошел вывал породы на участке около 40 м. Это обстоятельство не позволило продолжать работы без укрепления породы. Проходка в забое, где произошел вывал породы,

была приостановлена на существенный срок. Общая длина оставшегося участка слабых пород составляла 653 м. В этих условиях потребовалась разработка новых технологических решений. В сложившейся ситуации был рекомендован способ упрочнения неустойчивых грунтов с применением технологии джет-граунтинга (*jet-grouting*). Упрочнение предшествовало дальнейшей проходке туннеля в безопасных условиях. Технология джет-граунтинга представляет собой выполнение цементационных работ в пробуренной лидерной скважине с помощью вращающегося сопла, из которого под большим давлением подается цементный раствор. Сопло, перемещаясь вдоль скважины, формирует грунтоцементную прочную колонну диаметром в 3 – 5 раз большим, чем диаметр лидерной скважины. Рабочий проект по укреплению обводненных песчаных грунтов и глин (ПК 6+01 — ПК 9+40) и проходке укрепленного участка при сооружении деривационного туннеля Кашхатау ГЭС был вы-

полнен совместно ООО “Подземпроектстрой” г. Красноярск и институтом “Гидропроект”.

По проекту ядро туннеля закреплялось через горизонтальные и наклонные скважины, расположенные в шахматном порядке. Нагнетание раствора производилось заходками по 3 – 5 м по зажимной схеме через буровой снаряд и превентор. За внутренним контуром выполнялись работы по химическому закреплению грунтов также с применением элементов технологии джет-граутинга. Дополнительно предусматривалось армирование скважин трубами и арматурой. Технология выполнения работ потребовала высокой организации труда и была освоена производителем работ. После закрепления пород на захватке 19 – 22 м выполнялась проходка закрепленного участка механизированным способом двумя уступами. В настоящее время проходка деривационного туннеля полностью выполнена. Применение новой технологии закрепления слабых и неустойчивых пород позволило выполнить проходческие работы по проходке деривационного туннеля Кашхатау ГЭС в безопасном режиме.

Технология джет-граутинга была применена также при строительстве Сангудинской ГЭС-1 в Республике Таджикистан. С помощью джет-граутинга выполнялись работы по устройству цементационной завесы в районе русла реки Вахш (рис. 1). Результаты выполнения работ показали высокую зависимость качества работ от градиентов напора в районе скважин, что не позволило отказаться от выполнения работ по устройству традиционной цементационной завесы.

По мере применения технологии джет-граутинга происходит накопление опыта и определяются области применения этого способа закрепления грунта и устройства противодиффузионной завесы в гидротехническом строительстве. Представляется перспективной *проходка гидротехнических и транспортных туннелей с помощью туннелепроходческих комплексов (ТПМК или щитовой проходки)*. В настоящее время щитовая проходка в гидротехническом строительстве используется крайне редко. Примером применения такого рода решения в нашей стране можно привести проходку деривационного туннеля Ирганайской ГЭС на реке Аварское Койсу диаметром 8,5 м и длиной 5220,8 м (1990 – 1995 гг.).

За рубежом проходка гидротехнических туннелей освоена достаточно хорошо, есть примеры проходки многокилометровых туннелей различного назначения с помощью щитовой проходки (рис. 2). Примером может служить ГЭС Каурахнюкар (Каганһюкар) установленной мощностью 690 МВт, в составе сооружений которой с помощью щитовой проходки был пройден строительный туннель дли-

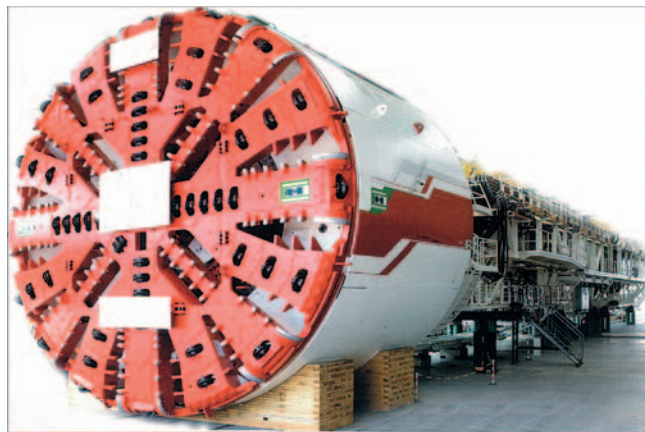


Рис. 2. Туннелепроходческий комплекс

ной 11 км и диаметром 6,5 м, а также деривационный туннель длиной 40 км и диаметром 7,5 м.

В современном транспортном строительстве щитовая проходка занимает обширную нишу, позволяя проводить работы по проходке туннелей в различных грунтовых условиях с высокими скоростями. Проходка туннелей сечением около 100 м<sup>2</sup> буровзрывным способом в прочных породах традиционно выполняется со скоростью не более 50 – 60 м в месяц с установкой временной крепи, тогда как проходка таких туннелей с помощью механизированных щитов может быть осуществлена со скоростями 400 – 500 м в месяц с устройством конструктивной обделки. К преимуществам использования такого рода проходки можно отнести также отсутствие переборок при проходке и возможность выполнения работ по конструктивной обделке и укрепительной и заполнительной цементации туннелей одновременно с их проходкой. Использование механизированных щитов сдерживается относительно высокой стоимостью оборудования и требованиями к организации работ. Использование проходческих щитов требует высокой организации труда и бесперебойной подачи материалов в район забоя, что не всегда можно гарантировать в условиях строительства в неосвоенных районах. Однако, затраты на приобретение оборудования ТПМК при наполненном портфеле заказов быстро окупаются за счет высоких скоростей проходки.

Появление новых материалов наряду с возникновением новых свойств у материалов традиционных приводит к возникновению новых конструктивных и технологических решений. Одним из таких решений является **применение полимерных мембран в качестве противодиффузионных элементов**.

При строительстве гидротехнических сооружений часто возникает необходимость быстрого возведения сооружения. Как правило, после перекры-

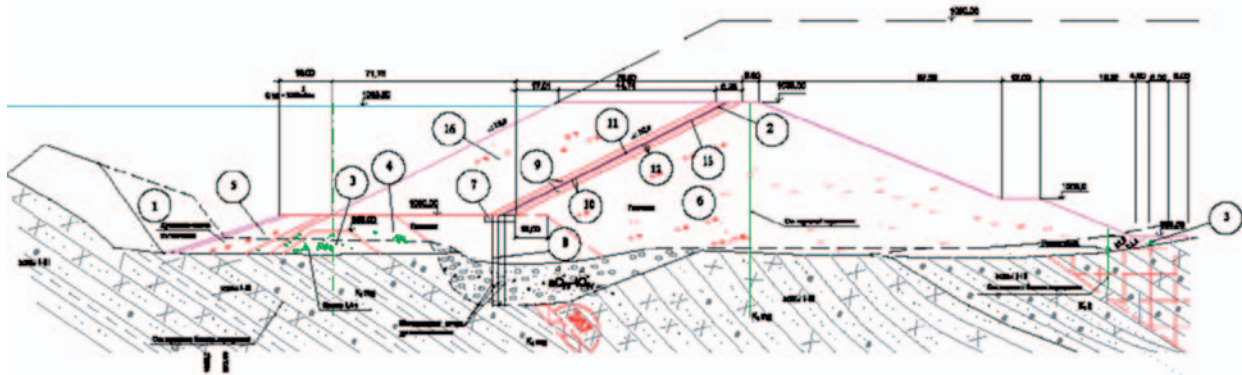


Рис. 3. Разрез по верховой перемычке Рогунской ГЭС

тия русла реки, которое выполняется на спаде паводка, остается около 7 – 8 месяцев для того, чтобы принять напор на верховой перемычке при расходах строительного периода паводка следующего года. Традиционные конструкции верховых перемычек предусматривают использование как связных (противофильтрационных), так и несвязных (фильтрующих) грунтов для их возведения, наличие которых не всегда может быть обеспечено в конкретном районе строительства. На сжатые сроки строительства накладывается также зимний, неблагоприятный для отсыпки и уплотнения связных грунтов, период выполнения строительно-монтажных работ. Это обстоятельство также накладывает ограничения на организацию работ на строительной площадке. Одним из вариантов решения задачи сокращения сроков возведения напорных сооружений является применение полимерных мембран. На строительстве Рогунской ГЭС на реке Вахш в Республике Таджикистан институтом «Гидропроект» предложено выполнить работы по укладке противофильтрационной мембраны в конструкции верховой перемычки. После перекрытия русла реки, которое планируется на конец октября 2010 г., начнутся работы по возведению верховой перемычки (рис. 3).

Под защитой верховой перемычки осуществляется ведение работ по сопряжению противофильтрационного элемента плотины I очереди с основанием.

Возведение верховой перемычки начинается в ноябре 2010 г. сразу после перекрытия и заканчивается к началу паводка (конец апреля - начало мая) года, следующего за перекрытием. Служит верховая перемычка 1 год, до того момента, когда отметка гребня плотины I очереди превысит отметку гребня верховой перемычки. Верховая перемычка в соответствии со СНиП 33-01-2003 относится ко II классу и при длительности периода эксплуатации до 2 лет рассчитана на максимальный расчетный расход 3 % обеспеченности. Конструкция перемычки дает возможность обеспечить возведение пере-

мычки до наступления паводка и снизить фильтрационный приток в котлован. Верховая перемычка полностью вписывается в конструкцию плотины. Перемычка запроектирована из грунтовых материалов. Общий объем отсыпки в перемычку: галечник — 1500 тыс. м<sup>3</sup>, горная масса — 560 тыс. м<sup>3</sup>, фильтры — 150 тыс. м<sup>3</sup>, общая площадь экрана — 22,5 тыс. м<sup>2</sup>.

Противофильтрационным элементом перемычки является полимерная плёнка. Экран защищен с двух сторон полотном из геотекстиля, а также двухслойной переходной зоной в верхней части (галечник и песок) и однослойной (песок) — в нижней. В основании перемычки выполняется инъекционная завеса, перерезающая аллювиальные отложения.

Проектом также предусматривается укладка полимерной мембраны в плотину I очереди Рогунской ГЭС. Отметка гребня плотины I очереди — 1060,0 м, максимальная высота 75,0 м, ширина по гребню 340 м. Противофильтрационным элементом плотины I очереди также предлагается полимерная плёнка. Экран защищен с двух сторон полотном из геотекстиля, который уложен на защитный слой из песка по слою галечника. Сопряжение диафрагмы с основанием выполнено через железобетонный пояс. Плотина отсыпается из галечника с устройством пригрузки из горной массы толщиной 20 м по верховому откосу.

Выполнение работ по устройству полимерных мембран не требует применения сложных технологических решений. Мембрана сваривается из листов 2 × 20 м, разворачиваемых прямо по отсыпанному откосу из рулонов. Сварка производится горячим воздухом с возможностью контроля сварных соединений. Материал изготовления позволяет мембране испытывать значительные растяжения без нарушения сплошности.

Геотекстиль как относительно новый мембранный материал, применяемый в гидротехническом строительстве, позволяет упростить конструкции земляных сооружений. При том, что геотекстиль является хорошо фильтрующим материалом, он

препятствует процессам грунтовой суффозии и кольматации. Это обстоятельство позволяет упростить подбор фильтровых материалов, а в ряде случаев совсем отказаться от их укладки. Геотекстиль нашел широкое применение на строительстве Сангудинской ГЭС-1 в Республике Таджикистан, а также на строительстве Загорской ГАЭС-2.

**Одним из перспективных направлений выполнения противофильтрационных работ является сооружение стен в грунте** различных конструктивных схем. К ним относится устройство буронабивных свай (включая бурокасательные и буроосушители), а также стен в грунте, выполняемых рейферными механизмами. Этот способ нашел применение на Юмагузинском гидроузле, Загорской ГАЭС-2, Богучанской ГЭС.

Стена в грунте, выполняемая двумя способами рейферным оборудованием и фрезой (установки С-50 и С-90 фирмы “Casagrande”), в 2001 – 2004 гг. служила одним из элементов противофильтрационной защиты земляной плотины Юмагузинского гидроузла (рис. 4). Плотина Юмагузинского гидроузла имеет длину около 600 м по гребню и максимальную высоту в русле 64 м. Стена в грунте имеет протяженность около 480 м, максимальную глубину до 30 м и была пройдена в аллювиальных грунтах основания правобережного, руслового и левобережного участков плотины. Аллювиальные грунты содержали значительное количество валунника. Валунник замедлял выполнение работ по выемке породы в начальный период строительства. После приобретения опыта проходки валунника скорости проходки соответствовали требованиям календарного графика.

В настоящее время на ряде сооружений получен опыт проходки буровыми станками буронабивных свай при значительных толщинах (до 3 – 4 м) слоя сплошных валунов, что позволяет рекомендовать выполнение буронабивных свай на гидротехнических объектах практически в любых районах строительства с различными геологическими условиями.

Буронабивные сваи были применены при строительстве ряда сооружений. С их помощью были возведены основания напорных водоводов Загорской ГАЭС-1, ГАЭС-2, Кайшядорской ГАЭС, буронабивные сваи использовались при строительстве донного туннельного водосброса Юмагузинского гидроузла, на ряде других объектов.

Свайное основание напорных водоводов Загорской ГАЭС-2 представляет собойисячие сваи длиной 22 – 25 м и диаметром 1,0 м, проходимые в мягких грунтах. Поверх свай устраивались ростверки, на которые укладывались продольные балки четырех ниток напорных водоводов.

Буронабивные сваи возводились с помощью современных буровых станков зарубежных и россий-



Рис. 4. Общий вид участка противофильтрационных работ Юмагузинского гидроузла

ских производителей. Скорости сооружения свай в мягких грунтах котлована здания ГАЭС составили около одной сваи в смену, что несколько выше закладываемых в графики проектных интенсивностей возведения этих сооружений.

Успешный опыт выполнения работ по устройству противофильтрационных и ограждающих элементов стены в грунте с помощью буронабивных свай позволяет рассматривать конструктивные варианты применения этих решений в нетрадиционных случаях. В частности, в концепции достройки Рогунской ГЭС для сооружения переходов временно-эксплуатационных туннелей по временной схеме предлагается использование стены в грунте из буронабивных свай, выполняющих роль стенок временного канала. Это решение позволило бы существенно снизить опасность повторного разрушения строительных туннелей при пропуске расходов строительного периода.

Практика изменения свойств традиционных материалов для строительства постепенно приводит к изменению технологических решений по их использованию. **В настоящее время в мировой практике выделяются специальные виды бетонов**, которые часто называются High Performance Concrete (HPC, бетон высоких показателей). Это бетоны,

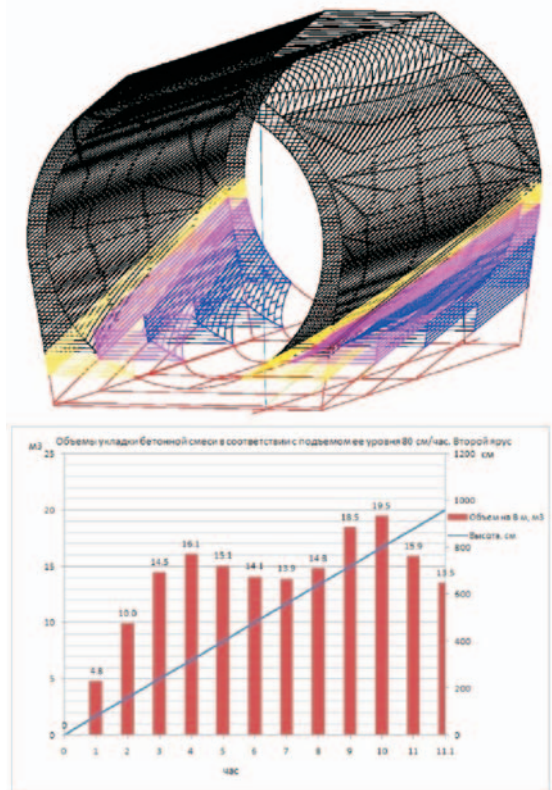


**Рис. 5.** Правая нитка туннелей СЭВ Сангтудинской ГЭС-1. Пропуск расходов до возведения сводовой части

к которым помимо традиционных требований по прочности (на уровне 35 МПа), морозостойкости и водонепроницаемости предъявляются требования по удобоукладываемости (вплоть до самоуплотнения), растекаемости, перекачиваемости, плотности, постоянства свойств во времени, долговечности, предсказуемости. Эти требования закладываются в проект, что позволяет выполнять подборы составов бетонных смесей с учетом таких требований и предусматривать конструктивные решения, соответствующие современным технологическим возможностям.

Бетоны и бетонные смеси по технологии НРС требуют высокой организации труда на строительной площадке, начиная от поставки материалов для производства бетонной смеси и заканчивая их укладкой. Применение этой технологии позволяет снизить общие затраты на укладку бетонной смеси за счет возможности использования бетононасосов и резкого сокращения работ по вибрированию бетонной смеси.

На строительстве обделок строительно-эксплуатационных туннелей (СЭВ) и туннельной части напорных водоводов Сангтудинской ГЭС-1 были применены бетоны высоких показателей. Составы смесей были разработаны ОАО «ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева». Смесей имели хорошую перекачиваемость бетононасосами при ОК = 22 – 24 см; высокую растекаемость, что позволило сократить количество окон для подачи бетонной смеси; высокую раннюю распалубочную прочность, что позволило выполнять распалубочные работы через 8 – 10 ч после укладки бетонной смеси. Это обстоятельство дало возможность закончить работы по выполнению об-



**Рис. 6.** График бетонирования напорных водоводов Загорской ГАЭС-2

делки туннелей СЭВ к моменту перекрытия и даже получить возможность пропуска расходов строительного периода через недостроенные сооружения (рис. 5).

Бетоны и бетонные смеси с регулируемыми свойствами по началу схватывания, раннему набору опалубочной прочности запроектированы и для строительства напорных водоводов Загорской ГАЭС-2. Монолитные железобетонные напорные водоводы Загорской ГАЭС-2 (рис. 6) имеют внутренний диаметр 7,5 м при толщине стенки водовода около 0,5 м и стальную облицовку толщиной 20 мм, которая при строительстве выполняет роль внутренней опалубки. В связи с небольшой толщиной стальной облицовки и невозможностью устройства большого количества внутренних распорок, высота слоя бетонирования не должна превышать 3 м для исключения деформаций облицовки и опалубки. Для решения этой задачи применяются бетонные смеси с регулируемым сроком схватывания (3 – 3,5 часа) и ранним набором распалубочной прочности (около 16 ч) для ускорения бетонных работ. Подбор составов бетонных смесей выполнялся лабораторией бетонных работ ОАО «НИИЭС». Бетонные смеси включали в себя помимо традиционных элементов: цемента, щебня и песка, специальные добавки — микрокремнезём



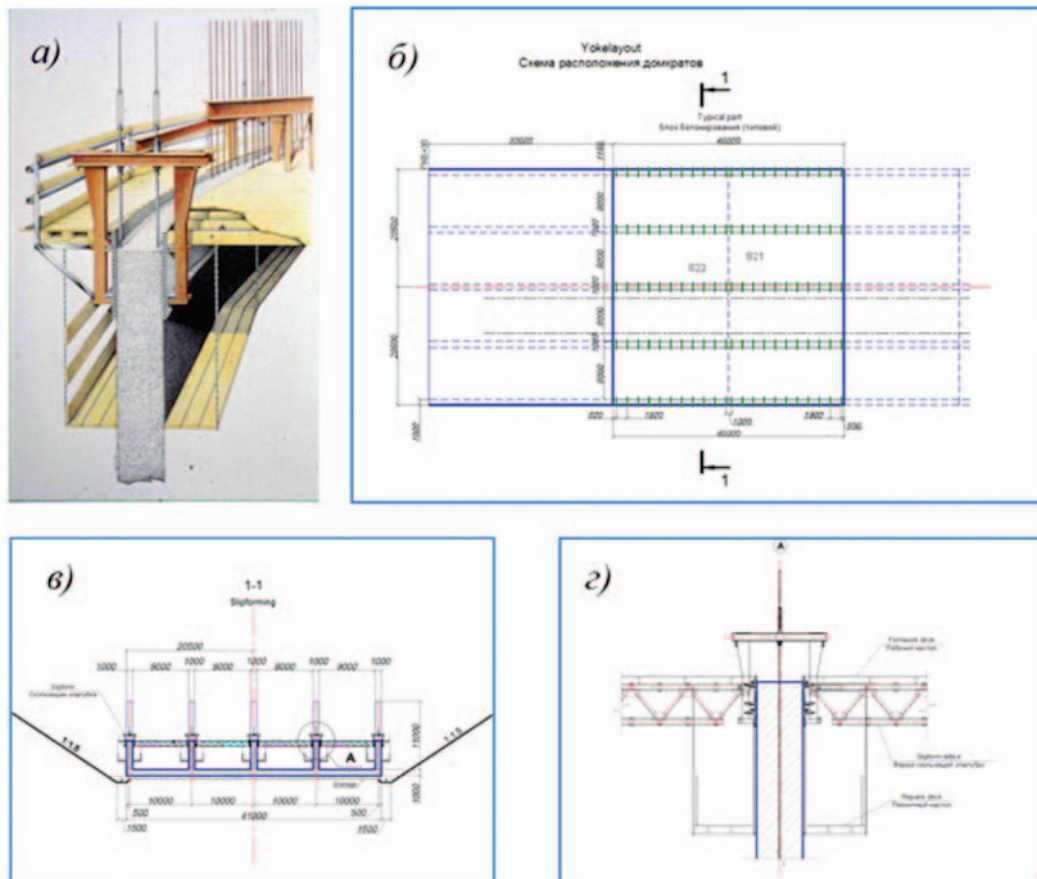


Рис. 7. Схема опалубочного комплекса скользящей опалубки резервного водосброса Плявиньской ГЭС: а — общий вид опалубочного комплекса; б — схема расположения домкратных рам; в — поперечный разрез; г — узел А

(МКУ-1) и суперпластификатор Glenium ACE430. Рассматриваются и иные составы бетонных смесей.

Часовые интенсивности подачи самоуплотняющейся бетонной смеси подобраны таким образом, что скорость подъема уровня бетонной смеси в опалубке II яруса составляет 80 – 100 см в час. Такая интенсивность бетонирования позволяет обеспечить отсутствие недопустимых деформаций стальной облицовки и опалубки и регулировать, при необходимости, скорость подъема уровня бетонной смеси.

Этот же принцип положен в основу производства бетонных работ при **использовании механизированных комплексов скользящей опалубки**. Условия укладки бетонной смеси следующие: бетонная смесь должна иметь срок схватывания не менее 12 – 14 ч при достижении распалубочной прочности в течение 2 – 3 ч. Высота опалубочного щита составляет 1,1 м при скоростях подъема опалубки около 5 – 8 см в час. Около 90 см бетонной смеси по высоте опалубочного щита является несхватившейся, остальные 20 см подвержены быстрому набору прочности. Преимущества использования скользящей опалубки следующие: каждый слой бетона в конструкцию укладывается как верхний слой, при этом происходит непрерывный визу-

альный контроль качества укладки бетонной смеси; существует возможность управления скоростью подъема опалубки для нивелирования изменений свойств бетонной смеси; отсутствуют горизонтальные строительные швы, что позволяет отказаться от работ по удалению цементной пленки; скорость возведения конструкции выше, чем при применении любого другого опалубочного комплекса. Этот способ возведения тонкостенных сооружений позволяет получить исключительно высокое качество укладки бетонной смеси, особенно в густоармированных конструкциях. Он широко представлен в зарубежной практике строительства железобетонных сооружений наплавным способом, который требует максимального уменьшения веса сооружения до его транспортировки по воде. Применение этого метода также обусловлено требованиями к сокращению сроков возведения сооружений.

Резервный водосброс Плявиньской ГЭС состоит из водосливной плотины с подводящим каналом, быстротока и двухступенчатого водобойного колодца. Массивные конструкции водосливной плотины и водобойного колодца выполняются традиционными методами укладки гидротехнического бетона. Быстроток бетонруется с использованием скользящей опалубки и современных бетонных смесей



Рис. 8. Строительство ГЭС Капанда: а — подача бетонной смеси сбросом с правобережного бетонного завода; б — съезд в теле бетонной плотины; в — общий вид гидроузла

(рис. 7). В поперечном сечении быстротока представляет собой четырехпролётную трубу. Каждое отверстие трубы имеет сечение  $9 \times 11$  м, толщина стенки 1 м. Общая ширина быстротока равна 41 м. Для снятия противодействия под деформационными швами укладывается дренаж с отводом воды в трубчатый дренаж, идущий в засыпке с обеих сторон быстротока. Блок бетонирования с помощью скользящей опалубки имеет размеры  $41 \times 40$  м и включает сразу две секции быстротока по длине. Выполнение работ по бетонированию 40 м быстротока при скорости подъёма скользящей опалубки около 8 см в ч занимает 6 сут. Так как армирование конструкции происходит одновременно с бетонированием, то общее время на устройство пяти стен толщиной 1 м, высотой 11 м и длиной 40 м составляет около 12 сут с учетом времени на установку опалубки и ее демонтаж.

**Опыт применения перекачиваемых и самоуплотняющихся бетонных смесей** показывает, что в настоящее время их использование дает наиболее высокий эффект при необходимости возведения тонкостенных конструкций, имеющих различные значения интенсивности армирования, в том числе и весьма густоармированных (до  $400 - 450 \text{ кг/м}^3$ ). Использование перекачиваемых смесей,

содержащих большое (более  $240 - 270 \text{ кг на } 1 \text{ м}^3$ ) количество цемента, в массивных блоках бетонных гидротехнических сооружений приводит к необходимости выполнения ряда мероприятий по регулированию температурного режима твердения бетона. Часто использование бетононасосов для укладки массивного бетона может приводить к появлению усадочных трещин. В настоящее время опыт применения перекачиваемых и самоуплотняющихся бетонных смесей находится в стадии дополнительного изучения для разработки надёжных рекомендаций по порядку использования такого рода смесей в массивных блоках гидротехнических сооружений.

Появление **малоцементных бетонных смесей**, так же, как и самоуплотняющихся смесей, привело к изменению технологических приёмов их укладки. В тех конструкциях, которые не требуют высокой прочности бетона, а требуется только его гарантированная плотность, имеется экономически и технологически эффективная возможность применять малоцементные бетоны. Малоцементные бетонные смеси, как правило, являются жесткими и позволяют передавать нагрузки от строительных машин и механизмов сразу после их укладки, не дожидаясь набора прочности бетона. В середине



Рис. 9. ГЭС Капанда. Завершение работ по бетонированию русловой части бетонной плотины

XX в. после появления малоцементных смесей появились технологии послойной укладки бетонных смесей, а затем и укатанных бетонных смесей. Появилась возможность использования технологических приёмов, характерных для укладки грунта, применительно к бетонным смесям. При укладке жёстких бетонных смесей небольшими слоями с помощью высокопроизводительных механизмов доставки к месту укладки (конвейеров, больших миксеров), бульдозеров для разравнивания смеси и катков для их укатки, интенсивность укладки бетонных смесей стала сопоставимой с интенсивностью укладки земляных масс.

Институтом «Гидропроект» был выполнен ряд проектов крупных бетонных плотин с использованием укатанного бетона. В их число входят гидроузлы Капанда на реке Кванза в Анголе, ГЭС Шонла на реке Да во Вьетнаме.

Плотина гидроузла Капанда высотой 97,5 м строилась в течение длительного периода, строительство окончено в 2005 г. В бетонной смеси для укатанного бетона (на  $1 \text{ м}^3$ ) входило 70 – 85 кг цемента и 25 – 30 кг каменной пыли. Противофильтрационным элементом служила пленка из ПВХ толщиной 5 мм, устанавливаемая на верхней грани плотины под защитой сборных железобетонных панелей с верхнего бьефа и слоя вибрированного бетона с нижнего бьефа. Слой вибрированного бетона непосредственно примыкал к укатанному бетону. Низовая грань плотины опалубливалась переставными сборными брусками, имеющими размеры, соответствующие уклону низовой грани. Особенностью возведения плотины ГЭС Капанда

(рис. 8) явилось то обстоятельство, что подача бетонной смеси по мере роста плотины выполнялась по двум различным схемам. Расположение бетонного завода на правом высоком берегу диктовало на первом этапе осуществление подачи бетонной смеси по наклонным бетоноводам с двумя промежуточными гасителями скорости падения смеси. По мере роста плотины в теле плотины был организован съезд (аналогично съездам в теле грунтовых плотин), по которому бетонная смесь подавалась уже автосамосвалами. Впоследствии этот транспортный путь был забетонирован при укладке укатанного бетона проектного профиля. Завершение работ по бетонированию русловой части плотины из укатанного бетона (съезд скрыт в теле плотины) показано на рис. 9.

На гидроузле Шонла при использовании цемента  $60 \text{ кг/м}^3$  и зоны уноса  $160 \text{ кг/м}^3$  удалось добиться годовой интенсивности укладки укатанного бетона около  $1,4 \text{ млн. м}^3$ .

Опыт применения укатанного бетона показывает, что наряду с существенными преимуществами этого материала (низкой стоимостью, индустриальностью укладки, возможностью применения конвейерного транспорта для подачи от места производства к месту работ), он обладает рядом недостатков. В их число входят: высокая чувствительность к климатическим условиям строительства, что исключает его применение при пониженных температурах зимнего периода; практическая непригодность для зон переменного уровня воды, где материал подвергается систематическому попеременному замораживанию-оттаиванию; трудность



Рис. 10. Трёхмерная модель сооружений Загорской ГАЭС-2

уплотнения жестких бетонных смесей в зонах контакта с опалубкой, с закладными элементами и блоках ограниченных размеров или насыщенных арматурой и др.

Появление новых технологий строительства сооружений сопровождается **технологическим прогрессом при разработке проектной документации**. В настоящее время проектная документация не разрабатывается вручную, используется компьютерная техника и программное обеспечение, соот-

ветствующее уровню сегодняшнего дня. *Одним из наиболее прогрессивных направлений разработки проектной документации является трёхмерное моделирование.* Трёхмерные модели сооружений имеют ряд преимуществ перед традиционным двумерным проектированием. Использование трёхмерных моделей позволяет избегать геометрических конфликтов между конструктивными элементами, а также различными инженерными системами. Трёхмерные модели позволяют легко получать различные сечения этих моделей, что облегчает процесс подготовки чертежей. Трёхмерные модели позволяют также решать сложные геометрические задачи сопряжения различных элементов между собой.

В Гидропроекте широко используется трёхмерное моделирование для выпуска документации по различным объектам. Разработанные модели на стадии Проект позволяют сократить затраты на выпуск рабочей документации, а также избежать ошибок при проектировании.

Трёхмерная модель позволила решить задачу сопряжения водоводов Загорской ГАЭС-2 (рис. 10) со зданием станции в узле, где водоводы подходят под углом к ней как в плане, так и по высоте.

Торовая часть отсасывающей трубы Сангтудинской ГЭС-1 имеет очень жёсткие заводские ограничения на отклонения от расчётной поверхности. Применение трёхмерной модели торовой части (рис. 11) позволило разработать документацию на



Рис. 11. Опалубка торовой части отсасывающей трубы Сангтудинской ГЭС-1

изготовление переставной деревометаллической опалубки, изготовить её и применить на всех 4 агрегатах.

В настоящее время институт “Гидропроект” выполняет работы по трёхмерному моделированию строительных конструкций практически всех объектов проектирования. Следующим этапом развития работ по трёхмерному моделированию будет решение задачи создания трёхмерных моделей технологического оборудования и инженерных сетей.

Наряду с трёхмерным моделированием для выпуска проектной документации широко используются *специализированные программные комплексы* для проведения сложных расчётов гидротехнических сооружений различными методами, в том числе с использованием трёхмерных моделей.

Одним из особых направлений является использование **специализированных программ календарного планирования**. В институте используется программный комплекс Primavera и популярная программа Microsoft Project. Эти программы позволяют выпускать специализированные сложные графики строительства гидротехнических сооружений, а также осуществлять внутреннее планирование деятельности института. Впервые программа Microsoft Project была использована при разработке

проекта Юмагузинского гидроузла в 2002 г. По заданию генподрядчика был разработан подробный взаимоувязанный график работ по всем сооружениям гидроузла до конца его строительства. В дальнейшем программы Primavera и Microsoft Project использовались при проектировании Богучанской ГЭС, Сангтудинской ГЭС-1, Загорской ГАЭС-2, Рогунской ГЭС и ряда менее крупных объектов, разрабатываемых институтом. Применение программ календарного планирования для разработки подробных графиков строительства позволяет существенно повысить качество строительно-монтажных работ за счёт сокращения непроизводительных затрат.

При всей традиционности подходов к проектированию и строительству гидротехнических сооружений, в настоящее время в ряде дисциплин быстрыми темпами возникают новые технологические решения и приёмы выполнения строительно-монтажных работ. Появляются большие возможности использования новых строительных материалов и технологий в практике проектирования и строительства. Эти возможности позволяют сократить сроки строительства гидротехнических сооружений, повысить их эффективность и качество.

# Богучанская ГЭС — пусковой объект российской гидроэнергетики

Волынчиков А. Н., главный инженер проекта,  
кандидат техн. наук (ОАО “Институт Гидропроект”)

Продолжается возведение четвертой ступени каскада ГЭС на р. Ангаре.

**Ключевые слова:** плотина, проект, строительство, быстрое течение, аэрация, поток.

Строительство Богучанской ГЭС — четвертой ступени каскада гидроэлектростанций на р. Ангаре — начато в 1980 г., в период расцвета гидроэнергетического строительства в СССР и его наибольших достижений. Строительство предполагалось завершить в короткие сроки. Для этого были серьезные основания. В Сибирском регионе существовал опытный коллектив строителей и проектировщиков. Было успешно завершено строительство верхних ступеней Ангарского каскада — Иркутской, Братской, Усть-Илимской ГЭС (рис. 1).

Флагман проектирования в гидроэнергетике СССР — институт “Гидропроект” им. С. Я. Жука в 1979 г. разработал технический проект Богучанского гидроузла. По постановлению Совета Министров СССР от 30.04.1980 № 798р пуск первых агрегатов был намечен на 1988 г., а завершение строительства — на 1992 г. Первый куб бетона в сооружения уложен в 1982 г. В октябре 1987 г. осуществлено перекрытие русла р. Ангары, расхо-

ды реки переведены в донные строительные отверстия бетонной плотины.

Богучанская ГЭС должна была повторить успешную судьбу уже построенных гидроузлов р. Ангары. Однако история распорядилась по-другому. В этот период произошел распад государственной системы Советского Союза. Тяжелая экономическая обстановка в стране практически остановила строительство. Однако коллектив строителей не позволил полностью законсервировать строительство и сохранил возможность без значительных потерь продолжить строительство.

В 2006 г. по указу Президента Российской Федерации возобновлено строительство Богучанского гидроузла; пуск первых агрегатов намечен на конец 2011 г., а готовность зоны затопления водохранилища до отм. 185,0 м — к осени 2011 г. В инвестировании проекта принимает участие частный капитал.

В 2006 – 2008 гг. ОАО “Институт Гидропроект” по поручению ОАО “Организатор строительства БоГЭС” выполнило корректировку технического проекта Богучанской ГЭС 1979 г.

Климат района строительства Богучанской ГЭС резко континентальный, с большими колебаниями сезонных и суточных температур. Лето короткое, теплое; зима — суровая, продолжительная. Наиболее теплый месяц — июль, наиболее холодный — январь. Характерны значительные колебания температур. Среднегодовая годовая температура воздуха изменяется от минус 2,6 до минус 4,3 °С. Абсолютный минимум температур достигнут в 1950 г. на метеостанции Кежма — минус 60 °С, абсолютный максимум в 1970 г. на метеостанции Богучаны — плюс 38 °С.

Геологическая характеристика участка Богучанского гидроузла. На участке гидроузла р. Ангары течет в широтном направлении, пересекает скальный массив, сложенный осадочными породами, разорванными интрузией (выходом) изверженных пород — долеритов. Ширина долины на отметке НПУ 208,0 м равна 2 – 3 км. Небольшой ширины террасы расположены только на левом берегу; правый берег обрывистый, подмывается во многих местах. Скальные берега близко подходят к руслу. Ниже по течению за границей интрузии коренные борта от-

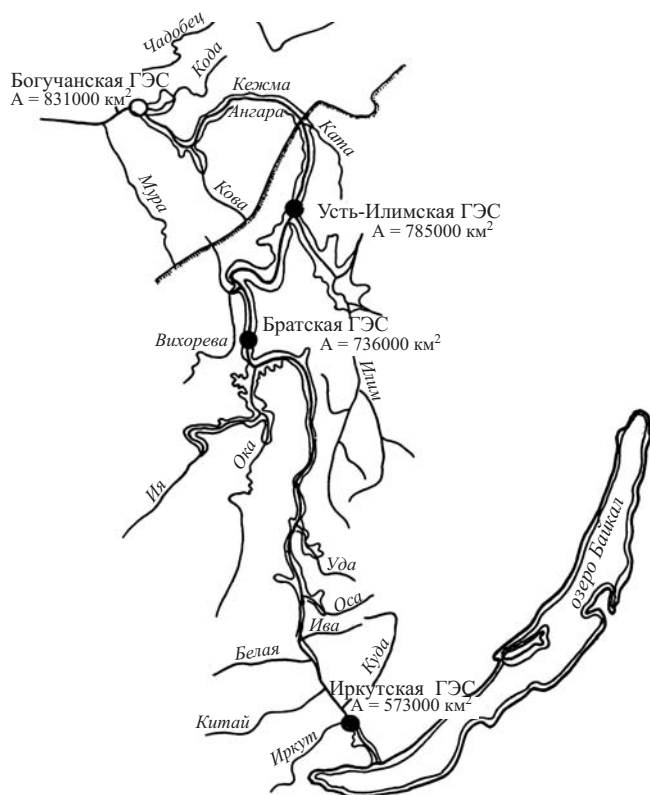


Рис. 1. Схема бассейна р. Ангары до строительства Богучанской ГЭС

ступают. Долина реки расширяется, достигая 10 км.

При пересечении рекой долеритов образовалось сужение с асимметричными берегами и шиверами в русле. Массив интрузии долеритов с размещением на ней бетонных сооружений предопределил выбор данного створа для строительства. В основании каменнонабросной плотины лежат в основном осадочные породы.

Согласно нормативной карте ОСР-97 (С) Богучанская ГЭС располагается в зоне сейсмических воздействий с интенсивностью 7 баллов по шкале MSK-64 на грунтах второй категории (по сейсмическим свойствам) при повторяемости 1 раз в 5000 лет. После уточнения исходной сейсмичности района расположения ГЭС получено снижение сей-

смичности на один балл. Центром службы геодинамических наблюдений в энергетической области снижение сейсмичности согласовано с Институтом земной коры Сибирского отделения РАН, Институтом физики Земли и внесены изменения в СНИП П-7-81\*.

На базе техпроекта разработан пусковой комплекс Богучанской ГЭС с целью обеспечения ввода энергетических мощностей в установленные сроки при оптимальных капвложениях. Пусковой уровень верхнего бьефа Богучанской ГЭС принят равным 185,0 м.

Напорный фронт гидроузла длиной 2690 м образован бетонной плотиной длиной 828,7 м, высотой до 96 м и каменнонабросной плотиной длиной 1861,3 м. Здание ГЭС приплотинное, расположено

#### Основные показатели Богучанской ГЭС

Показатель	Значение показателя	
	гидроузла*	пускового комплекса
Общая длина напорного фронта, м	2690	2580
Расход в створе гидроузла максимальный приточный $p = 0,01$ % с гарантийной поправкой, м <sup>3</sup> /с	16 210	–
Расход максимальный приточный $p = 0,2$ % в строительный период в весеннее половодье 2011 г., м <sup>3</sup> /с	11 700	11 700
Расход минимальный летний, м <sup>3</sup> /с	3100	3100
Расход минимальный зимний, м <sup>3</sup> /с	1100	1100
Уровень верхнего бьефа (НПУ, ПУ), м	208,00	185,00
Уровень нижнего бьефа максимальный (для гидроузла при $Q_{0,01\%} = 12 700$ м <sup>3</sup> /с и ПК = 11 700 м <sup>3</sup> /с), м	141,45	140,90
Напор статический максимальный (брутто), м	71,00	–
Напор статический минимальный (брутто), м	66,10	47,00
Количество агрегатов, шт.	9	3
Частота вращения, об/мин	90,9	90,9
Номинальное напряжение, кВт	15,75	15,75
Установленная мощность, тыс. кВт	3000	333
Число часов использования, ч	5867	–
Среднегогодовая выработка электроэнергии, млн. кВт · ч	17600	–
Отметка минимального навигационного уровня в период строительства, м	138,20	138,20
Характеристика водохранилища:		
полный объем при НПУ и пусковом уровне, млн. м <sup>3</sup>	58220	18660
площадь затопления при НПУ и пусковом уровне, км <sup>2</sup>	2326	1130

\* Характер регулирования сезонный.

за станционной частью бетонной плотины, КРУЭ 500 кВ и 220 кВ — на левом берегу, примыкает к служебно-производственному корпусу. В правобережном примыкании каменнонабросной плотины со сложными инженерно-геологическими условиями запроектированы противооползневые мероприятия для правобережного склона, супесчаный экран в верхнем бьефе и контрбанкет в нижнем бьефе плотины.

Бетонная плотина Богучанской ГЭС состоит из левобережных глухих секций № 0,1 – 10, девяти станционных секций № 11 – 19, секций водосброса № 2 (№ 20 – 22), глухой секции № 23, пяти водопропускных секций № 24 – 28 водосброса № 1, глухой секции № 29 с временным шлюзом и пяти сопрягающих глухих секций № 30 – 34. Бетонная плотина разрезана конструктивными деформационными швами на секции. В станционных и глухих секциях в нижней части устраивается временный цементуемый шов по оси секции для снижения температурных напряжений и для предотвращения трещин в бетоне прискальной зоны. В низовой грани водосбросных и глухих секций для обеспечения термической трещиностойкости по оси вертикально устраивается вилочный шов-надрез из досок толщиной 20 мм на глубину 3,0 – 4,0 м.

При возведении плотины между секциями устраиваются деформационные конструктивные швы при помощи древесноволокнистых плит толщиной 1,0 – 2,0 см. Во внутренней зоне швы образуются нанесением на бетон слоя горячего битума. Временные швы формируются бетонированием в распор и оснащаются штрабами и цементационной арматурой, впоследствии швы цементируются.

В скальном основании бетонной плотины для уменьшения фильтрационных расходов устраивается цементационная завеса, которая включает в себя глубокую завесу и сопрягающую цементацию.

Для разгрузки подошвы плотины от фильтрационного противодействия воды выполняется ряд дренажных скважин в секциях:

№ 5 – 22 диаметром 105 мм, с шагом 3,0 м;

№ 23 – 34 диаметром 105 мм, с шагом 3,14 м.

Вода из дренажных (самоизливающих) скважин и профильтровавшаяся вода через бетон напорной грани плотины поступает в дренажные галереи и затем по ним отводится к насосной станции, расположенной в секции № 23.

Каменнонабросная плотина состоит из верхней и низовой упорных призм из каменной наброски, двухслойных переходных к диафрагме зон, супесчаного понура, противооползневых контрбанкетов у правого борта. Впервые в СССР для суровых климатических условий принято смелое прогрессивное решение — в качестве противофильтраци-

онного элемента плотины использовать диафрагму из литого асфальтобетона.

ОАО “Институт Гидропроект” выполнило корректировку технического проекта 1970-х гг., с учетом негативных последствий затянувшегося строительства и с учетом современных нормативных требований. Так как основные принципы безопасности гидроузла разрабатывались на базе существующих в 70-х гг. норм, важнейшей задачей являлся пересмотр решений, направленных на увеличение надежности сооружений гидроузла. При масштабе сооружений Богучанской ГЭС аварийные ситуации могут нанести значительный ущерб окружающей природной среде, экономике региона и угрожать безопасности населения. При корректировке технического проекта выполнены гидрологические и водохозяйственные расчеты; уточнен режим наполнения водохранилища, пропуска расчетных половодья и паводка; выбрана конструкция водосброса № 2; решены вопросы организации работ; выполнены расчеты напряженно-деформированного состояния сооружений. Потребовался кардинальный пересмотр компоновки технологического оборудования. Вместо ОРУ приняты более надежные и современные КРУЭ 500 кВ и 220 кВ.

Особое внимание при пересмотре технических решений 70-х гг. уделено обеспечению безопасности сооружений напорного фронта и технологического оборудования. С учетом изменений требований СНиПов с 1970 г. по настоящее время, обеспечивается пропуск расходов нормативных обеспеченностей через водопропускные сооружения.

В проекте Богучанской ГЭС обеспечиваются безопасные условия пропуска паводков в период временной и постоянной эксплуатации.

В 70-е гг. в период временной эксплуатации по нормам требовалось пропускать паводки 1 %-ной обеспеченности. Паводки эксплуатационного периода предписывалось пропускать через 12 (затем 9) агрегатов ГЭС и 10 пролетов паводкового водосброса. Современные нормы требуют в период временной эксплуатации пропускать паводки 0,2 %-ной обеспеченности вместо 1 %. Пропускать паводки эксплуатационного периода требуется при работе 9 пролетов водосброса вместо 10 и с уменьшением пропуска расходов через агрегаты ГЭС.

Дефицит пропускной способности Богучанского гидроузла в период постоянной и временной эксплуатации, обеспечение эксплуатационной надежности водосбросных сооружений и возможность проведения текущих ремонтов водосбросных сооружений потребовали устройства ранее не планируемого водосбросного сооружения № 2 дополнительно к существующему водосбросу № 1. Выбор параметров водосброса № 2 осложнялся тем, что от 30 до 50 % сооружений напорного фронта было вы-



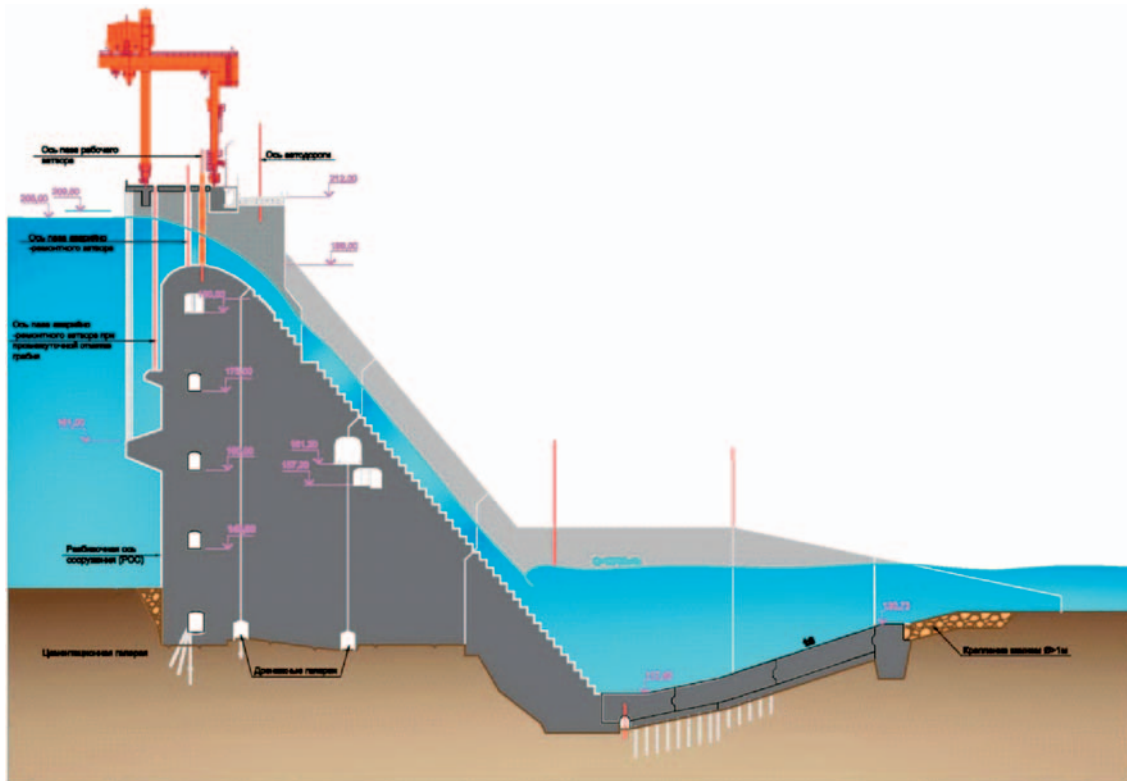


Рис. 2. Принятая конструкция водосброса № 2

полнено. Рассматривались возможные варианты размещения нового сооружения в составе уже частично построенных сооружений гидроузла. После рассмотрения альтернативных вариантов устройство дополнительного водосброса № 2 принято в единственно возможном месте расположения — вместо частично возведенных до отм. 161,0 м секций № 20 – 22 бетонной плотины, в котловане отмененных агрегатных секций № 10 – 12, так как в 70-е гг. планировалось на Богучанской ГЭС установить 12 агрегатов вместо принятых позже 9. Котлован в зоне секций № 20 – 22 выполнен с учетом параметров котлована приплотинного здания ГЭС.

Конструкция проектируемого водосброса № 2 определялась с учетом высокой степени готовности сооружений расположенного справа водосброса № 1 и расположенных слева бетонной секции плотины № 19 и блока агрегата № 9. После рассмотрения возможных альтернативных вариантов разработана экономичная конструкция водосброса со ступенчатой водосливной гранью и водобойным колодцем (рис. 2).

При разработке варианта был проанализирован существующий опыт строительства аналогичных сооружений в мировой практике.

До настоящего времени водосбросы со ступенчатой водосливной гранью в России не применялись. Гашение энергии на ступенчатой грани способствует существенному уменьшению размеров водобойного колодца, размещаемого за водосли-

вом; требует меньшего количества материалов и времени на строительство водобойного колодца, сокращая, в свою очередь, стоимость строительства по сравнению с другими вариантами.

Гидравлические исследования варианта выполнены в ОАО «ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева». В результате выполненных гидравлических исследований подобрана конструкция водосливной грани, обеспечивающая надежность пропуска расходов в период временной и постоянной эксплуатации. Водосброс № 2 имеет пять пролетов шириной 10,0 м и гребень водослива на отм. 199,0 м. Для пропуска паводков в период временной эксплуатации гребень водослива располагается на отм. 179,0 м.

Конструкция ступенчатого водосброса состоит из гладкого водосливного оголовка, переходного участка со ступенями высотой 0,5 м и водосливной грани со ступенями высотой 1,5 м. Для аэрации потока в концевом створе быков предусмотрен вертикальный уступ высотой 3,6 м. Конфигурация водобойного колодца выполнена в соответствии с существующим котлованом здания ГЭС без дополнительной разборки скалы. Необходимая толщина плиты колодца составляет 4,5 м.

Водосброс № 2 в составе сооружений гидроузла обеспечит необходимую эксплуатационную надежность работы и безопасность сооружений гидроузла в период постоянной и временной эксплуатации и позволит в случае необходимости выполнять ремонтные работы водосбросных сооружений. Ре-

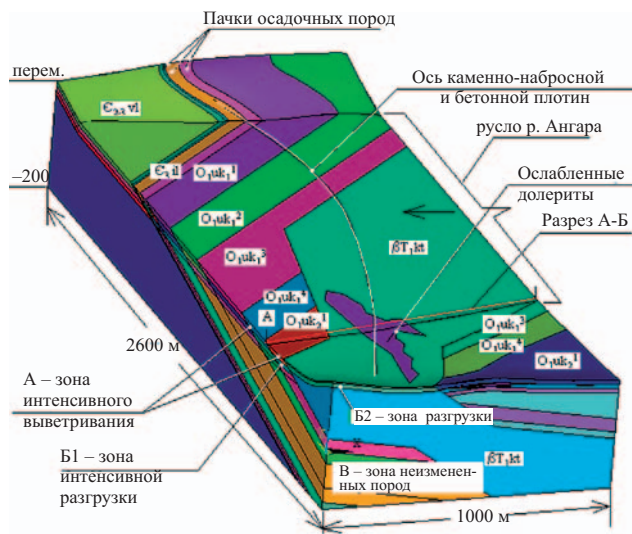


Рис. 3. Объемная инженерно-геологическая модель основания основных сооружений Богучанской ГЭС

монтаж водосброса возможно осуществить при полном его выключении из эксплуатации.

Дополнительно выполнены расчеты пропуска максимальных расходов воды через Богучанский гидроузел без участия агрегатов ГЭС, при работе 9 отверстий водосброса № 1 и водосброса № 2. Уровень воды в водохранилище у плотины при этом составил:

в весеннее половодье (0,01 % с г. п.) — 209,5 м;  
в летне-осенний паводок (0,01 % с г. п.) — 209,3 м.

Таким образом, строительство водосброса № 2 с выбранными параметрами позволит пропустить весеннее половодье и летне-осенний паводок с максимальными расходами и объемами воды вероятностью превышения 0,01 % с г. п. без превышения проектной отметки ФПУ 209,5 м даже при аварийном отключении всех агрегатов Богучанской ГЭС.

Проект 1976 г. предусматривал первоначальное наполнение водохранилища и пуск первых агрегатов при недостроенной бетонной плотине, что требовало значительных затрат на дополнительное механическое оборудование для водосброса № 1. Существующая стратегия предусматривает возведение бетонной плотины до проектных отметок и расположение на ее гребне эксплуатационных козловых кранов г. п. 500/250/10 т, что позволило отказаться от дополнительного механического оборудования для водосброса № 1. Водосбросы № 1 и 2 обеспечат пропуск паводковых расходов и поддержку допустимых уровней верхнего бьефа в период первоначального наполнения водохранилища.

На водосбросе № 2 плоские колесные затворы и три ряда пазов обеспечивают:

регулирование сбросных расходов как в период первоначального наполнения водохранилища, так и при постоянной эксплуатации;

возможность достройки водослива до проектной отметки.

Маневрирование затворами производится с помощью эксплуатационных козловых кранов г. п. 500/250/10 т. Для условий зимней эксплуатации затворы и закладные части пазов оборудованы электрообогревом, поддержание майны перед затворами обеспечивается системой воздухообдува.

**Безопасность сооружений напорного фронта.** В процессе научного обоснования надежности основных сооружений Богучанского гидроузла были разработаны математические объемные инженерно-геологическая и фильтрационная модели основания сооружений гидроузла (рис. 3), которые использовались в исследованиях их прочности и устойчивости.

В 2000 – 2002 гг. был выполнен комплекс исследований по уточнению исходной (фоновой) сейсмичности и определению расчетной сейсмичности участка расположения основных сооружений. По результатам этих исследований [6] уровень расчетной интенсивности землетрясения был снижен до 6 баллов по карте ОСР-97-С и до 5 баллов по карте ОСР-97-В (с расчетными периодами повторяемости землетрясений 1 раз в 5000 и 1000 лет соответственно).

В соответствии со СНиП II-7-81\* [4] сейсмическое воздействие в 6 баллов в расчетных исследованиях не учитывается.

На основании действующих СНиП были разработаны “Основные положения расчетных исследований напряженно-деформированного состояния, прочности и устойчивости, а также определения армирования”. Допустимые напряжения в плотине для разных классов бетона подсчитаны исходя из расчетной прочности бетона на сжатие и растяжение и коэффициентов прочности. Как уже указывалось, в соответствии со СНиП II-7-81\* сейсмическое воздействие в 6 баллов можно не учитывать, но в целях оценки влияния сейсмического воздействия были проведены исследования НДС и устойчивости бетонной и каменнонабросной плотины на сейсмическое воздействие в 7 баллов.

Расчеты армирования выполнены в соответствии со СНиП 2.06.08-87 “Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений” по программе “РАСАР”, разработанной в Гидропроекте. В соответствии с п. 6.12 СНиП 2.06.08-87 в расчетах было учтено снижение жесткости изгибаемых, внецентренно сжатых и растянутых элементов за счет образования трещин. В сечениях при наличии растягивающих напряжений на гранях, контактирующих с водой, было учтено противодействие воды.

На основе полученных изолиний площадей арматуры производилось распределение арматуры в

конструктивных элементах сооружений. Из всех рассмотренных сочетаний расчетных нагрузок определялось максимальное количество арматуры в каждом конечном элементе в каждом из трех направлений. Устойчивость плотины на сдвиг проверялась по контакту плотины с основанием путем анализа соотношений удерживающих и сдвигающих сил.

В проекте выполнена конечно-элементная аппроксимация системы “станционная плотина — здание ГЭС — скальное основание”.

Впервые в отечественной практике проектирования гидротехнических сооружений в России был выполнен анализ влияния температурных воздействий в условиях сурового климата Сибири (рис. 4) на НДС и армирование плотины и здания ГЭС. В результате этого анализа было принято решение применять расчетное армирование для тех железобетонных конструкций и массивных частей здания ГЭС и плотины, образование трещин в которых может привести к изменению статической схемы их работы.

В массивных частях плотины и здания ГЭС был выполнен анализ влияния раскрытия температурных трещин на НДС, прочность и устойчивость, и при этом критерии прочности и устойчивости удовлетворялись, ограничивались конструктивным армированием.

**Бесперебойная работа технологического оборудования при аварийных ситуациях.** Трагическое событие на Саяно-Шушенской ГЭС в августе 2009 г. требует более тщательного анализа и пересмотра требований безопасности не только к сооружениям напорного фронта, но и к оборудованию, обеспечивающему бесперебойную работу этих сооружений.

Помимо обеспечения безопасных условий про пуска паводков в период временной и постоянной эксплуатации и создания сооружений с необходимыми коэффициентами запасов по прочности и устойчивости в проекте разработаны технические решения по повышению надежности работы технологического оборудования сооружений Богучанской ГЭС.

По приказу ОАО “РусГидро” от 21.12.2009 № 847/1п-225 электропитание потребителей собственных нужд (СН) особой группы ответственности (по требованиям безопасности) должно обеспечиваться надежностью станционной системы питания собственных нужд ГЭС и наличием дополнительного, автономного (децентрализованного) резервного источника электропитания, автоматически вводимого в действие при потере питания от общей системы собственных нужд. В качестве таких источников могут быть применены воздушные и кабельные линии от внешних независимых источников, аккумуля-

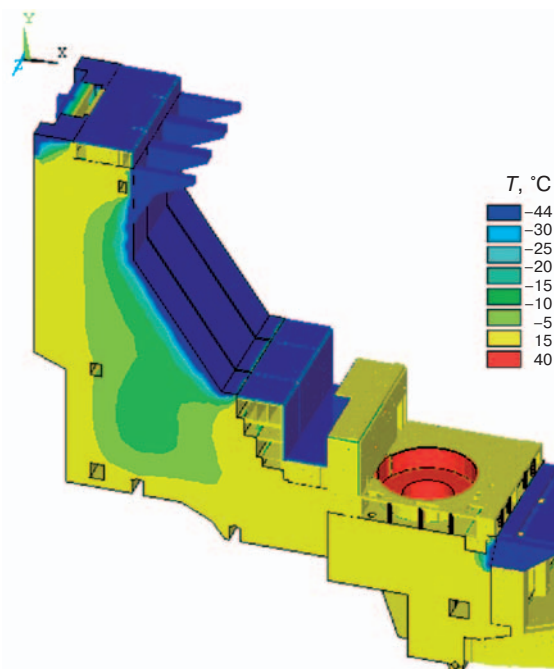


Рис. 4. Распределение температур в плотине и здании ГЭС в январе для года с максимальной амплитудой температур воздуха

ляторы, генераторы с ДВС, гидроагрегаты малой мощности и иные источники, отвечающие требованию их гарантированного запуска в аварийных условиях.

На Богучанской ГЭС создана надежная система бесперебойного электроснабжения оборудования, обеспечивающего безопасность гидроузла. В случае предполагаемой техногенной аварии и затопления машинного зала могут выйти из строя блочные трансформаторы, установленные на отм. 147,8 м в зоне прокатки трансформаторов (пазуха плотины), и трансформаторы собственных нужд ТСН № 1 и ТСН № 2, расположенные на отм. 161,1 м. В этом случае последует переключение на трансформаторы собственных нужд ТСН № 3 и ТСН № 4, расположенные на отм. 147,8 м служебно-производственного корпуса в зоне автотрансформаторов на расстоянии более 200 м от здания ГЭС на незатопляемых отметках (рис. 5). Трансформаторы собственных нужд ТСН № 3 и ТСН № 4 подключены к автотрансформаторам и имеют связь с энергосистемой по четырем ВЛ 220 кВ с ПС “Кодинская” и “Раздолинская” и трем ВЛ 500 кВ с ПС “Озерная” и “Ангара”. От ТСН № 3 и ТСН № 4 запитано КРУ № 1, расположенное на незатопляемых отметках на плотине в этажерке технологических помещений отм. 152,75 м. В свою очередь, от КРУ № 1 запитаны шесть КТПСН, расположенные в плотине на отм. 157,2 м и выше, питающие всех потребителей напорного фронта. Таким образом, схема питания с использованием ТСН № 3 и ТСН № 4 полностью обеспечит электроснабжение потребителей СН на-

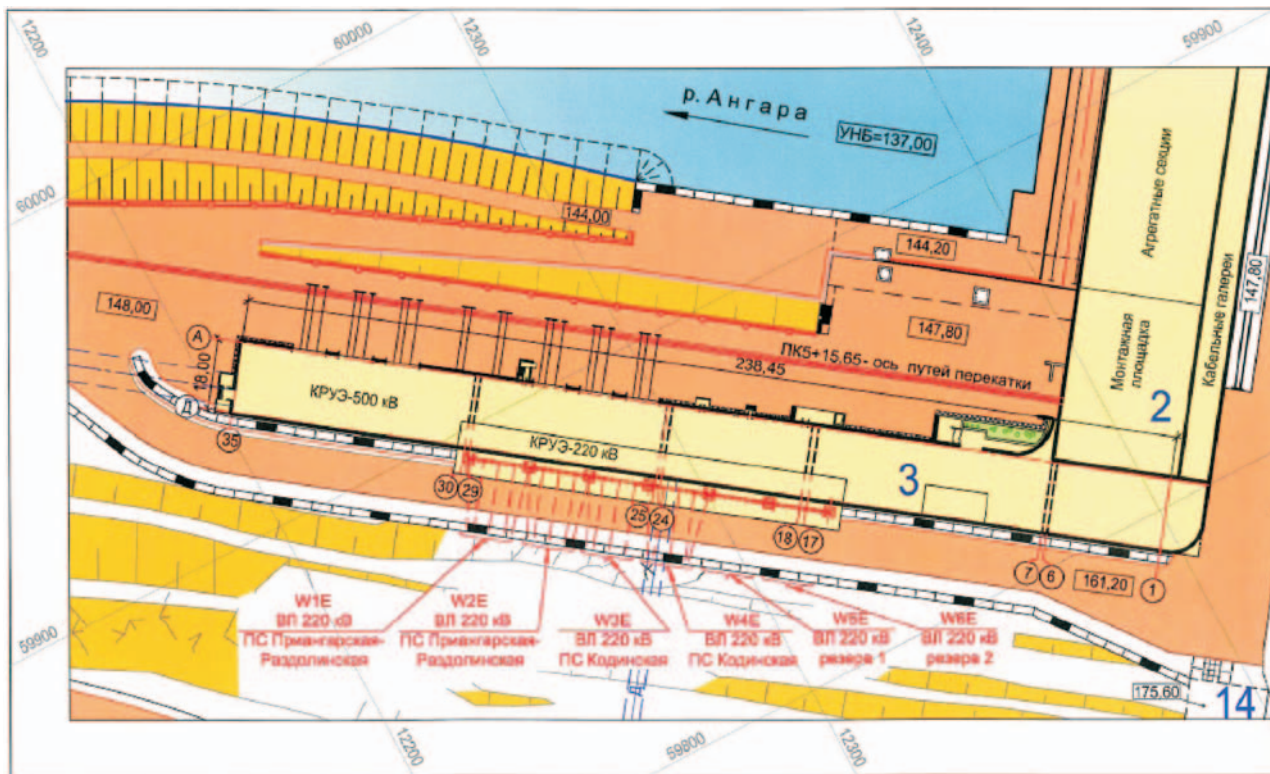


Рис. 5. План расположения ТЧН № 3 и ТЧН № 4 в помещении служебно-производственного корпуса

порного фронта даже в случае аварии на всех девяти агрегатах ГЭС.

Водоприемник здания ГЭС оборудован аварийно-ремонтными затворами (АРЗ). Для оперативно-управления затворами на гребне плотины установлены индивидуальные маслонасосные агрегаты (МНА). Для экстренного опускания АРЗ предусматривается установка агрегатов бесперебойного питания.

Помимо дублированной схемы электроснабжения систем жизнеобеспечения сооружений напорного фронта дополнительно предусматривается установка автоматической резервной дизель-электрической станции (РДЭС) мощностью 1500 кВт. Резервная дизель-электрическая станция размещается на незатопляемых отметках на гребне плотины. РДЭС обеспечит электроснабжение сооружений напорного фронта:

- систем управления АРЗ;
- МНА для исключения возможной просадки АРЗ;
- козлового крана (одного);
- насосных станций дренажа НС-23 и НС-33;
- насосных станций дренажа КНП;
- МНА гидроприводов затворов водосброса № 1;
- системы освещения и вентиляции;
- системы пожаротушения;
- системы отопления пазов водосброса № 2.

Для обслуживания помещений насосных станций для откачки дренажных вод бетонной плотины

НС-23 и НС-33 со стороны лестницы на отм. 145,0 м устанавливаются герметичные двери. Для прохода в насосную станцию осушения проточной части в здании ГЭС устанавливается герметичный люк аварийного лаза.

Для обеспечения дополнительного электроснабжения сооружений здания ГЭС и СПК предусматривается установка автоматической РДЭС для питания:

- насосов системы осушения проточной части гидротурбин;
- насосов системы дренажа здания ГЭС;
- насосов МНУ;
- системы освещения и вентиляции;
- системы дренажа СПК;
- системы пожаротушения.

В период строительства выполняется комплексная программа мониторинга состояния сооружений, их оснований и бортовых примыканий, фильтрационного потока в створе гидроузла.

При постоянной эксплуатации на сооружениях Богучанской ГЭС планируется проведение различных видов наблюдений для обеспечения безопасной работы сооружений; в период строительства — организация проверок соответствия состояния плотины проектным параметрам, диагностических показателей К1 и К2, назначаемых из числа контролируемых показателей, полученных на прогнозных математических моделях. Основные задачи наблюдений на сооружениях Богучанской ГЭС:

контроль целостности напорного фронта;  
контроль прочности и устойчивости сооружений;

контроль эффективности цементационной завесы.

На сооружениях Богучанской ГЭС проектом предусмотрен контроль практически за всеми элементами конструкций и основания. В возводимых сооружениях закладывается контрольно-измерительная аппаратура (КИА), которая в настоящее время частично контролируется. Кроме того, периодически проводятся комиссионные обследования сооружений.

В мониторинге бетонной плотины Богучанской ГЭС принимают участие ОАО “Институт Гидропроект” им. С. Я. Жука, Научно-исследовательский институт энергетических сооружений (НИИЭС), Центр службы геодинамических наблюдений в энергетической отрасли (ЦСГНЭО), лаборатория гидротехнических сооружений ОАО “Богучанская ГЭС”.

В настоящее время на Богучанской ГЭС идет подготовка к пуску в 2011 г. трех агрегатов. Задача успешно подготовить в срок все сооружения до пусковых параметров вызывает серьезную озабоченность. Несмотря на то что сооружения напорного фронта (бетонная и каменнонабросная плотины) имеют высокую степень готовности — до 90 %, сооружения выдачи мощности возведены на 15 % и часть поставщиков оборудования до сегодняшнего времени не определена. Для успешного ввода в эксплуатацию первых трех агрегатов помимо выполнения объемов пускового комплекса необходимо выполнить работы по устранению негативных последствий длительной эксплуатации сооружений в непроектных условиях. Перед наполнением водохранилища необходимо оценить работоспособ-

ность построенных в 90-е гг. сооружений и выполнить работы по выявленным дефектам. Это лечение дефектного бетона секций № 30 – 34 бетонной плотины, восстановление противоточной завесы, устройство шпонки в примыкании асфальтобетонной диафрагмы к бетонной плотине, выполнение дренажных скважин. Необходимо завершить обследование диафрагмы, возведенной в 90-е гг.

## **Выводы**

ОАО “Институт Гидропроект” выполнил корректировку технического проекта Богучанской ГЭС, разработанного в 70-е гг. прошлого столетия, с учетом негативных последствий затянувшегося строительства и с учетом современных нормативных требований. Особое внимание при пересмотре технических решений 70-х гг. уделено обеспечению безопасности сооружений напорного фронта и технологического оборудования.

Для обеспечения безаварийного пропуска паводков ОАО “Институт Гидропроект” впервые в РФ разработал экономичную конструкцию водосброса со ступенчатой водосливной гранью и водобойным колодцем.

На базе технического проекта разработан пусковой комплекс Богучанской ГЭС с целью обеспечения ввода энергетических мощностей в декабре 2010 г. при оптимальных капвложениях.

На основании действующих СНиП в проекте разработаны “Основные положения расчетных исследований напряженно-деформированного состояния, прочности и устойчивости, а также определения армирования”.

На Богучанской ГЭС разработана надежная система бесперебойного электроснабжения оборудования, обеспечивающего безопасность гидроузла.

## Особенности проектирования и строительства деривационного туннеля Кашхатау ГЭС

Соттаев А. А., директор Кабардино-Балкарского филиала ОАО “РусГидро”,  
Уханов М. Ф., Никоноров В. П., Крылова С. Н., Неговский О. Л.,  
Тиден Е. Н., инженеры (ОАО “Институт Гидропроект”)

Дано социально-экономическое обоснование строительства каскада ГЭС на р. Черек.

**Ключевые слова:** каскад, ГЭС, деривация, туннель, геология, проходка, цементация грунтов.

Кашхатау ГЭС (до 2006 г. называлась Советская ГЭС) входит в состав каскада Нижнечерекских ГЭС (рис. 1), расположенного в нижнем течении р. Черек на территории Кабардино-Балкарской Республики (КБР). Каскад Нижнечерекских ГЭС состоит из двух равных по мощности ступеней гидроэлектростанций: Кашхатау и Аушигерской. В технологическом отношении каскад представляет собой единый энергетический комплекс, работающий при нормальной эксплуатации в режиме последовательного использования части стока р. Черек, забираемого, очищенного от наносов и регулируемого в энергетических целях на сооружениях верхней ступени каскада — Кашхатау ГЭС. Очищенные расходы воды, пройдя через агрегаты Кашхатау ГЭС, отводятся в деривацию Аушигерской ГЭС (нижняя ступень каскада), исключая повторный водозабор и очистку расходов воды от наносов. Для независимой работы Аушигерской ГЭС (при остановке Кашхатау ГЭС) предусмотрен резервный водозаборный узел, с декабря 2002 г. он обеспечивает работу Аушигерской ГЭС. Суммарная установленная мощность каскада 128,6 МВт, среднегодовая выработка электроэнергии 469 млн. кВт · ч.

Необходимость строительства каскада обоснована программой создания энергетической базы КБР на период до 2010 г., выполненной АО “Инвестпроект” по поручению кабинета министров КБР и в соответствии с указом Президента РФ от 14 октября 1992 г. “О государственной поддержке социа-

льно-экономического развития Кабардино-Балкарской Республики”.

Функции генерального проектировщика по каскаду Нижнечерекских ГЭС выполняло ОАО “Институт Гидропроект” (главные инженеры проекта Максимов Г. И., Уханов М. Ф.)

*Природные условия.* Климатические условия района строительства колеблются от жаркого и засушливого лета на равнине до более прохладного и влажного в предгорьях. Зима неустойчивая, часты морозящие дожди, наблюдаются гололедные явления. Среднегодовая годовая температура воздуха равна + 7,7 °С с колебаниями по месяцам от + 19,8 °С в июне до – 5,4 °С в январе. Максимальные скорости ветра обеспеченностью 20 % и 5 % равны соответственно 19 и 22 м/с. Гидрологический режим р. Черек характеризуется высокими летне-осенними паводками и устойчивой низкой меженью. Паводок начинается с мая и продолжается до сентября. Пик паводка проходит в июле — августе. Максимальный расчетный расход паводка 0,1 % обеспеченности равен 458 м<sup>3</sup>/с. Фоновая сейсмичность участка сооружений для средних грунтовых условий оценивается в 9 баллов (со средней повторяемостью 1 раз в 1000 лет).

В состав Кашхатау ГЭС входят следующие основные сооружения:

головной водозаборный узел: каменно-земляная плотина, водосброс, водозабор в деривацию, рыбоохранный комплекс;



Рис. 1. Каскад Нижнечерекских ГЭС

деривация: открытый канал-лоток и напорный туннель;

напорно-станционный узел: бассейн суточного регулирования, водоприемник ГЭС, подводящий водовод ГЭС с уравнительным резервуаром, здание ГЭС и отводящий канал ГЭС;

ОРУ 110 кВ.

Установленная мощность Кашхатау ГЭС 65,1 МВт, среднемноголетняя выработка электроэнергии 241 млн. кВт·ч. Гидроэлектростанция — деривационная с расчетным напором ГЭС 100 м и расчетным расходом 78 м<sup>3</sup>/с. Основное оборудование: три вертикальных гидроагрегата с турбиной РО-180/1128-В-170 с диаметром рабочего колеса 1,70 м и синхронным трехфазным вертикальным генератором.

Забор воды из реки Черек в деривацию Кашхатау ГЭС осуществляется на головном узле сооружений, расположенном ниже слияния рек Черек-Хуламский и Черек-Балкарский у поселка Бабугент. В состав головного узла входит водозабор с четырехкамерным отстойником, где осуществляется очистка и осветление стока от наносов. Безнапорная деривация в виде открытого железобетонного канала — лотка длиной 2248,97 м берет начало от сопрягающего сооружения нижней головы отстойника и завершается аванкамерой, сопрягающей канал — лоток с входным порталом напорного деривационного туннеля. Выходной портал туннеля расположен в бассейне суточного регулирования. Длина БСР около 730 м, ширина до 250 м. БСР выполняет функции напорного бассейна Кашхатау ГЭС и суточного регулирования в осенне-весенний и зимний меженный периоды. В концевой части БСР располагается водоприемник ГЭС, за ним начинается однопоточный напорный металлический трубопровод, подводящий воду к зданию ГЭС. Диаметр трубопровода 4,4 м, длина 980,7 м. Для уменьшения гидравлического удара в трубопроводе предусмотрен уравнительный резервуар.

Здание Кашхатау ГЭС (рис. 2) располагается на террасе р. Кудахурт в 120 м ниже моста автодороги на с. Жемтала. Ковш нижнего бьефа здания ГЭС сопрягается с дюкером через р. Кудахурт, от которого берет начало отводящий канал трапецеидального сечения длиной 452,81 м. Отводящий канал сопрягается с узлом переключения основной и резервной деривации Аушигерской ГЭС.

Деривационный напорный туннель имеет переменное сечение площадью от 17,92 до 24,63 м<sup>2</sup>. Общая длина туннеля 4210,31 м, включая выносной входной портал длиной 28,09 м и железобетонную трубу длиной 30 м за выходным порталом. Первоначально туннель был запроектирован как безна-



Рис. 2. Вид на здание Кашхатау ГЭС со стороны отводящего канала

порный на расход 65 м<sup>3</sup>/с, в дальнейшем переведен в напорный режим на расход 80 м<sup>3</sup>/с.

Строительство туннеля началось в 1994 г. На своем протяжении туннель пересекает четыре разновидности пород:

песчаники низкой и весьма низкой прочности, обводненные (коэффициент крепости по Протодаюконову  $f = 0,6$ ), длина участка 322,6 м;

пески мелкие и пылеватые, подверженные тиксотропному разжижению и переходу в пльвунное состояние при динамических воздействиях, содержащие подземные воды с напорами до 6 атмосфер ( $f = 0,3$ ), длина участка 190 м;

глины твердые ( $f = 1 \div 1,5$ ), длина участка 800 м;

известняки крепкие с прослоями глин толщиной до 30 мм ( $f = 4 \div 5$ ), длина участка 2839,62 м.

Для изучения геологического строения горного массива, вмещающего туннель, в 1993 – 1994 гг. были пробурены с дневной поверхности четыре разведочные скважины диаметром 112 мм, которые в плане практически находились на оси туннеля, а в продольном разрезе углублялись на 20 – 30 м ниже лотка туннеля. На основании изучения полученных кернов был дан геологический прогноз, который полностью совпал со строением горного массива, выявленного проходкой туннеля. Особое внимание было уделено наличию напорных подземных вод на начальном участке туннеля напором до 0,6 МПа.

Проходка деривационного туннеля со стороны выходного портала была начата в мае 1994 г. Работы вел туннельный отряд ТО-42 Бамтоннельстроя. При этом по условиям возможностей строителей была запроектирована сборно-монолитная обделка туннеля с применением железобетонных ребристых блоков несущей способностью от 20 до 40 т/м<sup>2</sup>. Радиус блоков в свету 2,7 м, высота блоков по ребрам 0,2 м, толщина спинки 0,08 м. Класс бетона В30, ширина блоков 0,75 м. Центральный угол

36°, всего в сечении 7 блоков, которые чередуются с устройством шести блоков и двух полублоков в шахматном порядке. Верхние несущие блоки опираются на фундаментные блоки, которые связаны с породой железобетонными анкерами Ø25 АШ, длиной 2,5 м. Сборные железобетонные блоки изготавливались на заводе железобетонных изделий “Элеваторстрой” в г. Нальчике и были высокого качества.

Для восприятия внутреннего напора воды вначале предполагалось устройство несущей обделки из армированного набрызг-бетона толщиной от 6 до 9 см, который наносится на сборные железобетонные блоки. Однако во время строительства было обосновано устройство внутренней “рубашки” из литого бетона класса В25<sub>180</sub>, В<sub>12,0</sub>, W<sub>8</sub> с осадкой конуса 20 – 22 см толщиной от 15 (в своде) до 10 см на месте опирания с фундаментным блоком. Рабочая арматура диаметром от 12 до 16 мм приваривалась к выпускам из фундаментных блоков. С нижней стороны выпуски из фундаментных блоков приваривались к рабочей арматуре монолитного лотка туннеля, образуя замкнутый арматурный контур.

Гидропроектom были выданы практические рекомендации по длине блоков бетонирования литым бетоном (2,0 – 2,5 м), качеству опалубки и материала для ее смазки, а также параметрам наружных вибраторов (частота 4000 – 6000 кол/мин); применялся поргландцемент марки 500, заполнители диаметром не более 15 мм. Опалубку снимали при наборе прочности бетона до 50 кг/см<sup>2</sup>, примерно через 3 сут. Общая длина туннеля, где был применен данный тип обделки, составляет 2323,62 м.

По мере продвижения проходка туннеля постоянно сопровождалась исполнительной и инженерно-геологической документацией в М 1:100. Это позволяло в оперативном порядке корректировать в случае необходимости типы обделок.

Оставшаяся часть туннеля в известняках выше сопряжения с подходной выработкой сооружена без осложнений. Была применена обделка толщиной 40 см из монолитного железобетона класса В25 круглой формы диаметром 5,6 м с плоской вставкой по лотку и однорядной арматурой Ø22 АШ. Временная крепь состояла из железобетонных анкеров и слоя набрызг-бетона толщиной 5 см.

С входного портала работы велись подразделением АФ “Гидроспецстрой”, г. Краснодар. Было пройдено 40 м. Проходка велась в сложных горно-геологических условиях горным способом, разработка породы осуществлялась вручную с установкой временной крепи — металлических арок с монолитной бетонной затяжкой. Породы на этом участке были представлены дресвяно-щебенисты-

ми отложениями с отдельными глыбами. На ПК 0+17 в сводовой части была встречена обводненная линза тонкозернистого глинистого песка. С этого пикета произошел ряд вывалов в сводовой части глубиной до 4 м, а на ПК 0+40 вывал достиг дневной поверхности. После этого из-за организационно-финансовых сложностей подразделение АФ “Гидроспецстрой” перестало работать и встал вопрос о выборе безопасной технологии проходки участка со сложными горно-геологическими условиями на длине около 950 м.

В проекте организации строительства в 1997 г. была принята схема проходки начального участка туннеля до ПК 9+25 длиной около 842 м с разработкой породы отбойными молотками и буровзрывным способом с опережающим искусственным замораживанием пород.

В 2004 г. было выполнено уточнение ПОС, в котором проходка деривационного туннеля от входного портала на участке 1400 м предусматривалась туннелепроходческим механизированным комплексом (ТПМК), включающим проходческий щит с активным пригрузом забоя, средства для удаления породы механическим способом и монтажа сборной обделки, оборудования для выполнения заполнительной цементации. Монтаж ТПМК предусматривался в открытой выемке при помощи кранового оборудования, демонтаж — в демонтажной камере. В упомянутом ПОС была сформулирована требуемая общая характеристика ТПМК. Поперечное сечение на начальном участке длиной 1400 м было принято круглым диаметром в проходке 6,6 м. Конструктивная обделка — комбинированная, состоящая из блоков толщиной 20 см и внутреннего монолитного железобетонного кольца толщиной 30 см. Диаметр туннеля в свету 5,6 м.

На основании дополнительно выполненных инженерно-геологических изысканий в 2006 году были уточнены местоположение входного портала туннеля и трасса начального участка со сложными горно-геологическими условиями с длиной около 513 м.

По результатам торгов, проведенных в 2006 г., для продолжения строительства туннеля был сделан выбор подрядчиков. Торги выиграли две фирмы: муниципальное унитарное предприятие “Тырныузское шахтостроительное управление” (МУП ТШСУ) и ООО “Даггидроспецстрой” с ведением работ соответственно со стороны входного и выходного порталов. Ни одна из фирм в своем парке оборудования ТПМК не имела. Поэтому фактически на проходке деривационного туннеля применялось оборудование, которым располагали выигравшие торги строительные организации.

*Забой со стороны входного портала.* Комбайн горно-проходческий 2П-110 избирательного дейст-



вия, породопогрузочная машина TORO-350 емкостью ковша 3,2 м<sup>3</sup>, передвижная механизированная опалубка длиной 6,3 м, бетононасос ТЕСВО производительностью 45 м<sup>3</sup>/ч, приточный вентилятор ВМ-12, поршневые насосы для водоотлива ТЕСВО производительностью 65 м<sup>3</sup>/ч. Для электроснабжения использовали трансформатор ТСШВ 6/6660/380, для освещения — ТСШ 380/127.

*Забой со стороны выходного портала.* Экскаватор Chaeff ИТС-312 с гидромолотом силой удара 230 кгс/см<sup>2</sup>, автосамосвалы КамАЗ, передвижная металлическая опалубка длиной 4 м, вентиляторы ВМ-6, насос ЭЦН, трансформаторы ТСВП 250/6 (4 шт.), трансформатор для освещения ТСШ 380/40.

В обоих забоях проходка велась уступным способом с установкой арочной крепи из пространственных армоферм. В забое со стороны входного портала по арочной крепи наносили набрызгбетон, в забое со стороны выходного портала сначала укладывали черновой монолитный бетон, а затем также перешли на набрызгбетон. Постоянную обделку возводили с небольшим отставанием от забоя.

В забое со стороны выходного портала от ПК 15+69 туннель полностью проходит в глинах. Исполнительной документацией по туннелю отмечена значительная трещиноватость глин, что часто приводило к вывалам пород. Так в ночь с 25 на 26 октября 2007 г. в интервале с ПК 14+16 до ПК 13+99 произошел крупный купольный вывал с разрушением уже уложенного чернового бетона. Для ликвидации этого вывала было закачено около 400 м<sup>3</sup> бетона и немедленно возведена постоянная железобетонная обделка. Водоприток по трещинам в глинах был незначительный, до 0,05 – 0,1 л/с.

В начале 2008 г. ООО «СПИИ «Гидроспецпроект» по заданию ОАО «Институт Гидропроект» выполнил уточняющие расчеты временной крепи (пространственных арок), разработал рабочие чертежи конструкции временной крепи для ожидаемых пород по трассе и способы проходки в них, включая специальные способы (опережающие экраны из самозабуривающихся анкеров или из труб Ø139,7 × 8 AT-Casing System). Конструкция пространственных арок представляла собой 4 пространственных стержня диаметром 14, 16, 20 или 22 мм, опоясанных арматурным стержнем диаметром 10 мм.

Всего в проекте было разработано 9 типов крепи для классов горно-геологических условий III, IV, V в зависимости от технологии строительства и формы сечения туннеля в проходке. Класс III включал песчаники мелкозернистые, алевролитистые весьма низкой и низкой прочности (65 – 75 %) с линзами песков, подверженных тиксотропному ра-

зуплотнению и разжижению (25 – 35 %); класс IV — песчаники мелкозернистые с глинистым цементом пониженной прочности (75 – 80 %) с линзами песков; класс V — глины твердые. Поперечное сечение из круглого (под ТПМК) преобразовалось в полукруг до горизонтального диаметра с корытообразной нижней частью, а на уширенных участках — с прямыми стенами. В процессе дальнейшего строительства эта крепь корректировалась в соответствии с фактическими инженерно-геологическими условиями.

Всего в глинах было применено два типа обделок, которые отличаются формой выработки — корытообразная с ПК 8+20 до ПК 12+61 и круглая со скошенными стенками с ПК 12+61 до ПК 16+20. По мере приближения к пескам временная крепь была усилена и состояла из чернового армированного бетона толщиной 25 см.

По состоянию на май 2008 г. общая протяженность оставшейся проходки составляла 653 м, из которых на длине 355 м (до ПК 9+40) требовалось применение специальных способов.

При выборе конструктивного решения по этому участку туннеля проектировщики руководствовались следующим. Щитовая проходка с применением ТПМК с активным пригрузом забоя могла решить поставленную задачу, но покупать такой комплекс на проходку участка длиной около 355 м было экономически необоснованным. Способ проходки с искусственным замораживанием грунтов несмотря на универсальность не был одобрен, поскольку имеет существенные недостатки: некоторые глины не поддаются замораживанию и всегда остаются мягкими и пластичными, некоторые — в замороженном состоянии заметно разбухают; водонесные пески увеличиваются в объеме; замороженные грунты обладают ползучестью. Производство работ по замораживанию требует непрерывности процесса в течение нескольких месяцев на каждом участке, вплоть до окончания проходческих работ и сооружения постоянной обделки. В процессе оттаивания грунты меняют свои структурные свойства, что может отрицательно сказаться на работе постоянной обделки в процессе эксплуатации. Как наиболее надежный в сложившейся ситуации был рекомендован способ упрочнения неустойчивых грунтов с применением jet-технологии (струйная цементация природных грунтов) и химического закрепления грунтов.

Рабочий проект по закреплению и проходке участка туннеля этим способом по заданию ОАО «Институт Гидропроект» выполнил ООО «Подземпроектстрой» (г. Красноярск).

Закрепление пород выполнялось заходками 19 – 22 м (рис. 3). При этом ядро туннеля закреплялось через горизонтальные и наклонные скважины,

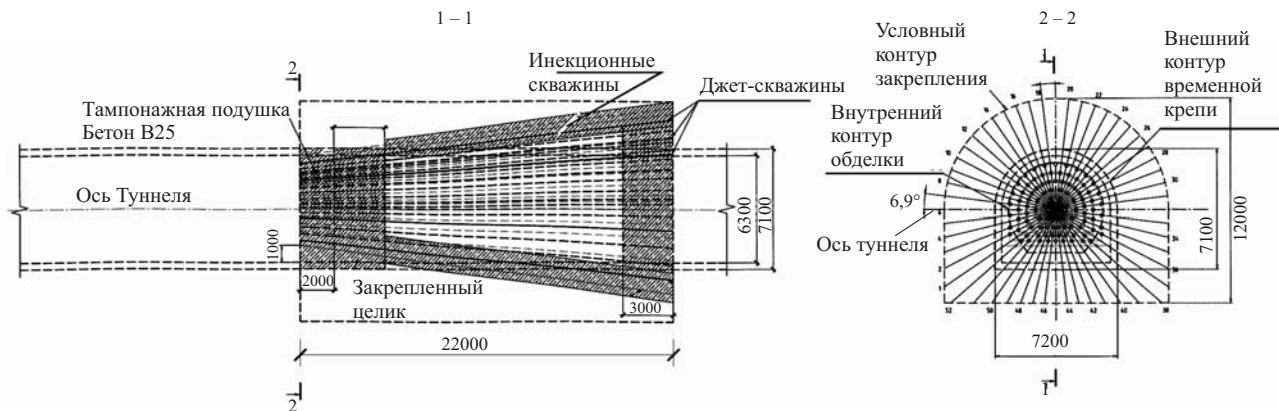


Рис. 3. Схема закрепления грунтов с применением jet-технологии

расположенные в шахматном порядке (1 скважина иньекционная, вторая — цементогрунт). Нагнетание раствора производилось заходками по 3 – 5 м по зажимной схеме через буровой снаряд и превентор. При обработке скважин методом Jet-grouting первоначально формировалась полость, заполняемая после окончанием размыва цементными растворами. За внутренним контуром выполнялись работы по химическому закреплению грунтов с применением элементов Jet-grouting. Дополнительно предусматривалось армирование скважин трубами и арматурой. Для выполнения работ по закреплению грунтов в режиме напорной иньекции были отобраны цементные, цементно-силикатные, цементные с добавкой хлористого кальция, силикатные иньекционные растворы. После завершения очередного этапа по закреплению грунтов проект предусматривал проходку туннеля механизированным способом двумя уступами. До начала проходки комбайном избирательного действия вручную при помощи отбойных молотков разбирались бетонная тампонажная подушка, удалялись трубы кондукторов и арматура. Пандус для проходки верхнего уступа создавался отбитой породой в объеме около 90 м<sup>3</sup>. Проходка велась заходками по 0,5 м.

Несмотря на то, что с целью предотвращения обрушения свода туннеля и исключения аварийных ситуаций проходка проводилась двумя уступами с частичным применением трубного экрана, установкой армокаркасов через 0,7 – 1,0 м и закреплением грунтов с применением jet-технологии (струйная цементация природных грунтов), сверхнормативных переборов избежать не удалось. При проходке верхнего уступа объемы вывалов породы колебались от 2,5 до 22,7 м<sup>3</sup> на 1 м проходки. По нижнему уступу — от 0,13 – 0,26 до 8,3 м<sup>3</sup>.

До ПК 8+59 со стороны выходного портала проходка велась по водоупорным глинам и подземные воды практически отсутствовали. С целью получения данных о водообильности при дальнейшей проходке с ПК 8+39 в сторону входного портала

была пробурена слабонаклонная скважина, которая на глубине 19 м вскрыла подземные воды с дебитом 3,6 – 3,8 л/с. При этом отмечался вынос песка в количестве 1 – 3 % объема воды. В дальнейшем приток воды с дебитом 3,5 – 4 л/с сопровождался выпором в выработку песка объемом 30 м<sup>3</sup>. Средний приток воды в выработку в интервале с ПК 8+59 до ПК 7+72 по данным замеров составил 12,63 л/с, т.е. 45 м<sup>3</sup>/ч. По данным службы водоотлива объем откачиваемой воды иногда достигал 70 – 100 м<sup>3</sup>/ч. По мере разгрузки горизонта водонасыщенных песков водоприток сокращался, и с начала 2010 г. не превышал 45 – 50 м<sup>3</sup>/ч.

16 апреля 2010 г. в 0 час. 30 мин. на Кашхатау ГЭС произошла сбойка туннеля. Шахтостроители ООО “Даггидроспецстрой” и Тырныаузского ШСУ встретились на пикете 6+96. Сбойка туннеля прошла в штатном режиме. Несмотря на непростые условия, связанные с проходкой части туннеля в слабых обводнённых грунтах, строители встретились на условленном пикете с точным совпадением осей проходки с двух сторон [3].

Завершение проходки деривационного туннеля позволит в ближайшее время подать воду в бассейн суточного регулирования и произвести комплекс мероприятий по испытаниям и пуску гидроагрегатов Кашхатау ГЭС.

Пуск Кашхатау ГЭС намечен на сентябрь 2010 г. С пуском в эксплуатацию Кашхатау ГЭС доля электроэнергии, вырабатываемой электростанциями, расположенными на территории Кабардино-Балкарской республики, составит 50 % общего объема потребления электроэнергии республикой.

#### Список литературы

1. Сотмаев А. А., Уханов М. Ф., Никоноров В. П. Каскад Нижнечерекских ГЭС на р. Черек // Гидротехническое строительство. 2007 г. № 6.
2. Технические отчёты о инженерно-геологической документации ОАО “Институт Гидропроект” за период 1994 – 2009 гг.
3. www.rushydro.ru Новости “РусГидро” 16.04.2010.

# Методология реконструкции гидротурбинного оборудования действующих ГЭС

Абубакиров Ш. И. (ОАО “Институт Гидропроект”),  
Иванченко И. П. (НПО ЦКТИ, С.-Петербург), кандидаты техн. наук

Рассмотрена проблема повышения технического уровня оборудования ГЭС.

**Ключевые слова:** реконструкция, гидротурбинное оборудование.

Проблема реконструкции и повышения технического уровня оборудования действующих ГЭС требует комплексного подхода и, в общем случае, предусматривает работы по следующим направлениям:

замена основного гидроэнергетического оборудования с улучшением энергетических качеств гидроагрегатов;

реконструкция и модернизация электротехнического и вспомогательного оборудования с повышением технических характеристик (надежности, быстродействия, маневренности, снижения производственных затрат и т.д.);

применение современных систем управления ГЭС на базе компьютерных технологий и систем защиты гидроагрегатов с использованием микропроцессорной техники.

Первое из указанных направлений определяет в наибольшей степени эффективность реконструкции оборудования действующих ГЭС. Учитывая сказанное, ниже предлагается методология замены гидроэнергетического оборудования.

## Критерии выбора нового оборудования (цель реконструкции)

Замена гидротурбинного оборудования должна обязательно сопровождаться повышением энергоотдачи агрегатов, а именно повышением мощности или увеличением выработки электроэнергии от проходящего через турбину объема воды (*первый основной критерий реконструкции*). Замена морально устаревшей и физически изношенной турбины на аналогичную машину из более качественного материала, но с такими же энергетическими показателями (замена “металл на металл”) считается недопустимой.

Обеспечить *одновременное* улучшение указанных энергетических показателей не всегда удается. В этом случае выбор состоит в том, назначить ли новой турбине форсированный режим работы и получить за счет этого *дополнительную мощность* при сниженной выработке энергии от проходящего через турбину объема воды или обеспечить *наибольший выигрыш по выработке энергии* от того же объема воды, но при меньшей дополнительной мощности (или вообще ее отсутствии).

Располагая энергетическими эффектами по выработке энергии и мощности, можно перейти к стоимостному выражению эффективности реконструкции по “*i*-му” варианту:

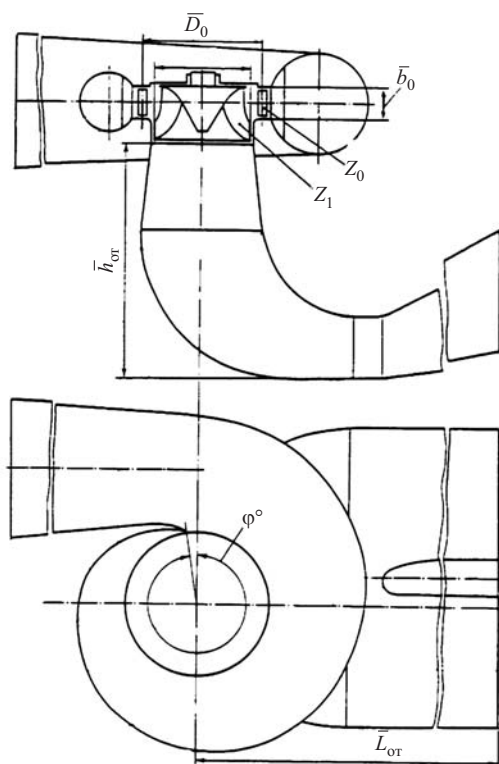
$$S_i = s_N (N_{Ti} - N_{T_{\text{сущ}}}) + s_3 (\mathcal{E}_i - \mathcal{E}_{\text{сущ}}), \quad (1)$$

где  $s_N$  — стоимость 1 кВт вытесняемой мощности на замещающей электростанции;  $s_3$  — стоимость 1 кВт · ч выработки энергии на замещающей электростанции;  $N_{T_{\text{сущ}}}$ ,  $\mathcal{E}_{\text{сущ}}$  — соответственно мощность и выработка энергии существующей турбины;  $N_{Ti}$ ,  $\mathcal{E}_i$  — мощность и выработка энергии новым оборудованием при “*i*-м” варианте реконструкции.

Очевидно, что выбор лучшего варианта реконструкции будет определяться при таком подходе абсолютными значениями  $s_N$  и  $s_3$ .

Однако оценки замены гидротурбины только с позиций достижения энергетических эффектов недостаточно. Существенное значение имеет надежность оборудования. Оптимальным вариантом реконструкции по *критерию надежности* (второй основной критерий) считается такой, который обеспечивает максимальное значение коэффициента эксплуатационной готовности оборудования  $K_{\Gamma} = K_{\Gamma_{\text{max}}}$ . Этот коэффициент является комплексным показателем надежности гидроагрегата. Он показывает *вероятность* нахождения гидроагрегата в работоспособном состоянии в любой момент времени эксплуатации. Для существующего оборудования он находится по данным опыта эксплуатации, а для новой гидромашин определяется нормативами соответствующих российских документов (в зависимости от типа турбины, ее размеров, мощности).

Опыт эксплуатации действующих гидромашин свидетельствует, что высокие значения коэффициента готовности свойственны тем гидротурбинам, которые работают с высоким уровнем КПД. Поэтому выбор варианта реконструкции с наибольшей выработкой энергии ( $\mathcal{E} = \mathcal{E}_{\text{max}}$ ) гарантирует при прочих равных условиях по напору, мощности и типу турбины максимальное значение коэффициента готовности ( $K_{\Gamma} = K_{\Gamma_{\text{max}}}$ ). С учетом критерия на-



Тип колеса	Спиральная камера	Направляющий аппарат			Рабочее колесо		Отсасывающая труба	
	$\varphi_{сп}$ , град	$\bar{b}_0$	$\bar{D}_0$	$Z_0$ , шт	$D_1$	$Z_1$ , шт	$\bar{h}_{от}$	$\bar{L}_{от}$
Существующее								
Новое (I вариант)								
Новое (II вариант)								
Новое (III вариант)								

Рис. 1. Габаритный чертеж проточной части турбины Френсиса

дежности стоимостная оценка эффективности реконструкции (1) запишется в следующем виде

$$S = s_N(N_{Ti} - N_{T.сущ}) + s_3(\mathcal{E}_i - \mathcal{E}_{сущ}) + s_H(K_{Gi} - K_{G.сущ}), \quad (2)$$

где  $s_H$  — удельная стоимость повышения надежности оборудования;  $K_{Gi}$ ,  $K_{G.сущ}$  — коэффициенты готовности гидроагрегата после и до реконструкции.

Помимо основных критериев оценки реконструкции гидротурбинного оборудования в российской практике используются также технические показатели:

кавитационный и абразивный износ проточной части;

диапазон допустимых режимов работы турбины по напору и мощности;

уровень вибраций опорных узлов;

размер пульсаций давления в проточной части;

размер протечек через направляющий аппарат и так далее.

Технический уровень реконструируемой гидротурбины по этим показателям оценивается путем их сравнения с аналогичными значениями существующих гидротурбин, а также показателями лучших российских и зарубежных аналогов.

### Особенности реконструкции действующего гидротурбинного оборудования

Особенности повышения технического уровня реконструируемого оборудования следующие:

по необходимости сохраняются основные габариты существующего гидроблока (спиральная камера, статор, отсасывающая труба);

фактически сложившиеся на реконструируемой ГЭС режимные условия работы оборудования отличаются определенностью (на стадии проектирования ГЭС режимные условия задавались прогнозно);

новая гидротурбина создается на базе *существующих современных* лопастных систем (создание новых лопастных систем оправдано в исключительных случаях, когда речь идет, например, о многоагрегатных ГЭС);

желательно сохранение узлов турбины, не определяющих энергетические качества турбины, но не выработавших свой ресурс (например, крышка турбины, вал, подшипники).

К реконструкции действующего оборудования следует подходить индивидуально на каждой конкретной ГЭС. Возможные пути повышения технического уровня машин различны, например:

изменение типа лопастной системы;

изменение диаметра рабочего колеса;

уменьшение втулочного отношения у гидротурбин осевого типа (за счет повышения давления в системе регулирования и совершенствования конструкции механизма поворота лопастей);

увеличение (или уменьшение) числа лопастей;

комбинация перечисленных выше решений.

Несмотря на всю индивидуальность ГЭС, существует общее требование к реконструкции оборудования: *выбор типа и параметров нового рабочего колеса должен производиться с учетом конструктивных особенностей существующего гидроблока и реально сложившихся режимных условий.*

### Исходные данные для выбора оборудования

Исходными данными для подбора нового рабочего колеса реконструируемой ГЭС являются:

габаритный чертеж проточной части существующей турбины с указанием размеров основных

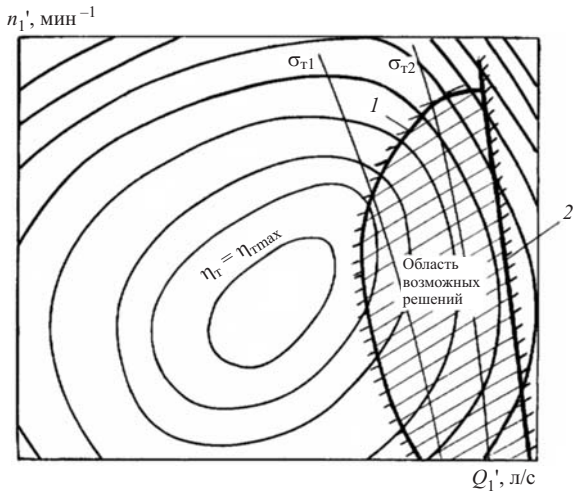


Рис. 2. Универсальная характеристика турбины Френсиса:

1 — ограничение на выбор расчетного режима новой турбины по условию  $N_T = N_{T,суц}$  при  $H_p = H_{p,суц}$ ; 2 — кавитационное ограничение на выбор мощности ( $\sigma_T = \sigma_{уст}$ )

элементов гидроблока (рис. 1) и габаритные чертежи новых современных турбин, планируемых к установке на ГЭС;

универсальные характеристики планируемых к установке современных рабочих колес в координатах  $n_1' - Q_1'$ , на которых заданы энергетические и кавитационные свойства соответствующих моделей турбин (рис. 2). Эти характеристики учитывают отличие размеров существующего гидроблока (в который будет установлено новое рабочее колесо) от проектных габаритов, требуемых для этого колеса. Приведенная частота вращения  $n_1'$  и приведенный расход  $Q_1'$  характеризуют соответственно частоту вращения и расход воды турбины диаметром  $D_1 = 1,0$  м при напоре  $H = 1,0$  м;

сведения об условиях эксплуатации гидротурбины на действующей ГЭС в различные по водности годы.

В конкретном виде необходимы следующие данные о режимных условиях эксплуатации оборудования (рис. 3):

относительная продолжительность нормированных значений мощности агрегата  $\bar{N}$  (под нормированной мощностью понимается отношение  $\bar{N} = N_{ai}/N_{amax}$ ). Эти данные показывают закономерность использования мощности агрегата в энергосистеме;

распределение объемов воды, проходящих через турбину при различных напорах  $V_T(H)$ ;

характеристика кавитационных условий работы гидротурбины (определяются сочетаниями напора  $H$  и высоты отсасывания  $H_s$  при различных суммарных мощностных нагрузках ГЭС  $N_{ГЭС}$ ).

Исходной информацией для получения указанных данных по режимам работы турбин являются суточные ведомости ГЭС, в которых регистрируются ежечасные изменения режимных параметров:

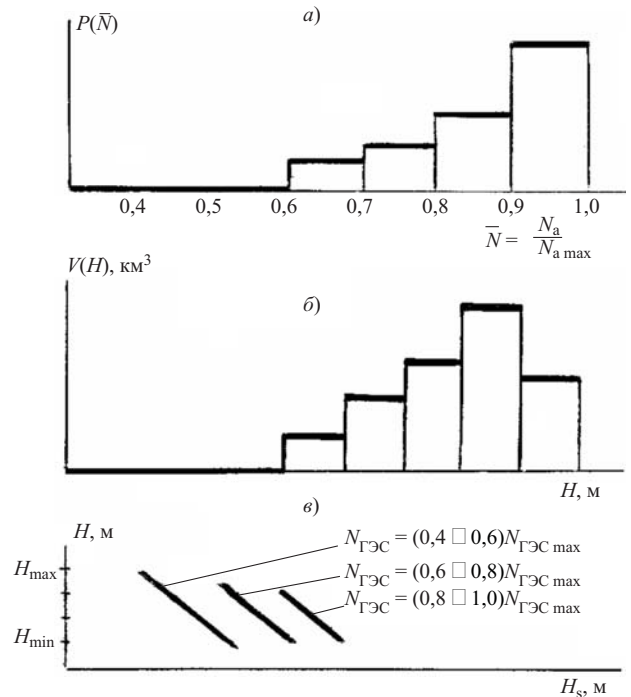


Рис. 3. Характеристика режимных условий работы существующей гидротурбины:

а — закономерность использования мощности агрегата в энергоносителе; б — объемы воды, проходящие через турбину при разных напорах; в — кавитационные условия работы гидротурбины (сочетаний  $H, H_s$  при разных суммарных нагрузках  $N_{ГЭС}$ )

напора  $H$ , мощности агрегата  $N_a$ , высоты отсасывания  $H_s$ . Данная методика построена на выборочном способе анализа режимов. В конечном итоге она позволяет получить продолжительность работы агрегата при различных сочетаниях  $H_s, H, N_a$  по каждому исследуемому году (топограмму режимов).

### Основные принципы реконструкции оборудования

К реконструкции гидротурбин действующих ГЭС предъявляются ряд требований.

*Первое требование* заключается в обеспечении сжатых сроков проведения реконструкции без вывода из энергосистемы существующих мощностей на длительный период и стремлении сократить объем работ. Это исключает значительные переделки проточного тракта гидротурбины (спиральной камеры, статора, отсасывающей трубы и т.д.). Диаметр нового колеса не должен поэтому превышать диаметр существующего колеса

$$D_{1нов} \leq D_{1суц} \quad (3)$$

*Второе требование* заключается в том, что мощность гидротурбины с новым рабочим колесом должна быть не меньше существующей при расчетном напоре  $H_p$  и выше

$$N_{T,нов} \geq N_{T,суц} \text{ при } H \geq H_p \quad (4)$$

Третье требование заключается в том, что новое рабочее колесо должно работать без снижения КПД из-за кавитации при сложившихся на ГЭС сочетаниях напора и отметки нижнего бьефа. Это означает, что требуемая турбиной высота отсасывания  $H_s$  должна быть меньше существующей на ГЭС высоты отсасывания установки  $H_{\text{уст}}$  при расчетном напоре  $H_p$

$$H_s \leq H_{s \text{ уст}} \text{ при } H = H_p. \quad (5)$$

В пересчете на кавитационный коэффициент турбины  $\sigma_T$  и кавитационный коэффициент установки  $\sigma_{\text{уст}}$  это требование запишется:

$$\sigma_T \leq [\sigma_{\text{уст}}] \text{ при } H = H_p. \quad (6)$$

Практическое выполнение указанного требования достигается выбором на универсальной характеристике  $n_1' - Q_1'$  такого значения приведенного расхода нового колеса  $(Q_1')_{\text{нов}}$ , для которого имеет место неравенство:

$$(Q_1')_{\text{нов}} \leq (Q_1')_{\sigma_T = \sigma_{\text{уст}}} \text{ при } H = H_p. \quad (7)$$

Далее на универсальную характеристику наносятся кривые, отражающие сформированные выше требования к реконструкции (рис. 2). Кривая 1 определяет левую границу возможного местонахождения расчетного режима новой турбины (требования 1 и 2). Кривая 2 ограничивает справа выбор приведенного расхода новой турбины по условиям кавитации при  $H = H_p$  (требование 3). Зона универсальной характеристики, заключенная между кривыми 1 и 2, образует область допустимых решений, из которых надлежит выбрать оптимальный вариант расчетного режима.

В некоторых случаях ставится четвертое условие (в общем случае необязательное) — сохранение существующей частоты вращения:

$$n_{\text{с. нов}} = n_{\text{с. сущ.}}$$

### Порядок расчета энергетических эффектов от установки новой гидротурбины

Поиск оптимального решения для каждого рассматриваемого типа турбины осуществляется перебором различных вариантов ее работы, заключенных между кривыми 1 и 2 на рис. 2. Для каждого из вариантов рассчитывается средневзвешенное значение  $\bar{\eta}$  и выработки  $\mathcal{E}$ . Для определения  $\bar{\eta}$  и  $\mathcal{E}$  необходимо располагать сведениями о продолжительности различных режимов работы новой гидротурбины в координатах  $H - N_T$ , т.е. знать топограмму режимов ее работы. Расчет топограммы для каждого варианта ведется на основе распределения объемов воды по напорам  $V_T(H)$  (рис. 3, б) и гистограммы распределения нормированной мощности  $\bar{N}$  (рис. 3, а).

раммы распределения нормированной мощности  $\bar{N}$  (рис. 3, а).

Для объективного сопоставления различных вариантов выбора расчетного режима новой турбины должны выполняться определенные условия:

распределение проходящих через турбину объемов воды по напорам остается неизменным для всех сравниваемых вариантов;

закон использования гидроагрегата по мощности является неизменным для всех сравниваемых вариантов.

Соблюдение этих условий приводит к тому, что число часов работы турбины изменяется от варианта к варианту. При известном распределении объемов воды по напору  $V_T(H)$  и определенной гистограмме нормированной мощности  $\bar{N}$  продолжительность напора  $H_j$  находится из выражения:

$$t(H_j) = \frac{9,81 \times H_j \times \mathcal{V}_T(H_j)}{\sum_{i=1}^z \frac{N_{T_i}}{\eta_T(H_j, N_{T_i})} \mathcal{P}(N_{T_i})}, \quad (8)$$

где  $N_{T_i}$ ,  $\eta_T(H_j, N_{T_i})$  — соответственно мощность и КПД турбины для  $i$ -го интервала мощности при напоре  $H_j$  (находятся по эксплуатационной характеристике  $H - N_T$ , рассчитанной на основе универсальной характеристики  $n_{T_i} - Q_{T_i}$ );  $\mathcal{P}(N_{T_i})$  — вероятность работы турбины в  $i$ -м интервале мощности при напоре  $H_j$  (определяется по гистограмме нормированной мощности  $\mathcal{P}(N_{T_i}) = \mathcal{P}(\bar{N}_i)$ );  $z$  — число интервалов разбиения мощности в интервале от 0 до  $N_{T_{\text{max}}}$  при напоре  $H_j$ .

Найденное суммарное время  $t(H_j)$  распределяется далее по интервалам мощности в соответствии с гистограммой нормированной мощности (рис. 3, а):

$$t(H_j, N_{T_i}) = t(H_j) \times \mathcal{P}(N_{T_i}) = t(H_j) \times \mathcal{P}(\bar{N}_i). \quad (9)$$

Производя аналогичные расчеты по другим напорам, получаем в конечном итоге топограмму продолжительности режимов в координатах  $H - N_T$  рассматриваемого варианта с общим временем  $T$ .

Выработка энергии рассчитывается для каждого варианта по всему массиву режимов работы турбины, то есть с учетом топограммы режимов в поле характеристики  $H - N_T$

$$\mathcal{E} = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^z t(H_j, N_{T_i}) \times N_{T_{ji}}, \quad (10)$$

где  $N_{T_{ji}}$  — мощность турбины для  $i$ -го интервала мощности при напоре  $H_j$ ;  $z$  — число разбиений строки мощности на интервалы от 0 до  $N_{T_{\text{max}}}$  при напоре  $H_j$ ;  $m$  — число разбиений столбца напора на интервалы в диапазоне от  $H_{\text{min}}$  до  $H_{\text{max}}$ .

При известной топограмме режимов расчет средневзвешенного по выработке КПД турбины выполняется по формуле:

$$\bar{\eta} = \frac{\frac{1}{m} \sum_{j=1}^m \frac{1}{z} \sum_{i=1}^z t(H_j, N_{Ti}) \times N_{Tji}}{\frac{1}{m} \sum_{j=1}^m \frac{1}{z} \sum_{i=1}^z \frac{N_{Tji} \times t(H_j, N_{Ti})}{\eta_T(H_j, N_{Ti})}}. \quad (11)$$

Результаты расчета энергетических эффектов ( $\Sigma$  и  $\bar{\eta}$ ) по всем рассмотренным вариантам, а также номинальная мощность турбины в этих вариантах могут представляться в окончательном виде в форме таблицы.

Возможные варианты реконструкции оборудования образуются за счет установки различных типов гидротурбин; изменения диаметра колеса  $D_1$ ; изменения частоты вращения агрегата  $n_c$ ; манипуляций величиной расчетного напора  $H_p$ . Всего получается несколько вариантов с разными значениями номинальной мощности турбины  $N_T$  и разной выработкой энергии. Для сравнения в таблице должны быть указаны энергетические показатели существующей турбины; причем здесь также анализируется возможность повышения проектного расчетного напора  $H_p$ . Переходя от энергетических эффектов к их стоимостному выражению по формулам (1) и (2), получаем оптимальный вариант гидротурбины с новым рабочим колесом.

### Основные этапы выполнения работы

*Этап 1. Обследование состояния действующего энергетического оборудования*

1. Анализ режимов работы гидромашин за последние десять лет с учетом ежечасных изменений напора  $H$ , мощности агрегата  $N_a$  и высоты отсасывания  $H_c$ .

2. Обобщение опыта эксплуатации гидротурбин с начала их пуска по повреждениям основных узлов и эффективности ремонтных мероприятий.

3. Анализ показателей надежности гидроагрегатов (коэффициент эксплуатационной готовности) с начала пуска машин.

4. Дефектоскопия наиболее ответственных узлов турбин.

5. Проведение комплексных натурных испытаний одной из гидротурбин по определению ее фактических энергетических, кавитационных и вибрационных показателей на различных режимах работы (включая режимы повышенной мощности).

Энергетические испытания предусматривают определение абсолютного уровня КПД существующей гидротурбины после длительного периода эксплуатации.

6. Проведение натурных испытаний генератора по определению возможности его работы с повы-

шенной мощностью или разработки (при необходимости) соответствующих мероприятий.

Чем полнее выполнено обследование состояния действующего оборудования, тем полнее и обоснованнее будет составлена тендерная документация на реконструкцию и замену гидромашин. Эксплуатационные характеристики действующих гидроагрегатов являются базой, по отношению к которой оцениваются эксплуатационные качества новых машин.

Практическое использование результатов промышленных испытаний начинается сразу после их выполнения на агрегате. Результаты испытаний позволяют:

установить реальные, оптимальные по КПД, режимы работы гидроагрегата (обычно они отличаются от проектных);

выявить недопустимые режимы с низкочастотными пульсациями потока;

оценить эрозионную опасность различных режимов;

улучшить вибрационное состояние опорных узлов гидромашин.

По российской практике до начала инструментального обследования оборудования высылаются на ГЭС опросный лист с целью получения предварительных данных о гидроагрегатах.

*Этап 2. Обоснование оптимального варианта реконструкции оборудования*

Оптимальное решение ищется, как уже отмечалось выше, на базе уже созданных рабочих колес, имеющих современные высокие энергокавитационные качества, но с учетом конструктивных особенностей существующего гидроблока и реально сложившихся режимных условий работы оборудования. Новая гидротурбина является, по существу, результатом объединения старых (существующих) элементов гидроблока (спиральной камеры, отсасывающей трубы) и современной лопастной системы. Основные разделы работы:

1. Расчет универсальных характеристик гидротурбин разного типа (рис. 2), приемлемых для реконструируемой ГЭС.

2. Расчет энергетических эффектов для различных вариантов реконструкции по вышеизложенной схеме, заполнение таблицы.

3. Стоимостная оценка энергетических эффектов и выбор оптимального варианта установки нового рабочего колеса.

*Этап 3. Разработка тендерной документации на реконструкцию гидроэнергетического оборудования*

Тендерная документация подготавливается по принятой международной форме.

# Анализ современного напряженно-деформированного состояния арочно-гравитационной плотины Саяно-Шушенской ГЭС

Газиев Э. Г., доктор техн. наук  
(филиал ОАО "Институт Гидропроект" — ЦСГНЭО)

Дан анализ современного состояния СШГЭС.

**Ключевые слова:** плотина, авария, мониторинг, основание, перемещение, водохранилище, паводок.

Настоящий анализ продиктован необходимостью оценки современного состояния арочно-гравитационной плотины СШГЭС в связи с произошедшей аварией на гидростанции, последовавшим отключением всех десяти гидроагрегатов и с необходимостью пропуска сбросных расходов через водосбросы в теле плотины. Это обстоятельство поставило плотину в особые не предусмотренные проектом условия работы с использованием водосбросных отверстий в теле плотины в зимний период.

На основе анализа имеющихся материалов ранее проведенных исследований, а также наблюдений, выполненных службой мониторинга ГЭС СШГЭС вплоть до февраля 2010 г., было проанализировано напряженно-деформированное состояние плотины и ее основания, вызванное гидростатической нагрузкой и температурой, а также выявлена динамика необратимых (остаточных) перемещений плотины.

## Краткая предыстория

Строительство основных сооружений Саяно-Шушенской ГЭС было начато в 1968 г. и к концу 80-х годов в основном было закончено. Плотина была поставлена под частичный напор в 1978 г., а с 1990 г. начала эксплуатироваться в проектном ре-

жиме при ежегодном наполнении водохранилища до НПУ 540 м и при последующей сработке до УМО 500 м.

Арочно-гравитационная Саяно-Шушенская плотина не имеет аналогов в мировой практике по сочетанию своих основных параметров, она является одной из крупнейших в мире: ее высота 242 м, длина по гребню 1074 м, ширина по гребню 25 м, а ширина в основании 106 м. Максимальный напор равен 220 м [1].

При таком соотношении параметров сооружения следовало ожидать появления зоны разуплотнения под верхней гранью плотины, что и было подтверждено расчетными и модельными исследованиями, выполненными еще на стадии технического проекта. В связи с образованием зоны разуплотнения верхняя часть цемзавесы оказалась нарушенной, что привело к значительному увеличению фильтрационных расходов [2, 3, 4].

После заполнения водохранилища в 1989 г. стало очевидным, что параметры напряженно-деформированного состояния плотины превосходят предусмотренные в проекте значения. На напорной грани плотины появились горизонтальные трещины растяжения и было отмечено нарушение контакта в основании напорной грани плотины. Фильтрация через бетон плотины и через основание достигла 458 и 550 л/с соответственно. Отсутствие донных водовыпусков не позволяло опорожнить водохранилище, и поэтому восстановление водоне-

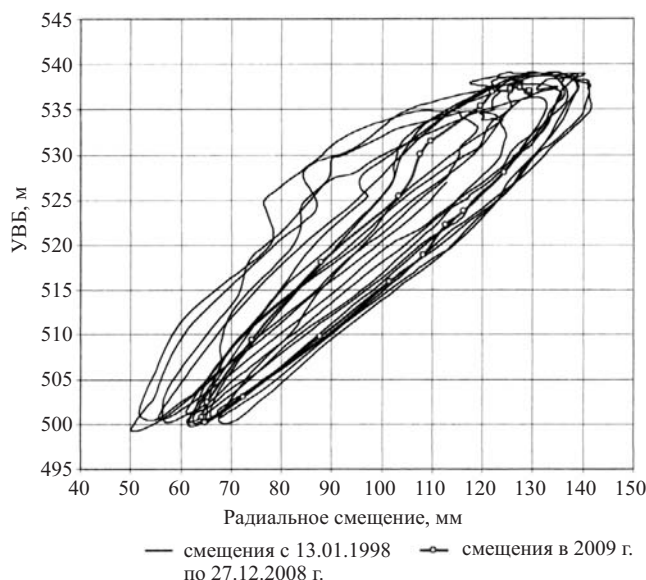


Рис. 1. Радиальные смещения гребня плотины при изменениях УВБ

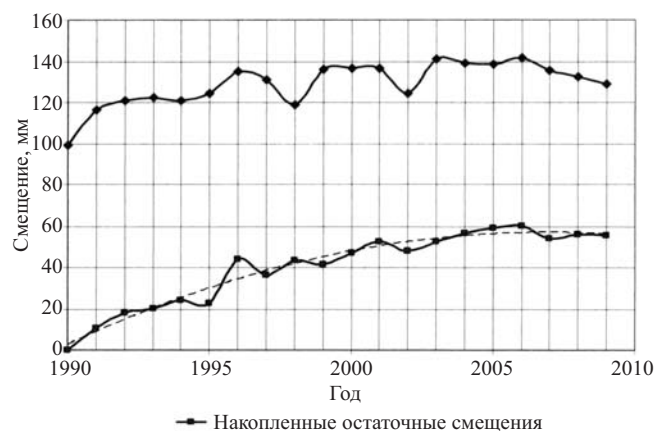
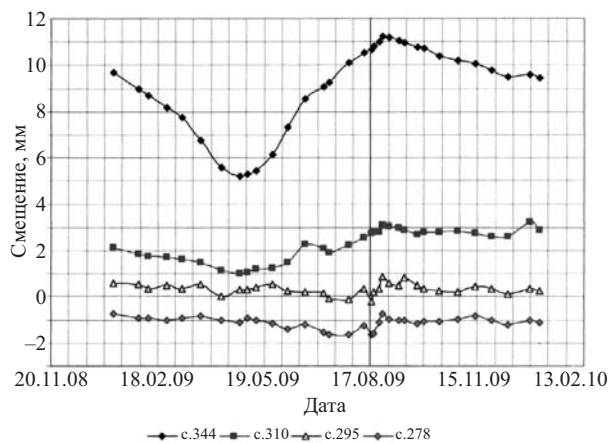


Рис. 2. Радиальные и накопленные остаточные смещения гребня секции 33





**Рис. 3.** Радиальные смещения в основании секции 18 плотины СШГЭС в 2009 г.

проницаемости необходимо было выполнить при напоре более 200 м.

Высокий уровень фильтрации не позволял использовать для инъекции традиционные растворы. Поэтому персоналом гидроузла вместе со специалистами института “Ленгидропроект” и французской фирмы “Солетанш” была разработана новая технология ремонтных работ с использованием эпоксидных растворов, которая была использована как для заделки трещин в теле плотины, так и в ее скальном основании в период с 1996 по 2002 гг. В результате выполненных работ расход фильтрации через тело плотины и скальное основание был сокращен на величину 99,5 и 78 % соответственно [5].

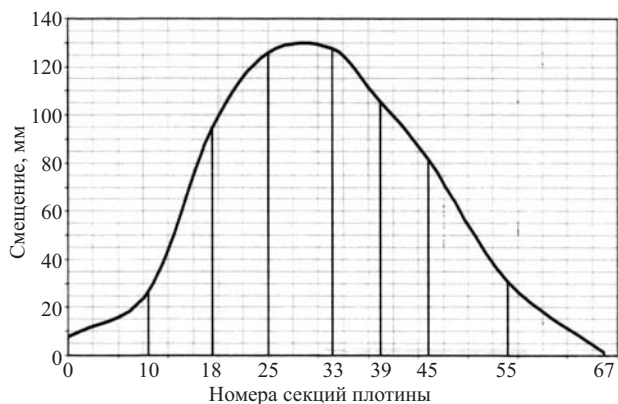
Выполнение ремонтных работ неизбежно сказалось на поведении плотины и её скального основания.

Кратко резюмируя результаты проведенного анализа, можно отметить:

1. Необратимые смещения плотины в сторону нижнего бьефа продолжались и составили величину порядка 40 % максимальных перемещений в сечении ключевой секции плотины.

2. Продолжающийся рост накопленных остаточных вертикальных перемещений плотины свидетельствовал о происходящем в основании процессе формирования зоны разуплотнения. Зона растяжения в основании плотины распространилась ниже отметки её подошвы, раскрытие субгоризонтальной трещины в основании центральной консоли было зафиксировано на отметке 277 м. Положительные величины раскрытия, свидетельствующие о разуплотнении, имели место даже на расстоянии в 52 м от напорной грани плотины при подъеме уровня воды в водохранилище выше отметки 537 – 538 м (отметка НПУ плотины, начиная с 1997 г., принята равной 539 м).

Для массива горных пород в районе гидроузла характерно напряженное состояние со значительным превышением горизонтальных напряжений



**Рис. 4.** Максимальные радиальные смещения гребня плотины СШГЭС при УВБ-537 м в 2009 г.

над вертикальными. Величина горизонтальных напряжений в среднем в 3 – 4 раза превышает величину, рассчитанную по весу вышележащих пород [6]. Горизонтальное сжатие имеет региональное направление ЮЗ-СВ.

С наполнением водохранилища получили широкое развитие техногенные процессы, спровоцированные строительством и эксплуатацией сооружения.

К техноприродным процессам относятся:

1. Развитие деформаций прилегающей широкой территории с образованием воронки проседания в сторону НБ на расстояние более 3 км, в сторону ВБ — около 2 км. Следует отметить, что в 1984 г. на отдельных участках прилегающей к водохранилищу территории в ВБ гидроузла наблюдалось поднятие поверхности. Это поднятие было вызвано взвешивающим эффектом, проявлению которого способствовал самый большой за период 1983 – 1988 гг. сезонный подъем УВБ более чем на 21 м.

2. Развитие гидронапряженно-деформированного состояния массива и его изменение в зависимости от режима эксплуатации. Под гидронапряженно-деформированным состоянием скального основания понимается состояние массива в основании высоких плотин на данный момент времени, обусловленное воздействием природных (напряжения, деформации) и техногенных (силового действия) факторов.

Детальные расчеты НДС плотины, помимо “Ленгидропроекта”, были выполнены в ЦСГНЭО в 1998 г. и в 2000 – 2001 гг.

Была разработана математическая модель системы “плотина – основание”, представляющая совокупность программных средств и числовых данных, которая позволила учесть в расчетах этой системы все основные факторы строительного и эксплуатационного периодов. К ним относятся: реальные деформативные свойства бетона и скаль-

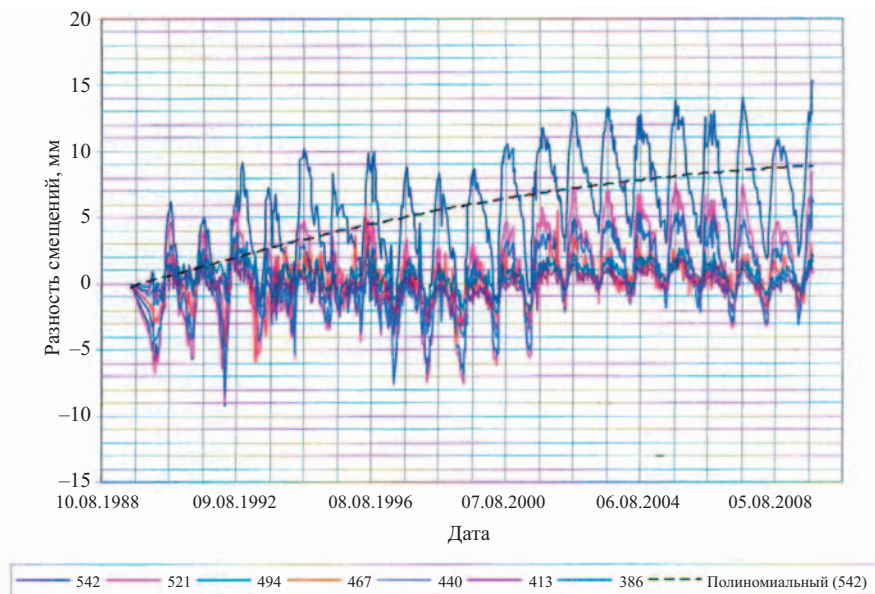


Рис. 5. Разность максимальных радиальных смещений секций 18 и 45 (смещения секции 18 превосходят смещения секции 45)

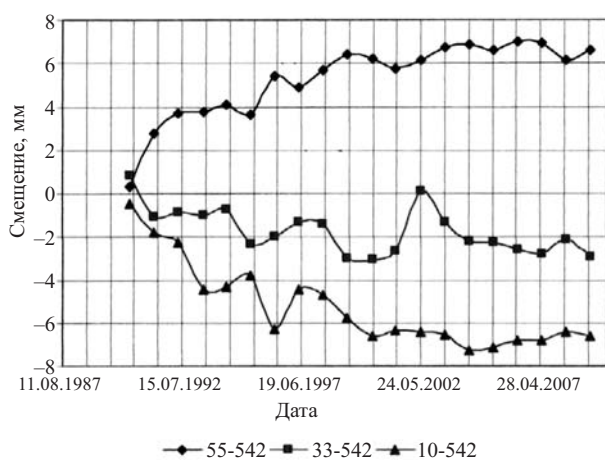


Рис. 6. Остаточные тангенциальные смещения гребня (отметка 542 м) секций 10, 33 и 55

ного основания, разрезка плотины на столбы и секции, последовательность возведения плотины, последовательность омоноличивания межсекционных и межстолбчатых швов, последовательность заполнения водохранилища и периодическая его сработка и т.д.

Тестирование математической модели было выполнено путем решения методических задач, сопоставления результатов расчета с данными натурных наблюдений и результатами, полученными в АО “Ленгидропроект”, в том числе при решении совместно сформулированных тестовых задач.

Были выполнены расчеты напряженно-деформированного состояния системы “плотина — основание — водохранилище” при землетрясении, имитируемом тремя одновременно действующими компонентами расчётной акселерограммы, при двух уровнях верхнего бьефа. Расчеты выполнены в

предположении упругой работы расчётной системы для вариантов полностью закрытого и частично раскрытого (в соответствии со статическим расчётом) контакта плотины с основанием.

Анализ полученных результатов расчетов показал, что при заданном расчетными акселерограммами уровне сейсмического воздействия в плотине возникают обширные зоны суммарных растягивающих напряжений как арочного, так и вертикального направлений, значения которых существенно превышают прочность бетона на растяжение и, тем более, прочность межсекционных и межблочных швов.

Были также выполнены расчеты устойчивости скальных примыканий плотины с учётом реальной трещиноватости скального массива и при разных возможных способах формирования потенциальных поверхностей смещения [7]. Максимальные усилия, передаваемые от плотины на расчётные опорные блоки, были определены при УВБ =  $539 \div 540$  м по результатам численных нелинейных расчётов напряженно-деформированного состояния системы “плотина – основание” Саяно-Шушенского гидроузла, выполненных ЦСГНЭО в 1998 г. В результате расчётов коэффициенты запаса устойчивости  $K$  рассматриваемых береговых опорных блоков были получены в пределах от 1,55 до 2,63 при нормативном значении коэффициента запаса  $K_n = 1,67$ .

#### Горизонтальные радиальные и тангенциальные перемещения плотины

Как показали проведенные исследования, измерения радиальных смещений плотины, выполненные геодезическими методами в рамках внешней

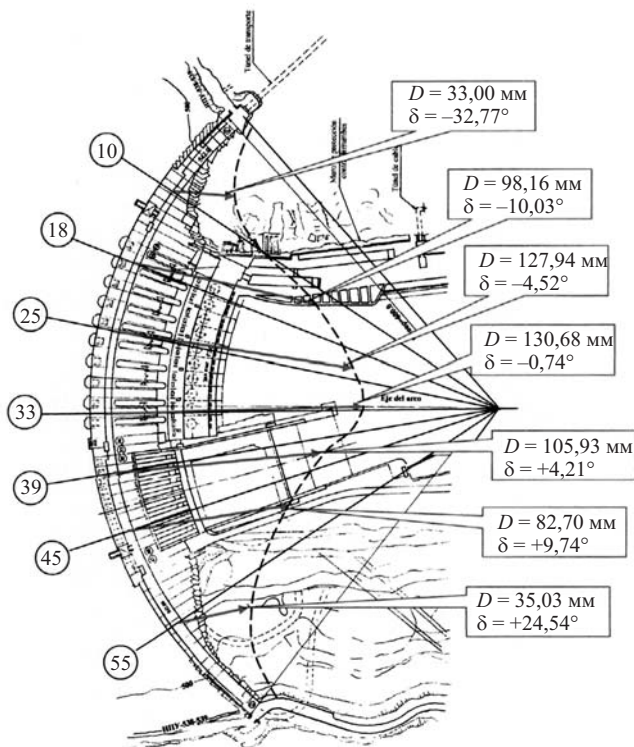


Рис. 7. Результирующие векторы плановых смещений гребня секций плотины СШГЭС в 2009 г.

плановой сети, и измерения отвесами, начиная с 1 января 2000 г. дают идентичные результаты.

На рис. 1 показана диаграмма измеренных горизонтальных перемещений гребня центральной секции плотины за период с 04.05.1989 по конец 2009 г. Диаграмма свидетельствует о том, что процесс радиальных перемещений гребня плотины практически полностью стабилизировался. Максимальное радиальное смещение гребня (141,5 мм) было зарегистрировано в сентябре 2006 г. Однако, необходимо отметить, что после 2006 г. наблюдалось снижение максимального УВБ, при котором производился замер перемещений плотины.

Диаграммы радиальных смещений гребня центральной секции 33, а также накопленных остаточных смещений за последние 10 лет приведены на рис. 2.

На рис. 3 представлена диаграмма радиальных смещений основания секции 18 для анализа возможности потенциального влияния смещений в основании на возникновение критической ситуации 17 августа 2009 г. в месте расположения гидроагрегата № 2. Рассмотрение этой диаграммы свидетельствует об отсутствии каких-либо значительных смещений в основании накануне 17 августа. После этой даты на отметках 278 и 295 м имели место подвижки в сторону НБ величиной около 1 мм, которые могли быть следствием гидродинамического удара, произошедшего в здании ГЭС. Но уже на отметке 310 м никаких подвижек не было отмечено.

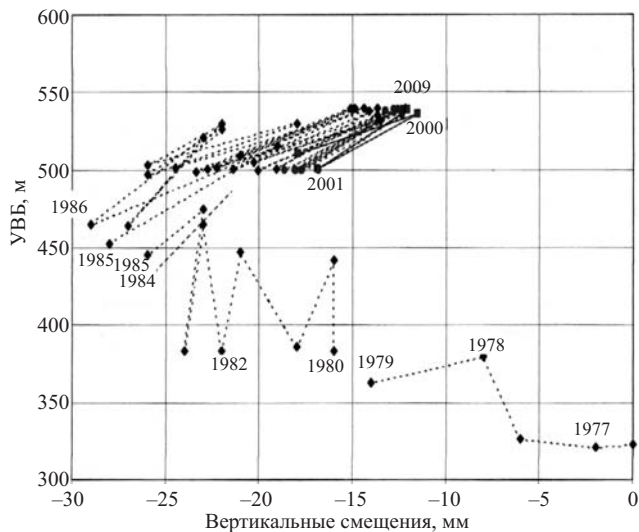


Рис. 8. Диаграмма эволюции осадок основания (отм. 308 м) столба I центральной секции 33 за период с 1977 по 2001 г. (нанесены также данные по условиям смещения марки № 2 за 2002 – 2009 гг.)

Общая диаграмма смещений гребня плотины при УВБ = 537 м в 2009 г. приведена на рис. 4. Четко выражены большие радиальные деформации левобережного крыла плотины. Это явление наблюдалось и в прошлые годы. Следует отметить, что рост смещений левобережной части плотины по сравнению с правобережной продолжался все годы с момента заполнения водохранилища и в настоящее время он еще не закончился, о чем свидетельствует диаграмма нарастания разности радиальных смещений секций 18 (ЛБ) и 45 (ПБ), представленная на рис. 5.

Наблюдавшееся после заполнения водохранилища увеличение смещений секций 10 и 55 плотины соответственно к левому и правому берегам, очевидно, прекратилось, и можно говорить о стабилизации этого процесса “развала” берегов створа. Диаграммы остаточных тангенциальных смещений секций 10, 33 и 55 показаны на рис. 6. Отчетливо прослеживается тенденция смещения центральной консоли плотины (секция 33) к левому берегу.

Диаграмма векторов результирующих горизонтальных (плановых) перемещений гребня плотины представлена на рис. 7.

### Вертикальные смещения плотины

На рис. 8 приведена диаграмма вертикальных смещений основания столба I центральной секции 33 плотины СШГЭС за период с 1977 по 2001 годы. На ней нанесены также данные по условным смещениям марки № 2 за 2002 – 2009 гг. Эта диаграмма наглядно свидетельствует об осадках основания плотины при строительстве плотины и начале заполнения водохранилища. Уже в конце 1984 г., когда уровень воды достиг отметки 497 м, начались подъемы основания плотины при возрастании УВБ. В дальнейшем при каждом сезонном повыше-

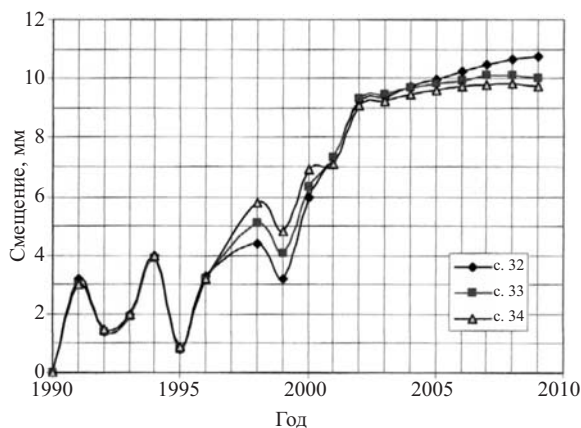


Рис. 9. Остаточные вертикальные смещения основания центральных секций 32, 33 и 34 плотины на отметке 308 м

нии уровня воды основание поднималось, а при понижении — опускалось.

В связи с достаточно высокой прочностью и низкой деформируемостью сланцев в днище долины максимальная осадка основания до заполнения водохранилища к началу 1978 г. составляла 6 мм (рис. 8).

В 1978 г. было начато заполнение водохранилища до отметки 383 м, в дальнейшем по мере возведения плотины уровень водохранилища достиг 497 м в 1984 г., а в 1990 г. водохранилище было заполнено до НПУ 540 м. В то же время максимальная осадка основания плотины была достигнута в начале 1986 г. при уровне водохранилища 465 м. Проникновение воды в трещины скального основания по мере заполнения водохранилища стало вызывать его “взвешивание”, что приводило к его подъему. Таким образом, заполнение водохранилища принципиально изменило состояние основания плотины [8].

Анализируя полученные на СШГЭС результаты, было установлено, что максимальный подъем

горизонтального сечения секции 33 на отметке 308 м (в основании плотины) происходит через 18 суток после максимального подъема УВБ. На отметке 344 м этот подъем происходит через 26 суток, а на отметке 359 м — в течение 33 суток. Таким образом, при подъеме уровня ВБ происходит медленное растяжение плотины в вертикальном направлении, которое может привести к раскрытию строительных швов и горизонтальных контактов на напорной грани плотины.

Диаграмма остаточных вертикальных смещений основания плотины на отметке 308 м приведена на рис. 9. Можно заключить, что процесс стабилизации остаточных вертикальных смещений в основании секций 33 и 34 закончился, а у секции 32 он практически завершается.

### Напряжения в примыканиях плотины

Выполненные службой мониторинга гидротехнических сооружений плотины СШГЭС исследования показали, что наибольшие размахи арочных напряжений в бетоне низовой грани наблюдаются в верхних арочных поясах на отм. 504 – 534 м при наибольших размахах температуры бетона. С 2005 г. в бетоне низовой грани отмечается уменьшение размаха арочных напряжений, вызванное как различием в температурных условиях, так и режимом наполнения последних лет.

Диаграммы изменения арочных напряжений в пятах левобережных и правобережных секций плотины приведены на рис. 10 и 11.

Полученные диаграммы в целом свидетельствуют о продолжающемся процессе нарастания сжимающих напряжений в обоих примыканиях плотины. Более 80 % рассмотренных “розеток” установленных тензометров продолжают фиксировать рост сжимающих напряжений. При этом видно, что на более высоких отметках плотины больше размах

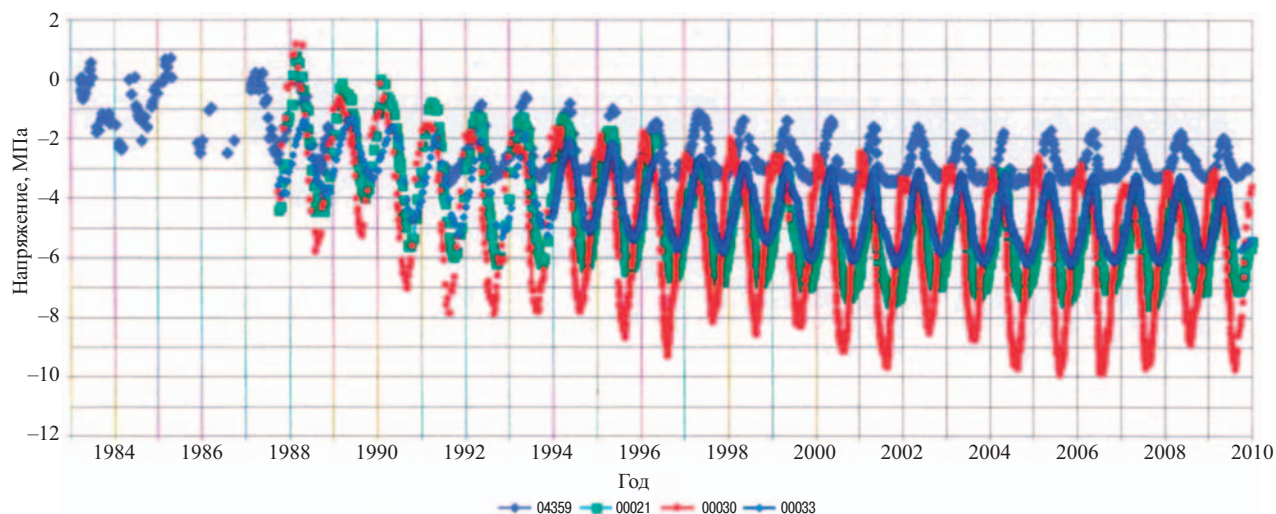
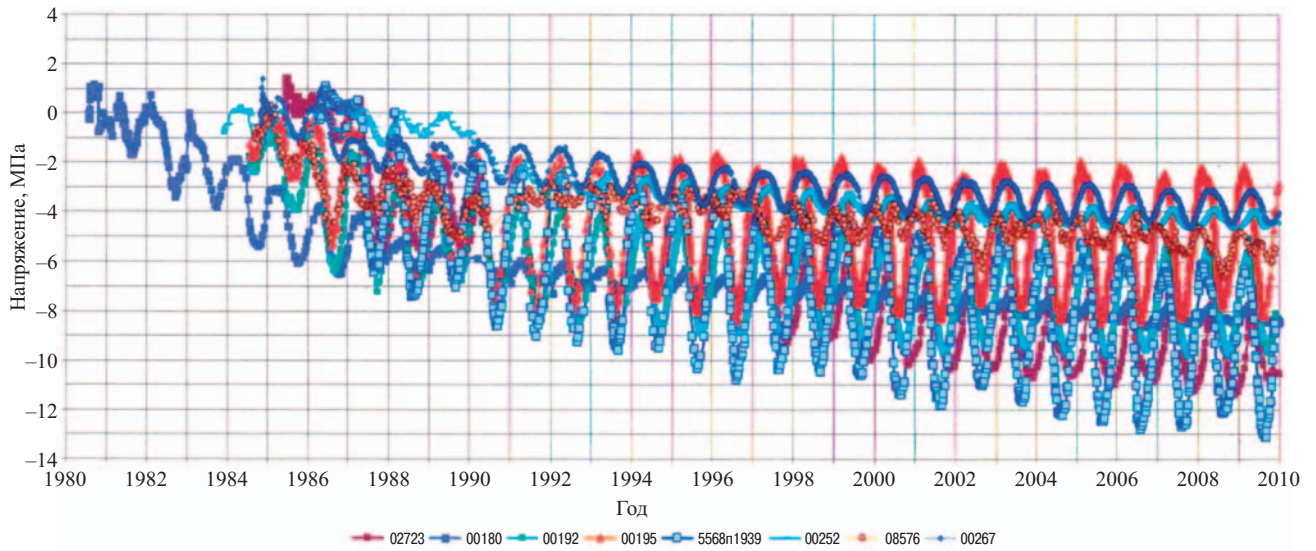


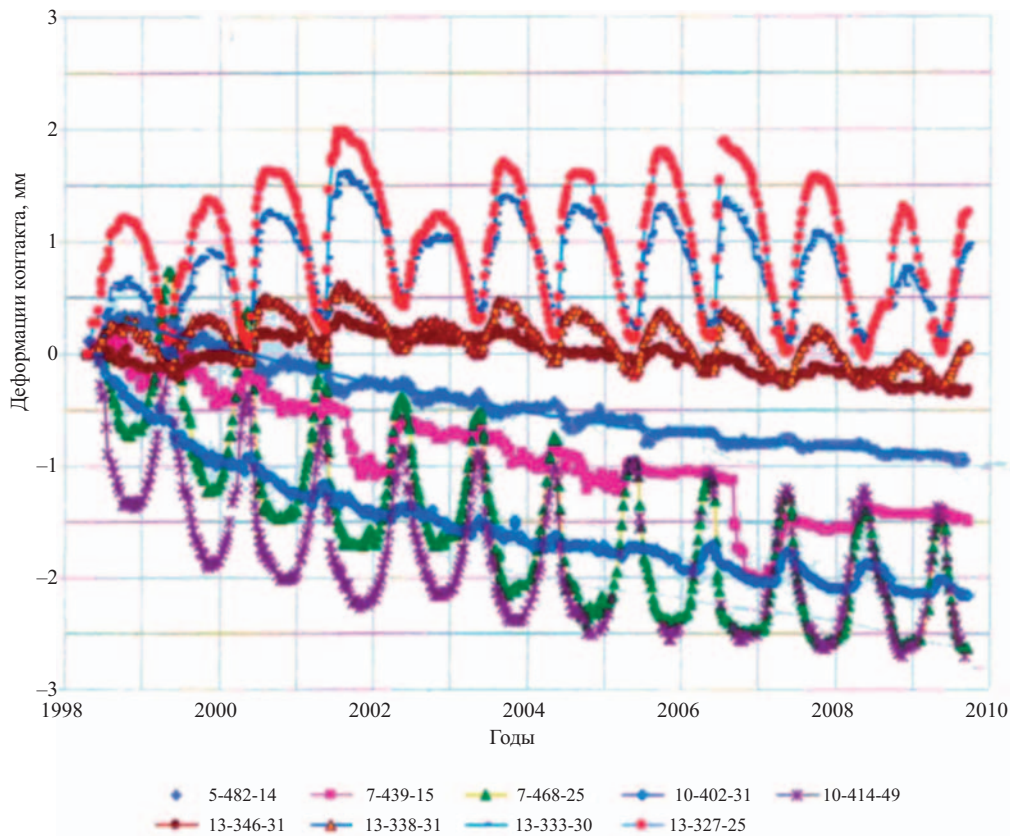
Рис. 10. Арочные напряжения в левобережном примыкании плотины (сжатие отрицательно) по данным установленных в бетоне тензометров



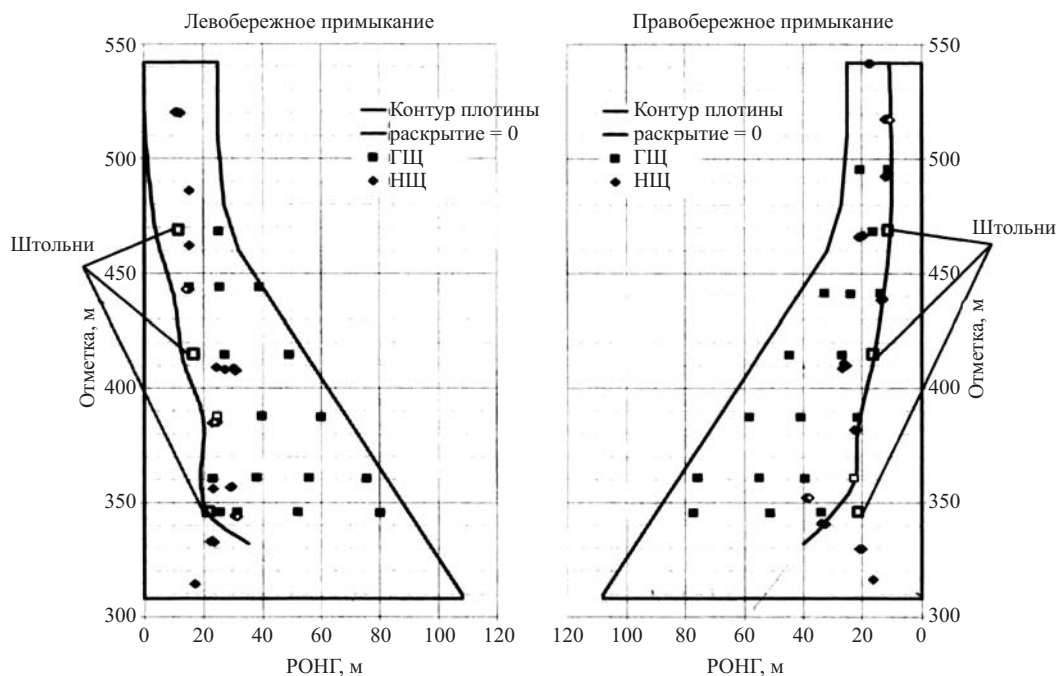
**Рис. 11.** Арочные напряжения в правобережном примыкании плотины (сжатие отрицательно) по данным установленных в бетоне тензометров

арочных напряжений. В левобережном примыкании в секции 10 на отметке 534 м и на расстоянии от напорной грани 24 м (тензومتر 00030) напряжения сжатия достигли в 2005 г. величины 10 МПа (при сезонном размахе в 7 МПа), а на правом берегу в секции 55 на такой же отметке 534 м и на расстоянии от напорной грани 24 м (тензومتر 5568/1939) напряжения в 2006 г. достигли величи-

ны 13 МПа при аналогичном сезонном размахе в 7 – 8 МПа. В 2009 г. арочное напряжение сжатия в этом месте увеличилось до 13 МПа. Учитывая, что срок службы струнных приборов с сохранением допустимой точности измерений не превышает, как правило, 20 лет, достаточно сложно судить о фактической величине измеряемых напряжений, однако, можно судить о тенденции их изменения.



**Рис. 12.** Деформации контакта в основании секций 5, 7, 10 и 13 (в условном обозначении указаны: номер секции, отметка и расстояние от напорной грани)



**Рис. 13.** Зоны сжатия и разуплотнения контакта в левобережном и правобережном примыканиях плотины СШГЭС по данным горизонтальных и наклонных щелемеров в 2009 г. Красным цветом отмечены щелемеры с продолжающимися деформациями сжатия, а синим цветом — с деформациями разуплотнения

### Деформации береговых примыканий плотины

Для наблюдения за деформациями приконтактной зоны в правобережном и левобережном примыканиях плотины в 1999 г. были установлены длиннобазные деформометры (щелемеры). К сожалению, эти деформометры имели различные длины (от 5 до 30 м) и были установлены на разных отметках под различными углами, что затрудняет анализ получаемых результатов.

Использовать полученные результаты измерений как относительные деформации скального массива в примыкании достаточно сложно, принимая во внимание неравномерность деформаций по длине деформометра. Деформации в зоне самого контакта и на остальной длине массива существенно неравномерны. Поэтому полученные результаты использовались в основном для определения областей сжатия и растяжения в зоне контакта плотины со скальным примыканием, а также для определения границы между этими областями.

На рис. 12 приведены в качестве примера диаграммы изменения деформаций, полученные в период с 1999 по 2010 гг. в левобережном примыкании горизонтальными и наклонными деформометрами. Аналогичные диаграммы получены также в правобережном примыкании плотины. Можно констатировать, что в примыкании плотины имеют место как деформации сжатия контакта, так и деформации раскрытия (разуплотнения) контакта.

Рассмотрение представленных диаграмм деформаций в приконтактной зоне “плотина – основание” свидетельствует:

- о наличии наряду с зонами сжатия также зон растяжения (снижения сжатия) на контактах,
- о наличии зон продолжающихся деформаций сжатия,
- о тесной связи деформаций с уровнем верхнего бьефа и
- о большей податливости левобережного примыкания.

Определение границы между зонами деформаций разуплотнения контакта и сжатия осуществлялось на основе построения диаграмм деформаций по различным направлениям в зоне контакта. Этот анализ позволил определить распространение зон разуплотнения (раскрытия контакта или трещин в массиве) со стороны напорной грани плотины в обоих примыканиях.

Полученные диаграммы для левобережного и правобережного примыканий плотины представлены на рис. 13.

Присутствие в нижней части правобережного и левобережного примыканий ниже отметок 380 – 390 м зон разуплотнения несомненно, связано с наличием растяжения в основании напорной грани плотины при заполненном водохранилище.

В качестве примера на рис. 14 показаны диаграммы максимального раскрытия контактной зоны в скальном основании русловой части плотины под напорной гранью секции 29. Видно, что раскрытие происходит по зоне трещин, причем, если более крупная трещина, расположенная на отметке 289 – 290 м, раскрывается под напорной гра-

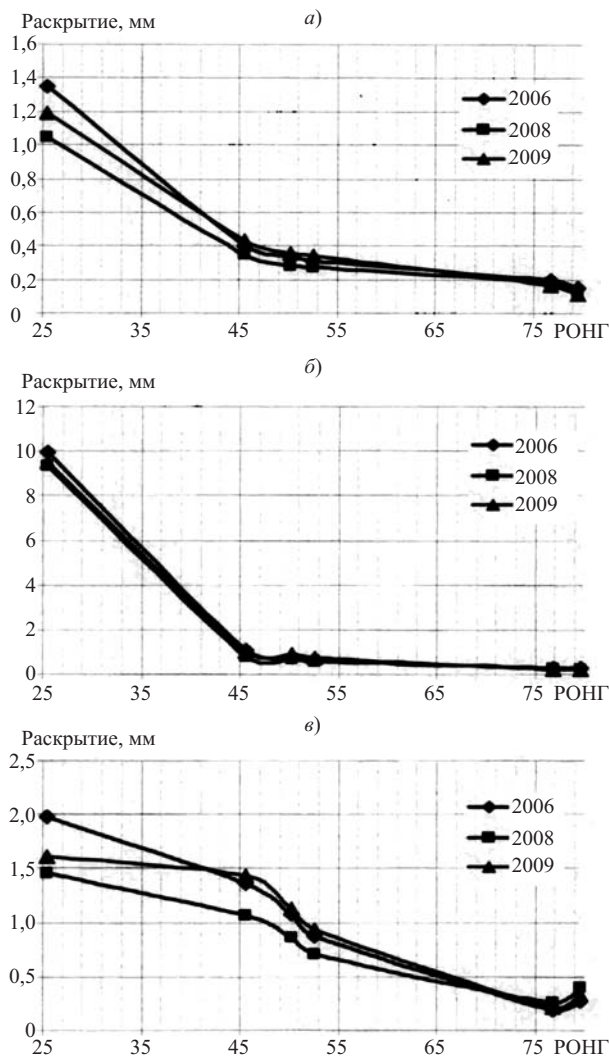


Рис. 14. Диаграммы максимального раскрытия трещин в основании секции 29 русловой части плотины в 2006, 2008 и 2009 гг.:

а — на отметке 299 – 300 м; б — на отметке 289 – 290 м; в — на отметке 279 – 280 м

нию на 10 мм, то более мелкие оперяющие трещины на 10 м выше и ниже раскрываются на 1 – 2 мм.

При этом видно, что горизонтальная зона растяжения в основании плотины распространяется на расстояние свыше 75 м.

Это свидетельствует о том, что плотина и в бортовых примыканиях, и в основании опирается на скалу лишь частью своей проектной опорной площади, что способствует концентрации напряжений близ низовой грани плотины.

На рис. 15 приведена диаграмма раскрытия контактной зоны в скальном основании центральной секции 33 на отметке 287 м при подъемах уровня водохранилища с 500 м до 537,6 м.

В каждом из примыканий имеются зоны, в которых длиннобазные деформометры продолжают фиксировать остаточные деформации. Так, из общего количества 45 имеющихся в левобережном примыкании деформометров 21 прибор (46 %) про-

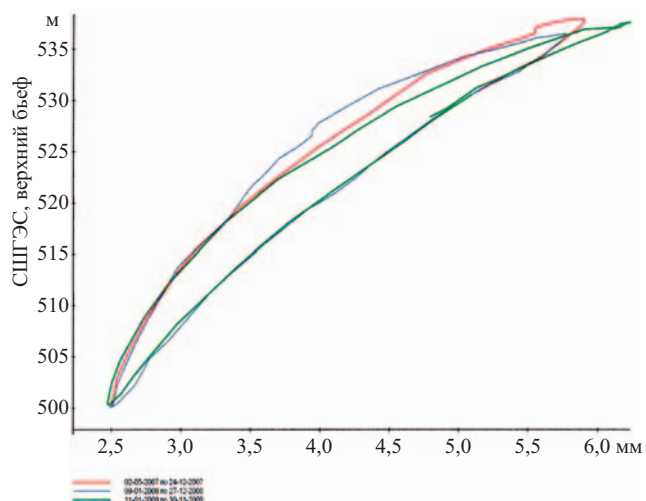


Рис. 15. Раскрытие контактной зоны основания центральной консоли (секция 33) на отметке 287 м при изменении уровня воды в водохранилище от 500 до 537,9 м

должает фиксировать рост деформаций сжатия, а в правобережном примыкании из 50 имеющихся деформометров продолжают регистрировать остаточные деформации сжатия 13 приборов (26 %).

Продолжается также процесс уплотнения скального основания под низовым клином отдельных секций русловой плотины. Деформации сжатия в основании центральной секции 33 в последние годы продолжают нарастать с небольшой, но постоянной скоростью примерно  $1,6 \cdot 10^{-5}$  относительных единиц в год. В секциях 18 и 25 на удалении 94 – 106 м от напорной грани из установленных в период строительства и работоспособных в настоящее время 6 струнных датчиков ежегодное увеличение сжатия зарегистрировано по 5 датчикам. Максимальная величина замеренных за последние 9 лет приращений деформаций сжатия здесь составила величину порядка  $1 \cdot 10^{-5}$  относительных единиц в год. Суммарная деформация под низовой гранью секции 18 за период с 1990 по 2009 годы составила  $9,2 \cdot 10^{-5}$  относительных единиц с наметившейся в последние годы тенденцией к затуханию. У ряда наблюдаемых деформометров постепенно происходит затухание деформаций и снижение их скоростей во времени.

## Выводы

1. Процесс радиальных перемещений гребня плотины практически полностью стабилизировался. Максимальное радиальное смещение гребня (141,52 мм) было зарегистрировано в сентябре 2006 г. В этом же году соответственно прекратился и рост остаточных радиальных перемещений гребня плотины. Однако, следует учитывать, что в 2006 г. УВБ имел максимальное за последние годы значение 538,9 м. В 2007, 2008 и 2009 гг. максима-

льные значения УВБ были ниже на 1,2 – 2,6 м (в 2009 г. УВБ составил 537 м).

Анализ радиальных смещений основания секции 18 в месте расположения ГА-2 свидетельствует об отсутствии каких-либо значительных подвижек в основании накануне 17 августа 2009 г. После этой даты на отметках 278 и 295 м имели место подвижки около 1 мм, которые могли быть следствием произошедшего в здании ГЭС гидродинамического воздействия.

2. Рост радиальных смещений левобережной части плотины в отличие от правобережной продолжался все годы с момента заполнения водохранилища, и в настоящее время он еще не закончился. В то же время величины остаточных тангенциальных перемещений (в направлении к берегам) у сечений 10 и 45 уже стабилизировались.

3. Подъем уровня воды в водохранилище приводит одновременно к осадке ложа водохранилища и к взвешиванию берегов.

После первоначального наполнения водохранилища СШГЭС в 1988 г. до отметки 513 м было зафиксировано развитие деформаций прилегающей широкой территории с образованием воронки проседания в сторону НБ на расстояние более 3 км, в сторону ВБ — около 2 км. Следует отметить, что одновременно на отдельных участках прилегающей к водохранилищу территории в ВБ гидроузла наблюдалось поднятие поверхности. Это поднятие было вызвано взвешивающим эффектом, проявлению которого способствовал самый большой за период 1983 – 1988 гг. сезонный подъем УВБ.

Подъемы скального основания плотины, сопровождающиеся вертикальным растяжением тела плотины, при сезонных подъемах УВБ наблюдаются до настоящего времени с некоторым запаздыванием. При подъеме УВБ марки в основании плотины поднимаются, а при опускании уровня — снижаются, что является следствием взвешивания скального массива проникающей в трещины водой.

Происходящее при подъеме УВБ медленное растяжение плотины в вертикальном направлении может привести к раскрытию строительных швов и горизонтальных контактов на напорной грани плотины.

4. Все годы, начиная с момента подъема уровня водохранилища, в теле плотины продолжался процесс нарастания арочных сжимающих напряжений в береговых секциях плотины. Более 80 % из 60 рассмотренных точек измерения напряжений продолжают фиксировать нарастание сжимающих напряжений. В последние годы намечена тенденция к их затуханию.

Роста консольных напряжений не отмечено, не считая небольшого увеличения сжимающих напряжений у низовой грани плотины.

5. Учитывая слишком широкий створ для арочно-гравитационной плотины, а также неблагоприятные условия строительства, когда “большая” плотина была поставлена в 1990 г. под проектный напор с неудовлетворительными показателями напряженно-деформированного и фильтрационного состояния [9], полноценного включения плотины в проектную работу не произошло и она продолжает перераспределять напряжения с консолей на арки, что вызывает рост арочных напряжений, их перераспределение в пятах плотины с раскрытиями контакта со стороны верховой грани и ростом сжимающих напряжений в пятах у низовой грани. Этот процесс нарастания сжатия продолжается вот уже свыше 30 лет с постепенной его стабилизацией в последние годы.

6. Деформации приконтактной зоны “плотина — основание” в береговых примыканиях плотины свидетельствуют о наличии в скальном массиве наряду с зонами сжатия также зон растяжения (разуплотнения) на контактах и о наличии продолжающихся деформаций сжатия.

В левобережном примыкании из общего количества 45 имеющихся деформометров 21 прибор (46 %) продолжает фиксировать рост деформаций сжатия, а в правобережном примыкании такой рост регистрируют 13 приборов из 50 (26 %).

Сопоставление положений зон разуплотнения на поверхностях контактов в 2002 и в 2009 гг. показывает на отсутствие существенных различий, что свидетельствует о произошедшей стабилизации процесса разуплотнения.

Одновременно под воздействием сезонных изменений уровня водохранилища происходит уплотнение береговых примыканий со стороны низовой грани, смещение секций плотины к берегам, что в свою очередь вызывает дополнительный наклон плотины в сторону нижнего бьефа.

В целом, характер диаграмм деформаций скальных примыканий плотины на правом берегу значительно более спокойный, чем на левом, что, по всей видимости, связано с большей трещиноватостью левого берега и направлением передачи усилий от плотины по отношению к напластованию пород.

7. В основании плотины, в секциях 18 и 25 на удалении 94 – 106 м от напорной грани, из установленных в период строительства и работоспособных в настоящее время 6 струнных датчиков ежегодное увеличение сжатия зарегистрировано по 5 датчикам. Это свидетельствует о том, что процесс уплотнения скального основания под низовым клином отдельных секций плотины продолжается. Суммарная деформация под низовой гранью секции 18 за период с 1990 по 2009 гг. составила  $9,2 \cdot 10^{-5}$  относительных единиц с наметившейся в последние годы тенденцией к затуханию.



Деформации сжатия в основании центральной секции 33 в последние годы продолжают нарастать с небольшой, но постоянной скоростью порядка  $1,6 \cdot 10^{-5}$  относительных единиц в год. На ряде других участков происходит затухание деформаций и снижение их скоростей во времени.

Несмотря на малые полученные величины деформаций, само их наличие свидетельствует о продолжающемся процессе приспособления плотины к своему скальному основанию.

8. Анализ полученных в 2000 г. в ЦСГНЭО результатов сейсмических расчетов показал, что при расчетном уровне сейсмического воздействия в плотине возникают обширные зоны суммарных растягивающих напряжений как арочного, так и вертикального направлений, значения которых существенно превышают прочность бетона на растяжение и, тем более, прочность межсекционных и межблочных швов.

Учитывая продолжающийся процесс перераспределения напряжений в теле плотины, приводящий к увеличению арочных напряжений в примыканиях, снижению площади опирания плотины на скальное основание с концентрацией усилий близ нижней грани, целесообразно повторить выполненные ранее нелинейные расчеты поведения плотины при сейсмическом воздействии и различных уровнях наполнения водохранилища и только после оценки поведения сооружения при землетрясении с учётом нелинейных эффектов может быть сделан окончательный вывод о том, способна или нет плотина перенести расчетное землетрясение.

В настоящее время одновременно в ЦСГНЭО, во ВНИИГе, в ЛПИ и в МГСУ выполняются расчеты прочности и устойчивости трехмерной математической модели Саяно-Шушенской плотины вместе с ее скальными примыканиями для получения расчетных параметров НДС и оценки безопасности сооружения при всех возможных сочетаниях воздействий и нагрузок, в том числе при подъеме уровня ВБ до отметки 547,5 м, при котором возможен перелив воды через гребень плотины.

## Заключение

1. Плотина СШГЭС в настоящее время находится в работоспособном состоянии.

2. Продолжающееся на ряде участков увеличение напряжений в пятах арок плотины и деформаций в основании и в береговых примыканиях пло-

тины имеет тенденцию к затуханию и стабилизации.

3. Учитывая незавершенность процесса приспособления плотины к своему скальному основанию, необходимо не допускать перегрузки плотины (подъем уровня в водохранилище выше отметки 539 м) и ограничить динамические воздействия на плотину (вибрацию за счет пропуска сбросных расходов через тело плотины и строительных взрывов на правом берегу) [10, 11].

4. По результатам анализа данных натурных наблюдений и вновь выполненных расчетов следует уточнить критериальные показатели состояния плотины и ее основания.

## Список литературы

1. Бадухин В. Н., Луцевич О. А., Пирогов И. А. Саяно-Шушенская плотина на р. Енисее, М.: Геология и плотины, 1986.
2. Пермякова Л. С., Решетникова Е. Н., Епифанов А. П. Фильтрационный режим основания плотины Саяно-Шушенской ГЭС в первые годы постоянной эксплуатации // Гидротехническое строительство. 1994. № 4.
3. Булатов В. А., Шахмаева Е. Ю. Особенности работы плотины Саяно-Шушенской ГЭС при наполнении водохранилища до НПУ // Гидротехническое строительство. 1994. № 4.
4. Брызгалов В. И., Вульфович Н. А., Ефименко А. И. Состояние основания плотины Саяно-Шушенской ГЭС в зоне разуплотнения под первыми столбами // Гидротехническое строительство. 1997. № 8.
5. Брызгалов В. И., Газиев Э. Г. Поведение плотины Саяно-Шушенской ГЭС до и после ремонтных работ // Гидротехническое строительство. 2004. № 4.
6. Савич А. И., Замахаев А. М., Ильин М. М., Речицкий В. И., Комаров Ю. С. Результаты комплексных исследований напряженно-деформированного состояния и деформационных свойств левобережного примыкания Саяно-Шушенской ГЭС // Вестник Красноярской государственной архитектурно-строительной академии. 2003. Вып. 6.
7. Газиев Э. Г., Речицкий В. И., Мирошникова Л. С., Горбушина В. К. Оценка устойчивости береговых примыканий арочно-гравитационной плотины Саяно-Шушенской ГЭС // Гидротехническое строительство. 2003. № 11.
8. Савич А. И., Газиев Э. Г. Влияние воды водохранилищ высоких плотин на поведение скальных массивов основания // Гидротехническое строительство. 2005. № 11.
9. Долгинин Е. А. Саяно-Шушенская ГЭС: размышления после аварии // Гидротехническое строительство. 2010. № 2.
10. Стефаненко Н. И., Затеев В. Б., Пермякова Л. С., Решетникова Е. Н., Газиев Э. Г. Поведение Саяно-Шушенской плотины после катастрофического разрушения здания ГЭС // Гидротехническое строительство. 2010. № 1.
11. Васильев В. Н., Газиев Э. Г., Журавлев В. Г., Кудинов А. Г., Скребков Г. П., Филиппова Т. А. Саяно-Шушенская ГЭС — наша гордость и наша боль // Гидротехническое строительство. 2010. № 3.

## Россия — Таджикистан: сотрудничество в области гидроэнергетики

Быковский Д. В., Новоженин В. Д. кандидаты техн. наук,  
Захаров С. В., инженер (ОАО “Институт Гидропроект”)

Сдана в промышленную эксплуатацию Сангтудинская ГЭС-1. Ведутся проектные работы на Рогунской ГЭС.

**Ключевые слова:** перекрытие русла, направленный взрыв, гидроузел, реконструкция, проект, пуск.

Гидроэнергетический потенциал рек Таджикистана является крупнейшей составляющей природных ресурсов этой республики. По данному показателю страна занимает восьмое место в мире и второе в странах СНГ. Однако сегодня он используется только на 5 %.

В настоящее время и в ближайшей перспективе электроснабжение потребителей основывается на гидроэлектростанциях Вахшского каскада, которые вырабатывают в год от 15 до 20 ГВт · ч, в зависимости от водности р. Вахш. Базовой электростанцией каскада и ОЭС Таджикистана является Нурекская ГЭС, которая покрывает около 70 % потребности в электроэнергии, практически всю переменную часть суточных графиков электрической нагрузки и обеспечивает экспортные поставки электроэнергии.

Трудности в электроснабжении потребителей связаны главным образом с особенностями сезонного спроса. Зимой имеется значительный дефицит, летом — сложности с реализацией избытков электроэнергии из-за недостаточного собственного спроса и ограниченных возможностей экспорта (отсутствие развитой сети ЛЭП).

После распада Советского Союза сотрудничество России с Республикой Таджикистан в области гидроэнергетического строительства имело эпизодический характер: участие в строительстве малой Памирской ГЭС, проектные работы по реконструкции ОРУ Нурекской ГЭС, участие в достройке Рогунской ГЭС. Это сотрудничество по ряду причин (в основном финансовых) не получило дальнейшего развития. Тем не менее в ходе официального визита правительственной делегации России в Таджикистан 16 октября 2004 г. было подписано соглашение о порядке и условиях долевого участия России в строительстве Сангтудинской ГЭС-1. Заказчиком Сангтудинской ГЭС-1 выступило Российско-Таджикское предприятие ОАО “Сангтудинская ГЭС-1”, генпроектировщиком — ОАО “Институт Гидропроект”, генподрядчиком — ОАО “Инженерный центр ЕЭС”, передавший затем свои функции генподрядчика заказчику.

Проект Сангтудинской ГЭС-1 установленной мощностью 670 МВт со средней многолетней выработкой 2,7 ГВт · ч был разработан Ташкентским

филиалом института “Гидропроект” в 1989 г. Строительство станции началось в 1990 г., но затем в силу разных причин (экономических, политических) было заморожено.

На начало возобновления строительства (15 апреля 2005 г.) с помощью российской стороны на строительстве гидроузла были выполнены следующие работы:

построен вахтовый поселок на 350 – 400 человек;

частично выполнены котлован и монтажная площадка здания ГЭС;

выполнены котлован водоприемника строительно-эксплуатационного водосброса и плита порога;

в основном пройден верхний уступ водосбросных туннелей с черновой обделкой;

начаты работы по отсыпке галечника в низовую призму плотины.

Кроме того, на складах хранилось не полностью поставленное оборудование, одна часть которого не могла быть использована, а другая — требовала восстановления. Частично могли быть использованы отдельные сооружения на строительной базе. Все вместе взятое было оценено примерно как 16 % общей стоимости строительства.

Однако ранее сделанное пришлось в значительной степени откорректировать. В первую очередь это относилось к проектной документации, так как за прошедший период поменялся ряд СНиПов и других нормативных документов, предполагаемое к установке оборудование морально устарело либо перестало выпускаться, возросшие требования к безопасности сооружений и опыт эксплуатации привели к пересмотру и уточнению некоторых конструктивных решений, уточнения геологических условий на стадии РД также внесли существенные изменения в конструкции отдельных сооружений. Над актуализацией проекта кроме института “Гидропроект” работали его субподрядчики — НИИЭС, МГСУ, Геостройпроект, Гидроспецпроект, Мосгидросталь.

Полной реконструкции потребовала существующая инфраструктура строительства (восстановление оборудования бетонных заводов и ГСХ, строительство новой прирельсовой базы, строительство

либо реконструкция баз подрядчиков, строительство жилья).

На первом этапе строительство также сдерживалось подготовкой конкурсной документации и самих конкурсных торгов по выбору подрядчиков, а затем перебазируванием подрядчиков (ЧиркейГЭСстрой, Зарубежводстрой, Загранэнергостроймонтаж, трест “Гидромонтаж”) на стройплощадку.

Таким образом, зафиксировав дату начала строительства 15 апреля 2005 г., приступить к строительству основных сооружений гидроузла удалось в начале 2006 г., а 20 января 2008 г. состоялся пуск первого агрегата станции.

Гонка за сроки в какой-то мере наложила свой отпечаток и на техническую политику строительства гидроузла. На некоторых технических решениях, которые были приняты на строительстве Сангтудинской ГЭС-1 и в результате которых был получен как положительный, так и отрицательный опыт, необходимо остановиться более подробно.

Прежде всего это перекрытие русла р. Вахш. Перекрытие в створе Сангтудинской ГЭС-1 не имело аналогов в истории гидротехнического строительства в СССР и России по следующим причинам:

перепад ( $Z = УВБ - УНВ$ ) на банкете перекрытия, на конечном этапе замыкания прорана при полном переключении расхода реки на отводящий тракт — 12,3 м;

высокий напор ( $H = УВБ$  минус отметка дна русла в створе банкета перекрытия) на банкете перекрытия при замыкании прорана и переключении расхода на отводящий тракт — 23,5 м;

сложные гидрогеологические условия, обусловленные наличием мощных (до 35 м) аллювиальных и делювиальных отложений в русле реки;

значительное колебание суточных сбросных расходов Нурекской ГЭС.

Проектом предлагалось осуществить перекрытие двумя банкетами, выполненными из материала, имеющего высокий коэффициент фильтрации (камень крупностью 800 – 1200 мм). Однако к сроку заготовить крупный камень в необходимом количестве по ряду причин не удалось.

Вместо перекрытия русла пионерным способом подрядчик предложил выполнить перекрытие с помощью направленного взрыва, что было поддержано штабом строительства. Для этого кроме верхового и низового банкетов нужно было выполнить средний банкет, расположенный ближе к верховому.

Взрывался участок левого берега с возведенной на его бровке стенкой из бетонитов и склада камня, а также участок правого берега с невысокой стенкой из бетонитов и небольшим складом камня.

15 декабря 2006 г. был выполнен взрыв с обоих берегов реки в районе оси среднего банкета.

Таким образом, перекрытие р. Вахш на Сангтудинской ГЭС-1 с помощью взрыва было успешно

выполнено в части переключения расходов реки на туннели строительно-эксплуатационного водосброса. Тем не менее при реализации этого перекрытия возник ряд существенных негативных моментов: в основании русловой части каменно-земляной плотины (в районе ядра) образовалось большое количество крупнообломочного материала. Необходимо отметить, что часть материала попало в эту зону ранее — при стеснении русла в зоне наиболее выдвинутого в русло среднего банкета, так как при частых изменениях расходов крупногабаритный материал вымывало с банкета с отложением шлейфа в районе оси плотины.

Попадание крупного материала в зону ядра значительно затруднило работы по инъекции русловой части плотины.

Учитывая неизбежность сроков пуска первого агрегата, цементационные работы по инъекции русла нельзя было полностью выполнить с отметок подошвы ядра. Они выполнялись с трех горизонтов (это было связано с необходимостью отсыпки плотины до пусковой отметки) в условиях высоких скоростей фильтрации при напоре на сооружения до 46 м. При этом были опробованы различные технологии (струйная цементация под защитой барьерной с применением станков фирмы “Hutte” (Casagrande group) HBR-205GT, манжетная и безманжетная инъекции станками BTC-150 СКБ-4), различные модификации растворов, бетонитовые растворы заменялись на цементные с добавлением раствора жидкого стекла, на тяжелые песчано-цементные. По консультации с фирмой “Minova” (Германия) было апробировано применение полимерных материалов.

Непосредственное участие в разработке проектов, технологии и в производстве цементационных работ приняли участие генпроектировщик ОАО “Институт Гидропроект”, ЧиркейГЭСстрой, Геоизол, Даггидроспецстрой, Геостройпроект, Гидроспецпроект, ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева.

Цементационные работы на гидроузле в основании русловой части плотины выполнялись с перерывами практически весь период строительства после перекрытия.

Таким образом, перекрытие методом взрыва и отказ от традиционной “стены в грунте”, предлагаемой в актуализированном проекте, в значительной степени усложнили работы по инъекции русловой части плотины и привели к удорожанию комплекса цементационных работ. Тем не менее стоимость Сангтудинской ГЭС-1 не вышла за пределы сводно-сметного расчета. Цена установленного киловатта составляет менее 1000 долл. США, что является хорошим показателем.

31 июля 2009 г. при участии президентов Российской Федерации и Республики Таджикистан Дмитрия Медведева и Эмомали Рахмона станция



Рис. 1. Сангтудинская ГЭС-1

была принята в промышленную эксплуатацию. Сангтудинская ГЭС-1, как было отмечено на встрече двух президентов, является крупнейшим на территории СНГ инвестиционным проектом с участием российских компаний. На долю станции приходится около 15 % совокупной выработки электроэнергии в Республике Таджикистан.

С начала 2009 г. ОАО «Институт Гидропроект» приступило к проектным работам по достройке Рогунской ГЭС на р. Вахш. В последние годы Республика Таджикистан начала восстановительные работы ранее построенных сооружений этого гидроузла. Восстановлению подлежат строительные туннели, выработки машинного зала, строительная перемычка, предприятия строительной индустрии, сооружения транспорта.

Левобережные участки строительных туннелей Рогунской ГЭС, по которым на первом этапе строительства осуществлялся пропуск стока р. Вахш в течение более 5 лет, претерпели значительные разрушения в результате ежегодного пропуска при низких расходах реки большого объема крупных фракций твердого стока. Повреждено днище туннелей; практически разрушена металлическая облицовка затворных камер; в обоих туннелях, в результате размыва днища, на нескольких десятках метров обрушен свод с полным перекрытием туннелей. Восстановительные работы ведутся на всех поврежденных участках туннелей. Разработаны и осуществляются меры по предотвращению поступления в туннели крупных фракций твердого стока реки. Эти меры включают создания башенных водоприемников туннелей, регулирование пропуска стока реки по туннелям и непрерывное наращива-

ние уровня верхнего бьефа до отметок, обеспечивающих создание емкости верхнего бьефа, достаточной для аккумуляции большей части твердого стока реки, особенно его крупных фракций, в период строительства основной плотины.

Произошли значительные деформации стен частично пройденного помещения Рогунской гидроэлектростанции. На отдельных участках помещения конвергенция стен превысила 0,5 м. Достройка помещения станции требует создания на уровне современной выработки специальных распорных устройств и поагрегатной проходки оставшейся части выработки для снижения дополнительной конвергенции стен.

Возникла необходимость строительства на низких и высоких отметках дополнительных водосбросных сооружений для обеспечения пропуска высоких половодий и повышения уровня гидрологической безопасности Рогунского гидроузла в период строительства и эксплуатации.

С использованием современных методов анализа пересмотрены прогнозы растворения соли в тектоническом разломе № 1, влияние этого процесса на надежность сооружений гидроузла и меры по защите оголовка соли. Пересмотрено все технологическое оборудование Рогунского гидроузла, за исключением поставленных на первом этапе строительства двух первых агрегатов. Создаются комплексные математические модели гидроузла, с помощью которых будут отслеживаться все природно-техногенные процессы, происходящие на сооружениях и в природной среде как в период проектирования и строительства, так и в период эксплуатации.

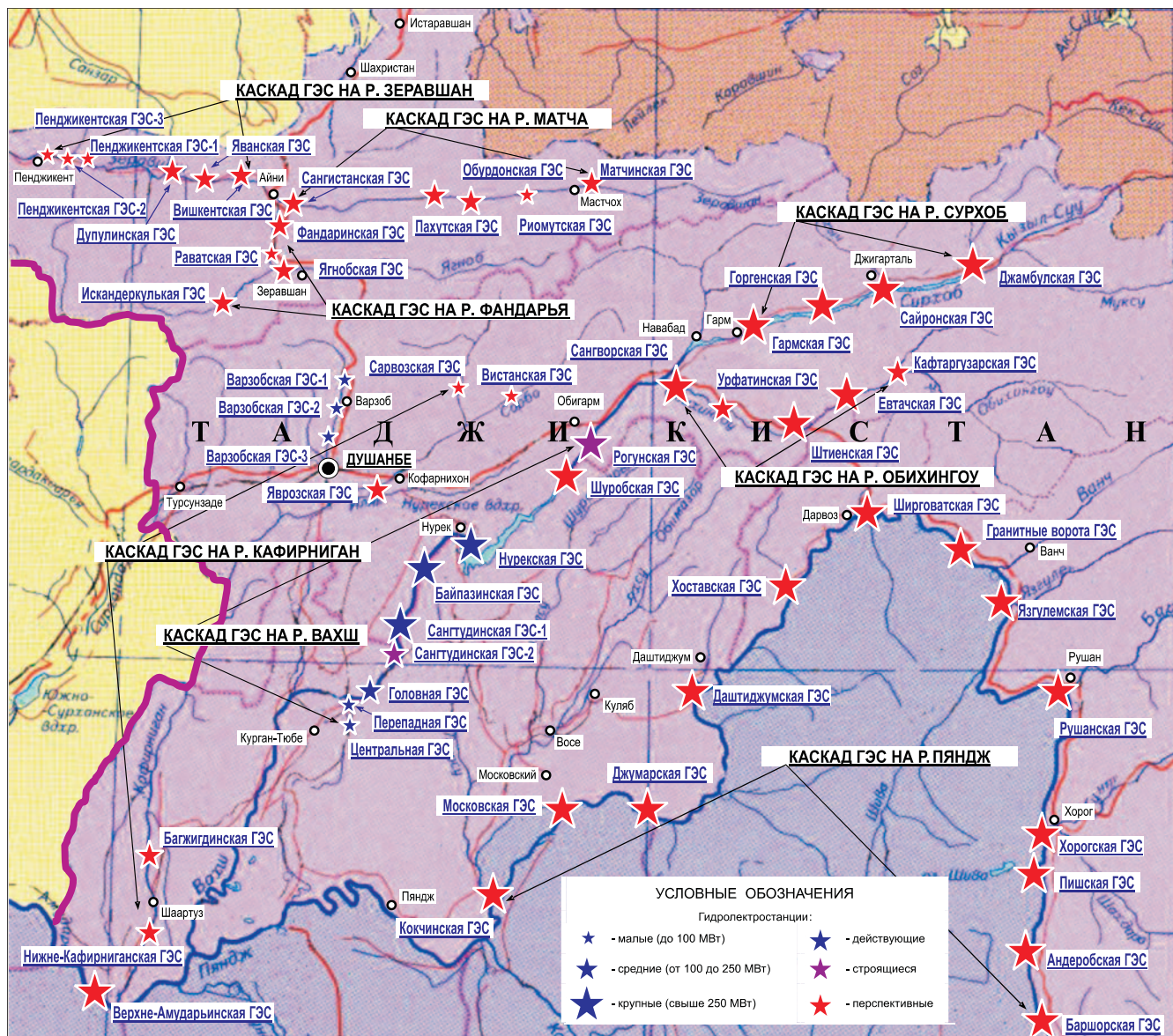


Рис. 2. Действующие и перспективные гидроэлектростанции республики Таджикистан

Как было отмечено выше, в Республике Таджикистан имеются хорошие перспективы для развития гидроэнергетического комплекса (рис. 2). Это освоение энергодефицитного северного региона (р. Заравшан). Потенциальные гидроэнергоресурсы составляют 11,8 млрд. кВт · ч. На реке Пяндж, основном притоке Амударьи, обосновано строительство 14 гидроэлектростанций мощностью от 300 до 4000 МВт.

Экономически привлекательным и технически обоснованным является освоение гидропотенциала рек:

Оби-Хингоу — 5 гидроэлектростанций общей мощностью 712 МВт;

Сурхоб — 4 гидроэлектростанции общей мощностью 1077 МВт;

Кафирниган — 5 гидроэлектростанций общей мощностью 411 МВт;

Варзоб — 3 гидроэлектростанции общей мощностью 100 МВт;

Фандарья — 4 гидроэлектростанции общей мощностью 510 МВт;

Матча — 5 гидроэлектростанций общей мощностью 500 МВт;

Гунт — 13 гидроэлектростанций общей мощностью 356,4 МВт;

Бартанг — 5 гидроэлектростанций общей мощностью 485,9 МВт.

Надо отметить, что в Таджикистане довольно активно работают в области гидроэнергетики такие страны, как Китай, Иран, Казахстан. Россия и Республика Таджикистан на встречах высокого уровня также заявляли о своем желании конструктивно развивать сотрудничество в области гидроэнергетики. Основным вопросом этого сотрудничества является соблюдение баланса интересов стран.

## Резервный водосброс Плявиньской ГЭС

Куприянов В. П., кандидат техн. наук (ОАО «НИИЭС»),  
Тверитнев В. П., главный инженер проекта,  
Шакиров Р. Р., инженер (ОАО «Институт Гидропроект»)

Принято решение о строительстве резервного водосброса для избежания аварийных ситуаций при пропуске паводка.

**Ключевые слова:** водосброс, паводок, геология, проект, безопасность.

Плявиньская ГЭС в Республике Латвия является верхней ступенью каскада гидроэлектростанций на р. Даугава (рис. 1). Гидроэлектростанция построена в период с 1961 по 1968 гг. Первоначально на ГЭС были установлены 10 гидроагрегатов мощностью по 82,5 МВт. После модернизации части гидроагрегатов в 2001 г. установленная мощность станции достигла 868,5 МВт. Максимальный напор на сооружении составляет 40 м.

Напорный фронт гидроузла включает здание ГЭС, совмещенное с водосбросом, и прилегающие к нему грунтовые плотины, состоящие из правобережной дамбы длиной 1262 м, центральной русловой плотины длиной 674,5 м и левобережной дамбы длиной 1892 м. Эксплуатационный водосброс имеет 10 водосливных пролетов, каждый шириной 14 м.

При ФПУ 73,3 м через водосброс и агрегаты ГЭС обеспечивается пропуск расхода  $Q = 12200 \text{ м}^3/\text{с}$  (0,01 % обеспеченности с гарантийной поправкой):  $9600 \text{ м}^3/\text{с}$  пропускается через водосброс,  $2600 \text{ м}^3/\text{с}$  — через агрегаты ГЭС.

С целью повышения безопасности всех ГЭС на р. Даугава собственник (Латвэнерго) в соответствии с современным подходом к оценке безопасности выполнил проверку пропуска максимально возможного паводка (РМФ), который был определен равным  $12600 \text{ м}^3/\text{с}$ , что превышает значение расчетного паводкового расхода 0,01 % обеспеченности на  $400 \text{ м}^3/\text{с}$ . При этом в соответствии с современными стандартами безопасности эксплуатации ГЭС при пропуске РМФ следует учитывать вероятную невозможность открытия одного затвора и не учитывать пропускную способность гидроагрегатов. В соответствии с отмеченными требованиями через 9 пролетов водосброса при ФПУ 73,3 м может быть пропущен расход равный  $8640 \text{ м}^3/\text{с}$ . Недостающая пропускная способность сооружений Плявиньской ГЭС в размере  $3960 \text{ м}^3/\text{с}$  должна быть обеспечена за счет строительства резервного водосброса.

При принятии решения о строительстве резервного водосброса учитывалась также возможность повторения аварийных ситуаций, имевших место за 40 лет эксплуатации. При наличии резервного во-

досброса появляется возможность более глубокой сработки водохранилища до безопасной отметки. Кроме того, резервный водосброс предполагается использовать как основной водосброс при пропуске любого паводка, что позволит уменьшить негативное гидродинамическое воздействие на основание здания ГЭС, совмещенного с эксплуатационным водосбросом.

При эксплуатации гидроузла большую часть времени в верхнем бьефе поддерживается нормальный подпорный уровень (НПУ) на отметке 72,0 м при незначительном колебании в режиме суточного и недельного регулирования, однако при предледоходной сработке уровень в верхнем бьефе снижается до отметки 67,0 м.

На режим уровней в нижнем бьефе Плявиньской ГЭС оказывает влияние расположенная ниже Кегумская ГЭС. На данном гидроузле большую часть года верхний бьеф поддерживается на нормальном подпорном уровне, равном 32,0 м. Форсированный подпорный уровень достигает отметки 33,1 м. При суточном и недельном регулировании, а также для создания аварийного резерва минимальные уровни верхнего бьефа на Кегумской ГЭС понижаются до отметки 30,4 м.

Максимальные расходы весеннего половодья р. Даугавы в створе Плявиньской ГЭС образуются в результате весеннего снеготаяния и выпадения дождей на площади водосбора. Они являются максимальными в году.

Самый высокий расход половодья  $8380 \text{ м}^3/\text{с}$  был зарегистрирован в 1931 г. Однако, в 1956 г. по р. Даугава был пропущен возникший в результате прорыва ледяного затвора в верховьях Кегумского водохранилища максимальный расход  $14000 \text{ м}^3/\text{с}$ . Это самый высокий расход из зарегистрированных на р. Даугава, превышающий даже РМФ.

В среднем за многолетний период наблюдений установлено, что 54 % стока проходит весной, 34 % за летне-осеннюю межень и 12 % — зимой.

В значительной степени аварийные ситуации, возникавшие в процессе эксплуатации, были связаны со сложным геологическим строением и физико-механическими свойствами пород основания Плявиньской ГЭС.

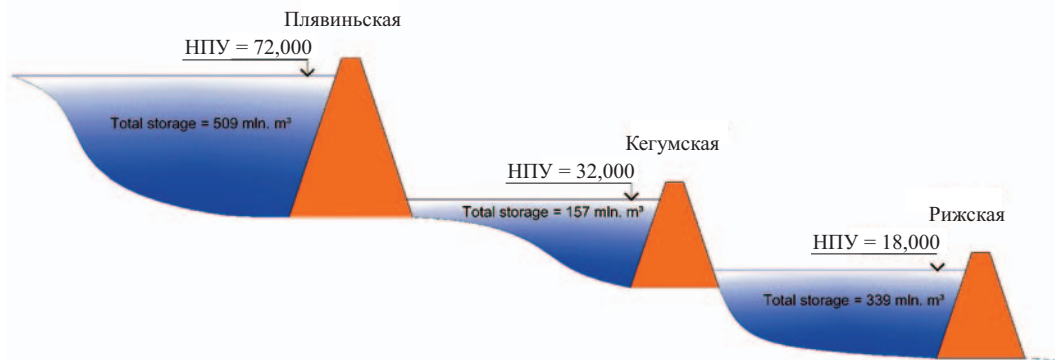


Рис. 1. Каскад ГЭС на р. Даугава

Основанием Плявиньской ГЭС являются моренные суглинки и супеси, которые заполнили древнюю долину р. Даугавы. При этом моренные супеси, расположенные под правым блоком здания ГЭС, при получении свободы перемещения способны разуплотняться и терять прочностные свойства, превращаясь в плавун. Коренные породы представлены полускальными породами (доломиты, мергели) и рыхлыми грунтами (глины, пески). В коренных породах расположено несколько водоносных горизонтов с высокими пьезометрическими уровнями. Наибольшую опасность представляет высоконапорный аматский водоносный горизонт.

В 2008 г. Гидропроект совместно с латвийской фирмой «ИБ Профекто» выиграли тендер на разработку технического проекта резервного водосброса. При этом обязанности были распределены следующим образом: ОАО «Институт Гидропроект» разрабатывает проект резервного водосброса и осуществляет общее техническое руководство проектом в процессе проектирования и проведения изысканий, а фирма «ИБ Профекто» занимается административным руководством проекта в Латвии, согласованием технической документации с заказчиком и надзорными органами Латвии, а также работает с местными субподрядными организациями при разработке проекта переустройства инфраструктуры в районе строительства.

Для обоснования конструкции сооружений резервного водосброса (рис. 2, 3) проектировщик выполнил инженерно-геологические изыскания, провел гидравлические модельные исследования, а также сделал прогнозные геофильтрационные расчеты для оценки влияния строительства резервного водосброса на гидрогеологические условия существующей Плявиньской ГЭС. Местоположение резервного водосброса определено рельефом местности и сложившимися хозяйственными условиями в районе ГЭС. Резервный водосброс расположен на расстоянии 1000 м от Плявиньской ГЭС. Ось водосброса проходит по существующему оврагу вдоль северной границы ОРУ 330 кВ до р. Даугава. Общая длина резервного водосброса 1120 м.

Почти все сооружения резервного водосброса, как и Плявиньская ГЭС, расположены на основании, сложенном моренным суглинком. С поверхности моренные грунты перекрыты маломощным слоем делювиальных грунтов (песков, супесей, иногда суглинков). На отдельных участках моренный суглинок перекрыт флювиогляциальными грубообломочными отложениями (песками, гравием, галечником) мощностью до 10 м. Грунтовые воды встречаются во флювиогляциальных и делювиальных отложениях, в песчаных линзах в толще и подошве морены и в коренных породах.

Только в основании водобойного колодца находятся доломиты плявиньской свиты мощностью 10 м, кровля которых расположена на отметке

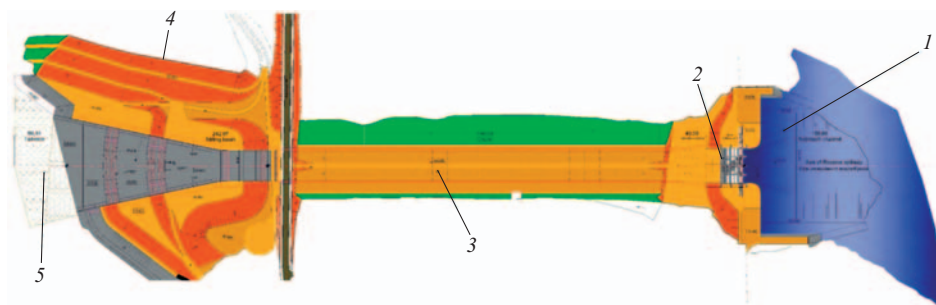


Рис. 2. Компоновка сооружений резервного водосброса Плявиньской ГЭС:

1 — подводящий канал; 2 — водосливная плотина; 3 — быстроток; 4 — водобойный колодец; 5 — отводящий канал

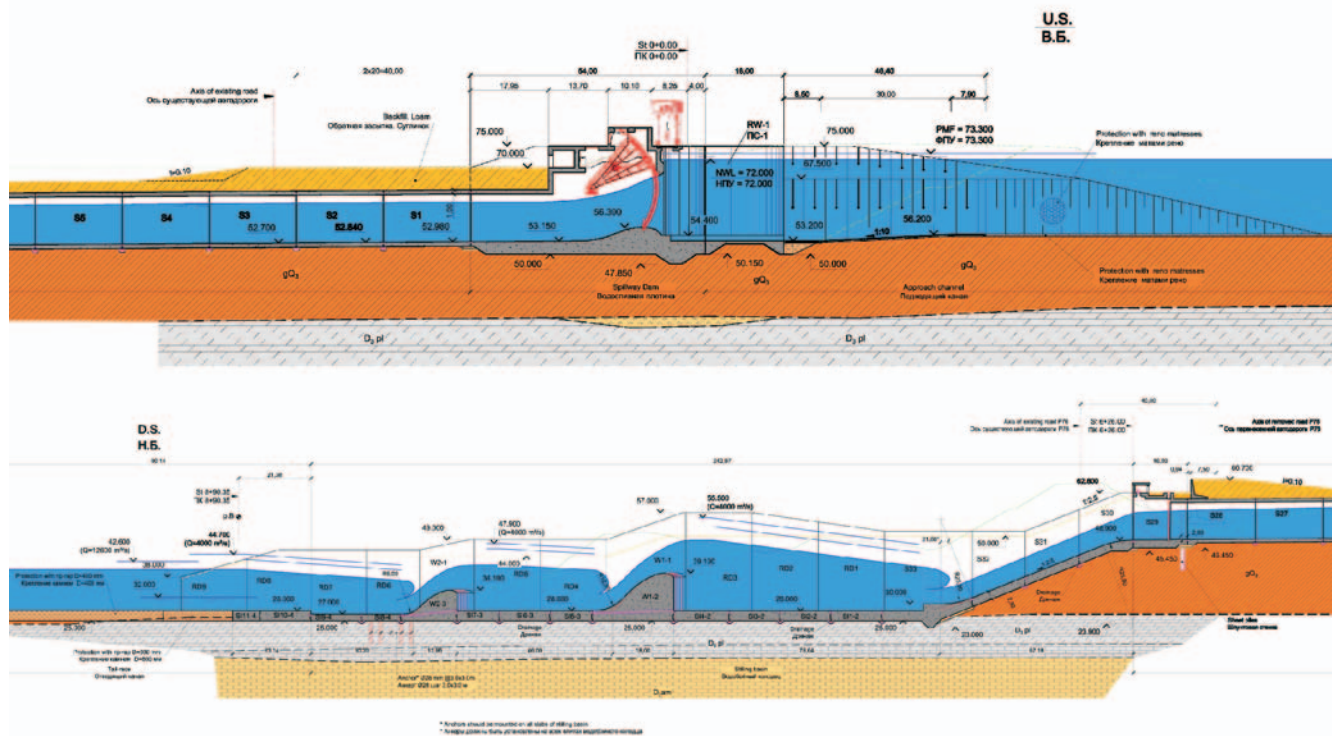


Рис. 3. Продольный разрез по оси резервного водосброса

24 – 26 м. Доломиты, в основном, крепкие, трещиноватые и сильно трещиноватые. В подошве доломитов залегает пачка мергеля. В доломитах сформирован водоносный горизонт, уровень которого тесно связан с уровнем воды в реке.

Под доломитами залегают песчаники и глины аматской свиты. Песчаники мелкозернистые, слабые, на глинистом и карбонатно-глинистом цементе. В песчаниках сформирован напорный водоносный горизонт, пьезометрический уровень в котором возрастает с глубиной до отметок 40 – 47 м. При разгрузке водоносного горизонта возможен суффозионный вынос песчаных частиц.

Водосливная плотина резервного водосброса длиной 54 м размещена в пределах правобережной дамбы Плявиньской ГЭС. Верх водосливной плотины имеет отметку 75 м как и гребень правобережной дамбы. Быстроток закрытого типа имеет длину 576 м; над ним со стороны верхнего бьефа и со стороны нижнего бьефа проходят городские улицы.

Водобойный колодец длиной 240 м располагается между улицей Energetiku и р. Даугава. За водобойным колодцем находится отводящий канал длиной 90 м, который расположен практически в пределах русла реки.

Трасса резервного водосброса пересекает подземные коммуникации и над ней проходят несколько ЛЭП, что будет осложнять строительство.

Конструктивные элементы водосброса были определены в ходе гидравлических расчетов; для их экспериментального обоснования построена

пространственная гидравлическая модель в масштабе 1:80 в составе:

- модель резервного водосброса;
- модель эксплуатационного водосброса, совмещенного со зданием ГЭС;
- участок водохранилища выше водосливной плотины резервного водосброса длиной 360 м натуре;
- участок русла р. Даугава в нижнем бьефе гидроузла общей длиной более 1200 м натуре.

Все бетонные сооружения на модели были изготовлены из органического стекла, обеспечивающего подобие шероховатости в натуре и, соответственно, автомодельность по критерию динамической вязкости. Участок после отводящего канала сформирован из специально подобранного материала, воспроизводящего деформационные свойства русла реки в соответствии с геологическими данными. По результатам гидравлического моделирования в конструкцию водосброса были внесены некоторые изменения, улучшившие его эксплуатационные характеристики.

Была подобрана конфигурация подводящего канала, обеспечивающего равномерный подход водного потока из водохранилища к водосливной плотине резервного водосброса. Он имеет трапециевидальное сечение и будет прорыт в моренных суглинках. Уклон дна подводящего канала  $i = 0,10$ . Перед водосливной плотиной устраивается железобетонный понур длиной 18 м. Откосы подводящего канала от дна до бермы на отметке 67,5 м имеют за-



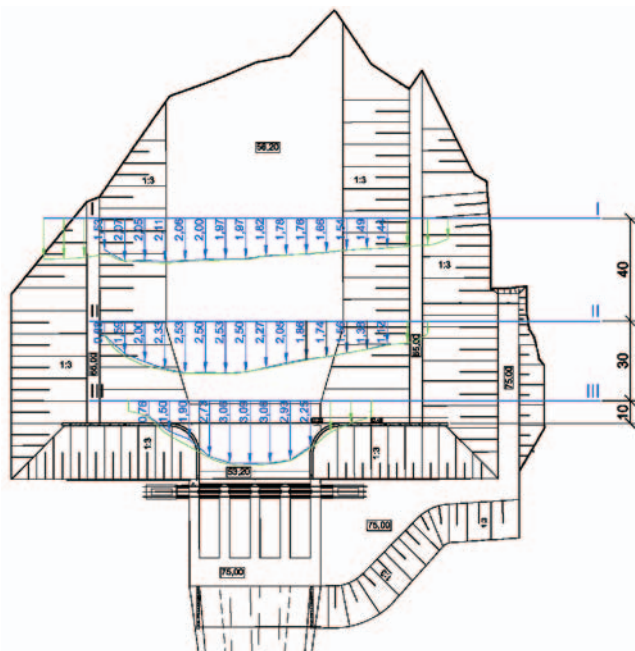


Рис. 4. Распределение скоростей, м/с, потока в подводящем канале (ФПУ = 73,3 м,  $Q_{\max} = 4000 \text{ м}^3/\text{с}$ ):

зеленые — осредненные по вертикали; синие — придонные

ложение 1:3, а выше бермы 1:2,5. Крепление откосов осуществляется железобетонными плитами на песчано-гравийной подсыпке и каменной наброской. На рис. 4 показано распределение скоростей водного потока в подводящем канале, полученное на гидравлической модели.

Водосливная плотина представляет собой единый блок с размером по потоку 54 м и 52 м поперек потока. Блок включает четыре водосливных пролета шириной 8 м, частично перекрываемых забральными балками, с водосливами практического профиля с отметкой порога 56,30 м. Отметка низа фундаментной плиты плотины без зуба 50,15 м, отметка верха бычков 75,00 м. Ширина промежуточных бычков составляет 4,0 м. Бычки имеют эллипсоидную форму верховой грани и выдвинуты в сторону подводящего канала. Общая длина фильтрационного контура водосливной плотины с учетом противофильтрационного эффекта зуба глубиной 2 м обеспечивает допустимые градиенты напора по контакту сооружение — основание и устойчивость сооружения на сдвиг. Забивка пазух устоев водосливной плотины суглинистым грунтом и установка шпунтовой стенки обеспечивают безопасные параметры фильтрационного потока.

Водосливная плотина оборудована 4 сегментными затворами с гидравлическими подъемниками. Для выполнения ремонтных работ перед каждым сегментным затвором предусмотрены пазы для установки ремонтных затворов, которые хранятся в затворохранилище на правом берегу водосливной плотины. Оборудование для обслуживания

гидроприводов сегментных затворов размещается в помещениях за сегментными затворами. Там же располагается резервный дизель-генератор. Выше отметки 75,0 м возводится строение высотой 5 м для размещения сегментных затворов при максимальном их открытии. Температура воздуха внутри помещения всегда будет положительной, поэтому запроектированный электрообогрев закладных деталей затворов будет выполнять резервную роль. Для обслуживания ремонтных затворов предусмотрен козловый кран грузоподъемностью  $2 \cdot 150 \text{ кН}$ . Низ забальной балки расположен на отметке 68,20 м, что обеспечивает напорный режим работы водопропускных отверстий при отметках верхнего бьефа выше 71,9 м. В процессе гидравлических исследований было установлено, что при данной компоновке обеспечивается плавное сопряжение водного потока на водосливной плотине с водным потоком в подводящем канале во всем диапазоне эксплуатационных расходов. При полностью открытых затворах и УВБ менее 71,40 м водосливная плотина работает как обычный водослив — поток не касается забальной балки. Наличие забальных балок в водосливных пролетах позволяет:

- уменьшить размеры и вес сегментных затворов;
- задержать плавающий мусор и вылавливать его с помощью съемного грейфера на козловом кране;
- при напорном режиме истечения в пределах быстротока уменьшить высоту волн на поверхности водного потока.

За водосливной плотиной располагается быстроток закрытого типа, представляющий собой четырехпролетную трубу с внутренним поперечным сечением каждой трубы  $9 \times 11 \text{ м}$ . Толщина наружных и промежуточных стен принята равной 1 м, а толщина днища и перекрытия составляет 1 м или 1,5 м. Быстроток длиной 576 м разбит на 28 секций по 20 м и одну секцию — 16 м.

Общий уклон быстротока  $i = 0,007$ ; деформационные швы между секциями имеют шпоночное уплотнение, исключающее переток воды из быстротока в засыпку и наоборот.

Для снятия противодавления под деформационными швами укладывается поперечный дренаж с отводом воды в продольный трубчатый дренаж, идущий в засыпке с обеих сторон быстротока. Засыпка быстротока выполняется из песчано-гравийных грунтов и суглинков полезной выемки. Через 60 м по длине быстротока предусмотрены смотровые колодцы из сборных железобетонных колец. В нескольких колодцах установлены устройства для измерения дренажных расходов. Сброс дренажной воды осуществляется в нижний бьеф на отметке 30,5 м.

В конце быстротока предусмотрена установка теплозащитных щитов. Это позволит поддерживать

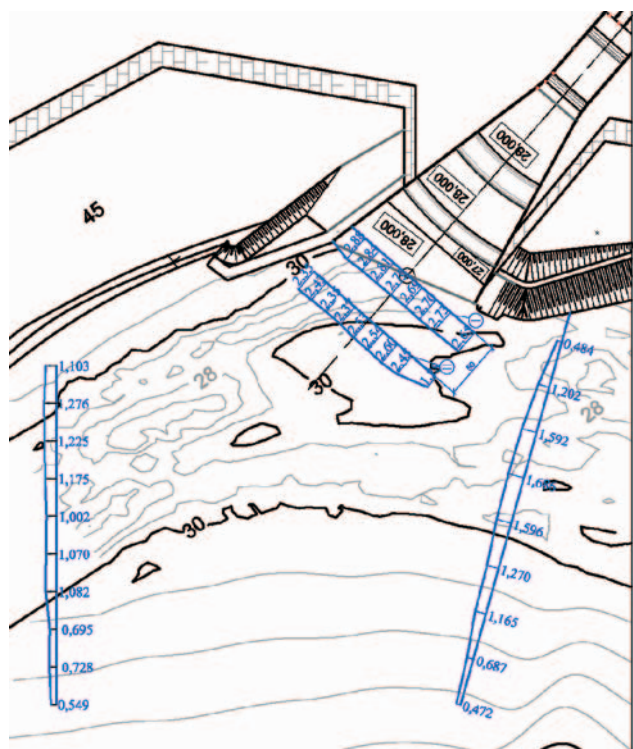


Рис. 5. Распределение скоростей, м/с, на участке сопряжения резервного водосброса  $Q_{\max} = 4000 \text{ м}^3/\text{с}$ ,  $Q_{\text{ГЭС}} = 2600 \text{ м}^3/\text{с}$ , УБН 39,4 м

в быстротоке положительную температуру в зимнее время. Возможные протечки воды через затворы отводятся в систему дренажа.

По компоновочным условиям, в связи со стесненностью площадки строительства, закрытый участок водосброса оказался невозможным запроектировать с уклоном  $i$  более 0,007. Данный уклон примерно соответствует гидравлическому уклону при пропуске максимального расчетного расхода и в трубах будет иметь место режим течения близкий к равномерному. При высоте труб 11 м минимальная высота воздушного пространства с учетом волнового характера поверхности потока составляет  $h_{\min} = 1,4$  м. Исследования показали, что при пропуске всего диапазона эксплуатационных расходов режим течения потока в трубах является безнапорным.

Экспериментальные значения скоростей совпадают с аналогичными расчетными значениями, вычисленными для проточного тракта, имеющего коэффициент шероховатости бетонной поверхности  $n = 0,014$ .

На начальной стадии проектирования предполагалось, что для гашения энергии сбросного потока потребуются глубокий водобойный колодец, практически полностью перерезающий доломиты ( $D_{3pl}$ ). В этом случае в строительный и эксплуатационный периоды пришлось бы решать сложные задачи, так как при глубоком водобойном колодце был бы вскрыт высоконапорный водоносный амат-

ский горизонт ( $D_{3am}$ ). При наличии в основании водобойного колодца напорного аматского горизонта ( $D_{3am}$ ) разработка его была бы крайне сложна. Напорный аматский горизонт, сложенный суффозионно неустойчивыми песчаниками и песками, практически исключает всякую возможность безопасной разработки котлована под водобойный колодец. Поэтому при проектировании водобойного колодца максимальная глубина его врезки была ограничена кровлей плевиньских доломитов ( $D_{3pl}$ ). В этом случае разработка котлована будет производиться под защитой естественной пригрузки аматского горизонта плевиньскими доломитами. Кроме того, технически не сложно осуществить водопонижение в доломитах. Анализ вышеприведенных причин, а также необходимость эффективного гашения энергии водного потока во всех режимах работы водосброса определили конструкцию водобойного колодца в виде трапеции с двумя водобойными стенками. В нем обеспечивается двухступенчатое гашение энергии, что позволяет существенно уменьшить заглубление колодца. С целью поиска оптимального конструктивного решения был выполнен гидравлический расчет нескольких вариантов двухступенчатого, расширяющегося в плане гасителя, различающихся разными отметками плит водобоя. Затем проведены модельные исследования, по результатам которых был выбран наиболее оптимальный вариант.

Водобойный колодец начинается от последней секции быстротока и заканчивается на расстоянии 30,2 м за второй водобойной стенкой. Четыре секции наклонного участка водобойного колодца выполнены в форме лотка шириной 39 м. Последняя секция в месте сопряжения с горизонтальным дном имеет уступ в виде трамплина на отметке 30 м. Далее по течению водобойный колодец в плане имеет форму трапеции, расширяясь до 105 м. Отметка дна водобойного колодца 28 м. В пределах водобойного колодца предусмотрены две дугообразные водобойные стенки в виде водосливных плотин практического профиля. Первая стенка имеет отметку гребня 39,1 м, вторая — 34,1 м. Толщина плит в водобойном колодце 2 и 3 м.

В результате модельных исследований была определена оптимальная конфигурация водобойных стенок. Экспериментальные исследования гасителя энергии с дугообразными стенками показали, что скорости потока за второй водобойной стенкой практически выравниваются и эпюра имеет прямоугольный вид (рис. 5), а устройство уступа в начале колодца позволяет снизить максимальные амплитуды волновых колебаний.

Результаты модельных исследований позволили определить максимальную высоту боковых стен водобойного колодца с учетом волнового воздействия

и аэрации потока, установить гидродинамические нагрузки на донные плиты и боковые стенки водобойного колодца с учетом реальной продолжительности работы сооружения.

Плиты водобойного колодца, в основном, располагаются на кровле плявиньских доломитов (D<sub>3pl</sub>). Для снятия противодействия предусматривается дренаж. Он выполняется под деформационными швами плит водобойного колодца. Возможные сосредоточенные выходы фильтрационных вод из D<sub>3pl</sub> будут соединены с дренажом под деформационными швами плит. Деформационные швы имеют уплотнения из двух рядов резиновых шпонок. Отвод воды из дренажа в нижний бьеф осуществляется по дренажным коллекторам, расположенным под плитами водобойного колодца. В плитах водобойного колодца предусматривается установка анкеров в плявиньские доломиты. Подпорные стены приняты уголкового профиля. Тыловые консоли подпорных стен имеют зуб глубиной 2 м, который повышает устойчивость стенок на сдвиг. Засыпка стенок выполняется из песчано-гравийных грунтов и суглинков полезной выемки. Застенный трубчатый дренаж с отметкой выхода 30,5 м обеспечивает в засыпке стен уровни нижнего бьефа. Для исключения связи высоких уровней в водобойных колод-

цах с уровнями воды в засыпке в деформационных швах подпорных стен предусмотрено уплотнение из двух рядов резиновых шпонок.

Участок отводящего канала с каменным креплением и рисберма имеет отметку 28 м. Средние скорости водного потока в пределах бетонного участка отводящего канала при пропуске расхода 4000 м<sup>3</sup>/с не превышают 3,5 – 4,0 м/с.

Скорости потока при сходе с рисбермы определены на гидравлической модели для различных эксплуатационных случаев и на основании исследований принято крепление за границей рисбермы. На длине 20,6 м по оси водосброса за рисбермой отсыпается камень с расчетным диаметром 800 мм, а далее на длине 46,4 м отсыпается камень с расчетным диаметром 400 мм. Толщина крепления для первого участка — 4 м, для второго участка — 2 м будет корректироваться в процессе выполнения работ с учетом положения кровли доломитов D<sub>3pl</sub>.

Помимо разработки резервного водосброса ОАО “Институт Гидропроект” и “ИБ Профекто” разрабатывают проекты переустройства дорожной сети, ЛЭП, линий связи, водоснабжения, канализации и ряда других коммуникаций, так как район строительства характеризуется наличием хорошо развитой инфраструктуры.

## Поздравление Анатолию Игоревичу Савичу

28 сентября 2010 г. исполняется 75 лет со дня рождения директора Центра службы геодинамических наблюдений в энергетической отрасли (ЦСГНЭО) – филиала ОАО “Институт Гидропроект” Анатолия Игоревича Савича.

Вся трудовая деятельность А. И. Савича связана с гидроэнергетикой. Придя в институт “Гидропроект” после окончания Московского государственного университета (1958 г.), он прошёл путь от рядового инженера до начальника отдела геофизических изысканий и исследований (1979 – 1995 гг.).

Анатолий Игоревич разработал и внедрил в практику инженерных изысканий оригинальные методики определения деформационных и прочностных показателей массивов горных пород и оценки их напряжённого состояния. Во многом благодаря А. И. Савичу методы инженерной геофизики и инженерной сейсмологии заняли достойное место в комплексе изысканий для обоснования проектов крупных гидроузлов бывшего СССР (Братского, Усть-Илимского, Богучанского, Ингурского, Худонского, Чиркейского, Токтогульского, Нурекского, Плявиньского и др.) и зарубежных стран (Кырджали в Болгарии, Хоабинь во Вьетнаме, Ольмос в Перу, Аль Багдади в Ираке, Евфратского и Аль-Баас в Сирии, Тери и Котешвар в Индии, Капанда в Анголе и др.). Одновременно он внёс существенный вклад в разработку и реализацию отраслевых научно-технических программ по обеспечению сейсмической безопасности энергообъектов, расположенных в сейсмоактивных районах.

В 1995 г. А. И. Савич инициировал создание и возглавил Центр службы геодинамических наблюдений в энергетической отрасли, образованный по решению Минтопэнерго РФ как специализированная, головная в отрасли организация для оценки сейсмических условий и сейсмостойкости соору-



жений, комплексных обследований сейсмической и геодинамической безопасности действующих энергообъектов, разработки антисейсмических мероприятий.

Под руководством Анатолия Игоревича ЦСГНЭО, доказавший за 15 лет свой высокий научно-производственный потенциал, в настоящее время выполняет все виды геолого-геофизических и инженерно-сейсмологических работ при проведении комплексных изысканий под строительство

новых энергообъектов и при обследовании действующих энергообъектов, а также поверочные расчёты их сейсмостойкости.

А. И. Савич – доктор физико-математических наук, академик АЕН РФ. Ему присвоены почётные звания “Заслуженный работник ЕЭС России”, “Почётный энергетик” и “Заслуженный геолог РФ”. Он является председателем подкомитета по сейсмике Российского национального комитета по большим плотинам, членом Международного общества по механике скальных пород и Межведомственной комиссии по сейсмическому районированию. Им опубликовано свыше 200 научных работ, в том числе 5 монографий. За свои трудовые достижения А. И. Савич награждён премией Совета Министров СССР, медалями “За доблестный труд”, “Ветеран труда”, “В память 850-летия г. Москвы”, медалями ВДНХ, многочисленными грамотами и благодарностями.

А. И. Савичу свойственны творческая инициатива и неутомимость в работе, целеустремлённость, умение организовать коллектив и направить его на решение поставленных задач.

Редколлегия журнала “Гидротехническое строительство”, друзья и коллеги сердечно поздравляют Анатолия Игоревича Савича с юбилеем и желают ему здоровья, счастья и дальнейших творческих успехов.

---

Сдано в набор 20.07.2010. Подписано в печать 21.09.2010. Формат 60×84 1/8.

Печать офсетная. Печ. л. 8,5. 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”

## **ПОДПИСЫВАЙТЕСЬ**

на журнал «Гидротехническое строительство»

Ежемесячный научно-технический журнал «Гидротехническое строительство» освещает отечественную и зарубежную практику по эксплуатации, проектированию и строительству гидротехнических сооружений, вопросы охраны окружающей среды, экологии, крупные водохозяйственные проблемы.

Целью издания журнала является также научно-техническое, методическое и информационно-справочное обеспечение организаций и специалистов, деятельность которых связана с проектированием, строительством, эксплуатацией, научным обслуживанием и надзором за безопасностью гидротехнических сооружений.

Журнал регулярно переводится на английский язык и распространяется по ведущим библиотекам мира.

В России подписку можно оформить в любом почтовом отделении связи.

Условия подписки можно найти в Объединенном каталоге

«Пресса России. Подписка-2011»

(Том 1. Российские и зарубежные газеты и журналы)

70224 — индекс журнала «ГИДРОТЕХНИЧЕСКОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО»

### **Редакционная коллегия:**

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

### **Адрес редакции:**

Москва, Волоколамское шоссе, д. 2, к. 73

### **Почтовый адрес редакции:**

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

ЗАО НТФ «Энергопрогресс»

Тел./факс: (495) 741-49-81

E-mail: gts1930@yandex.ru