



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.

№ 5

май

2012

Содержание

- Мигуренко В. Р.** ОАО «СГЭМ» — 70 лет в отечественной гидроэнергетике (история и традиции организации) 10
- Гольдфарб А. И., Сысоев А. В.** Участие ОАО «СГЭМ» в создании комплекса защитных сооружений г. Санкт-Петербурга от наводнений 19
- Ступаков Г. Б., Матвеев А. В.** Особенности сборки, монтажа и наладки кольцевого затвора обратимой гидротурбины Днестровской ГАЭС 29
- Мигуренко В. Р., Лисичкин С. Е.** Обоснование конструкции турбинного блока со сталежелезобетонной спиральной камерой в здании Рогунской ГЭС. 32
- Байков А. И., Руденко А. Л., Мишакин В. В., Сорокина С. А., Ключников В. А.** Исследование структурного состояния и механических свойств материала лопаток направляющего аппарата гидроагрегата ГЭС. 42
- Мигуренко В. Р., Петров В. В.** Контроль геометрических характеристик элементов линии вала гидроагрегата Рогунской ГЭС с применением мобильных промышленно-геодезических систем 48
- Мигуренко В. Р., Василевский А. Г., Станкевич В. Л.** О необходимости стандарта на организацию работ при создании оборудования, собираемого на месте эксплуатации 52
- Байков А. И., Руденко А. Л.** Состояние гидросилового оборудования на гидроэлектростанциях России 54
- Мигуренко В. Р., Петров В. В., Медяников В. О., Краев Е. В.** Применение лазерного трекера для контроля положения клиньев статора крупного гидрогенератора 58
- Хроника**
- Новости гидроэнергетики и гидротехники 64



*Коллективу
ОАО «Ордена Трудового Красного Знамени
Трест «Спецгидроэнергомонтаж»*

Дорогие друзья!

Сердечно поздравляю вас с 70-летием создания треста «Спецгидроэнергомонтаж».

Ваше предприятие было создано в трудные военные годы. Особая страница в его истории – восстановление Волховской ГЭС в 1942 году. Самоотверженный труд работников предприятия позволил в кратчайшие сроки восстановить электроснабжение и снять энергетическую блокаду Ленинграда.

В послевоенные годы трест стал признанным лидером энергетической отрасли. Его специалисты выполнили монтаж силового оборудования на более чем 270 гидроэлектростанциях в нашей стране и за рубежом.

На счету предприятия выполнение сложных работ по эксплуатации гидротехнических сооружений Комплекса защитных сооружений Санкт-Петербурга от наводнений. Высокие стандарты качества работы треста обеспечиваются его высококвалифицированными кадрами, внедрением новых передовых технологий, постоянным совершенствованием производственных процессов.

Желаю всем работникам и руководителям треста «Спецгидроэнергомонтаж» благополучия и новых трудовых успехов!

Губернатор Санкт-Петербурга

A handwritten signature in black ink, which appears to read 'Полтавченко'.

Г. С. Полтавченко

**Генеральному директору
ОАО «Ордена Трудового Красного Знамени
Трест «Спецгидроэнергомонтаж»
В. Р. Мигуренко**

Уважаемый Валерий Ростиславович!

Поздравляю Вас и весь коллектив ОАО «СГЭМ» со славным юбилеем!


Трудовые успехи и подвиги сотрудников СГЭМ впечатляют. Они являются образцом для многих организаций электроэнергетической отрасли промышленности России и стран Содружества Независимых Государств.

За 70 лет специалисты СГЭМ смонтировали в 19 странах на 271 гидроэлектрической станции более тысячи гидроагрегатов. Наверное, ввод в эксплуатацию одной организацией 84 000 МВт мощностей можно отнести к мировому рекорду.

Приятно отметить, что три четверти инженерно-технического персонала СГЭМ составляют выпускники Санкт-Петербургского государственного политехнического университета. Деловые связи между нашими коллективами служат ярким примером интеграции образования и производства, обеспечивающей инновационные решения в гидроэнергетике.

Желаю всем сотрудникам СГЭМ новых свершений, успехов в труде, здоровья и благополучия.

Президент Санкт-Петербургского
государственного политехнического
университета, академик РАН

 Ю. С. Васильев

**Генеральному директору
ОАО «Спецгидроэнергомонтаж»
Мигуренко В. Р.**

Уважаемый Валерий Ростиславович!

Сегодня ОАО «Ордена Трудового Красного Знамени Трест «Спецгидроэнергомонтаж» исполняется 70 лет!

Созданный в сложные военные годы для выполнения важных стратегических задач, направленных на Великую Победу, Трест прошел легендарный путь становления. Сколько трудностей и преград пришлось пройти вашему трудовому коллективу, чтобы достичь лидирующих позиций, добиться таких успехов и высот!

За прошедшие 70 лет специалисты Треста выполнили монтаж 957 гидроагрегатов, 238 гидроэлектростанций в СССР и РФ общей установленной мощностью 67 637 МВт. За это же время на 33 гидроэлектростанциях в 18 зарубежных странах смонтировано 147 гидроагрегатов установленной мощностью 16 005 МВт. Введены в эксплуатацию такие флагманы энергетики, как Саяно-Шушенская, Братская, Усть-Илимская в России, Кременчугская, Киевская, Днепровская в Украине и многие другие ГЭС в республиках бывшего СССР. Безусловно, пройден огромный путь.

Разрешите мне, отработавшему в гидроэнергетике вместе со Спецгидроэнергомонтажом 60 лет, поздравить ветеранов производства — тех кого я знал и с кем работал, кто начинал с восстановления Волховской и Нижнесвирской ГЭС, ГЭС Раухиала и ГЭС ЭНСО и многих других станций; тех, кто отдал Тресту практически всю свою трудовую жизнь, посвятил ее развитию гидроэнергетики. Среди них 6 человек удостоены звания Героя Социалистического Труда, 8 человек награждены государственными премиями, 35 человек являются заслуженными строителями России, тысячи специалистов награждены орденами и медалями СССР и республик.

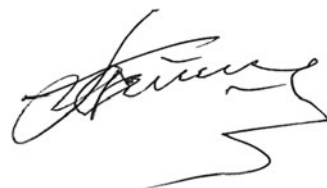
Мне хочется сказать им слова огромной благодарности за их титанический труд, за упорство и последовательность, за мужество и самоотдачу и еще за то, что они воспитали достойную смену — новое поколение гидроэнергетиков, которое хранит великие традиции ветеранов и достойно продолжает тяжелый самоотверженный труд. Сегодня они успешно управляют крупными гидротехническими проектами в РФ и за рубежом, выполняют проектирование и модернизацию гидроэлектростанций, ведут монтажные и сборочные работы на строительстве ГЭС на высочайшем техническом уровне.

В день празднования знаменательной даты примите самые искренние пожелания успехов, новых побед и достижений, крепкого здоровья и благополучия.

Желаю всему трудовому коллективу Треста сохранять свои славные традиции!

Не останавливайтесь на достигнутом — покоряйте новые реки, преодолевайте новые рубежи!

Искренне Ваш,
Герой Украины, профессор,
дважды лауреат Государственной премии Украины,
заслуженный и почетный энергетик СССР и Украины,
президент ассоциации «Укргидроэнерго»,
вице-президент НАК «Энергетическая компания Украины»

 С. Поташник



**Коллективу ОАО
«Ордена Трудового Красного Знамени
Трест «Спецгидроэнергомонтаж»**

Мне доставляет огромное удовольствие поздравить коллектив треста с 70-летним юбилеем. Без преувеличения, это праздник для всей большой семьи российских энергетиков, поскольку трудно представить становление и развитие нашей отрасли без вклада знаменитого монтажного предприятия. Сам факт его рождения в героическое и тяжелое для нашей страны время предопределил славную судьбу треста. Реализация уже первой задачи, поставленной перед коллективом в 1942 году, — восстановление Волховской ГЭС для энергоснабжения блокадного Ленинграда — была, по сути, боевым подвигом. А ведь предстояло возродить все выведенные из строя гидроэлектростанции страны.

Потом были десятилетия созидательного труда коллектива. Подсчитано, что за 70 лет специалисты треста выполнили монтаж почти тысячи гидроагрегатов общей установленной мощностью 86 гигаватт. Колоссальный объем работы! А о высоком ее качестве говорит тот факт, что смонтированные трестом агрегаты сегодня успешно функционируют почти на трех сотнях электростанций России, ближнего и дальнего зарубежья.

К своему юбилею трест «Спецгидроэнергомонтаж» подошел как мощный научно-производственный комплекс, решающий задачи качественно нового уровня. Помимо традиционных монтажных и сборочных функций трест сегодня успешно занимается управлением крупными гидротехническими проектами в нашей стране и за рубежом, разработкой проектов модернизации электростанций. Все это позволяет коллективу треста неизменно подтверждать свою репутацию надежного партнера ведущих энергетических компаний России.

Хочу пожелать всем работникам и ветеранам ОАО «Ордена Трудового Красного Знамени Трест «Спецгидроэнергомонтаж» динамичного движения вперед и новых трудовых свершений на благо всей российской энергетики.

Председатель Правления

Е. В. Дод

**Генеральному директору ОАО «СГЭМ»
Мигуренко В. Р.**

От имени коллектива ОАО «ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева и себя лично сердечно поздравляю ОАО «Ордена Трудового Красного Знамени Трест «Спецгидроэнергомонтаж» с 70-летним юбилеем!

Созданный в трудный военный 1942 год Трест прошел славный путь от монтажной организации «Спецконтора № 2» в составе «Свирьстроя», перед которой была поставлена задача восстановления Волховской ГЭС для электроснабжения осажденного Ленинграда, до авторитетной во всем мире организации по монтажу гидроагрегатов, известной как СГЭМ. Впечатляют цифры, которые характеризуют работу СГЭМ: смонтировано более 1100 гидроагрегатов на более чем 270 ГЭС в России и за рубежом общей мощностью около 85,0 тыс. МВт. Специалисты СГЭМ работали на таких известных гидроэлектростанциях, как Саяно-Шушенская, Братская, Усть-Илимская, Красноярская Ирганайская, Курейская, Колымская, Бурейская; Кременчугская, Киевская, Днепровская на Украине, Токтогульская в Киргизии, Нурекская и Байпазинская в Таджикистане, Ингурская в Грузии, Татевская в Армении, Мингечаурская в Азербайджане, Рижская и Плявиньская в Латвии, Каунасская в Литве, Усть-Каменогорская и Бухтарминская в Казахстане, Дубоссарская в Молдавии, Чарвакская и Ходжикентская в Узбекистане. За рубежом были смонтированы гидроагрегаты гидроэлектростанций: Асуанской в Египте, Евфратской в Сирии, Джердап в Югославии, Хоабинь во Вьетнаме, Капивара в Бразилии.

ВНИИГ и СГЭМ связывают тесные взаимоотношения между учеными и специалистами двух организаций, совместные работы по научному обоснованию и инженерному обеспечению отечественных энергетических объектов. Особенно плодотворна была совместная работа по защитным сооружениям Санкт-Петербурга от наводнений.

Известно, что результаты работы фирмы во многом определяются деятельностью и авторитетом ее руководителя. ВНИИГ плодотворно сотрудничал с Георгием Прокопьевичем Лохматиковым, Героем Социалистического Труда, крупным гидроэнергетиком СССР и России. Тесные и плодотворные творческие контакты существуют между нашим институтом и известным гидроэнергетиком страны генеральным директором ОАО «СГЭМ» Валерием Ростиславовичем Мигуренко.

В связи с юбилеем желаем всем сотрудникам СГЭМ крепкого здоровья и крупных свершений для дальнейшего развития гидроэнергетики и благополучия страны.

Генеральный директор, доктор техн. наук



Е. Н. Беллендир

**Коллективу ОАО «Ордена Трудового Красного Знамени
Трест «Спецгидроэнергомонтаж»**

В связи с 70-летием образования ОАО «Ордена Трудового Красного Знамени Трест «Спецгидроэнергомонтаж» ассоциация «Гидропроект» от всей души поздравляет Ваш замечательный коллектив со знаменательной датой.

Спецгидроэнергомонтаж был образован как специализированная монтажная энергетическая организация в самое трудное для страны время – в 1942 г. Перед Трестом была поставлена чрезвычайно важная задача – обеспечить бесперебойное электроснабжение окруженного вражеским кольцом Ленинграда. С этим заданием Спецгидроэнергомонтаж блестяще справился.

В послевоенные годы коллектив Спецгидроэнергомонтажа включился в созидательный труд по восстановлению и развитию электроэнергетической базы страны. Монтажники Треста были в первых рядах строителей самых крупных гидроэлектростанций на Днепре, Волге, Ангаре, Енисее, Колыме, Вилюе, Вахше, Нарыне, Ингури и многих других. Было смонтировано около тысячи гидроагрегатов на 240 гидроэлектростанциях страны общей мощностью 70 млн. кВт. В это же время велись работы на зарубежных объектах в Египте, Сирии, Вьетнаме, Югославии, Бразилии и других государствах, где Спецгидроэнергомонтаж смонтировал около 150 уникальных гидроагрегатов и ввел в эксплуатацию более 16 млн. кВт электрических мощностей.

За достигнутые успехи Трест награжден орденом Трудового Красного Знамени. Шесть членов коллектива удостоены почетного звания «Герой Социалистического Труда», 35 лучших монтажников – почетного звания «Заслуженный строитель России», 8 человек стали лауреатами Государственной премии СССР, тысячи лучших специалистов Спецгидроэнергомонтажа награждены орденами и медалями Советского Союза и России.

Дорогие друзья! Желаем Вам дальнейших успехов и новых творческих достижений на благо развития энергетики нашей Родины.

Президент
ассоциации «Гидропроект»



В. Я. Шайтанов

Уважаемые коллеги!

От имени Союза промышленников и предпринимателей Санкт-Петербурга сердечно поздравляю коллектив ОАО «Ордена Трудового Красного Знамени Трест «Спецгидроэнергомонтаж» с 70-летним юбилеем!

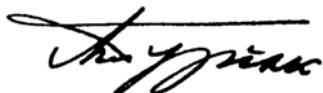
Рождение вашего предприятия связано с одним из самых напряженных моментов в истории нашей страны. Созданная 30 июня 1942 года по решению правительства СССР для восстановления Волховской ГЭС и передачи её электроэнергии в осажденный Ленинград, ваша организация успешно выполнила задание по снятию энергетической блокады города. Со временем предприятие превратилось в мощный трест по монтажу гидросилового оборудования гидроэлектростанций. За 70 лет специалистами Треста было смонтировано более тысячи гидроагрегатов отечественных и зарубежных ГЭС. В их число входят такие значительные и известные гидроэлектростанции как Братская, Красноярская, Саяно-Шушенская, Чиркейская, Днепровская, Ингурская, Нурекская, Асуанская и многие другие. Кроме того, специалисты Треста принимали участие и в других важнейших для экономики страны проектах по строительству тепловых и атомных электростанций, судоходных шлюзов и магистральных каналов.

Говоря о достижениях последних лет, необходимо отметить монтаж металлоконструкций Северо-Западной ТЭЦ и гидромеханического оборудования Комплекса защитных сооружений Санкт-Петербурга от наводнений, которые были проведены специалистами Треста на самом высоком профессиональном уровне.

Несомненно, у такого заслуженного коллектива впереди участие в новых перспективных проектах, реализация которых послужит укреплению экономики Санкт-Петербурга и России!

От всей души желаем ОАО «Ордена Трудового Красного Знамени Трест «Спецгидроэнергомонтаж» дальнейшего развития, процветания и новых достижений во благо родного города и российской экономики! Доброго вам здоровья, благополучия и неизменной уверенности в собственных силах!

Президент Союза промышленников и предпринимателей Санкт-Петербурга



А. А. Турчак



РусГидро



Уважаемые коллеги!

Сложно переоценить значительный вклад ОАО «Спецгидроэнергомонтаж» в развитие гидроэнергетики, как в нашей стране, так и за рубежом.

Для отечественной гидроэнергетики 70 лет – это целая эпоха. Три гидроагрегата, смонтированные историческим праотцом СГЭМа – «Спецконторой № 2» на Волховской ГЭС во время блокады Ленинграда, стали началом славного пути ОАО «Спецгидроэнергомонтаж». Таких побед в истории СГЭМа было немало, дальнейший монтаж и пуск каждого агрегата был важным шагом для страны.

За эти 70 лет специалисты организации выполнили монтаж более тысячи агрегатов на гидроэлектростанциях, как бывшего СССР, так и за рубежом. Ответственность и высокий профессионализм сотрудников ОАО «Спецгидроэнергомонтаж» отмечены рядом высоких государственных наград, и одной из самых заслуженных является Ваш непререкаемый авторитет в гидроэнергетической отрасли.

На крупнейших стройках бок о бок трудились специалисты ОАО «Спецгидроэнергомонтаж» и ОАО «Института Гидропроект». Братская, Усть-Илимская, Токтогульская, Нурекская, Ингурская ГЭС, каскад Волжских ГЭС, уникальные Круонисская и Загорская ГАЭС, единственная в России Кислогубская ПЭС — навсегда останутся в истории взаимоотношений наших коллективов, как подтверждение многолетнего союза и крепких партнерских отношений.

Руководство и коллектив ОАО «Институт Гидропроект» от всей души поздравляет вас со знаменательной датой – 70-летием со дня основания.

Я хочу пожелать вашему предприятию дальнейшего процветания, новых свершений и постоянного движения вперед, а сотрудникам – крепкого здоровья, профессионального роста и верности традициям ОАО «СГЭМ».

Генеральный директор
ОАО «Институт Гидропроект»
Шестопалов П.В.

ОАО «СГЭМ» — 70 ЛЕТ В ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ГИДРОЭНЕРГЕТИКЕ

(история и традиции организации)

Мигуренко В. Р., генеральный директор ОАО «СГЭМ»



Мигуренко В. Р.

Спецконтора № 2

30 июня 2012 г. исполняется 70 лет со дня образования ОАО «Ордена Трудового Красного Знамени Трест «Спецгидроэнерго-монтаж» — преемника Всесоюзного треста «Спецгидро-энерго-монтаж».

Свое начало СГЭМ ведёт от Спецконторы № 2, которая была созда-

на решением Совета Народных Комиссаров от 30 июня 1942 г. В решении было указано: «Для создания мощной, хорошо оснащенной организации по монтажу, наладке, а также проведения ряда конструкторских работ, по составлению проектов организации монтажных и других работ на строительстве ГЭС организовать монтажную организацию Спецконтора № 2. СПК № 2 поручается вести восстановление и монтаж гидросилового оборудования во всех районах страны в составе треста «Свирьстрой». Спецконтора № 2 стала первой в СССР организацией по монтажу гидросилового оборудования гидроэлектростанций. Начальником Спецконторы № 2 по совместительству был назначен управляющий трестом «Свирьстрой» Б. Н. Никольский, заместителем начальника и главным инженером — М. А. Барковский.

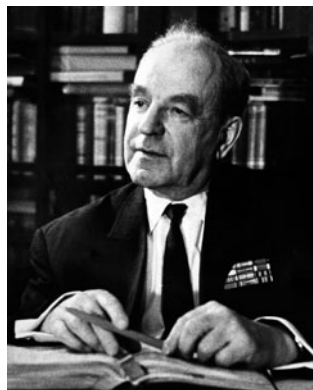
Перед монтажной организацией стояла задача большой государственной важности — восстановить работу Волховской ГЭС, обеспечить электроэнергией Ленинград, который в этот период практически остался без электроэнергии, и тем самым снять энергетическую блокаду города, что являлось частью стратегического плана руководства страны по полному освобождению города от вражеской блокады. Для этого было необходимо доставить на станцию вывезенное гидросиловое оборудование, смонтировать и ввести в эксплуатацию первые три гидроагрегата. Производство работ было поручено тресту «Свирьстрой». В состав будущей монтажной организации вошли работники ленинградских заводов: Ленинградского металлического, «Электросилы», «Электроаппарата» во главе с инженером

Я. Ф. Фитерманом и из системы Ленэнерго. В первой группе специалистов были известные впоследствии монтажники: В. Н. Зеберг, Н. П. Полушкин, А. Г. Рудник, А. А. Карабачинский, М. Д. Носик, Е. Н. Акишин, А. В. Пирогов, В. А. Тиме. Для руководства работами по просьбе заместителя наркома электростанций СССР Б. Е. Веденеева из действующей армии был отозван инженер Ленинградского металлического завода М. А. Барковский. В 1930-е гг. М. А. Барковский был одним из ведущих специалистов, участвовавших в изготовлении первых советских гидравлических турбин. Он был инициатором и организатором нового самостоятельного направления в области гидротехнического строительства — монтажа гидроагрегатов. В предвоенные годы он провел большую подготовительную работу, которая и привела к созданию Спецконторы № 2. М. А. Барковский работал на Ленинградском металлическом заводе инженером-конструктором, затем начальником турбинного цеха, начальником монтажа гидротурбин, изучал производство и методы монтажа крупных гидротурбин и гидрогенераторов в США в 1932 – 1934 гг. Он стал одним из наиболее авторитетных специалистов по изготовлению и монтажу гидроагрегатов, который предвидел необходимость создания мощной специализированной организации, способной выполнить весь комплекс монтажных, наладочных работ по пуску гидроагрегатов гидроэлектростанций.

20 мая 1942 г. М. А. Барковский направил заместителю народного комиссара электростанций СССР академику Б. Е. Веденееву свои предложения об организации восстановительно-монтажной конторы (треста, управления) по гидросиловому и электротехническому оборудованию ГЭС. Большую помощь в организации Спецконторы № 2 оказал министр электростанций СССР Д. Г. Жимерин. Своевременность создания такой отечественной организации диктовалась многими объективными причинами, в том числе необходимостью иметь постоянный штат специалистов, уже получивших опыт монтажа гидротурбин и гидрогенераторов (заводы-изготовители освобождались от командировок своего персонала на строительства на время монтажа гидроагрегатов), для проектирования организации и производства монтажных работ на всех стадиях возведения гидроузлов, для создания постоянной нормативно-экономической базы, а также теоретического и практического обучения



Непорожний П. С.
(1944 – 1945)



Барковский М. А.
(1946 – 1968)



Полушкин К. П.
(1968 – 1976)



Лохматиков Г. П.
(1976 – 2002)

Рис. 1. Управляющие трестом

монтажного персонала. В своей записке М. А. Барковский впервые высказал ряд предложений, касающихся деятельности монтажной организации, которые в настоящее время являются основополагающими, например: специфика изготовления турбин и генераторов такова, что качество их изготовления может быть проверено только после их сборки и монтажа на месте строительства; в комплекс монтажных работ необходимо включать пусконаладочные испытания, являющиеся органическим завершением указанных работ.

С сентября 1942 г. Ленинград без перерыва снабжался электроэнергией от Волховской ГЭС по кабелю, проложенному по дну Ладожского озера. После ввода в эксплуатацию Волховской ГЭС специалисты Спецконторы № 2 участвовали в восстановлении гидросилового оборудования ГЭС Нива-2, бывших финских ГЭС Раухиала (Лесогорская) и Энсо (Светогорская). Главным инженером треста “Свирьстрой”, который занимался восстановлением этих ГЭС, был будущий министр энергетики СССР П. С. Непорожний. Он же в 1944 – 1945 гг. по совместительству был начальником Спецконторы № 2.

До конца Великой Отечественной войны 11 монтажных участков Спецконторы № 2 восстанавливали гидросиловое оборудование Нижнесвирской, Баксанской, Кегумской, Ошской, Аламединских, Ак-Кавакской, Нижнебозсуйских, Актепинской, Алма-Атинских, Канакерской, Алапаевской и Белорецкой ГЭС. Во главе первых монтажных участков стояли талантливые инженеры, в будущем известные руководители крупных монтажных коллективов: В. Н. Зеберг, В. Л. Леонтьев, Н. В. Затовский, И. В. Никифоров, Н. П. Полушкин, А. Г. Рудник, Г. Ф. Смирнов, В. Л. Тиме, бригадиры М. Д. Гаврилов, Н. Д. Дмитриев, П. Ф. Ремшу. В 1946 г. М. А. Барковский стал начальником и главным инженером Спецконторы № 2, которая располагалась в Москве и подчинялась главному управлению по

строительству гидроэлектростанций — Главгидроэнергострою.

Всесоюзный трест “Спецгидроэнергомонтаж”

По указанию заместителя министра электростанций СССР И. И. Дмитриева Спецконтора № 2 приказом Министерства электростанций СССР № 208/а от 2 сентября 1947 г. была реорганизована во Всесоюзный специализированный трест по монтажу гидросилового оборудования “Спецгидроэнергомонтаж” с подчинением Главгидроэнергострою и с местонахождением в г. Ленинграде. На трест возлагались работы по монтажу гидросилового оборудования на всех строящихся и восстанавливаемых гидроэлектростанциях Министерства электростанций и по автоматизации и улучшению эксплуатации гидросилового оборудования на действующих гидроэлектростанциях. К моменту образования треста в Спецконторе № 2 работало 524 сотрудника. С 1942 по 1947 г. Спецконторой № 2 было смонтировано на 12 ГЭС 19 гидроагрегатов установленной мощностью 167,8 МВт, на девяти ГЭС восстановлено 36 гидроагрегатов мощностью 391,8 МВт. С созданием Всесоюзного треста как самостоятельной единицы в системе министерства произошло официальное выделение монтажа гидроагрегатов в отдельный вид специализированной деятельности, осуществляемой одной организацией. С 1942 по 1947 г. в условиях военного времени и послевоенного восстановления разрушенного хозяйства страны удалось решить несколько важных вопросов: доказать целесообразность и своевременность создания такой монтажной организации; собрать группу опытных специалистов, вокруг которых можно было сформировать боеспособный коллектив; тактически правильно провести кампанию по выделению самостоятельной организации в системе Главгидроэнергостроя; выработать стратегическую программу развития организации, направленную на выполнение узкоспециальных работ по монтажу



Рис. 2. Волховская ГЭС

гидроагрегатов. Трест стал организацией, которая находилась в центре сосредоточения интересов и деятельности многих организаций. С одной стороны, это были заводы-изготовители гидротурбин и гидрогенераторов, с другой — проектные и исследовательские институты, строительные организации. Роль треста на завершающем этапе строительства гидроэлектростанции становилась определяющей. М. А. Барковский с помощью академиков АН СССР Б. Е. Веденева и Г. О. Графтио добился, чтобы организация располагалась в Ленинграде, где были сосредоточены крупнейшие заводы по производству гидросилового оборудования — Ленинградский металлический завод, “Электросила”, “Электропульт”; проектные и исследовательские институты — Ленгидропроект и ВНИИГ; учебные заведения — Ленинградские политехнический и технологический институты. Большое значение для



Рис. 3. Братская ГЭС. 13 мая 1963 г. Крайний слева — Фидель Кастро Рус. Справа налево: начальник Братского монтажного участка Лохматиков Г. П., главный инженер строительства Братской ГЭС Гиндин А. М.

организации имели знакомство и сотрудничество М. А. Барковского с выдающимися учеными-гидротехниками Б. Е. Веденевым, Г. О. Графтио, И. И. Кандаловым, П. П. Лаупманом, С. Я. Жуком, с крупными гидростроителями Д. М. Юриновым, П. С. Непорожним, будущим министром энергетики, Л. Н. Мнацакановым, А. А. Беляковым, Р. П. Носовым и др.

В том же 1947 г. в составе треста были созданы хозрасчетное подразделение — бюро автоматики во главе с начальником Б. Я. Вяткиным и главным инженером В. А. Тиме и проектная контора “Спецгидроэнергопроект” во главе с А. А. Карабачинским. Бюро автоматики проектировало системы автоматики для модернизации существующих гидроэлектростанций, технологию ее изготовления на центральном ремонтном заводе Ленэнерго; осуществляло монтаж, наладку и сдачу заказчику в эксплуатацию. С помощью бюро было внедрено автоматическое управление гидроагрегатами в энергосистемах Ленэнерго и Колэнерго и в Закавказье.

Работа треста проходила в соответствии с пятилетними планами развития народного хозяйства страны. Первая послевоенная — 4-я пятилетка заложила фундамент будущего стремительного роста мощностей на вновь строящихся гидроэлектростанциях. Для решения этих задач кроме треста “Спецгидроэнергопроект” были созданы другие всесоюзные специализированные организации — трест “Гидромеханизация” в 1946 г. и объединение “Союзгидроспецстрой” в 1951 г. Ещё в 1935 г. был образован трест “Гидромонтаж”. Без этих организаций было бы невозможно развивать гидроэнергетическую отрасль страны.

В структуру треста, которая в дальнейшем постоянно совершенствовалась, входили управление



Рис. 4. Саяно-Шушенская ГЭС. Машинный зал

треста во главе с М. А. Барковским, который одновременно был и главным инженером, бюро автоматики, проектная контора и монтажные участки.

С 1946 по 1950 г. на 35 гидроэлектростанциях было введено в эксплуатацию 78 гидроагрегатов мощностью 735 МВт. В связи со строительством новых ГЭС были образованы монтажные участки, более мобильные и технически оснащенные: в 1952 г. — Камский на строительстве Камской ГЭС, Куйбышевский на строительстве Куйбышевской ГЭС и Каховский.

В 1951 – 1955 гг. было смонтировано 106 гидроагрегатов мощностью 2525 МВт на 38 гидроэлектростанциях, в том числе на Верхнесвирской, Усть-Каменогорской, Мингечаурской, Гюмушской, Цимлянкой и Дубоссарской. Были начаты монтажные работы на многоагрегатных гидроэлектростанциях — Камской (24 агрегата) и Куйбышевской (20 агрегатов). На этих гидроэлектростанциях по предложению треста были предусмотрены внешние монтажные площадки больших размеров, примыкающие к зданию ГЭС, что позволило использовать разработанную под руководством управляющего М. А. Барковского и главного инженера К. П. Полушкина технологию скоростного монтажа укрупненными узлами гидроагрегатов. Благодаря внедрению этой технологии на строительстве Камской ГЭС удалось за 1 – 1,5 года до готовности строительной части первых гидроагрегатов и до выезда мостовых кранов машзала станции на оси этих гидроагрегатов, на внешних площадках укрупнить с помощью временных козловых и стреловых кранов закладные части гидротурбин и рабочие механизмы всех гидроагрегатов и обеспечить запланированный ввод гидроагрегатов. В 1954 – 1955 гг. на Камской ГЭС было смонтировано 11 гидроагрегатов, в 1956 г. — 12 гидроагрегатов по 21 МВт, всего общей установленной мощностью 483 МВт. На Куйбышевской ГЭС первый, самый крупный в то время гидроагрегат мощностью 105 МВт был вве-



Рис. 5. ГЭС Хоабинь (СРВ). Машинный зал

ден в эксплуатацию 24 декабря 1955 г., в 1956 г. было смонтировано 11 гидроагрегатов и в 1957 г. — 8 гидроагрегатов. Средняя продолжительность монтажа одного гидроагрегата составляла 46 суток. Куйбышевская ГЭС общей установленной мощностью 2300 МВт была самой крупной ГЭС в Европе. За работу на строительстве станции звание Героя Социалистического Труда было присвоено начальнику Куйбышевского монтажного управления И. В. Никифорову и бригадиру монтажников В. А. Витальеву. На монтаже гидроагрегатов Куйбышевской ГЭС начинали свой трудовой путь многие молодые специалисты, в будущем руководители подразделений и служб треста: Ю. Н. Кузнецов, В. В. Шулатов, П. П. Устинов, В. К. Березин, П. И. Кобзев, С. В. Бредихин, Н. Г. Коваль; ведущие бригады А. А. Кузнецов, В. А. Сериков, М. А. Шафран, Б. И. Индрашис, Н. В. Симонов, И. С. Громовик. На строительстве Куйбышевской ГЭС трест впервые в своей практике выполнил большой объем работ по монтажу гидромеханического оборудования ГЭС — сороудерживающих решеток водоприемника станции. Это стало началом нового направления в деятельности треста, когда параллельно с основной деятельностью стали выполняться работы по монтажу арматурных конструкций и сборного железобетона, что было экономически оправдано для сохранения коллективов в условиях неравномерного предоставления строительного фронта работ для монтажа закладных и фундаментных частей агрегатов, для получения жилья на более ранних стадиях строительства и лучшей подготовки к основным работам.

В 1953 г. управляющим треста оставался М. А. Барковский, а главным инженером треста стал К. П. Полушкин.

Период с 1956 по 1960 г. был наиболее напряженным для треста. Специалисты треста одновременно работали на 33 гидроэлектростанциях в девяти союзных республиках: Российской, Украинской, Грузинской, Литовской, Белорусской, Казахской, Армянской, Таджикской и Азербайджанской. Были организованы новые монтажные участки: Новосибирский, Иркутский, Ленинградский, скомплектованный из части Куйбышевского монтажного управления и Ленинградского монтажного участка треста «Гидромонтаж». Было введено в эксплуатацию 156 гидроагрегатов общей мощностью 8100 МВт, в том числе на Каховской, Горьковской, Иркутской, Новосибирской, Кременчугской, Каунасской, Ладжанурской гидроэлектростанциях. В декабре 1959 г. было сразу введено в эксплуатацию три гидроагрегата Сталинградской ГЭС (переименованной в Волжскую ГЭС им. XXII съезда КПСС) и в 1960 г. — восемь гидроагрегатов. Сталинградская ГЭС после ввода всех 22 гидроагрегатов достигла мощности 2530 МВт и стала самой крупной в мире.

В 1958 г. трест был награжден орденом Трудового Красного Знамени за развитие техники монтажа гидроагрегатов и за высокие достижения на строительстве Сталинградской (Волжской им. В. И. Ленина) ГЭС. Годом ранее, в 1957 г., первым в тресте Героем Социалистического Труда стал А. М. Тихашков, бригадир монтажников Камского монтажного участка по монтажу гидроагрегатов Камской ГЭС.

Все предыдущие годы активно осваивались водные ресурсы Карельского перешейка и Кольского полуострова. Были построены и введены в эксплуатацию гидроэлектростанции: Нива-I, Нива-II и Нива-III, Туломская, Маткожненская, Верхнесвирская, Пальеозерская, Князегубская, Иовская. На Кольском полуострове 50 лет назад специалисты треста начали работать с зарубежными фирмами. В 1962 – 1963 гг. на пограничной р. Паз была построена подземная Борисоглебская ГЭС с двумя гидроагрегатами по 28 МВт. Строительные работы, поставку электротехнического, гидромеханического оборудования и кранового оборудования здания ГЭС и его монтаж выполняла норвежская фирма «Норэлектро», монтаж гидротурбин ЛМЗ и гидрогенераторов завода «Уралэлектротяжмаш» — Ленинградское монтажное управление (начальник Я. Я. Ковалев, главный инженер В. К. Березин).

Интенсивно развивалось гидростроительство в Закавказье. С 1942 по 1960 г. специалистами треста было смонтировано 52 гидроагрегата мощностью 1092 МВт на гидроэлектростанциях: Храмской, Сухумской, Дзорагетской, Севанской, Читахевской, Сацхенинской, Гюмушской, Тетрихевской, Мингечаурской, Гумати-1 и Гумати-2, Варваринской, Шаори, Атарбежанской, Ткибули, Арзнинской.

В 1961 – 1965 гг. на 27 ГЭС было смонтировано 104 гидроагрегата мощностью 7442 МВт. Строительство в 1950 г. Иркутской ГЭС положило начало освоению гидроэнергетического потенциала Сибири. В связи с этим в 1960 г. на строительстве Братской ГЭС был организован Братский монтажный участок (начальник Г. П. Лохматиков, главный инженер Н. В. Затовский). На Братской ГЭС трест впервые смонтировал и ввел в эксплуатацию гидроагрегаты большой единичной мощности — 225 МВт. За пять лет специалисты Братского монтажного участка пустили 17 гидроагрегатов Братской ГЭС и 4 гидроагрегата Мамаканской ГЭС мощностью 86 МВт. На Братской ГЭС специалисты треста впервые выполнили комплекс работ, обеспечивающий своевременный пуск гидросилового оборудования, — монтаж железобетонных конструкций здания станции, подкрановых путей и мостовых кранов машзала, максимальное совмещение строительных и монтажных работ, поточное производство работ одновременно на максимально большем числе гидроагрегатов. За монтаж гидрогенераторов Братской ГЭС бригадир слесарей-монтажников В. Я. Сахатырь был удостоен звания Героя Социалистического Труда.

В период 7-й пятилетки происходило формирование монтажных участков, ведущих работу по территориальному принципу. Братский монтажный участок действовал в Сибири, на Крайнем Севере и Дальнем Востоке; образованный на базе Киевского и Днепродзержинского монтажных участков Днепровский монтажный участок — на Украине и в Молдавии; в Прибалтике и на Северо-Западе страны действовало Северо-Западное управление; на Северном Кавказе и в Закавказье — Закавказский монтажный участок; гидроагрегаты Волжских ГЭС монтировали специалисты Волжского монтажного участка. Одновременно с Братской ГЭС были введены новые гидроагрегаты на Воткинской, Бухтарминской и Днепродзержинской гидроэлектростанциях.

В 1964 г. на Киевской ГЭС были смонтированы экспериментальные горизонтальные капсульные гидроагрегаты 17,5 МВт каждый. Все 20 гидроагрегатов станции были смонтированы в течение 1964 – 1968 гг. Закавказским монтажным участком были введены гидроагрегаты Уч-Курганской и Чирюртской ГЭС. На Братском монтажном участке было смонтировано 26 гидроагрегатов мощностью 4286 МВт; на Волжском — 14 гидроагрегатов мощностью 1148 МВт; на Днепровском — 13 гидроагрегатов мощностью 417,7 МВт; на Закавказском — 29 гидроагрегатов мощностью 689 МВт; в Ленинградском монтажном управлении — 20 гидроагрегатов мощностью 901 МВт.

С 1966 по 1970 г. на 32 ГЭС было смонтировано 112 гидроагрегатов мощностью 9005 МВт. Было создано два новых монтажных участка: Нурекский на строительстве Нурекской ГЭС и Чиркейский в Дагестане. Специалисты Братского монтажного участка смонтировали самый крупный в СССР и Европе гидроагрегат Красноярской ГЭС мощностью 500 МВт, первый гидроагрегат за Полярным кругом Усть-Хантайской ГЭС. На Закавказском монтажном участке были пущены гидроагрегаты Татевской ГЭС с самым большим в мире ковшевым рабочим колесом турбины диаметром 5 м, мощностью 52 МВт; на Днепровском монтажном участке — первый крупный обратимый агрегат Киевской ГАЭС. Волжский монтажный участок ввел в эксплуатацию 20 гидроагрегатов Саратовской ГЭС с самым большим в мире рабочим колесом поворотно-лопастной турбины диаметром 10,3 м.

Особое место в истории треста занимает работа на строительстве Асуанской ГЭС в Египте. В 1966 г. в системе ВО «Технопромэкспорт» было организовано монтажное управление фирмы «СГЭМ» для монтажа гидроагрегатов Асуанской гидроэлектростанции. Начальником управления был назначен Г. П. Лохматиков, главным инженером — Ю. М. Инюшин, впоследствии управлением руководили Ю. Н. Кузнецов и на завершающем этапе монтажа и сдачи в эксплуатацию станции — В. Р. Мигуренко. На монтаже гидроагрегатов работали наиболее опытные и высококвалифицированные работники треста: инженеры В. К. Березин, А. И. Игнатов; бригадиры А. А. Шапкин, В. С. Фирсаков, Ю. В. Хвостанцев, В. Л. Дорофеев, Н. И. Салов, Н. Г. Гайдук; турбинисты, генераторщики, электросварщики в основном Днепровского и Ленинградского монтажных участков. Правительство СССР придавало строительству Асуанской ГЭС большое значение. Это была первая зарубежная стройка СССР такого масштаба и первый выход на мировую арену советского энергетического оборудования заводов «ЛМЗ» и «Электросила». Приемка в эксплуатацию первой очереди электростанции в составе четырех гидроагрегатов происходила в присутствии председателя Совета Министров СССР А. Н. Косыгина, министра электростанций П. С. Непорожного и Президента ОАР Г. А. Насера. В 1968 – 1970 гг. трестом были смонтированы и успешно введены в эксплуатацию все 12 гидроагрегатов станции 175 МВт каждый, общей установленной мощностью 2100 МВт. Зарубежная деятельность треста была продолжена на совместном советско-норвежском строительстве Борисоглебской ГЭС на пограничной р. Паз, где Ленинградским монтажным участком в 1968 – 1970 гг. было смонтировано два гидроагрегата по 22,5 МВт ГЭС Хевоскоски и в 1967 – 1972 гг. на советско-иранском



Рис. 6. Нурекская ГЭС. Третий слева — начальник строительства Севенард Ю. К., четвертый — первый заместитель министра энергетики СССР Фалалеев П. П. Справа налево: управляющий трестом «Таджикгидроэнергострой» Тихонов Г. И., начальник Нурекского монтажного управления Мигуренко В. Р.

строительстве гидроузла Аракс на пограничной р. Аракс. Гидроузел состоял из Советской и Иранской гидроэлектростанций, разделенных земляной плотиной длиной 1 км. В состав каждой станции входило по два гидроагрегата мощностью 11,5 МВт каждый. Иранские рабочие укладывали в сооружение бетон, советские механизаторы выполняли земельно-скальные работ. Все остальные работы: монтаж гидроагрегатов, изготовление и монтаж армоконструкций и сборного железобетона, укрупнительную сборку и монтаж гидромеханического оборудования, строительных и эксплуатационных кранов, наладка и временная эксплуатация Иранской ГЭС — впервые в практике треста осуществлялись Аракским монтажным участком. Монтажный участок был скомплектован из специалистов Днепровского, Волжского, Братского и Ленинградского монтажных участков, командированных на строительство на постоянной основе, что во многом определило успех всего проекта.

В 1968 г. управляющим треста стал К. П. Полушкин, а главным инженером — Г. П. Лохматиков.

В 1971 – 1975 гг. на 25 ГЭС было смонтировано 97 гидроагрегатов мощностью 9197 МВт. Было образовано два монтажных участка: Ингурский и Токтогульский.

Братским монтажным участком были введены первые гидроагрегаты на ГЭС Усть-Илимской, Вилуйской-1, Капчагайской, Зейской с диагональным рабочим колесом гидротурбины. Ленинградским управлением были смонтированы первые гидроагрегаты Рижской ГЭС, гидроагрегаты Серебрянской ГЭС. На Токтогульской ГЭС в течение 1975 г. было введено в эксплуатацию четыре гидроагрегата по 300 МВт. Первые три гидроагрегата Нурекской ГЭС мощностью по 300 МВт и четыре гидроагрегата Чарвакской. Днепровским монтажным участком были смонтированы все 24 горизонтальных кап-

сульных гидроагрегата Каневской ГЭС и первые гидроагрегаты Днепрогэс-2. В 1974 – 1975 гг. на Чиркейском монтажном участке было пущено три гидроагрегата по 250 МВт Чиркейской ГЭС с высотной арочной плотиной. На монтаже гидроагрегатов впервые был применен передовой метод “навесного” монтажа гидроагрегатов инженера В. К. Березина.

В 1976 г. управляющим треста стал главный инженер Г. П. Лохматиков, а главным инженером — Ю. М. Инюшин. Новое руководство продолжило направление по развитию треста. С 1976 по 1980 г. трестом был произведен самый большой ввод новых мощностей: на 19 ГЭС было смонтировано 60 гидроагрегатов мощностью 11 405 МВт, в том числе 6690 МВт мощности, или 58,6 %, было введено Братским монтажным участком и 2005 МВт, или 17,5 %, — Нурекским монтажным участком. Ингурский и Закавказский МУ были объединены в Кавказский монтажный участок (начальник К. В. Ратников, главный инженер В. Д. Лазаренко), Ленинградский монтажный участок был переименован в Северо-Западное монтажное управление (начальник Д. П. Закиматов, главный инженер А. И. Игнатов). Нурекский МУ возглавили В. Р. Мигуренко и В. В. Мизеровский. Главным инженером Днепровского МУ был назначен В. Л. Станкевич, главным инженером Братского МУ — Н. Н. Горев. Волжский монтажный участок возглавили начальник В. Н. Кошкин и главный инженер Б. И. Луконин.

Братским монтажным участком были смонтированы первые пять из десяти уникальных сверхмощных гидроагрегатов Саяно-Шушенской ГЭС с уникальными генераторами завода “Электросила” с двухрядными подпятниками, с сердечником статора генератора, собранном бесстыковым способом в “кольцо”, что повысило надежность и долговечность его эксплуатации. Гидрогенератор Саяно-Шушенской ГЭС был способен развивать мощность до 720 МВт. Нурекским монтажным участком были введены гидроагрегаты гидроэлектростанции: Нурекской, Ходжикентской, Газалкентской, Кавказским монтажным участком было смонтировано пять гидроагрегатов Ингурской ГЭС по 260 МВт, Чиркейским монтажным участком — гидроагрегат Чиркейской ГЭС мощностью 250 МВт, Волжским монтажным участком — гидроагрегаты Чебоксарской и Нижнекамской ГЭС, Северо-Западным монтажным управлением — Кегумской ГЭС; Днепровским монтажным участком — гидроагрегат Днепрогэс-2 мощностью 103,5 МВт.

В эти годы трест активно сотрудничал со всесоюзными объединениями “Технопромэкспорт” и “Энергомашэкспорт” по строительству гидроэнергетических объектов за рубежом. В 1967 – 1975 гг.

при экономическом содействии СССР в ДРВ на р. Чай осуществлялось строительство ГЭС Тхак-Ба в составе трех гидроагрегатов по 102 МВт. Строительство велось Объединением вьетнамских строительных и монтажных организаций под руководством группы советских специалистов, главным инженером которой впервые в практике треста был его представитель с целью координации и рационального использования специалистов. Этот опыт впоследствии был использован на строительстве ГЭС Аль-Вахда в Марокко, где руководителем всего контракта был назначен также представитель треста. Таким же образом в 1974 – 1977 гг. были смонтированы гидроагрегаты ГЭС Капивара; в 1974 – 1978 гг. — ГЭС Табка в Сирии; в 1973 г. - два гидроагрегата ГЭС Мулей Юсеф в Марокко; в 1978 – 1981 гг. — гидроагрегаты ГЭС Пурнари-I в Греции; в 1976 – 1982 гг. — гидроагрегаты ГЭС Докан в Ираке; в 1985 г. были сданы в эксплуатацию гидроагрегаты ГЭС Джердап-2 в Югославии и ГЭС Железные Ворота в Румынии. В Исландии на строительстве ГЭС Сигалда в 1979 г. были смонтированы три гидроагрегата; в 1977 г. пущены гидроагрегаты ГЭС Наглу в Афганистане; в 1978 – 1979 гг. на ГЭС Собрадиньо в Бразилии было смонтировано шесть гидроагрегатов по 175 МВт; в 1981 – 1984 гг. — восемь гидроагрегатов по 245 МВт подземной ГЭС Хоабинь в СРВ.

В эти же годы были введены в эксплуатацию гидроагрегаты ГЭС Чيان на юге СРВ и три горизонтальных гидроагрегата мощностью по 27 МВт ГЭС Аль-Баас в Сирии.

В 1981 – 1986 гг. было введено в эксплуатацию 72 гидроагрегата на 12 гидроэлектростанциях мощностью 9395 МВт. Согласно приказу заместителя Минэнерго СССР П. П. Фалалеева все монтажные участки были переименованы в монтажные управления: Братское, Волжское, Днепровское, Кавказское, Московское, Нурекское, Токтогульское и Чиркейское; было организовано Средне-Азиатское. Были пущены гидроагрегаты гидроэлектростанций: Андижанской, Миатлинской, Днестровской, Байпазинской, Жинвали, Майнской, Курпсайской, последний, 16-й гидроагрегат Нижнекамской ГЭС. На строительстве Нурекской ГЭС по инициативе начальника Нурекского монтажного управления В. Р. Мигуренко началось соревнование со смежниками, получившее название “рабочей эстафеты”, которое распространилось на все крупные стройки Минэнерго СССР и было одобрено ЦК КПСС. Благодаря этому соревнованию был обеспечен досрочно на год ввод Нурекской ГЭС и новых мощностей на Усть-Илимской, Зейской, Ингурской, Днепровской-2 гидроэлектростанциях. За успехи в развитии “рабочей эстафеты” бригадиры Нурекского монтажного управления А. М. Шильников и

М. К. Демко получили Государственную премию СССР.

В 1987 – 1991 гг. трест ввел в эксплуатацию 28 гидроагрегатов мощностью 3042 МВт на восьми ГЭС. В эти годы Московским монтажным управлением было смонтировано шесть обратимых гидроагрегатов Загорской ГАЭС. Монтажные управления вели монтаж гидроагрегатов подземной Колымской ГЭС. Были введены гидроагрегаты Нижнетериберской и Спандарянской ГЭС.

Благодаря опыту, накопленному несколькими поколениями монтажников с 1942 по 1990 г., трест стал известной в СССР и в мире организацией. Его влияние на развитие гидроэнергетики страны и зарубежных стран было неоспоримо. Руководство Минэнерго СССР в лице министров И. Т. Новикова и особенно П. С. Непорожного, не раз поручало тресту выполнение работ не по его профилю. В служебной записке № Н-266 от 10 января 1969 г. министра энергетики и электрификации СССР П. С. Непорожного на трест “Спецгидроэнергомонтаж” возлагалось “в целях организации централизованного и доброкачественного капитального ремонта оборудования проведение капитальных ремонтов всего гидротехнического и механического оборудования гидротехнических сооружений и вспомогательного оборудования на гидроэлектростанциях Днепровского и Волжско-Камского каскадов”. Впоследствии это решение было распространено на все гидроэлектростанции СССР. Ежегодно трестом выполнялись капитальные ремонты и реконструкции от 130 до 160 гидроагрегатов общей мощностью 12 – 13 тыс. МВт. Управления треста участвовали в строительстве насосных станций магистральных и ирригационных каналов, судоходных каналов и шлюзов, тепловых и атомных электростанций, напорных турбинных водоводов. Подразделения Днепровского, Братского, Волжского монтажных управлений на строительстве магистральных каналов и оросительных систем смонтировали сотни насосных агрегатов разных типов. Всего было смонтировано 388 насосных агрегатов блочных и циркуляционных насосных станций Крымской, Чернобыльской, Южно-Украинской атомных электростанций; Верхне-Ингулецкой, Комсомольской, Приволжской, Городищенской, Рогачинской, Балаковской, Кубань-Калаусской, Мильско-Муганской и Вазузской оросительных и водохозяйственных систем; Саратовского оросительного канала; Каховской головной насосной станции Северо-Крымского магистрального канала; канала Иртыш-Караганда и Днепр-Кривой Рог, системы насосных станций по защите Киева от наводнений. Одним из наиболее крупных проектов треста было его участие в сооружении I и II очередей канала Днепр — Донбасс, который предназначался для по-

дачи хозяйственно-питьевой воды в Харьковскую и Донецкую области из водохранилища Днепродзержинской ГЭС до р. Северский Донец и далее по напорному водоводу до г. Харькова. Для выполнения работ был организован Восточно-Украинский монтажный участок (начальник И. Ф. Лукинцов) в составе Днепровского монтажного управления. На строительстве первой очереди канала Днепр — Донбасс длиной 263 км на 12 насосных станциях и водозаборном сооружении с 1971 по 1978 г. были смонтированы 66 горизонтальных экспериментальных насосов завода “Уралгидромаш” типа ОПГ-220Г и восемь типа ОПВ10 – 260В, гидромеханическое и грузоподъемное оборудование всех станций, облицовка туннеля концевой участка канала, всего 2 тыс. т металлоконструкций. На строительстве 2-ой очереди канала Днепр — Донбасс трест выступил в качестве генподрядной организации. Днепровским монтажным управлением были выполнены земляные и бетонные работы по устройству траншей, сварка, изоляция и укладка в траншею стальной трубы, рекультивация земель. Восточно-Украинскому монтажному участку был передан участок механизации, оснащенный экскаваторами, бульдозерами, трубовозами, трубоукладчиками Чебоксарского завода и японскими типа “Комацу”, автокранами, передвижными сварочными комплексами. В двух цехах на специальных стендах производились очистка стальных труб диаметром 2 м, поставляемых Волжским трубным заводом, от ржавчины, сварка в плети длиной 45 м и изоляция специальной пленкой. Электросварка труб в траншее производилась по технологии, разработанной Институтом электросварки им. Е. О. Патона. Первая труба была уложена в траншею в 1987 г. и к 1991 г. были готовы две нитки водовода длиной по 115 км. Всего в траншею было уложено около 230 тыс. т стальных труб.

Большой вклад внесли специалисты треста в строительство тепловых станций: Ставропольской и Тбилисской ГРЭС, Целиноградской и Рижской ТЭЦ. С конца 50-х годов XX века в Средней Азии, в Закавказье, на Северном Кавказе и на Северо-Западе страны трест выполнял работы также по монтажу гидромеханического оборудования и металлоконструкций на ГЭС в этих районах. С 1947 по 1990 г. на 15 высоконапорных ГЭС было смонтировано 32 напорных турбинных водовода диаметром от 1,8 до 9 м и на напоры от 40 до 500 м. На 85 ГЭС были смонтированы эксплуатационные плоские и сегментные затворы.

Особое место в истории треста занимает его участие в сооружении комплекса защитных сооружений Ленинграда (Петербурга) от наводнений. Начало строительству комплекса было положено Постановлением ЦК КПСС и Совета Министров

СССР от 02.08.1978 № 745. После того как функции генерального подрядчика по строительству комплекса были переданы от строительной организации Ленгорисполкома треста “Главленинжстрой” в ведение Минэнерго ССР, трест “Спецгидроэнергомонтаж” был определен основным подрядчиком по монтажу гидромеханического оборудования и металлоконструкций водопропускных и судопропускных отверстий. Выполнение работ было поручено Северо-Западному управлению треста. С 1979 по 1989 г. (год консервации строительства) трестом был выполнен большой объем работ по монтажу сегментных затворов водопропускных отверстий: 10 затворов размером 24 × 6,5 м и 54 – 24 × 4 м, 88 гидроподъемников, закладных частей затворов, грузоподъемных устройств и гидравлической системы управления затворами. Всего было смонтировано 22 800 т оборудования, механизмов и металлоконструкций, четыре из шести водопропускных сооружений были сданы во временную эксплуатацию.

Практически все монтажные управления треста участвовали в строительстве промышленных предприятий и предприятий социальной и жилищной сферы. Нурекское монтажное управление выполнило монтаж оборудования и металлоконструкций цехов Таджикского алюминиевого завода и цирка в Душанбе; Северо-Кавказское монтажное управление построило в г. Кизилюрте завод “Полиграфмаш”, Чирюртский завод фосфорных солей и драмтеатр в г. Махачкале; Днепровское монтажное управление — чулочно-носочную фабрику в г. Новоднестровске, Лубенскую газокompрессорную станцию и Запорожский трансформаторный завод. Большой вклад внес трест в строительство атомных электростанций. Первый монтажный участок был организован в 1981 г. Закавказским монтажным управлением на строительстве Армянской АЭС. На строительстве Балаковской АЭС работали коллективы Волжского монтажного управления, Московское монтажное управление работало на строительстве Смоленской и Курской АЭС, Днепровское монтажное управление — Крымской, Южно-Украинской и Чернобыльской АЭС. Более 450 специалистов Днепровского монтажного управления и других монтажных управлений треста участвовали в ликвидации последствий аварии на 4-м блоке Чернобыльской АЭС, которая произошла 26 апреля 1986 г. Работы длились с 25 июня 1986 г. вплоть до остановки станции на консервацию в экстремальных условиях повышенной радиации с большим риском для жизни.

1990 г. был последним годом работы треста как государственного предприятия. По решению трудового коллектива треста и государственного концер-

на “Союзгидроэнергострой” от 14.09.1990 г. трест был преобразован в первое акционерное общество в Минэнерго СССР, которое было зарегистрировано исполкомом Смольнинского районного Совета народных депутатов его решением № 760 от 12.12.1990 г. Акционерное общество “Спецгидроэнергомонтаж” считается созданным с момента регистрации его устава — с 13.12.1990 г., а приказом Минэнерго СССР № 118 от 21.03.1991 г. трест перестал быть государственным предприятием.

К моменту образования акционерного общества Всесоюзный трест превратился в мощную организацию, известную за рубежом, в нем насчитывалось около 6 тыс. работников. С 1942 по 1990 г. в СССР специалисты треста смонтировали 912 гидроагрегатов на 218 ГЭС мощностью 61 000 МВт и 147 гидроагрегатов на 33 ГЭС мощностью 16 005 МВт в Анголе, Аргентине, Афганистане, Болгарии, Бразилии, Вьетнаме, Греции, Египте, Индии, Ираке, Иране, Исландии, Колумбии, Марокко, Непале, Румынии, Сирии, Югославии.

Накануне преобразования Всесоюзного треста в акционерное общество управляющим треста был Г. П. Лохматиков, затем первый генеральный директор акционерного общества. В руководство треста входили: главный инженер Ю. М. Инюшин, заместители управляющего В. Р. Мигуренко, Е. П. Петренко. Во всех союзных республиках СССР действовало девять монтажных управлений: Братское (начальник Н. В. Затовский, главный инженер Н. Н. Горев), Волжское (начальник Я. Я. Ковалев, главный инженер В. В. Соловьев), Днепровское (начальник В. Л. Станкевич, главный инженер В. И. Губчик), Закавказское (начальник А. М. Конищев, главный инженер А. В. Сысоев), Московское (начальник С. Х. Ошеровский, главный инженер И. П. Короткевич), Нурекское (начальник А. П. Саулькин), Северо-Западное (начальник В. К. Березин, главный инженер Б. М. Гаганов), Северо-Кавказское (начальник А. А. Троицкий) и Средне-Азиатское (начальник В. Л. Васюков).

В номенклатуру работ треста входили: монтажные работы на гидравлических и насосных станциях (гидросиловое, гидромеханическое, грузоподъемное и вспомогательное оборудование, напорные водоводы, армо- и металлические конструкции); монтаж металлоконструкций сборного железобетона промышленных объектов, магистральных трубопроводов газа и воды; реконструкция и капитальный ремонт оборудования гидравлических и насосных станций; изготовление металлоконструкций различного назначения, армоконструкций и сборного железобетона, затворов и мостов; разработка проектов организации и производства работ.

Участие ОАО “СГЭМ” в создании комплекса защитных сооружений г. Санкт-Петербурга от наводнений

Гольдфарб А. И., директор по исполнению проектов,
Сысоев А. В., зам. генерального директора (ОАО “СГЭМ”)

Рассказывается об участии ОАО “СГЭМ” в создании комплекса защитных сооружений г. Санкт-Петербурга от наводнений.

Ключевые слова: комплекс защитных сооружений г. Санкт-Петербурга от наводнений, основные сооружения, технические данные.

В августе 2011 г. вводом в эксплуатацию туннеля, пролегающего под основным судоходным каналом сооружения С1, завершено строительство комплекса защитных сооружений г. Санкт-Петербурга от наводнений (КЗС), строительство которого было начато в 1979 г.

Разработанный Ленинградским отделением института “Гидропроект” комплекс представляет собой цепь гидротехнических сооружений, отделяющих Невскую губу от акватории Финского залива по линии Горская — о. Котлин — Бронка (рис. 1).

В состав основных сооружений комплекса входят одиннадцать каменно-земляных защитных дамб (D1 – D11), два судопропускных сооружения (С-1 шириной 200 м — на оси Морского канала и С-2 шириной 100 м — для прохода речных судов) и шесть водопропускных сооружений (B1 – B6), обеспечивающих вместе с судоходными каналами необходимый водообмен между Невской губой и Финским заливом. Отметки донных порогов в сооружениях составляют: минус 16 м на С-1, минус 7 м на С-2; минус 5 м на B2, B4 и B5; минус 2,5 м на B1, B3 и B6.

Общая протяжённость трассы защитных сооружений — 25,4 км, в том числе 22,2 км по акватории. Высота защитных дамб — 8 м над уровнем моря, ширина по верху — 30 м. По гребню дамб проложена 6-полосная автомобильная дорога, являющаяся частью КАД, проходящая по неразводным мостам в зоне водопропускных сооружений, по подъёмному мосту на сооружении С-2 и по туннелю на сооружении С-1. Створы защитных сооружений спроектированы из расчёта возможности подъёма уровня воды в Финском заливе в зоне КЗС до 4,55 м с обеспеченностью 0,1 %.

С окончанием строительства комплекса город получил не только надёжную защиту от наводнений, но и возможность проезда транспорта по всей кольцевой автомагистрали.

Замороженное в конце 80-х гг. прошлого столетия строительство было реанимировано в 2001 г. после проведения предварительного технико-экономического обоснования завершения КЗС, профинансированного Европейским банком реконструк-

ции и развития (ЕБРР). Фактически строительно-монтажные работы были развёрнуты в 2004 г. после разработки уточнённого технического задания, решения вопросов финансирования и завершения конкурсных процедур. Специалистам треста “Спецгидроэнергомонтаж” (СГЭМ) довелось начинать, а спустя 25 лет завершать строительство комплекса защитных сооружений.

С 1979 по 1989 г. работы выполнялись Северо-Западным монтажным управлением СГЭМ. Помимо монтажа основного оборудования — 64 затвора водопропускных сооружений силами управления были выполнены: монтаж малого и большого бетонного завода на площадке “Горская”, производство нестандартного оборудования и трубопроводов бетонных заводов на базе СГЭМ в Обухово, монтаж трехпролетных промышленных цехов на базе “Горская” и “Котлин”, бетонные заводы на базе “Бронка” и “Котлин”, монтаж козловых кранов строительных баз генподрядчика, строительство и оснащение базы на площадке “Горская”. СГЭМ вел изготовление и частичный монтаж арматуры и закладных частей затворов на сооружениях С-1 и С-2.

На водопропускных сооружениях B3 – B6 были полностью смонтированы и сданы в эксплуатацию 42 секторных затвора со всем сопутствующим оборудованием: МНУ с насосными агрегатами, гидролинии, гидропанели, гидроцилиндры, системы управления и др. На B1 и B2, в связи с незавершённостью строительных работ, установленные в камерах 22 затвора были выставлены на временных опорах.

Таким образом, в первый период строительства СГЭМ смонтировал более 22 тыс. т гидромеханического оборудования.

Фактическим возобновлением строительства можно считать октябрь 2003 г., когда распоряжением Правительства РФ выполнение функций заказчика-застройщика по строительству КЗС было поручено ФКП “Северо-Западная дирекция Росстроя — дирекция комплекса защитных сооружений г. Санкт-Петербурга от наводнений”, устав которого был утверждён этим же распоряжением. Действующим

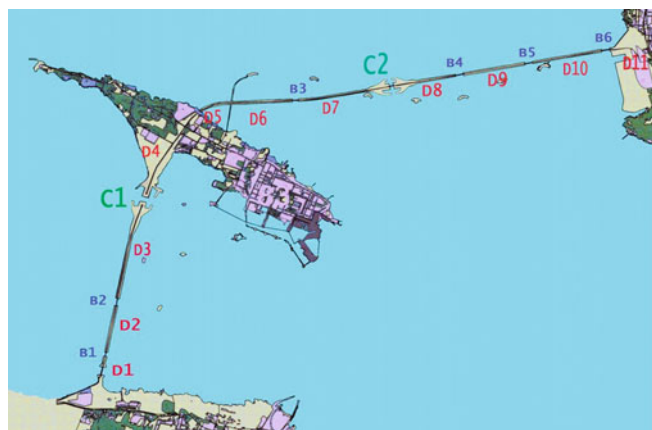


Рис. 1. Схема защитных сооружений г. Санкт-Петербурга от наводнений

щее новое наименование предприятия, утверждённое в июле 2010 г., — ФКП “Дирекция комплекса защитных сооружений Министерства регионального развития Российской Федерации”.

Участие ОАО “СГЭМ ” в завершении строительства комплекса было predetermined хорошей оценкой работы треста на первом этапе, что и подтвердилось победой в конкурсе на поставку, монтаж и пуско-наладку основного оборудования судопропускных сооружений С-2 и С-1 и оборудования доковых камер. Большой объём работ и сжатые сроки предполагали необходимость сотрудничества с организацией, имеющей опыт и ресурсы для изготовления в условиях монтажа крупногабаритных и тяжеловесных металлоконструкций. Поэтому в качестве субподрядчика был приглашён трест “Гидромонтаж”.

Судопропускное сооружение С-2 является частью судоходного канала и может быть перекрыто при помощи подъемно-опускного затвора с целью прекращения поступления воды в Невскую губу при нагонной волне из Финского залива. Проходящая через судопропускное сооружение часть судоходного канала (проран) имеет ширину 110 м, глубину на пороге 7 м и предназначена для пропуска судов с осадкой до 5,5 м.

Затвор 1 (рис. 2) в обычном положении находится в камере затвора 2 ниже уровня донного порога 6. В рабочем положении, при угрозе наводнения, затвор поднимается на 11,5 м с помощью четырех гидроцилиндров 3 (по два на каждой из сторон), опирающихся на две рамы 4, покоящиеся на закладных частях каждого из двух пилонов устоя 5. При этом верхняя кромка затвора находится на отметке + 4,5 м над уровнем моря. Камера затвора решена в виде монолитной железобетонной конструкции коробчатого сечения, проходящей под судоходным прораном между южным и северным устоями затвора. На дне судоходного прорана по обе

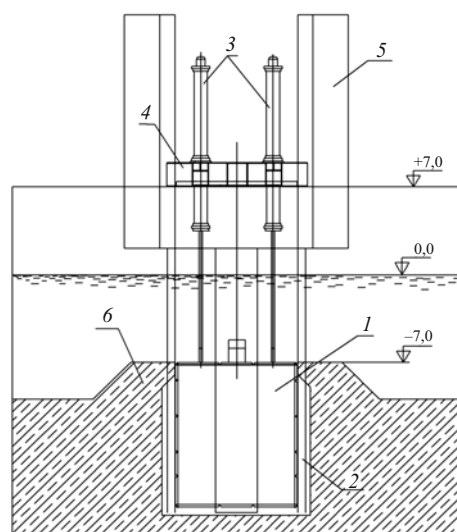


Рис. 2. Основные элементы затвора

стороны от камеры затвора расположены рисбермы, защищающие дно прорана от размывания.

Механизм подъема затвора состоит из четырех гидравлических цилиндров и связанного с ними гидравлического (МНУ, гидравлическая аппаратура, гидролинии) и электрического (двигатели насосных агрегатов, силовые и информационные каналы связи, САУ со шкафами управления) оборудования, установленного в устоях затвора. В соответствии с требованием контракта система управления разработана исходя из условия непрерывного подъёма затвора в течение 30 мин и непрерывного опускания в течение 60 мин. Основными элементами вспомогательного оборудования являются два передвижных опорных устройства (подхваты) грузоподъёмностью 1350 т с электроприводом и САУ, расположенные у противоположных сторон затвора на отметке + 2 м, которые позволяют фиксировать затвор в поднятом состоянии при разгруженном гидроприводе. Четыре подхвата грузоподъёмностью 750 т, находящиеся в каждом из пилонов устоев на отметке + 16 м, предназначены для опирания рамы гидроцилиндров при переводе затвора в ремонтное положение.

При необходимости затвор можно поднять в ремонтное положение, в котором он находится над водой на расстоянии 3,4 м от поверхности. В устоях сооружения смонтированы массивные закладные части, являющиеся направляющими для затвора, рам гидроцилиндров и защитных стенок, препятствующих попаданию крупных плавающих фрагментов в зону штоков гидроцилиндров.

Общий объём смонтированного на сооружении оборудования, с учётом необходимых приспособлений, составляет 3355 т. Наиболее трудоёмким элементом была металлоконструкция затвора массой 2400 т.

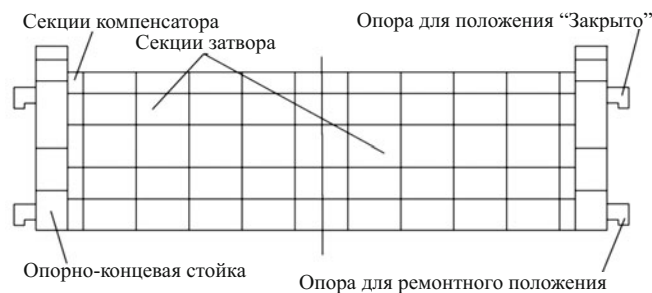


Рис. 3. Конструктивная схема металлоконструкции затвора

Затвор (рис. 3) выполнен в виде коробчатой цельносварной конструкции с габаритами $119,3 \times 9,04 \times 13,6$ (высота) с пятью ярусами по высоте и тремя в плане. Расположенные по концам затвора опорно-концевые стойки, соединяемые сваркой с основной металлоконструкцией через компенсационные звенья, являются несущими и направляющими элементами конструкции. К боковым граням опорно-концевых стоек прикреплены опорные блоки с поверхностями скольжения из антифрикционного материала, а вваренные внутри стоек массивные ребра предназначены для фиксации в них цельнокованых траверс, соединяемых со штоками гидроцилиндров с помощью пальцев.

Возникающие в процессе строительства технические и организационные обстоятельства часто приводят к необходимости радикального пересмотра подготовленных решений и проектов организации работ с привлечением специалистов из других областей техники. Так, принятое дирекцией строительства в первом квартале 2007 г. решение о переносе на три месяца вперед срока затопления котлована не обеспечивалось необходимым оборудованием (гидроцилиндры и рамы гидроцилиндров), сроки поставки которого не могли быть перенесены зарубежными поставщиками. Дело в том, что перед затоплением котлована затвор должен быть поднят в ремонтное положение.

В этих условиях были проведены консультации со швейцарской фирмой "VSL", оборудование которой, используемое для натяжения вант, хорошо зарекомендовало себя при строительстве вантовых мостов в Санкт-Петербурге и подъеме подвижной части моста массой 1500 т сооружения С-2. После тщательного обсуждения технического задания специалисты фирмы подтвердили принципиальную возможность применения оборудования и технологических приемов для решения поставленной задачи. Кроме того, из-за отсутствия строительной готовности верхней части пилонов оказалось невозможным применить штатные подхваты, используемые в качестве опор рам гидроцилиндров в ремонтном положении. Всё это привело к необходимости срочного изготовления нестандартных опор



Рис. 4. Подъем затвора оборудованием фирмы "VSL"

и специальных рам для размещения подъемного оборудования фирмы "VSL".

Выполненный в конце мая 2007 г. подъем затвора был произведен без отклонений от утвержденного регламента (рис. 4). Измерения средствами геодезии затвора, выставленного в ремонтное положение, продемонстрировали незначительное (в пределах 15 мм) отклонение формы и габаритных размеров от проектных. Прогиб затвора в центральном сечении под действием собственной массы составил 165 мм, что находится в пределах расчетных значений.

Достаточно сложной задачей оказался заказ гидроцилиндров, являющихся частью подъемной системы затвора. Помимо уникальных параметров (внутренний диаметр 800 мм, диаметр штока 320 мм, максимальный ход 11800 мм, рабочее давление 30 МПа) технической спецификацией контракта было предусмотрено керамическое покрытие штока. Это последнее условие привело к необходимости оперативного пересмотра конструкции сопряжения корпусов гидроцилиндров с рамами. В исходной версии это сопряжение было жестким. Однако, в связи с категорической недопустимостью боковых нагрузок на шток с керамическим покрытием сопряжение было перепроектировано на подвижное со сферической опорой с полимерными антифрикционными вкладышами. По результатам маркетинговых исследований было установлено, что такие гидроцилиндры могут поставить лишь несколько европейских фирм, среди которых немецкая фирма "Walter Hunger KG", хорошо зарекомендовавшая себя на этом рынке.

После передачи в 2010 г. сооружения С-2 (рис. 5) в эксплуатацию СГЭМ, выиграв торги, занимался обслуживанием объекта более 1,5 лет. Накопленный опыт эксплуатации уникального, не имеющего аналогов сооружения свидетельствует о



Рис. 5. Современный вид сооружения С-2

целесообразности доработки некоторых проектных решений.

Доковые камеры с входными секциями представляют собой железобетонную конструкцию коробчатого сечения с криволинейным очертанием в плане, соответствующим форме створок сегментных батопортов, и предназначены для отстоя сегментных батопортов в периоды между наводнениями. Ширина доковой камеры в свету 13,5 м, отметка днища минус 10,0 м БС. Входные (головные) секции камер оборудованы рабочими сегментными затворами и аварийными затворами (шандорами), насосными станциями для откачки воды из доковых камер, дренажными колодцами, галереями водозабора, колодцем сбора и вывода кабелей контрольно-измерительной аппаратуры. В промежутках между наводнениями камеры осушены, а батопорты опираются на равномерно расставленные на дне камер кильблоки, представляющие собой опорные металлические конструкции с деревянными выкладками.

В состав поставленного и смонтированного механического оборудования входных секций доковых камер вошли:

- двухстворчатые сегментные ворота с гидроприводами и закладными частями;

- колесные затворы водопроводных галерей с гидроприводами, ремонтными плоскими затворами, сороудерживающими решетками и закладными частями к ним;

- ремонтные затворы доковых камер с закладными частями;

- механизмы для установки и демонтажа ремонтных затворов;

- система обогрева сегментных ворот и облицовок входных секций;

- пневмосистема для поддержания майн.

Сегментные двухстворчатые ворота,двигающиеся вокруг вертикальной оси, располагаются на входе каждой из доковых камер. В закрытом состоянии ворота позволяют осушить доковые камеры, удерживая 10-метровый напор со стороны Нев-

ской губы. Ворота состоят из двух створок, имеющих в плане форму сегмента с радиусом обшивки 7,0 м. Каждая створка образует пространственную конструкцию, состоящую из металлической обшивки, стрингеров, трех ригелей, промежуточных стоек, диагональных связей и стойки у опорных шарниров. Вывешивание каждой из створок массой 76,7 т осуществляется на три опоры: две, воспринимающие горизонтальные нагрузки, и одну, расположенную на уровне верхнего ригеля, воспринимающую вертикальную нагрузку.

Гидропривод, поставщиком которого была сербская фирма “ППТ-Инжиниринг”, состоит из гидроцилиндров, насосной станции, гидролиний и электрооборудования, включающего систему автоматического управления. Узлы гидропривода, обслуживающие соответствующие створки ворот, располагаются по обеим сторонам доковой камеры. На каждой из сторон гидроцилиндры смонтированы на раме в помещении с отметкой плюс 0,36 м, насосные станции и шкафы управления установлены в помещениях с отметкой минус 2,5 м. Гидроцилиндры связаны со станциями гидролиниями, проложенными через герметичный переход между этими помещениями.

Затопление доковых камер осуществляется через водопроводные галереи со стороны Невской губы. Каждая галерея оснащена колесным затвором. Затвор состоит из обшивки, четырех ригелей, средней диафрагмы и двух опорно-концевых стоек, на которых консольно закреплены колеса, передающие гидростатическую нагрузку на бетон через опорные плиты. Уплотнительный контур затвора расположен с безнапорной стороны.

Маневрирование затвором осуществляется с помощью гидропривода, установленного в помещении на отметке минус 7,325 м на герметичной крышке, расположенной над пазом затвора. Насосная станция и шкафы управления расположены в том же помещении, что и гидропривод.

Гидропривод выполняет следующие операции: подъем затвора, удержание затвора в заданной позиции и опускание затвора на порог.

Как и в случае с сооружением С-2, ко всем приводам СГЭМ поставил системы автоматического управления, использовавшиеся при пуско-наладочных работах и в период опытной эксплуатации.

Пневмосистема предназначена для поддержания майн, предотвращающих образование льда на поверхности воды перед двухстворчатыми сегментными воротами доковых камер.

Работы по металлоконструкциям выполнялись силами ОАО “Трест Гидромонтаж”, а по оборудованию и системам управления к ним — ОАО “СГЭМ”. Общий объем выполненных монтажных

работ по северной и южной доковым камерам составил около 800 т.

Судопропускное сооружение С-1. Основным элементом сооружения является судоходный канал шириной 200 м и отметкой порога минус 16 м, который при угрозе наводнения перекрывается двумя плавучими затворами.

Общее руководство проектом создания затвора судопропускного сооружения и его финансирование осуществлялись ОАО “Атомстройэкспорт”, выступавшим в роли генподрядчика. Являясь основным исполнительным подрядчиком, ОАО “СГЭМ” привлёк в качестве субподрядчиков организации, располагающие мощными трудовыми и финансовыми ресурсами: ОАО “Трест Гидромонтаж” — изготовление и монтаж крупногабаритных металлоконструкций, ООО “БАРС” — антикоррозионная защита всего оборудования, ООО “Сименс” и ООО “Ленинградский электротехнический завод” — локальные системы автоматического управления и АСУ ТП, ООО “ЛенСГЭМ” — монтаж ГМО, НПП “Бента” и ООО “Промышленная геодезия” — геодезические измерения и др.

В состав каждой из двух частей плавучего затвора входят:

собственно затвор, состоящий из батопорта, опорной рамы и шаровой опоры;

привод затвора, состоящий из тягача, трассы тягача и штанги.

Разработчик конструкторской документации батопорта — ЦКБ МТ “Рубин”, всех остальных элементов затвора — ООО “Конструктор”.

Батопорты. Два батопорта, являясь составными частями створок затвора, предназначены для непосредственного перекрытия судоходного канала сооружения С-1 при наводнении, препятствуя прохождению воды из акватории Финского залива в Невскую губу. Реализуется эта функция путём вывода батопортов на плаву в расчётное положение в судоходном канале (рис. 6) и затоплением их в этой позиции с посадкой на порог. При этом верхние палубы батопортов находятся на отметке + 7,35 м. Батопорты принимают на себя все внешние нагрузки (гидростатические, гидродинамические, волновые, ледовые и ветровые) и передают их через опорные рамы на шаровые опоры в капитальных устоях сооружения.

В состав корпуса батопорта, представляющего собой сварную металлоконструкцию, входят:

отсеки плавучести с дополнительными секциями плавучести, обеспечивающие положительную плавучесть батопорта с осадкой 6,1 м;

отсеки остойчивости, обеспечивающие его продольную стабилизацию;

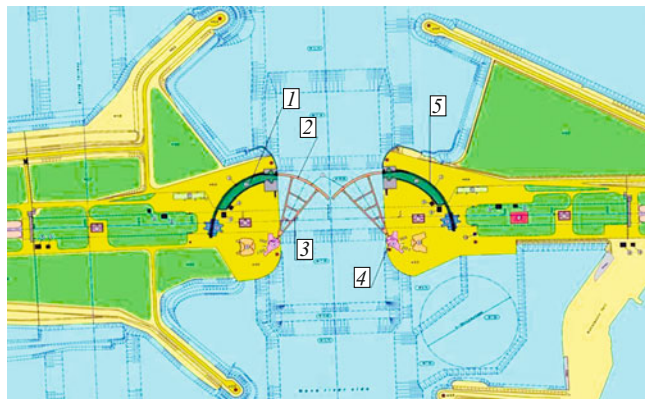


Рис. 6. Схема судопропускного сооружения С1:

1 — доковая камера; 2 — батопорт; 3 — опорная рама; 4 — шаровая опора; 5 — трасса тягача

балластные, стабилизирующие и дифференциальные цистерны, назначение которых следует из определений.

Поскольку статистически наиболее вероятным для наводнений является период с сентября по январь, то для обеспечения надёжной работы всех систем батопорта в зимних условиях на его борту предусмотрена система обогрева.

Металлоконструкция батопорта состоит из 63 секций массой от 30 до 50 т, изготовленных в начале 90-х гг. Балтийским и Выборгским судостроительными заводами. Пролежавшие около 20 лет на открытом воздухе на площадях причала Литка о. Котлин, секции были подвергнуты всестороннему контролю с целью дефектации и принятия решения о необходимости доводочных работ. Состав инспекции был предопределён технической спецификацией контракта и предписывал контроль общей геометрии секций, толщин листов, состояния защитных покрытий, выборочный контроль качества основного металла и сварных соединений с применением методов неразрушающего контроля. Для выполнения этих работ на о. Котлин в зоне хранения секций был организован производственный участок по контролю и ремонту секций и подготовке их к общей сборке.

Программа производства работ по монтажу, а по сути созданию на месте эксплуатации, единичного образца уникального механического оборудования плавучего затвора судопропускного сооружения С-1 разработана совместно инженерами ОАО “Орден Трудового Красного Знамени Трест “Спецгидроэнергомонтаж” и ОАО “Трест “Гидромонтаж”. Она включает создание оборудования, не имеющего аналогов в РФ, в максимально сжатые сроки путём привлечения необходимых трудовых и материальных ресурсов, ведущих проектных организаций и заводов г. Санкт-Петербурга, а также за-

рубежных фирм — производителей современного электрического и электронного оборудования.

Поскольку способ общей сборки батопортов не был продиктован технической спецификацией контракта, то подрядчиками было принято решение производить сборку батопортов непосредственно в доковых камерах, используя в качестве ступеней штатные кильблоки.

Создаваемый по ГОСТ 15.005–86, применяющийся для единичных образцов, изготавливаемых на месте постоянной эксплуатации, плавающий затвор, являющийся, в том числе, объектом судостроения, уникален. Необходимость выполнения работ одновременно с продолжающимися строительными работами по доковой камере привела к разработке проекта организации работ с условиями, максимально приближёнными к заводским, с созданием временных сооружений, обеспечивающих зону работ в течение монтажного периода требуемым температурным режимом, достаточными энергоресурсами, а также грузоподъёмными механизмами, позволяющими эффективно и качественно выполнять работы внутри сооружения в течение года.

Формирование батопорта, конструктивно состоящего из трёх ярусов, осуществлялось комбинированным способом — от центральной части вверх и к краям. Секции, подаваемые кранами на место сборки, пригонялись по кромкам сопряжения с уже установленными и выравнивались по контрольным рискам. Разработанные режимы сварки и последовательность наложения сварных швов минимизировали сварочные деформации и уровень остаточных напряжений, что особенно актуально для конструкций, не проходящих термическую обработку — отпуск для снятия напряжений. В процессе сборочно-сварочных работ осуществлялся постоянный контроль размеров, формы и положения корпуса батопорта в доковой камере. Заключительные измерения, проведенные средствами промышленной геодезии с точностью ± 1 мм, показали, что максимальные отклонения фактической геометрии такой крупногабаритной сварной конструкции от расчётной не превышают 20 мм.

Две сопрягающие секции каждого батопорта (из числа 63), расположенные в местах соединения с опорной рамой, были перепроектированы с учётом уточнённых расчётов напряжённого состояния в переходной зоне и вновь изготовлены на ОАО “Чеховский завод Гидросталь”. Монтаж и сварка этих секций выполнялись на практически уже готовом корпусе батопорта. После приёмки корпуса выполнялся монтаж внутренних систем, включая систему подачи и слива воды, систему обогрева и пр. Требуемое взаимодействие всех систем батопорта обеспечивается локальной системой управления,

функционирующей в “ручном” режиме и расположенной в пультовых выгородках внутри корпуса. Шкафы системы управления следующего уровня (АСУ ТП), разработанной и смонтированной ООО “Сименс”, расположены в устоях затворов в специально выделенных помещениях трансформаторных подстанций.

Шаровые опоры. Опора представляет собой стационарную установку, размещённую на устье судопропускного сооружения, и предназначена для шарнирного крепления концевой части опорной рамы плавучего затвора к бетонному устью с целью передачи на него гидростатических, волновых, ледовых и ветровых нагрузок, воспринимаемых затвором при перекрытии судового канала.

Выбор конструкции опоры со сферическим контактом скольжения обусловлен общим преимуществом опор этого типа над опорами с тремя степенями свободы, но с цилиндрическим контактом (либо смешанным цилиндро-сферическим контактом) в части минимума габаритов, массы, трудоёмкости и стоимости изготовления при максимуме несущей способности и надёжности в условиях практически статической нагрузки.

Корпус опоры высокопрочными болтами закреплён на сварной опорной плите, которая анкерными шпильками забетонирована в устье сооружения на отметке + 10 м. В корпусе опоры установлены бронзовые вкладыши, охватывающие головку шарнира с конической опорой, которая через переходник с накладками соединяется с опорной рамой. На внутренней поверхности вкладышей выполнены смазочные канавки. Вкладыши являются сменными элементами с возможностью регулировки диаметального зазора с целью компенсации износа поверхностей трения. Корпус шарнира закреплён на сварном переходнике, который посредством накладок, болтов и гаек соединён с опорной рамой. Опора оборудована системой смазки, состоящей из станции, поста, электропроводки, трубопровода, и комплектного устройства управления.

В декабре 2003 г. было проведено обследование фактического состояния двух шаровых опор, изготовленных ОАО “Балтийский завод” и хранившихся с 1996 г. на складе предприятия. Состояние и комплектность опор признаны удовлетворительными. Вместе с тем для принятия инженером-консультантом окончательного решения о возможности применения опор такой конструкции в 2005 г. во ВНИИГ был проведён эксперимент на модели опоры с моделированием условий экстремального наводнения, подтвердивший её работоспособность.

Монтаж корпуса опоры вместе с опорной (закладной) плитой осуществлялся одновременно с формированием арматурного каркаса бетонного устья.

Испытания шаровой опоры осуществлялись в рамках комплексных испытаний плавучего затвора.

Опорная рама. Две рамы в зеркальном исполнении предназначены для надёжного соединения северного и южного батопортов с их шаровыми опорами, обеспечивая сохранение заданных положений батопортов относительно капитальных конструкций сооружения на штатных местах хранения (в доковых камерах) и при перекрытии судоходного канала.

Треугольная в плане рама состоит из двух главных балок коробчатого сечения с переменной высотой и переменной жесткостью. Продольные оси балок расположены под углом 13,08110 относительно продольной оси симметрии створки затвора и сцентрированы на шаровую опору.

Общая устойчивость и геометрическая неизменность металлоконструкций опорной рамы обеспечиваются треугольной формой в плане, жестким соединением главных балок с батопортом и переходником шаровой опоры, а также жестким соединением с тремя балками-распорками, имеющими коробчатое сечение. Соединение балок и распорок рамы осуществляется сваркой. Кроме того, опорная рама батопорта используется для подвода к батопорту и тягачу силовых кабелей, кабелей освещения, связи и сигнализации. По верхним поясам и внутри балок рамы предусмотрены площадки для прохода на батопорт.

В соответствии с проектом организации работ вся металлоконструкция опорной рамы должна быть собрана и сварена в расчётном положении до её сопряжения с батопортом и шаровой опорой. С учётом этого проектом производства работ были предусмотрены изготовление и установка на подготовленные фундаменты необходимого количества монтажных опор.

Монтажные элементы опорных рам в количестве 118 единиц, максимальным весом 38 т были изготовлены на ОАО “Чеховский завод Гидросталь” и доставлены на сборочную площадку на низкорамных прицепах. Монтаж опорной рамы выполняется автомобильным краном грузоподъёмностью 50 т.

В связи с высокой ответственностью опорной рамы жёсткий входной контроль поступающих элементов и тщательный пооперационный контроль на всех этапах изготовления сварной металлоконструкции были главными составляющими утверждённого заказчиком технологического процесса.

Заключительными операциями создания единого узла плавучего затвора были пригонка, установка и приварка двух секций сопряжения главных балок с батопортом и пригонка и механическое крепление переходника, соединяющего раму с конической опорой шарнира шаровой опоры.

Антикоррозионная защита внутренних и наружных поверхностей рамы и батопорта выполнялась фирмой ООО “БАРС” с использованием лакокрасочных материалов, хорошо противостоящих агрессивному воздействию воздушной и водной сред.

Привод затвора. Два привода — северный и южный — в зеркальном исполнении обеспечивают перемещение створок затвора в судоходный канал и их возвращение в доковые камеры. Привод состоит из тягача, установленного на трассе рельсо-цевочного пути, и штанги, шарнирно связывающей тягач со створкой батопорта и передающей толкающие и тянущие усилия от тягача к батопорту. Поставщик привода — ЗАО “Завод “Универсалмаш” — дочернее общество ОАО “Кировский завод”.

Трасса тягача. Горизонтальный радиальный участок рельсо-цевочного пути общей протяжённостью около 170 м расположен за доковой камерой со стороны Финского залива. Основанием трассы в пределах доковой камеры является её консоль, а за её пределами — фундамент ленточного типа на песчаной подушке. Жёсткие требования по точности рельсо-цевочного пути, укладываемого на бетонизируемые закладные части, предопределили необходимость тщательного контроля уже на первой стадии строительно-монтажных работ на монтаже закладных частей. Закладные части, представляющие собой связанные тремя жесткостями 6-метровые двутавровые балки профиля 40Ш2, выставлялись на регулируемых по высоте опорах. В процессе их установки и фиксации привариваемой арматурой осуществлялся постоянный геодезический контроль за положением базовой плоскости.

Поэтапный контроль за положением закладных частей и смонтированных на них, а затем приваренных элементов пути позволил выполнить монтажные работы с требуемой точностью.

Над крайними участками пути, в зонах, противоположных судоходному каналу, выполнены навесы для отстоя тягачей в период между наводнениями.

Тягач выполнен по многоприводной зубчато-колёсной схеме, содержащей семь однотипных приводных тележек, несущих на себе по два приводных модуля, и две подобные опорные тележки.

В состав приводного модуля входят: мотор-редуктор SEW EURODRIVE KF 107 DV200L4 со встроенным тормозом и блоком частотного регулирования; мощность 30 кВт, $n_{дв} = 1470$ об/мин;

ведущий мост трактора К-701М (с доработкой) с одинарной конической главной передачей, планетарным колёсным редуктором, ходовыми и цевочными (зубчатыми) колёсами.

Проведенные у поставщика оборудования заводские испытания одного из тягачей продемонстри-

ровали принципиальную возможность реализации своей функции спроектированным и изготовленным механизмом. Однако доводка двух тягачей с целью обеспечения заданных параметров назначения была полностью осуществлена уже на монтажной площадке.

В связи с невозможностью доставки автотранспортом тяжеловесных и крупногабаритных деталей от ОАО “Кировский завод” на южную сторону канала пришлось использовать водный транспорт. В связи с дефицитом времени в конце навигационного периода было принято решение об одновременной транспортировке на барже всех имеющихся у изготовителя узлов (два тягача и две штанги) независимо от степени их готовности. Так что окончательная сборка одного из тягачей выполнялась уже на монтажной площадке.

Реализация такого способа доставки была сопряжена с арендой плавучего крана грузоподъемностью 350 т, созданием временного причала у струенаправляющей стены в Невской губе южной стороны канала и укладкой бетонного настила в месте разгрузки оборудования.

Выполнение монтажных работ одновременно со строительными часто приводило к значительному пересмотру подготовленных проектов организации работ с заказом незапланированных грузоподъемных средств, оперативным проектированием и изготовлением дополнительной монтажной оснастки и приспособлений. Так, вследствие ограниченности пространства между доковыми камерами и уже строящимися навесами в зоне стоянки тягачей оказалось невозможным осуществить их установку на штатную трассу. В связи с этим было решено выложить части временных трасс с наружных сторон навесов, состыковав их со штатными. Установленные на этот путь тягачи перемещались под навес с помощью лебёдок.

Система локального автоматического управления приводными модулями в составе вводного шкафа, шкафов автоматов, частотных преобразователей и управления была смонтирована поставщиком в 20-футовом контейнере, устанавливаемом непосредственно на платформу тягача. Для бесперебойного выполнения пусконаладочных работ СГЭМ арендовал на длительный срок два дизельных генератора мощностью 145 и 250 кВт, также устанавливаемых на платформу. Так как пусконаладочные работы по тягачу требовали многократного его перемещения по всей трассе, то на этом этапе он был освобождён от связи с батопортом.

Уже на первом этапе возникла необходимость в корректировке дававшей сбои поставленной локальной системы управления. В результате многократных обкаток тягачей она была доведена до требуемого уровня, подтверждённого приёмо-сдаточ-

ными испытаниями отдельных тягачей и в составе комплексных испытаний затвора.

Одним из главных испытаний привода было испытание тягового усилия тягача, результаты которого должны были подтвердить:

требуемую мощность приводных модулей;

корректность взаимодействия зубчатых колёс с цевками трассы;

восприятие предельной нагрузки элементами приводных тележек и трассы без остаточных деформаций;

срабатывание систем защиты частотных преобразователей от перегрузок.

В исходной программе и методике испытаний предусмотрена схема с использованием полиспаста, промышленного динамометра и комплекта металлоёмких вспомогательных приспособлений. При подготовке к испытаниям была предложена и реализована более простая схема с перемещением тягача на неподвижный упор и контролем усилия измерением давления в двух гидроцилиндрах, установленных между тягачом и упором. В качестве упора был использован предусмотренный в конце трассы бетонный устой, предназначенный для механического ограничения перемещения затвора в сторону судоходного канала в случае отказа автоматики. Испытания продемонстрировали соответствие фактических показателей проектным значениям.

Согласно технической спецификации к контракту шкафы локальной системы управления приводом должны были располагаться в одном из помещений устоя. Расположение шкафов в контейнере непосредственно на тягаче рассматривалось подрядчиком как временное, только на период пусконаладочных работ. Однако заказчик принял решение о переносе шкафов управления и локальной системой и системой следующего уровня “на борт” тягача. Для реализации этого были заказаны по два 40-футовых контейнера на каждый тягач, в которых были обеспечены климатические условия нормального функционирования систем управления: теплоизоляция по всему контуру, кондиционеры для летнего периода, и конвекторы — для зимнего. Был произведён полный ремонт всего электрооборудования с установкой систем автоматического пожаротушения. Подача энергоснабжения (380 В) и передача сигналов управления осуществляются по каналам связи, проложенным от трансформаторов и кросс-шкафов по опорной раме и штанге.

Эстетическое решение внешнего вида тягачей оформлено путём монтажа наружной оболочки, устанавливаемой на металлический каркас, закреплённый на контейнерах и платформе тягача. Панели оболочки выполнены из композитного материала “Dibond”, обладающего высокой жесткостью, устойчивостью к удару и излому и используемого в

диапазоне температур от -50 до $+80^{\circ}$. Окрашенная поверхность панелей “Dibond” не подвержена трещинообразованию при изгибании листа, а хорошая УФ-стабильность обеспечивает сохранение характеристик покрытия в течение 5 лет.

Штанга длиной 38 м предназначена для передачи усилия от тягача к батопорту и оснащена концевыми шарнирами (сферическими подшипниками) в узлах сопряжения с тягачом и кормовой частью батопорта, представляет собой конструкцию из двух труб диаметром 820 мм, соединённых приваренными поперечными рёбрами. Наличие шарниров практически исключает возникновение изгибных напряжений, а большое поперечное сечение обеспечивает требуемую устойчивость при передаче толкающего усилия. Одним концом штанга соединена с осью корпуса, приваренного к батопорту, а другим — с осью, устанавливаемой в поперечный канал в корпусе тягача. Монтаж штанги выполнялся последовательно. Сначала она была соединена с корпусом на батопорте, а затем — с осью тягача. Малые зазоры (менее 0,1 мм) в сопряжениях осей с внутренними обоймами подшипников привели к необходимости создания достаточно металлоёмких сборочных стенов, обеспечивших уверенную собираемость узлов (рис. 7).

Поскольку при определённых эксплуатационных ситуациях может возникнуть необходимость в отделении привода от батопорта путём демонтажа штанги, то для обеспечения электрического разъединения на штанге установлены шинные коробки.

Общий объём выполненных монтажных работ по северному и южному затворам составил более 11 000 т.

Электроснабжение КЗС. Одной из существенных позиций в рамках исполнения ОАО “СГЭМ” своих контрактных обязательств были поставка и монтаж системы внешнего электроснабжения, состоящей из:

- двух новых трансформаторных подстанций 110 кВ на сооружениях С-1 и С-2, реконструированных трансформаторных подстанций № 223, 360 и 86, построенных на основе элегазовых КРУ типа PASS MO;

- кабельных линий 110 кВ, связывающих эти подстанции сечением 240 и 185 мм², общей длиной в однофазном исчислении более 240 км;

- кабельных линий 10 кВ сечением от 95 до 240 мм² общей длиной более 60 км;

- распределительных подстанции 10/0,4 кВ;

- технологического оборудования 0,4 кВ с сухими трансформаторами собственных нужд на основе твердой гелиофалевого изоляции;

- аккумуляторных батарей с герметичным корпусом повышенной прочности.



Рис. 7. Привод батопорта. Вывод батопорта из доковой камеры

Особенностью сети 110 кВ является применение однофазных кабелей 110 кВ с изоляцией XLPE, элегазовых КРУ типа PASS MO с одной системой сборных шин 110 кВ. В результате создания локальной замкнутой системы трехфазных кабельных линий 110 кВ и двухстороннего питания этой системы обеспечивается достаточная надежность электроснабжения потребителей 1-й категории, к которым отнесены потребители КЗС, подключенные к подстанциям сооружений С1 и С2 КЗС.

Ряд потребителей 1-й категории отнесены к 1-й особой категории и питаются от ТП-2 и ТП-4 подстанции 10/0,4 кВ судопропускного сооружения С1, а также двух групп по две дизель-генераторные установки. В соответствии с требованием ПУЭ-7 эти потребители должны иметь резервное питание от третьего независимого взаимно резервированного источника питания. Третьим источником питания выбрана дизель-генераторная установка в виде группы из двух ДГС-1250, суммарной мощностью 2500 кВА. Одна группа установлена на северной части судопропускного сооружения С1, а вторая — на южной. Особенностью режима работы ДГС-2500 является недопустимость работы параллельно с сетью, что требует определенной последовательности включения каждой ДГС-1250 на выделенную нагрузку и выполняется с помощью шкафа параллельной работы ШПР, установленного в каждой подстанции ТП-2 и ТП-4.

Каждая ДГС-1250 размещена в контейнере, который оснащен системой освещения, вентиляции, внешним топливным баком на 4 часа работы ДГС при номинальной нагрузке.

Одна группа из двух ДГС-1250 (далее ДГС2500 кВА) подключается к шинам 0,4 кВ ПС ТП-2, а вторая группа ДГС-2500 подключается к шинам 0,4 кВ ПС ТП-4, установленным на судопропускном сооружении С-1.

При полном отключении питающих подстанций ТП-2 либо ТП-4 запускается одна из групп и последовательно через специальный вспомогательный



Рис. 8. Перекрытие канала сооружения С-1 при испытаниях затвора

щит ЩПР автоматически подключается к шинам 0,4 кВ соответствующей подстанции.

На КЗС установлены микропроцессорные системы: телемеханики, АСКУЭ, МПРЗА, система АСУТП, обладающие высокой собственной надежностью, экономичностью и долговечностью.

Таким образом, на этапе проектирования было выбрано наиболее современное, экономичное и надежное оборудование и схемное решение, обеспечивающее высокую надежность электроснабжения потребителей КЗС.

Проведенные многократные комплексные испытания затворов сооружений С-2 и С-1 (рис. 8) в различных климатических условиях продемонстрировали соответствие изготовленного и смонтированного оборудования требованиям технической

спецификации контракта и технического задания. Завершением процесса создания уникального объекта было подписание акта о сдаче его в эксплуатацию, состоявшееся в мае 2011 г.

Возникавшие в осенне-зимний период угрозы наводнения (особенно пессимистичным был прогноз во второй половине декабря 2011 г., когда ожидаемый подъем уровня воды по отметке футштока Горного института мог достичь 2,8 м) были предупреждены слаженной работой оборудования всех защитных сооружений КЗС, управление которым осуществлялось из центрального пульта. Таким образом, уже в реальных условиях была подтверждена способность комплекса выполнять свою главную задачу — защиту города от наводнений.

Особенности сборки, монтажа и наладки кольцевого затвора обратимой гидротурбины Днестровской ГАЭС

Ступаков Г. Б., директор, Матвеев А. В., технический директор
(ООО “Днестр-Спецгидроэнергомонтаж”)

Приводятся особенности сборки, монтажа и наладки кольцевого затвора обратимой гидротурбины Днестровской ГАЭС.

Ключевые слова: гидротурбина, кольцевой затвор, Днестровская ГАЭС, монтаж, сборка, наладка.

В настоящее время при разработке гидротурбинного оборудования наряду с решением задач по обеспечению технических параметров гидротурбин решаются вопросы по обеспечению высокой надежности и безопасности оборудования.

Установка предтурбинных или встроенных в турбину кольцевых (секторных) затворов предусматривается:

в случае присоединения двух и более гидроагрегатов к одному водоводу;

для турбин с напором 200 м и более.

На Днестровской ГАЭС (г. Новоднестровск, Украина) гидроагрегат представляет собой вертикальную радиально-осевую гидромашинную установку (насос-турбину) типа ОРО 170-В-730 производства ОАО “Турбоатом” (г. Харьков), непосредственно соединенную с вертикальным синхронным трехфазным обратимым гидрогенератором-двигателем типа СВО 1255/255 – 40 УХЛ4 производства ГП “Завод “Электротяжмаш”” (г. Харьков). Исполнение гидрогенератора-двигателя — вертикальное зонтичное, с одним направляющим подшипником, размещенным в масляной ванне крестовины, с гидравлическим двухрядным подпятником, опирающимся на крышку насос-турбины. Исполнение насос-турбины — вертикальное, с одним направляющим подшипником, размещенным на крышке насос-турбины.

Для выполнения оперативных и аварийных функций между статором насос-турбины и направляющим аппаратом установлен кольцевой предтурбинный затвор ЗК1074-170.

Технические характеристики затвора ЗК1074-170

Диаметр наружной поверхности щита, мм . . .	10740
Номинальный ход щита, мм	1020,5
Масса затвора, т	130
Напор статический максимальный, м	170
Напор гидродинамический максимальный, м . . .	250
Время открытия затвора, с	120 ± 30
Время закрытия затвора, с	120 ± 30
Протечка через затвор максимальная, л/с	20
Привод затвора	10 прямоосных сервомоторов
Диаметр сервомотора номинальный, мм	500
Условный проход байпаса, мм	200
Привод байпаса	гидравлический

Количество байпасов, шт.	4
Рабочая емкость бака лекажного агрегата, л	100
Мощность электродвигателя лекажного агрегата, кВт	2,2
Тип масла в системе управления Турбинное марки ТП-30 ГОСТ9972 – 74
Давление масла, подводимое к системе управления, номинальное, МПа	6,3

Работы по сборке и монтажу кольцевого затвора силами ООО “Днестр-СГЭМ” были начаты весной 2008 г., когда в шахте гидроагрегата № 1 еще не было смонтировано рабочее колесо и заканчивались работы по монтажу и бетонированию статора турбины и спиральной камеры. Впоследствии работы по монтажу оборудования на некоторое время были приостановлены из-за небывалых дождей. Выпавшие осадки привели к гигантскому подъему уровня Днестра с нижнего бьефа, что грозило даже затоплением шахты турбины через отводящий водовод, а затворы нижнего бьефа еще не успели смонтировать. Работы по сборке и монтажу кольцевого затвора задерживались еще из-за того, что на тот момент не была готова строительная часть машинного зала ГАЭС, где и находится монтажная площадка для сборки оборудования. Монтажные работы продолжились после окончания дождей и были завершены в августе 2008 г.

Первоначально щит кольцевого затвора начали собирать на монтажной площадке (рис. 1), на месте сборки статора и ротора генератора. Но затем, при массовом поступлении оборудования гидроагрегата на стройку, пришлось продолжить сборку кольцевого щита на предмонтажной площадке. Сборка выполнялась на специально изготовленном стенде с целью добиться горизонтальности по верхней и нижней плоскости щита. Щит состоит из четырех частей. Перед сборкой щита в кольцо выполнили расконсервацию всех узлов, механизмов и крепежа, а также зачистку стыковых поверхностей всех элементов. Проверили поверхности лекальной линейкой на предмет забоин и неровностей. Все монтажные работы (рис. 2) выполнялись козловым краном КК125 + 16 т грузоподъемностью 125 т. На каждом стыке кольцевого щита установлено по четыре шпильки и гайки М64 × 4. Стыки обтягивались с усилием 650 кгс/м. Для постоянного контроля в трех горизонтальных плоскостях требуемого диаметра щита при обтяжке



Рис. 1. Сборка щита кольцевого затвора на монтажной площадке

крепежа нами были изготовлены и установлены внутри щита специальные монтажные винтовые жесткости.

После полной сборки в кольцо щита затвора по всем стыкам выполнялась ручная сварка электродами УОНИ 13/55 ГОСТ 9466–75. При сварочных работах вели постоянный контроль геометрии щита, так как была большая вероятность того, что сварка может “повести” конструкцию щита. После окончания сварочных работ и снятия необходимых формуляров в щит были смонтированы ролики.

Параллельно с работами по сборке щита кольцевого затвора вели работы по установке верхнего торцового уплотнения кольцевого затвора в крышке турбины и по частичной установке уплотнения на фланце нижнего кольца направляющего аппарата. Частичная установка уплотнения на нижнем кольце направляющего аппарата необходима для предварительного монтажа кольцевого затвора на заранее изготовленные из толстостенной трубы $\varnothing 133 \times 12$ мм (6 шт.) тумбы длиной 700 мм. В конструкции кольцевого затвора применено комбинированное уплотнение, которое состоит из пластиковой планки и резинового шнура. Тумбы нужны для того, чтобы в последующем было возможно завести “пальцы спаривания” штоков сервомоторов кольцевого затвора со щитом затвора, а также выполнить работы по разгонке направляющего аппарата (на тот период эти работы еще не были завершены).

Первоначально нами был разработан проект производства работ по монтажу укрупненного блока, состоящего из крышки турбины с установленными на нее сервомоторами кольцевого затвора и самим щитом кольцевого затвора. Вес укрупненного блока составил 481 т (крышка турбины — 380 т, десять сервомоторов — 20 т, щит кольцевого затвора — 81 т). Но поскольку на тот момент был только один монтажный кран, то монтаж выполняли следующими этапами:

1) предварительный монтаж щита на тумбы;



Рис. 2. Опускание щита кольцевого затвора в кратер гидроагрегата № 1

2) монтаж крышки турбины краном г/п $420 + 420 + 16$ т;

3) монтаж десяти сервомоторов кольцевого затвора. Монтаж временной гидравлической схемы подключения сервомоторов, для ее управления использовали гидростанцию для испытания поворотного-лопастного рабочего колеса Днестровской ГЭС-1;

4) разгонка щита по зазорам;

5) выверка десяти сервомоторов кольцевого затвора;

6) монтаж трубопроводов и оборудования системы регулирования кольцевым затвором;

7) наладка кольцевого затвора.

Предварительный монтаж щита на тумбы.

Тумбы устанавливали на одинаковом расстоянии друг от друга строго по диаметру монтажного центра щита для равномерного распределения его нагрузки. Монтаж щита производили специальной траверсой, разработанной ОАО “Турбоатом”. Щит монтировали по направляющим, которые были ранее смонтированы на десяти колоннах статора турбины. Горизонтальность щита достигалась за счет установленных на тумбах парных клиньев. Это обязательная операция, так как конструкция каждого узла сопряжения штока сервомотора и фиксирующего пальца на щите не допускает перекоса сопрягаемых деталей.

Монтаж крышки турбины краном г/п $420 + 420 + 16$ т. При монтаже крышки турбины весом 380 т ничего необычного не было, кроме процесса строповки при помощи специально изготовленных двух стропов диаметром каната 60 мм. Завод “Турбоатом”, к сожалению, не предусмотрел траверсы для монтажа крышки турбины. Чтобы застропить горизонтально при помощи стропов, потребовалось много времени.

Монтаж десяти сервомоторов кольцевого затвора. Сервомоторы кольцевого затвора поочередно устанавливали на свои посадочные места, при этом строго контролировали вертикальное положение тяги. Затем тяга соединялась со щитом при помощи “пальцев”. Для установки “пальцев” был изготовлен специальный съемник-запрессовщик, который фиксировал сферу внутри отверстия под “пальцы” в щите и не давал ей провернуться во время запрессовки. Произвели сборку временной гидравлической схемы на четырех диаметрально противоположных сервомоторах от временной МНУ для опускания затвора на нижнее кольцо направляющего аппарата с предварительным демонтажом тумб.

Разгонка щита по зазорам. Щит отцентрировали вкладышами. Разность диаметрально противоположных зазоров между направляющей поверхностью и щитом не должна превышать 0,3 мм. Контакт между вкладышем и направляющей поверхностью должен быть ненапряженным.

Выверка десяти сервомоторов кольцевого затвора. Для каждого сервомотора определили толщину прокладок замером зазора между опорной поверхностью посадочного фланца сервомотора и посадочной поверхностью на крышке турбины при фиксированном крайнем верхнем положении поршня (поршень уперт в верхнюю крышку), вертикальном положении тяги и вертикальной (рабочей) поверхности щита заподлицо с поверхностью на крышке турбины. Профрезеровали заводские заготовки данных прокладок индивидуально под каждый размер (они состояли из двух полусегментов для каждого сервомотора) и установили их между посадочным фланцем каждого сервомотора и посадочной поверхностью на крышке турбины. Выполнили обтяжку крепежа.

Монтаж трубопроводов и оборудования системы регулирования кольцевым затвором. Выполнен монтаж трубопроводов и оборудования согласно схеме, разработанной фирмой “Andritz” (Австрия).

Наладка кольцевого затвора. Произвели поочередное “распаривание” штоков сервомоторов со щитом кольцевого затвора для наладки каждого сервомотора в отдельности. После приступили к монтажу обратных связей сервомоторов. На этапе монтажа совместно с ООО “МПП Энергорегулятор” (г. Харьков) частично доработали конструкцию крепления линеек обратной связи сервомоторов, так как для достоверности показаний датчиков обратной связи требуется абсолютная параллельность линейки и штока сервомотора. Дело в том, что первоначально система регулирования гидроагрегата была разработана ОАО “Турбоатом”, но из-за длительного отсутствия финансирования строительства Днестровской ГАЭС (более 15 лет) разработанная ОАО “Турбоатом” система регулирования морально устарела. Поэтому за-

казчик (ПАО “Укрэнерго”) принял решение о разработке системы регулирования фирмой “Andritz” (Австрия), которая обладает современной микропроцессорной базой, что позволяет достигать высоких показателей синхронности хода сервомоторов кольцевого затвора. По ее конструкторской документации изготавливали оборудование и выполняли наладку специалисты ООО “МПП Энергорегулятор” (г. Харьков) совместно с представителем фирмы “Andritz”.

После окончательного монтажа оборудования системы регулирования, изготовленной ООО “МПП Энергорегулятор”, приступили к наладке (привязке) датчиков обратной связи поочередно всех сервомоторов, т.е. выполняли наладку контура позиционирования каждого сервомотора, которая включает в себя:

датчик обратной связи, сигнал от которого поступает в контроллер управления;

собственно контроллер. Контроллер формирует управляющий сигнал для пропорционального золотника (электрогидропреобразователя). Золотник, в свою очередь, управляет перемещением сервомотора.

Многokrатно выполняя команду то на закрытие сервомотора, то на открытие, сначала на минимальной скорости, затем на проектной удалось добиться одинаковых показателей хода сервомоторов. После “спаривания” штоков всех десяти сервомоторов со щитом кольцевого затвора данная операция была продолжена со всем щитом.

При пошаговом поднятии и опускании затвора производился контроль линейных размеров хода штоков сервомоторов, расстояний между нижним кольцом направляющего аппарата и щитом затвора и электрических показаний датчиков обратной связи. Если фактические размеры и показания датчиков обратной связи недопустимо не совпадали, в контроллер управления вносили необходимые поправочные коэффициенты. Затем опробовали работу щита кольцевого затвора с центрального пульта управления. Были проведены все необходимые испытания, в том числе сбросы на 100 % нагрузки.

Сегодня кольцевой затвор работает в автоматическом режиме, включен в алгоритм пуска и останова гидроагрегата Днестровской ГАЭС как в генераторном, так и в насосном режиме.

Необходимо отметить, что согласно алгоритму управления системы регулирования, предоставленной ОАО “Турбоатом”, предусматривалось закрытие кольцевого затвора в ручном режиме. Приходится признать, что при наладке данного режима не удалось полностью получить должный результат. Дело в том, что на каждом сервомоторе установлен резьбовой регулировочный дроссель, на наш взгляд, несколько устаревшей конструкции, поэтому режим закрытия кольцевого затвора в ручном режиме так до конца и не был отлажен.

Обоснование конструкции турбинного блока со сталежелезобетонной спиральной камерой в здании Рогунской ГЭС

Мигуренко В. Р., генеральный директор ОАО “СГЭМ”,
Лисичкин С. Е., доктор техн. наук (ЗАО “ИЦ СКТЭ”)

На основе расчетных исследований напряженно-деформированного состояния турбинных блоков здания Рогунской ГЭС, включающих сталежелезобетонные спиральные камеры, а также на основе расчетов по первой и второй группам предельных состояний (в том числе с учетом результатов проведенных ранее экспериментальных исследований) приводится обоснование предлагаемых конструктивных решений.

Ключевые слова: Рогунская ГЭС, конструкция турбинного блока со сталежелезобетонной спиральной камерой, конструктивные особенности, экспериментальные исследования.

В здании Рогунской гидроэлектростанции, проектируемой и строящейся на р. Вахш в Республике Таджикистан, предусматриваются агрегатные (или турбинные) блоки со спиральными камерами сталежелезобетонной конструкции. Данные конструкции являются одними из наиболее ответственных и требуют тщательного обоснования, обеспечивающего высокие требования к надежности и безопасности, так как их повреждения могут привести к значительному ущербу. Следует отметить, что спиральные камеры Рогунской ГЭС являются уникальными по величине параметра, равного произведению максимального внутреннего давления на диаметр входного сечения спиральной камеры pD (22,4 МН · м), не имеющие аналогов в России и ближнем зарубежье.

При возобновлении строительства Рогунской ГЭС после вынужденного длительного перерыва ОАО “Ордена Трудового Красного Знамени Трест “Спецгидроэнергомонтж” (ОАО “СГЭМ”) было привлечено к выполнению ряда специальных работ по профилю организации. В частности, по заказу ОАО “Рогунская ГЭС” была произведена ревизия гидросилового оборудования, хранящегося в течение полувека на складах дирекции станции. Выполнялась также часть заводских операций, фактически перенесенных на место сборки и монтажа гидросилового оборудования, таких, например, как контрольная сборка гидроагрегата в составе рабочего колеса, турбинного вала, крышки турбины, втулки ротора гидрогенератора и вала-надставки на базе оборудования. Посредством лазерного сканирования были определены фактические геометрические размеры составных частей гидротурбины.

Придавая большое значение качеству работ по сборке спиральных камер на строительстве Рогунской ГЭС без предварительной сборки их на заводе-изготовителе и влиянию его на работу турбинных блоков здания ГЭС, потребовалось выполнение расчетов напряженно-деформированного состояния турбинного блока, включающего спиральную камеру на основе современных методов, в

том числе с учетом последствий длительной выдержки скального массива из-за приостановки строительства. При этом предполагалось рассмотрение вариантных схем оптимального армирования спиральной камеры.

В настоящее время сталежелезобетонные спиральные камеры имеются на четырех действующих ГЭС в России и республиках бывшего СССР: Саяно-Шушенской, Нурекской, Ингурской, Ирганайской — при наибольшем значении параметра pD , равном 17,0 МН · м (Саяно-Шушенская ГЭС).

В отечественной практике было разработано и утверждено к практической реализации четыре типа сопряжения стальных оболочек спиральных камер с турбинным блоком (рис. 1). Первый из типов сопряжения (так называемый классический) предусматривает отдельную работу стальной оболочки спиральной камеры и массива турбинного блока. В этих целях по всей поверхности верхней половины спирали укладывается мягкая низко модульная прокладка из войлока, пенопласта или других подходящих материалов, которая начинается у ребер жесткости верхнего статорного кольца и заканчивается на уровне горизонтальной оси спирали. Верхнее статорное кольцо, расположенное выше горизонтальной оси турбины, жестко сопрягается с железобетонным блоком, и они работают совместно. После экспериментальной проверки данный тип сопряжения оказался не вполне удачным и его применение было практически ограничено. В целях снижения пика изгибных напряжений по контуру сопряжения оболочки с верхним поясом статора к ней приваривались ребра жесткости, мягкая прокладка была отодвинута от кольца статора, в результате чего была допущена совместная работа стальной оболочки с железобетоном.

Второй тип спиральной камеры появился в процессе экспериментальных исследований и усовершенствований конструкции первого типа. Он был практически реализован на Красноярской, Чиркейской, Токтогульской, Усть-Илимской и других ГЭС и получил наименование традиционной (штатной)

стальной конструкции спиральной камеры. Благодаря установке ребер на соединении оболочки со статором напряжения в этой зоне снижались до уровня “котельных” напряжений. Тем не менее в зоне сопряжения стальной оболочки с железобетонным блоком в оболочке всегда возникают изгибные напряжения, которые превышают “котельные” (или мембранные) напряжения на 40 – 45 %. При низких и средних напорах имелась возможность изготовления спирали из мягких или низколегированных сталей (Ст.3, МСт.3, 09Г2С, 10ХСНД и др.). Однако при больших диаметрах и напорах потребовалось применение дефицитных и дорогих высокопрочных сталей (СК-2, 138 ИЗ и др.).

Третий тип сопряжения стальной оболочки спиральной камеры с железобетоном блока характерен тем, что стальная оболочка по всей поверхности подкреплена железобетоном. Данный тип представляет собой непосредственно сталежелезобетонную конструкцию, реализованную в турбинных блоках Саяно-Шушенской, Ингурской, Нурекской и Ирганайской ГЭС.

Четвертый тип сопряжения отличается от третьего типа тем, что на части поверхности железобетонной оболочки сталежелезобетонной спиральной камеры (а не на поверхности стальной оболочки спирали, как это предусмотрено в стальной конструкции с мягкой прокладкой) укладывается мягкая низко модульная прокладка, исключая непосредственную передачу усилий от железобетонной оболочки на основной массив турбинного блока. Данный тип (как и первый) не нашел применения в практике гидроэнергетического строительства.

В настоящее время действующие нормативные документы предусматривают три из представленных выше типа спиральных камер круглого поперечного сечения для высоконапорных ГЭС:

стальные, отделённые мягкой прокладкой от бетона агрегатного блока, в которых стальная оболочка полностью воспринимает гидравлическое давление, а окружающий бетон армируется конструктивно над спиральной камерой;

сталежелезобетонные без мягкой прокладки, в которых арматура в бетоне агрегатного блока совместно со стальной оболочкой воспринимает усилие от гидравлического давления и обеспечивает ограничение ширины раскрытия трещин и швов бетонирования;

сталежелезобетонные с мягкой прокладкой, конструкция которых аналогична предыдущему типу, только между сталежелезобетонной оболочкой в верхней части и бетоном агрегатного блока укладывается мягкая прокладка, позволяющая уменьшить армирование блока (не нашли практического применения).

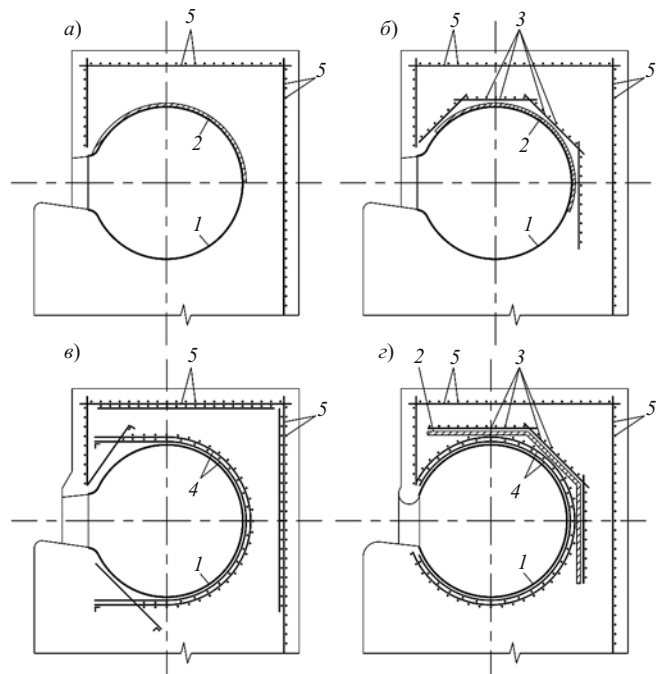


Рис. 1. Схемы армирования спиральных камер:

а — стальной оболочкой с мягкой прокладкой, начинающейся непосредственно от статорного кольца; *б* — стальной оболочкой с мягкой прокладкой; *в* — сталежелезобетонной без мягкой прокладки; *г* — то же с мягкой прокладкой; 1 — стальная оболочка; 2 — мягкая прокладка; 3 — конструктивная арматура; 4 — кольцевая рабочая арматура; 5 — арматура блока

Разработка сталежелезобетонной конструкции спиральной камеры. Для решения вопроса о разработке наиболее рациональной конструкции спиральных камер в период освоения водных ресурсов Сибири, Средней Азии, Северного Кавказа были рассмотрены и исследованы на основе крупномасштабных моделей различные конструкции применительно к турбинам Нурекской, Красноярской и Ингурской ГЭС. Испытывались конструкции: стальные сварные с ребрами, литые и бандажированные, железобетонные (преднапряженные в кольцевом меридиональном направлении), сборно-монолитные (армированные преднапряженными элементами), а также различные сталежелезобетонные.

Сталежелезобетонная конструкция исследовалась на основе крупномасштабных физических моделей применительно к спиральным камерам агрегатов большой мощности. При этом были испытаны модели:

спиральной камеры Красноярской ГЭС, имеющей диаметр входного сечения 8,7 м, которая проектировалась на давление гидравлического удара 1,35 МПа ($PD = 11,7 \text{ МПа} \cdot \text{м}$). Были выполнены и испытаны модели в масштабах 1:5 (2 шт.) и 1:10 (2 шт.);

спиральной камеры Нурекской ГЭС, имеющей диаметр входного сечения 4,2 м и давление гидравлического удара 3,8 МПа ($PD = 16,0 \text{ МПа} \cdot \text{м}$).

Были выполнены и испытаны модели в масштабах 1:4 (1 шт.) и 1:8 (3 шт.) и фрагмент в масштабе 1:2, а также спиральная камера агрегата № 9, осуществленная в натуре;

спиральной камеры Ингурской ГЭС, имеющей диаметр входного сечения 3 м и давление гидравлического удара 5,5 МПа ($PD = 16,5 \text{ МПа} \cdot \text{м}$). Были испытаны модели в масштабе 1:6 (2 шт.);

спиральной камеры Саяно-Шушенской ГЭС, имеющей диаметр входного сечения 5,93 м и давление гидравлического удара 2,86 МПа ($PD = 17,0 \text{ МПа} \cdot \text{м}$). Были выполнены испытания трех моделей.

Значительный объем испытаний крупномасштабных моделей подтвердил надежность работы сталежелезобетонной конструкции и преимущество перед стальной конструкцией с мягкой прокладкой.

1. В стальной оболочке, находящейся в упругом взаимодействии с железобетонным блоком, почти полностью исчезает изгиб. Например, в модели чисто металлической конструкции спиральной камеры Красноярской ГЭС напряжения, пересчитанные на натуре, составили 560 МПа, а в модели осуществленной конструкции с сохранением мягкой прокладки лишь на части оболочки напряжения составили 318 МПа; в то же время в модели сталежелезобетонного варианта той же конструкции напряжения составили 186 МПа.

2. В сталежелезобетонной конструкции толщина стальной оболочки может быть принята наиболее благоприятной по условиям производства работ (толщиной до 40 мм), притом из мягких, освоенных в производстве сталей с хорошо выраженной пластичностью.

3. Надежность сталежелезобетонной конструкции выше, чем стальной, так как обеспечивается двумя различными элементами: стальной оболочкой и железобетоном блока. В этих совершенно различных элементах единой конструкции места дефектов не могут совпадать, а стыки располагаются вразбежку.

4. В стальной конструкции наличие дефекта или непровара вызывает увеличение напряжений по краям более чем в два раза по сравнению с их средними значениями. Этим объясняется катастрофический характер разрушения стальных напорных конструкций.

Проведенные испытания моделей выявили весьма сложную работу конструкции. Однако основными для спиральных камер являются кольцевые усилия в наибольших сечениях. Передача этих усилий на металл и обеспечивает надежность конструкции. Слабым местом оказываются статорные колонки и узлы их примыкания к статорным кольцам, особенно к верхнему. Увеличение толщины верхнего перекрытия спиральной камеры (которое

сваривается непосредственно со спиралью) существенно улучшает работу верхнего узла статорного кольца и колонн.

В результате проведенных исследований по обоснованию сталежелезобетонных конструкций спиральные камеры Нурекской, Ингурской, Саяно-Шушенской и Ирганайской ГЭС запроектированы и сооружены в сталежелезобетоне. В сталежелезобетоне проектируется и спиральная камера Рогунской ГЭС.

Конструктивные особенности турбинных блоков Рогунской ГЭС. Здание Рогунской гидроэлектростанции подземного типа. В машинном зале предусмотрено шесть агрегатов с радиально-осевыми турбинами мощностью 600 МВт каждая. Турбины рассчитаны на гидродинамический напор 415 м. Спиральная камера спроектирована одноподводной сталежелезобетонной конструкции с диаметром входного сечения стальной оболочки 5,4 м. По параметру $PD = 22,4 \text{ МПа} \cdot \text{м}$ спиральная камера является уникальной, она не имеет аналогов в практике отечественного гидротурбиностроения. Габаритные размеры турбинного блока в плане составляют $24 \times 27 \text{ м}$. Арматура в блоке принята периодического профиля класса А-II. Бетон пластичный марки М300.

Стальная оболочка спиральной камеры выполнена из листовой стали типа 09Г2 толщиной 36 мм и состоит из 32 звеньев, соединенных между собой и с кольцами статора сварными швами. Звенья оболочки от входного по 18 имеют круглые поперечные сечения, а с 19 сечения — эллиптические. В околостаторных зонах стальная оболочка усилена ребрами жесткости. Статор турбины, состоящий из 12 статорных колонн, верхнего и нижнего статорных колец, выполнен сварным. Нижнее кольцо по сравнению с верхним выполнено с более развитым поперечным сечением по условиям эксплуатации турбин и установки кольцевого затвора.

Стальные конструкции на предварительной стадии были запроектированы по методу допускаемых напряжений при условии, что в эксплуатационный период напряжения в этих конструкциях не должны превышать 180 МПа для стали типа 09Г2. Железобетонные конструкции на предварительной стадии проектирования были определены по методу предельных состояний, согласно действующим в тот период СНиП II-56 – 77. Проверка напряженно-состояния сталежелезобетонной оболочки спиральной камеры для эксплуатационного периода по упрощенной методике показала, что напряжения в стальной оболочке равны 200 МПа. Для снижения уровня напряжений в стальной оболочке до допустимого значения 180 МПа было предложено увеличить количество арматуры в железобетонной оболочке.

Армирование спиральной камеры было предварительно определено на основании упрощенного расчета напряженно-деформированного состояния турбинного блока. При этом усилия в несущих элементах турбинного блока определялись по безмоментной теории расчета тора, а напряжения — по формуле Гофмана в предположении, что бетон не работает на растяжение, а работает только на сжатие в радиальном направлении, передавая усилия от стальной оболочки к последующим рядам арматуры железобетонной оболочки. На предварительной стадии было предложено следующее армирование. Непосредственно к стальной оболочке спиральной камеры по всей её поверхности примыкает железобетонная оболочка, включающая меридиональную (кольцевую и консольную) и тангенциальную (торовую) арматуру. Армирование оболочки от входного до 15 сечения осуществлено в два ряда, а далее — в один ряд. Кольцевая арматура анкеруется с помощью металлических уголков вблизи шахты турбины и конуса отсасывающей трубы. Для подкрепления стальной оболочки в околостаторных зонах к её ребрам жесткости приварена консольная арматура. Эта схема армирования спиральной камеры принята, в том числе, на основании результатов экспериментальных исследований плоских фрагментов входного сечения турбинного блока, как наиболее технологичная из рассмотренных схем. Торовая арматура принималась в количестве 40 % от площади сечения кольцевой арматуры оболочки. Армирование массива турбинного блока назначается конструктивно в виде армосеток, устанавливаемых по всем граням блока, исходя из опыта проектирования турбинных блоков высоконапорных отечественных ГЭС, в частности Саяно-Шушенской.

Экспериментальные исследования на основе плоских моделей. Экспериментальные исследования напряженно-деформированного состояния и прочности крупномасштабных плоских фрагментов турбинного блока со сталежелезобетонной спиральной камерой Рогунского гидроузла были выполнены ранее во ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева. Физические модели воспроизводили входное сечение турбинного блока со сталежелезобетонной спиральной камерой в масштабе геометрического подобия 1:6,5 (рис. 2). Габаритные размеры составляли 147 × 158 × 50 см. Стальная оболочка с внутренним диаметром 880 мм выполнена из пластичной листовой стали марки Ст3 толщиной 6 мм. В моделях предусмотрены по две колонны прямоугольного сечения, которые моделировались по жесткости на растяжение. Армирование моделей выполнено в соответствии с расчетом по методу предельного состояния по СНиП II-56 – 77 и различалось только типом замыкания кольцевой арматуры железобе-

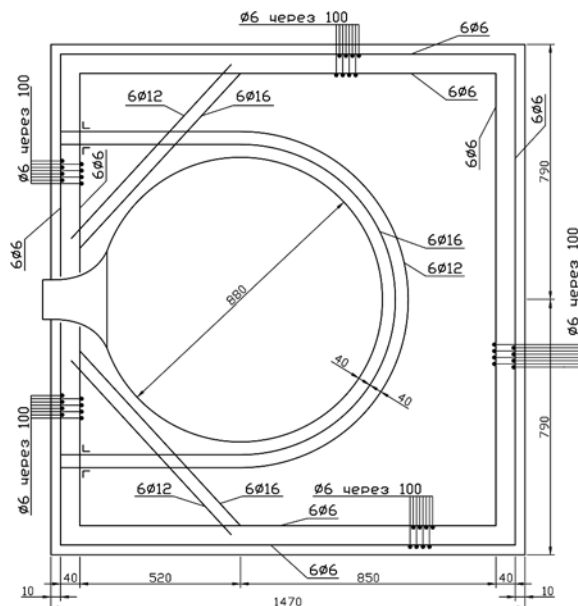


Рис. 2. Армирование плоской модели турбинного блока Рогунской ГЭС со сталежелезобетонной спиральной камерой

тонной оболочки спиральной камеры. В одном фрагменте кольцевая арматура замыкалась на ребра жесткости оболочки, в другом — кольцевая арматура анкеровалась с помощью приваренных к ней уголков вблизи шахты турбины и конуса отсасывающей трубы. При этом для подкрепления стальной оболочки в околостаторных зонах предусматривалось устройство так называемой консольной арматуры, которая приваривалась к ребрам жесткости оболочки. Блоки по периметру имели одинаковое армирование двурядными сетками. Вся применяемая арматура была класса А-II периодического профиля, бетон марки 250.

Модели подвергались 100-кратному нагружению. Измерения проводились на первых трех циклах при гидростатическом давлении 0,6; 1,2; 2,4; 3,2; 4,2 МПа. Значения 2,4; 3,2; 4,2 МПа соответствуют расчетному, максимальному статическому и гидродинамическому напорам Рогунской ГЭС. Далее измерения проводились на 10, 50 и 100-м циклах при нагрузке 4,2 МПа. Затем осуществлялась перегрузка моделей вплоть до их разрушения.

Результаты испытаний позволяют сделать ряд выводов:

1. Напряженно-деформированное состояние стальных оболочек, арматуры и блоков обоих фрагментов можно считать практически равноценным.
2. Формирование напряженно-деформированного состояния происходило при первых циклах нагружения, к 10-му циклу наступала его стабилизация.
3. После 100-кратного нагружения моделей эксплуатационным давлением стальные оболочки на большей части сечений (за пределами её ребер жесткости) испытывают равномерное растяжение.

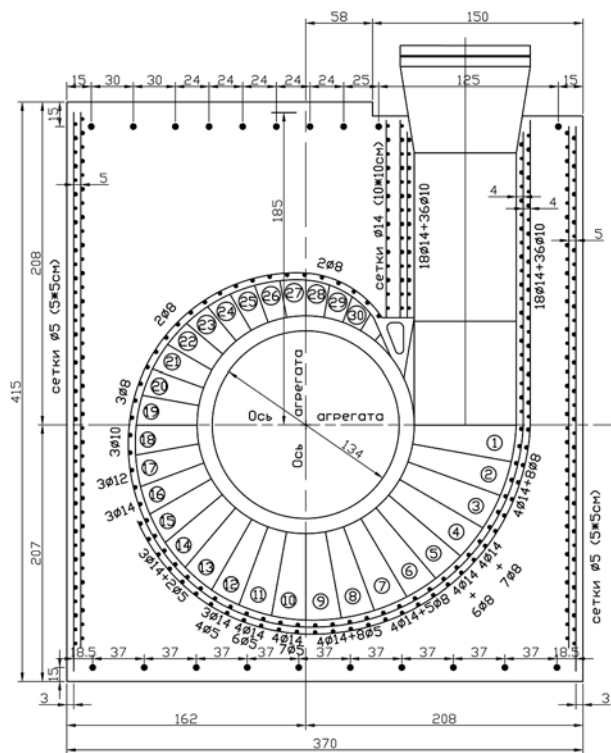


Рис. 3. Армирование объемной модели турбинного блока Рогунской ГЭС со сталежелезобетонной спиральной камерой

Уровень напряжений в стальных оболочках фрагментов 1 и 2 составляет соответственно 160 и 150 МПа.

4. Арматура железобетонных элементов принимает эффективное участие в работе исследуемых конструкций независимо от схем их армирования. Уровень напряжения в 1-м и 2-м рядах арматуры железобетонных оболочек составляет соответственно 120 и 110 МПа в первом фрагменте и 110 и 85 МПа — во втором. Всплески напряжений в отдельных точках сечений объясняются пересечением арматуры трещинами в бетоне.

5. Перегрузка моделей привела к перераспределению усилий в несущих элементах, сопровождающемуся интенсивным трещинообразованием. Во многих местах сталь оболочки и арматура достигли предела текучести, при двойном эксплуатационном давлении началось выкалывание бетона в углах блоков и произошел сброс нагрузки вследствие разгерметизации стальных оболочек.

Экспериментальные исследования на основе объемной модели. Экспериментальные исследования на основе объемных моделей турбинного блока Рогунской ГЭС были также выполнены ранее во ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева. Объемная модель турбинного блока спроектирована в масштабе геометрического подобия 1:6,5. На рис. 3 показано армирование модели в горизонтальном сечении, проходящем через ось направляющего аппарата.

На объемной модели блока была воспроизведена жесткость отсеченных элементов здания ГЭС с помощью специального металлического устройства. Взаимодействие турбинного блока со скалой на модели не воспроизводилось, что шло в запас прочности исследуемой конструкции.

На турбинный блок в натурном сооружении действуют следующие основные нагрузки: гидростатическое давление в полости оболочки спиральной камеры, собственный вес бетонного блока, ротора агрегата и т.п. Испытание модели проводилось в два этапа. На первом этапе исследовалось напряженное состояние стальной оболочки спиральной камеры и статора турбины до их обетонирования. На втором этапе исследовались напряженно-деформированное состояние несущих стальных и железобетонных элементов конструкции и трещинообразование в бетоне блока при трех видах нагружения модели:

при повышении гидростатического давления ступенями в полости спиральной камеры до расчетного (эксплуатационного) давления 4,2 МПа с учетом жесткости отсеченных элементов и без учета;

при 100-кратном нагружении гидростатическим давлением с изменением его интенсивности в пределах 0 – 4,2 – 0 МПа, что отражает работу конструкции при длительном периоде её эксплуатации;

при перегрузке модели давлением до разрушения для определения несущей способности исследуемой конструкции.

На основании анализа полученных результатов исследований напряженно-деформированного состояния конструкции турбинного блока были сделаны следующие выводы:

1. Стальные и железобетонные элементы конструкции турбинного блока работают совместно. За счет подкрепления железобетоном стальная оболочка спиральной камеры и колонны статора разгружаются в среднем на 45 %, напряжения по их сечениям выравниваются.

2. Пропорциональность между ростом нагрузки и напряжениями в несущих элементах нарушилась при давлении в интервале 3,2 – 4,2 МПа, когда началось трещинообразование в бетоне блока.

3. Формирование напряженно-деформированного состояния несущих элементов, перемещений и трещинообразования в бетоне блока завершается к 10-му циклу нагружения модели эксплуатационным давлением, т.е. наступает стабилизация статической работы конструкции. После полного сброса нагрузки турбинный блок возвращался в исходное положение, трещины в бетоне закрывались полностью.

4. Стальная оболочка спиральной камеры практически работает в условиях осевого растяжения, за исключением зон в местах сопряжения её со ста-

тором турбины, где возникают значительные изгибные напряжения, наибольшее значение которых достигает 135 МПа.

5. Стальная оболочка спиральной камеры и арматура железобетонной оболочки и блока при эксплуатационной нагрузке работают в упругой стадии и оказываются существенно недонапряженными. Всплески напряжений в отдельных точках арматуры свидетельствуют о пересечении её в этих местах трещинами в бетоне.

6. При перегрузке модели блока выше эксплуатационного давления произошло перераспределение напряжений в несущих элементах и между ними, увеличилось напряженное состояние несущих элементов и трещинообразование в бетоне. Однако довести конструкцию до разрушения не удалось из-за разгерметизации уплотнения заглушек спиральной камеры при давлении 7,5 МПа, после чего произошел сброс давления.

Анализ существующих подходов к проектированию спиральных камер. По мере накопления опыта проектирования гидроэлектростанций развивались подходы к расчетам, а также нормативно-методическая база проектирования. Так, в 1959 г. были введены в действие СН 55-59 “Нормы и технические условия проектирования бетонных и железобетонных конструкций гидротехнических сооружений”. На их смену в 1970 г. были подготовлены СНиП II-И.14-69 “Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Нормы проектирования”. В 1978 г. были введены в действие СНиП II-56-77 “Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений”, к которым было разработано “Руководство по проектированию бетонных и железобетонных конструкций гидротехнических сооружений”. В указанном руководстве имелась отдельная глава “Армирование спиральных камер и водоводов”, где была приведена классификация применяемых спиральных камер в зависимости от параметра PD (произведение напора на диаметр входного сечения) и указаны три типа спиральных камер высоконапорных ГЭС, описанные выше. В 1984 г. принято к применению “Пособие по проектированию сталежелезобетонных конструкций гидротехнических сооружений” П-780-83/Гидропроект, в котором непосредственно приводятся методика расчета сталежелезобетонных спиральных камер (по предельным состояниям), примеры расчета, принципиальные схемы армирования и др. В 1988 г. введены действующие в настоящее время СНиП 2.06.08-87, к которым подготовлено также действующее в настоящее время “Пособие по проектированию бетонных и железобетонных конструкций гидротехнических сооружений (без предварительного напряжения)” П-46-89/ВНИИГ. В последние годы разработан

стандарт РАО “ЕЭС России” (СТО РАО “ЕЭС России” 1733282.27.14.02-2008. Гидротехнические сооружения ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования. Книга 3. Приложение Г. Правила проектирования бетонных и железобетонных конструкций гидросооружений, 2008 г.), положения которого предусматривают более полный учет фактического напряженного состояния несущих элементов сталежелезобетонной конструкции.

В течение указанного выше периода изменялись подходы к расчетам сталежелезобетонных спиральных камер. При этом применялись методы расчета по допускаемым напряжениям, по разрушающим усилиям, по предельным состояниям. Каждый из перечисленных выше методов имеет свои преимущества и недостатки. В том числе, действующий в настоящее время метод предельных состояний предусматривает одновременное действие расчетных значений сопротивлений как во внутренней стальной оболочке, так и в арматуре железобетонной части (при том что расчетное сопротивление листовой стали 09Г2 равно 285 МПа, а расчетное сопротивление арматуры класса А-III равно 365 МПа и, тем более, распространенной в настоящее время арматуры класса А500 равно 435 МПа). В действительности арматура железобетонной оболочки (класса А-III и выше) не сможет достигнуть расчетного сопротивления до наступления развитой текучести во внутренней стальной оболочке, т.е. заложенные принципы предельного состояния выполняются не в полной мере.

Следует также отметить, что в более поздних нормативных документах заложены меньшие запасы прочности.

Действовавшие ранее документы рекомендовали подбор работающих совместно элементов сталежелезобетонной конструкции (стальной оболочки и арматуры) с близкими расчетными сопротивлениями (например, листовая сталь 09Г2 – 285 МПа и арматура класса А-II — 280 МПа).

Результаты расчетных исследований сталежелезобетонной конструкции спиральной камеры Рогунской ГЭС аналитическими методами. Расчеты прочности и армирования проводились по предельным состояниям в соответствии с положениями действующего “Пособия по проектированию бетонных и железобетонных конструкций гидротехнических сооружений” к СНиП 2.06.08-87 (П 46-89/ВНИИГ).

Условие прочности имеет вид

$$\gamma_c \gamma_n N \leq \gamma_c (\gamma_s R_s A_s + \gamma_s R_{si} A_{si}),$$

где N — усилие от внутреннего давления воды с учетом гидродинамической составляющей, $N = pr$;

A_{si} , A_s — площадь сечения стальной оболочки и арматуры на 1 м. п.; R_{si} , R_s — расчетные сопротивления стальной оболочки и арматуры; $R_{si} = 285$ МПа; $R_s = 280$ МПа; $\gamma_{lc} = 0,9$ — при особом сочетании нагрузок и воздействий; $\gamma_n = 1,25$ для сооружения I класса; $\gamma_c = 1,0$; $\gamma_s = 0,9$ — для сталежелезобетонных напорных конструкций.

В сечении 1 ($r_1 = 2,7$ м; $A_s = 239,53$ см²; $A_{si} = 360$ см²) левая часть условия прочности составила 12,61 МН/м, правая часть — 15,28 МН/м.

В сечении 2 ($r_2 = 2,32$ м; $A_s = 181,55$ см²; $A_{si} = 360$ см²) левая часть условия прочности составила 10,83 МН/м, правая часть — 13,81 МН/м.

В сечении 3 ($r_3 = 1,8$ м; $A_s = 40,2$ см²; $A_{si} = 360$ см²) левая часть условия прочности составила 8,40 МН/м, правая часть — 10,25 МН/м. Таким образом, во всех расчетных сечениях (1, 2, 3) условие прочности выполняется.

Также было учтено указание о том, что расчеты и конструирование сталежелезобетонных конструкций рекомендуется проводить в соответствии с действующим “Пособием по проектированию сталежелезобетонных конструкций гидротехнических сооружений” (П-780-83/Гидропроект).

Как показывают результаты выполненных расчетов на основе различных методик нормативных документов, принятая в расчетах сталежелезобетонная конструкция спиральной камеры обоснована в рамках действующих в настоящее время нормативных документов: СНиП 2.06.08-87, “Пособие по проектированию бетонных и железобетонных конструкций гидротехнических сооружений” к СНиП 2.06.08-87 (П 46-89/ВНИИГ), “Пособие по проектированию сталежелезобетонных конструкций гидротехнических сооружений” (П-780-83/Гидропроект); СТО РАО “ЕЭС России” 1733282.27.14.02-2008. Действовавшие в период проектирования аналогичной по типу конструкции и по принципиальной схеме армирования спиральной камеры Нурекской ГЭС СН 55-59 предусматривали довольно высокие запасы прочности, учитывая используемое в них значение коэффициента запаса $K_3 = 2,2$ (как для новой недостаточно изученной конструкции). Расчеты по данной методике показали некоторый недостаток армирования. Тем не менее для практической реализации рекомендуются принятые в расчетах параметры несущих элементов спиральной камеры и турбинного блока Рогунской ГЭС.

Результаты расчетных исследований сталежелезобетонной конструкции спиральной камеры Рогунской ГЭС численными методами на основе конечно-элементных моделей. Для расчетов напряженно-деформированного состояния (НДС) турбинного блока со сталежелезобетонной спи-

ральной камерой здания Рогунской ГЭС применялась методика численного моделирования сталежелезобетонных конструкций водопроводящего тракта, успешно апробированная при расчетном обосновании проектных решений сооружений целого ряда гидроузлов.

Напряженно-деформированное состояние турбинного блока со спиральной камерой моделируется с высокой степенью достоверности на основе осесимметричных конечно-элементных моделей, разработанных для наиболее характерных сечений турбинного блока. Набор осесимметричных моделей позволяет получить полную картину пространственного напряженного состояния. Такой подход был обоснован путем решений многочисленных тестовых задач, взаимного сопоставления результатов расчетов на основе осесимметричных и пространственных конечно-элементных моделей.

Осесимметричные конечно-элементные модели турбинного блока формировались путем вращения плоских вертикальных сечений (например, входного сечения в спиральную камеру и повернутых по отношению к нему сечений под углами 90 и 180°) вокруг вертикальной оси турбины.

Решения задач позволяют получить компоненты напряженного состояния как в плоскости сечений, так и в торовом направлении (вокруг вертикальной оси турбины).

В конечно-элементные модели были включены все конструктивные элементы реальной конструкции: стальные элементы статора, колонны статора, стальные элементы оболочки спирали, железобетонная структура массива турбинного блока, арматура железобетонной части (кольцевая, консольная, торовая, а также контурная арматура), металлооблицовка камеры рабочего колеса турбины и конуса отсасывающей трубы и др.

В качестве примера на рис. 4 представлен вид конечно-элементной модели входного сечения 1 турбинного блока со спиральной камерой.

В железобетонной части турбинного блока моделировались трещины, которые возникают под действием главных растягивающих напряжений.

Расчеты НДС проводились пошагово-итерационным способом. На начальной стадии расчетов предполагалась упругая работа железобетонной структуры турбинного блока без учета трещин. При этом железобетонная часть моделировалась как сплошная изотропная структура с величиной модуля деформаций, одинаковой во всех направлениях и равной начальному значению модуля упругости. В итоге анализа полученных результатов расчетов определялись области действия главных растягивающих напряжений, превосходящих по величине сопротивление бетона растяжению. Также определялось направление распространения тре-

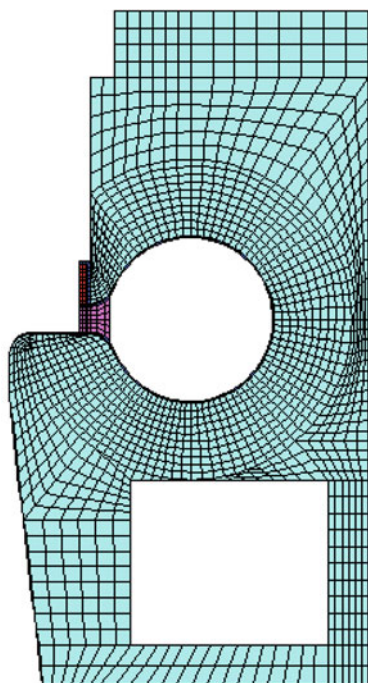


Рис. 4. Вид осесимметричной конечно-элементной модели конструкции турбинного блока здания ГЭС в сечении 1 – 1 (входное сечение)

щин в железобетоне. Конечно-элементные модели уточнялись и совершенствовались путем включения в них полученных из предыдущих расчетов траекторий трещин. При этом образование трещин моделировалось различными способами. По тому же упругому полю напряжений предварительно определялись количество арматуры и схема ее размещения. После образования трещин в работу включалась стержневая арматура, которая моделируется специальными стержневыми элементами. На основе уточненных КЭ моделей проводился следующий этап расчетов, на котором учитывалось упруго-пластическое состояние железобетонной структуры. Из анализа результатов на данном этапе расчетов уточнялись траектории и глубина распространения трещин в массиве турбинного блока. Далее конечно-элементные модели корректировались и выполнялись последующие этапы расчетов. Следует отметить, что процесс трещинообразования, в свою очередь, рассматривается в два этапа. На первом этапе пошагово моделируются трещины радиального направления (образующиеся под действием кольцевых растягивающих напряжений), на втором — трещины меридионального направления (образующиеся под действием торových растягивающих напряжений).

В конечно-элементных моделях воспроизводилась совместная работа внутренней стальной оболочки с окружающим железобетоном. Вместе с тем воспроизводились условия контакта стальной оболочки и бетона по их поверхностям (задавалось условие контактного взаимодействия поверхностей

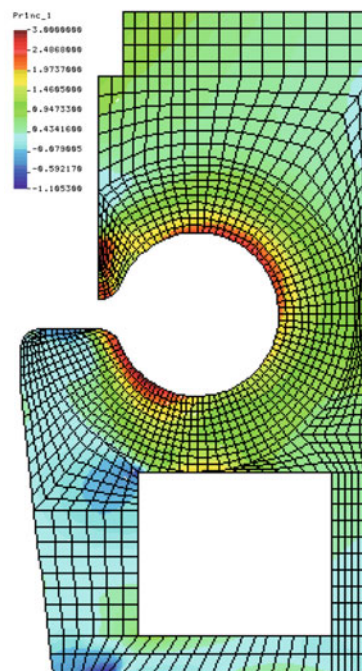


Рис. 5. Цветовые поля максимальных главных напряжений в конструкции турбинного блока в стадии упругой работы железобетона при действии расчетного напора в сечении 1 – 1 (входное сечение)

материалов “сталь — бетон” в виде возникающих при совместном восприятии давления сил трения), в том числе нарушение сцепления оболочки с бетоном. Учитывалась также совместная работа арматуры с бетоном, в том числе нарушение сцепления арматуры с бетоном.

Как следует из результатов расчетов для входного сечения 1, при действии расчетного напора в железобетонной части конструкции турбинного блока главные растягивающие напряжения в бетоне достигают 3,3 МПа, при действии максимального статического напора — 4,1 МПа, при действии статического напора с учетом гидроудара — 5,3 МПа.

В сечении 2 при действии расчетного напора в железобетонной части конструкции турбинного блока главные растягивающие напряжения в бетоне достигают 2,8 МПа, при действии максимального статического напора — 3,9 МПа, при действии статического напора с учетом гидроудара — 5,0 МПа.

В сечении 3 при действии расчетного напора в железобетонной части конструкции турбинного блока главные растягивающие напряжения в бетоне достигают 2,4 МПа, при действии максимального статического напора — 3,7 МПа, при действии статического напора с учетом гидроудара — 4,7 МПа.

Полученные результаты свидетельствуют о том, что в железобетоне турбинного блока под действием растягивающих напряжений образуются трещины.

На рис. 5 в качестве иллюстрации представлены в виде цветовых полей напряжений результаты расчетов НДС при действии расчетного напора для

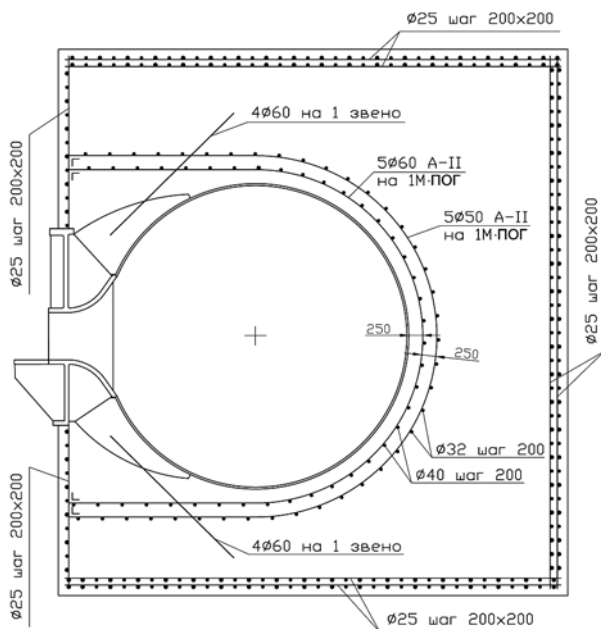


Рис. 6. Рекомендуемая принципиальная схема армирования турбинного блока во входном сечении

входного сечения 1 в предположении условно упругой работы железобетона (без учета образования трещин в железобетоне блока).

На данной стадии расчеты прочности и армирования выполнялись в соответствии с действующими нормативными документами (СНиП 2.06.08-87, Пособие к СНиП 2.06.08-87 и др.) на основе полученных результатов расчетов НДС по усилиям в выделенных расчетных сечениях и по напряжениям в массиве железобетона турбинного блока (в зависимости от протяженности сечений и характера эпюры напряжений в сечении).

Далее были проведены последующие этапы расчетных исследований НДС с учетом образовавшихся в турбинном блоке трещин и с учетом включения в работу арматурных стержней, пересекающих образовавшиеся трещины. Результаты расчетов в стадии образования и продвижения трещин в конструкции турбинного блока с включением в работу арматурных стержней для всех расчетных сечений и сочетаний нагрузок показали, что максимальные растягивающие напряжения в стальной оболочке и в арматуре составляли соответственно 211 МПа (в оболочке) и 127 МПа (в арматуре), т.е. не превышали своих предельных допустимых значений.

На основе результатов представленных выше расчетов уточнялось необходимое количество арматуры и разрабатывались принципиальные схемы армирования.

Проверка предлагаемой конструкции турбинного блока по второй группе предельных состояний (в частности, по ширине раскрытия трещин) показана,

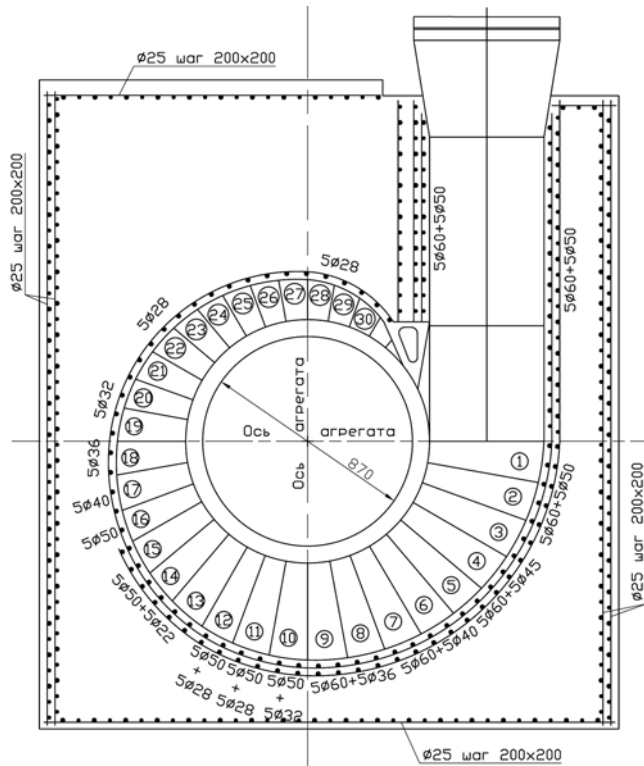


Рис. 7. Рекомендуемая принципиальная схема армирования турбинного блока в плане

ла, что ширина раскрытия трещин не превышает предельных допустимых значений (0,3 мм), приведенных в нормах (СНиП 2.06.08-87, Пособие к СНиП 2.06.08-87, СТО РАО "ЕЭС России" 1733282.27.14.02-2008).

На основе анализа результатов проведенных расчетных исследований с учетом результатов выполненных ранее экспериментальных исследований была разработана схема армирования турбинных блоков Рогунской ГЭС, включающих сталежелезобетонные конструкции спиральных камер (рис. 6 и 7). При этом даны следующие рекомендации.

1. Исходя из условий технологии возведения турбинного блока и принимая во внимание большую плотность арматуры в железобетонной оболочке спиральной камеры, кольцевую арматуру рекомендуется устанавливать в два ряда (при установке к ней торовой арматуры); применять кольцевую арматуру технологичного диаметра, не более 60 мм.

2. Армирование железобетонной оболочки спиральной камеры и окружающего массива турбинного блока следует осуществлять стержневой арматурой класса А-II по схеме (обоснованной расчетами, выполненными аналитическими и численными методами, а также экспериментально на плоских и объемной физических сталежелезобетонных моделях), которая не только отвечает требованиям по надежности и безопасности, но и позволяет приме-

нить армопакетное армирование промышленными методами на строительстве сооружения. При этом во входном сечении 1 предлагается двухрядное кольцевое армирование (на 1 м. п): 1-й ряд $5\varnothing 60$ мм, 2-й ряд $5\varnothing 50$ мм; в сечении 2 (под углом 90° к сечению 1) предлагается двухрядное кольцевое армирование: 1-й ряд $5\varnothing 60$ мм, 2-й ряд $5\varnothing 32$ мм; в сечении 3 (под углом 90° к сечению 2) предлагается однорядное кольцевое армирование $5\varnothing 32$ мм; далее предлагается однорядное кольцевое армирование $5\varnothing 28$ мм.

3. Расстояние от внутренней стальной оболочки до 1-го ряда арматуры и между арматурными рядами должно быть не менее четырех диаметров арматуры (рекомендуется принимать 250 мм).

4. Торовую арматуру рекомендуется устанавливать в количестве около 40 % от сечения кольцевой арматуры (рис. 7).

5. Учитывая интенсивную работу консольной арматуры, установить её из расчета по 4 $\varnothing 60$ мм на каждое звено (с 1-го по 12-е звенья), далее по 4 $\varnothing 50$ мм (с 13-го по 32-е звенья).

6. У граней турбинных блоков, примыкающих к скале, арматуру можно устанавливать конструктивно в один ряд в виде армокаркасов $\varnothing 25$ А-II с шагом 200×200 мм.

7. У двух других боковых граней и верхней горизонтальной грани турбинных блоков рекомендуется установить по два ряда арматурных сеток (армокаркасов) из стержней $\varnothing 25$ мм А-II с шагом 200×200 мм.

8. У нижних граней турбинных блоков арматуру рекомендуется устанавливать горизонтально в один ряд в виде армокаркасов $\varnothing 25$ А-II с шагом 200×200 мм.

Таким образом, на основе расчетных исследований напряженно-деформированного состояния турбинных блоков здания Рогунской ГЭС, включающих сталежелезобетонные спиральные камеры, а также на основе расчетов по первой и второй группам предельных состояний (в том числе с учетом результатов проведенных ранее экспериментальных исследований) выполнено обоснование предлагаемых конструктивных решений.

Исследование структурного состояния и механических свойств материала лопаток направляющего аппарата гидроагрегата ГЭС

Байков А. И., генеральный директор,
Руденко А. Л., гл. инженер (ДП АО “Волга-СГЭМ” “Камспецэнерго”),
Мишакин В. В., Сорокина С. А., Ключников В. А. (Нижегородский филиал
Института машиноведения им. А. А. Благонравова РАН)

Приведены результаты исследования структурного состояния и механических свойств материала сварных и литых лопаток направляющего аппарата гидроагрегата ГЭС после длительной эксплуатации, а также результаты акустического, магнитопорошкового и оптического методов контроля дефектов сварных соединений лопаток. Даны рекомендации для увеличения ресурса лопаток при их восстановлении после продолжительной эксплуатации.

Ключевые слова: механические свойства, структурное состояние, неразрушающий контроль, лопатки направляющего аппарата, дефекты сварки.

ДП АО “Волга-Спецгидроэнергомонтаж” “Камспецэнерго” (до 1992 г. — Камский монтажный участок Волжского монтажного управления ордена Трудового Красного Знамени треста “Спецгидроэнергомонтаж”) создан в 1973 г. для монтажа гидросилового оборудования Нижнекамской ГЭС и других энергетических объектов в бассейне р. Камы. За прошедшие годы “Камспецэнерго” превратилось в многопрофильную монтажную фирму, выполнившую работы по монтажу и вводу гидроагрегатов на ряде гидроэлектростанций, в том числе Нижнекамской, Юмагузинской, Давлекановской, глубокую реконструкцию гидроагрегатов Воткинской, Камской, Павловской, Жигулевской, Широковской, Кумской, Маткожненской, Игнойла, Можайской, Вазузской, Межшлюзовой ГЭС, сооружений Волгоградского шлюза. В рамках выполнения этих работ, начиная с 1984 г. реконструированы направляющие аппараты турбин на 17 гидроагрегатах (всего 55 гидротурбин), в основном, это замена пар трения элементов направляющих аппаратов. Работы выполнялись по проектам Ленинградского металлического завода, Сызранского турбинного завода, а также по собственным проектам, сделанным по аналогам с заводскими проектами. Работы заключались в облицовке цапф лопаток нержавеющей сталью и замене лигнофолевых подшипников цапф лопаток на более износостойкие из эпоксид-фторопласта собственного изготовления.

Проектами реконструкции тех лет не предусматривался контроль пера лопаток. Считали, что эти детали имеют огромный запас прочности, поэтому пристального внимания к их состоянию не проявляли.

25 лет назад основными дефектами гидротурбин являлись кавитационные разрушения в проточной части, в том числе в деталях направляющего аппарата некоторых гидротурбин, и механический износ пар трения. Сегодня, когда большинство турбин отработало от 40 до 60 лет, на первый план вы-

шли проблемы усталостного износа узлов гидроагрегатов. Усталостные разрушения практически не диагностируются на ранней стадии их возникновения.

Последние годы заводы-изготовители и ремонтные организации начали обращать внимание на основную часть лопатки — ее перо.

В проекте на замену турбины Жигулевской и Волгоградской ГЭС еще в 1990-е гг. предусматривалось использование демонтированных старых лопаток направляющих аппаратов с их более глубокой, чем в предыдущих проектах, модернизацией.

Технической документацией завода для лопаток, используемых в новых турбинах, предусмотрен 100 %-ный контроль методом магнитопорошковой дефектоскопии (МПД) пера лопатки.

В 2010 г. при подготовке к реконструкции агрегата № 18 Жигулевской ГЭС “Камспецэнерго” заблаговременно приступило к модернизации лопаток, отработавших к тому времени 54 года. После 36 лет эксплуатации цапфы лопаток на этом агрегате в 1992 г. были облицованы нержавеющей сталью. При проведении визуального контроля дефектов тогда обнаружено не было. В 2010 г. при МПД-контроле было обнаружено большое количество дефектов. Оценкой “неудовлетворительно” лаборатория неразрушающего контроля квалифицировала 23 лопатки из 32. Появились глубокие трещины в зоне галтельных переходов от нижних и верхних цапф на пере, сквозные трещины на пере двух лопаток по длине пера до 1800 мм, большое отклонение профиля пера (до 20 мм) от теоретического профиля, значительный кавитационный износ паза под уплотнительный шнур.

В 2011 г. при облицовке лопаток направляющих аппаратов Нижнекамской ГЭС, отработавших 32 года на промежуточном напоре 2/3 от расчетного, визуально, а затем с помощью МПД-контроля было обнаружено много трещин в торце лопатки и

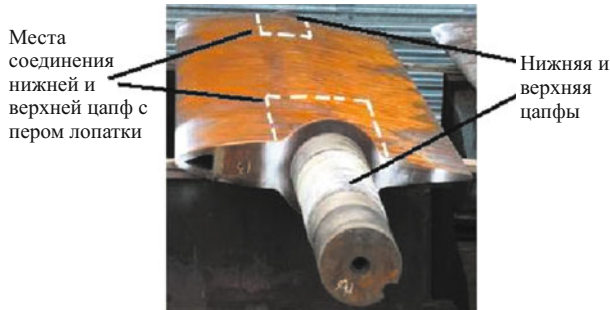


Рис. 1. Вид исследуемых лопаток

места приварки цапф к штампованной обечайке пера.

По рекомендации кафедры метрологии МВТУ им. Н. Э. Баумана мы пригласили специалистов из Нижегородского филиала Института машиноведения им. А. А. Благонравова Российской академии наук, при участии наших специалистов, выполнить комплексное исследование лопаток направляющего аппарата гидроагрегата ГЭС после их длительной эксплуатации. Было проведено исследование структурного состояния, химического состава, механических свойств материалов лопаток и их соответствия ГОСТу, а также выявлены методами неразрушающего контроля (НК) дефекты в виде пор и трещин, имеющих, в том числе, усталостное происхождение.

Были обследованы сварные лопатки направляющих аппаратов Нижнекамской ГЭС и несколько литых лопаток направляющих аппаратов турбин Жигулевской ГЭС. Результаты проведенного обследования позволяют сделать выводы, что характер и место расположения обнаруженных дефектов в пере лопаток Нижнекамской ГЭС дают возможность своевременно выполнить работы по устранению дефектов в наиболее нагруженных местах, а также предотвратить их образование и развитие. Лопатки Жигулевской ГЭС имеют значительный усталостный износ, который ставит под большое сомнение возможность их использования и выдачу гарантий на их длительную безаварийную эксплуатацию: считаем совершенно недопустимым ис-

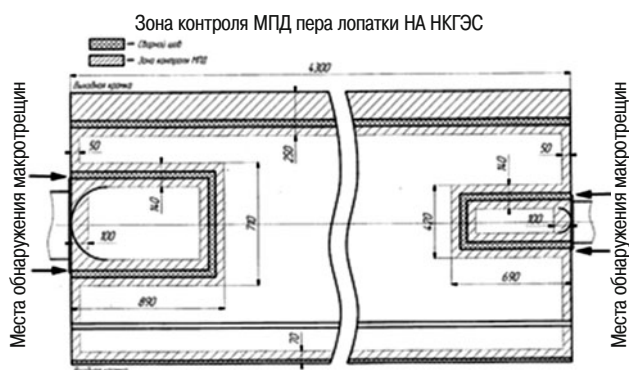


Рис. 3. Карта магнитопорошкового контроля

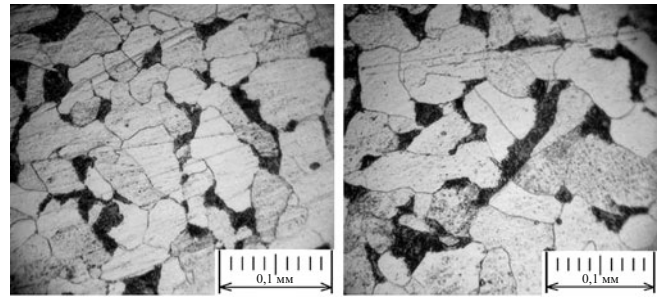


Рис. 2. Структура материала лопаток

пользование этого комплекта лопаток для повторного применения на новых турбинах. При решении вопроса о возможности использования подобных лопаток, отработавших более 50 лет, необходимо исследовать структурное состояние, усталостную прочность металла лопаток и в случае принятия решения о повторном использовании подвергнуть их глубокой термической обработке.

Важными элементами энергетических установок являются лопатки направляющего аппарата гидроагрегата ГЭС, обеспечивающие регулируемый ток воды на лопасти гидротурбин. В данной работе представлены результаты исследования материала лопаток после их длительной эксплуатации. В качестве объекта исследования были выбраны лопатки Нижнекамской ГЭС, находившиеся на восстановлении на территории предприятия "Волга-СГЭМ" "Камспецэнерго" (г. Набережные Челны). Первая партия исследуемых лопаток составляла 28 штук. Лопатки были в эксплуатации 30 лет. Комплексное исследование заключалось в определении структурного состояния, механических свойств, химического состава материала лопаток. Осуществлялся также магнитопорошковый контроль дефектов на поверхности изделий и с помощью акустического метода выявлялись объемные дефекты в районе сварных швов.

Схема напряженно-деформированного состояния лопаток и условия эксплуатации таковы, что наряду со статическими нагрузками возникают циклические, которые в конечном счете могут приводить к усталостному разрушению после длительной эксплуатации. Целью исследования было так-



Рис. 4. Дефекты, обнаруженные МПД

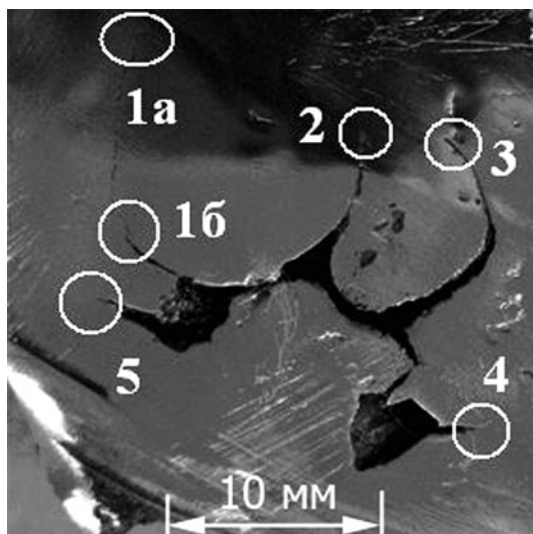


Рис. 5. Поверхность с трещинами и дефектами сварки

же выявление характера развития дефектов в процессе длительной эксплуатации.

На рис. 1 изображен внешний вид исследуемых лопаток. Длина лопаток — около 7 м, вес каждой лопатки — 7 т. Соединение нижней и верхней цапф с пером лопатки осуществляется с помощью сварки. Перо лопатки выполнено из гнutoго катаного листа (сталь ВСтЗсп3) толщиной 40 мм.

Выборочный контроль химического состава материала проводился на образцах размерами 20 × 30 мм, вырезанных из трех лопаток. Контроль осуществлялся спектрометром DV-6. Химический состав материала соответствует стали ВСтЗсп3 (ГОСТ 380–71). Исследования микроструктуры осуществляли на 28 лопатках с помощью переносного металлографического комплекса “Спектр-мет”. Микроскоп, входящий в этот комплекс, может располагаться на горизонтальных поверхностях и крепиться на вертикальных поверхностях контролируемых объектов.

Как показали металлографические исследования, структура материала всех лопаток однородна, состоит из зерен перлита и феррита (рис. 2) и соответствует стали ВСтЗсп3. Средний диаметр зерна составил 15 мкм. На одной из лопаток размер зерна составил 39 мкм, повышенное значение размера

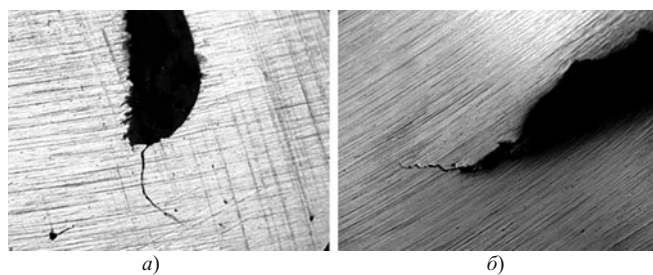


Рис. 7. Трещина 2: а — увеличение × 75; б — увеличение × 150

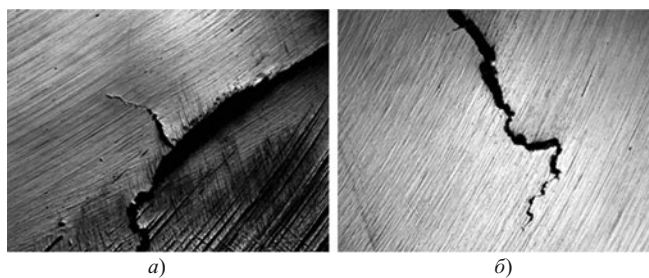


Рис. 6. Трещина 1 (увеличение × 75): а — зона № 1а; б — зона № 16

зерна может отрицательно сказываться на механических свойствах материала.

Из двух лопаток в районе выходной кромки был вырезан материал, из которого были изготовлены пропорциональные цилиндрические образцы (4 тип № 5 ГОСТ 1497–84, образцы Гагарина) для проведения механических испытаний.

Нагружение проводилось на испытательной машине 2667Р-50 со скоростью 0,4 мм/мин при комнатной температуре.

Механические свойства испытанных образцов, за исключением условного предела текучести, соответствовали ГОСТу 380-71. Для стали В3Ст3сп предел текучести должен составлять не менее 235 МПа. Значение предела текучести, полученное по результатам механических испытаний, составляло 223 – 230 МПа.

Была определена также твердость материала лопаток. Значительных отклонений твердости не обнаружено. Среднее значение твердости материала лопаток по Бринеллю составляло 132 МПа. Твердость на лопатке с повышенным диаметром зерна минимальна (115 – 118 МПа).

Как показал предварительный осмотр лопаток, поиск поверхностных дефектов в местах, обозна-

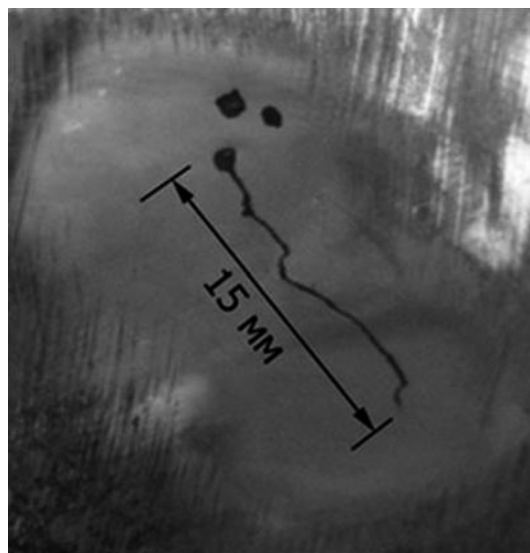


Рис. 8. Трещина, развившаяся от поры

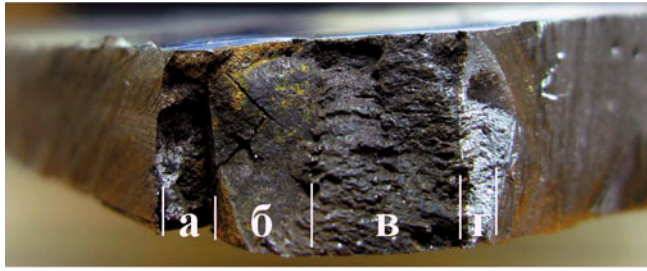


Рис. 9. Поверхность излома: *а* — дефект сварки; *б* — поверхность, соответствующая стабильному распространению усталостной трещины; *в* — участок нестабильного распространения трещины; *г* — участок долома при приготовлении образца

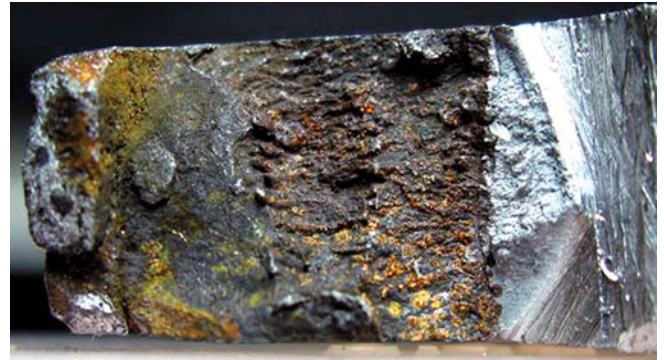


Рис. 10. Поверхность излома (ответная часть)

ченных на карте магнитопорошкового контроля (рис. 3), недостаточен.

После проведения дополнительных исследований методом МПД в местах соединения верхней и нижней цапфы с пером лопатки на 82 % лопаток обнаружены макродефекты в виде непроваров и пор, а также трещины, развившиеся от этих дефектов (рис. 4). Отдельные трещины имеют значительный размер (до 40 мм). В качестве примера на рис. 5–7 показано развитие трещин от дефектов сварки. В ряде случаев, развиваясь от корня шва, они достигают поверхности изделия. Появление трещин в этих местах связано, по-видимому, с тем, что приложение крутящего момента на цапфу при эксплуатации лопаток приводит к повышенной концентрации напряжений на участках, близких к имеющему дефекты сварки соединению цапфы с пером лопатки. Трещины чаще всего развиваются от дефектов в корне шва.

С помощью переносного мобильного оптического комплекса “Спектр-мет” было сделано детальное изображение показанных на рис. 5 трещин (рис. 6–8), распространившихся от дефектов сварки. На рис. 8 показана трещина, развившаяся от поры.

Вскрытие трещины 1 (рис. 5), края которой изображены на рис. 9–10, показало, что развитие трещины происходило в условиях воздействия коррозионной среды.

Края трещины имеют характерные участки. Участок *а* (рис. 9) — это начало трещины от концентратора, которым являлся непровар в корне шва. Относительно гладкий участок *б* (рис. 9), вероятно, образовался при медленном продвижении трещины в процессе усталостного разрушения. Более детальный рельеф (наличие усталостных бороздок) затенен процессом коррозии. Поверхность, соответствующая нестабильному распространению трещины, — участок *в* (рис. 9) — имеет грубый, волокнистый рельеф. Участок *в* мог сформироваться при достижении локальной концентрацией напряжений величины критического коэффициента интенсивности напряжения K_{Ic} (плосконапряжённое

состояние) или K_c (плоскодеформированное состояние), что вызвало нестабильный характер распространения трещины. Остановку трещины можно объяснить её выходом из области концентрации напряжений. Участок *г* (рис. 9) соответствует долому при приготовлении образца.

На основе полученных данных была произведена консервативная оценка критической длины трещины для лопаток направляющего аппарата, выполненных из стали ВСтЗспЗ. Для расчета использовалось выражение

$$a = 2 \frac{K_{Ic}^2}{\pi \sigma^2},$$

где *a* — длина трещины; σ — механическое напряжение.

Величина K_{Ic} для стали ВСтЗспЗ составляет 125 МПа · м^{1/2}. Для сталей 15 и 20, близких по химическому составу к стали ВСтЗспЗ, $K_{Ic} \approx 80$ МПа · м^{1/2}.

Исходя из того, что механические напряжения могут достигать 200 МПа, критический размер трещины может находиться в диапазоне 100–240 мм.

В связи с характером обнаруженных дефектов и с целью апробации прибора в цеховых условиях предприятия “Волга-СГЭМ” “Камспецэнерго” были выборочно (четыре лопатки) проведены дополнительные исследования лопаток с помощью акустического томографа “OmniScan MX-PA1664M”. Секторное и линейное сканирование показало, что в местах сварки имеются множественные дефекты.

На рис. 11–12 в качестве примера представлены изображения дефектов, выполненные в режиме линейного (рис. 11) и секторного (рис. 12) сканирования сварных соединений пера лопатки и цапфы прибором “OmniScan MX-PA1664M”. Погрешность измерения размеров дефектов — около 2 мм.

Трещины, обнаруженные на торцевой поверхности изделия в области тройного соединения цапфы, заглушки и пера лопатки, имеют длину до

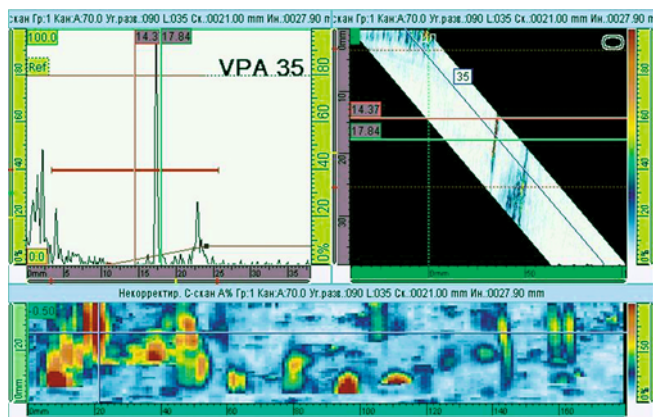


Рис. 11. Линейное сканирование

30 мм и распространяются от корня шва к поверхности на расстояние от 10 до 25 мм, в отдельных случаях достигают внешней поверхности недалеко от кромки пера. В сварных швах, соединяющих цапфу с пером лопатки, обнаружены дефекты размерами от 10 до 40 мм, при этом суммарная протяженность дефектов достигает 30 % от длины шва.

Согласно проекту “Модернизация направляющего аппарата и нижнего подшипникового узла гидротурбины типа ПЛ 20/811 В-1000” № 32841-02-09 для Нижнекамской ГЭС по восстановлению работоспособности лопаток, ДП АО “Волга-СГЭМ” производит удаление (выборку) материала с торцов пера лопатки, снятие облицовок средней и нижней цапф, т.е. частичное удаление материала изделия в области тройного соединения цапфы, заглушки, пера лопатки, и замену удаленного материала на нержавеющую сталь 08X18H10T. Данное мероприятие приводит к уменьшению дефектов в зоне концентрации напряжений и к усилению мест, в которых наблюдалось наибольшее разрушение.

Также были выборочно исследованы две литые лопатки направляющего аппарата Нижнекамской ГЭС, находившиеся в эксплуатации более 40 лет, изготовленные из стали 30Л. На этих лопатках с помощью визуального и магнитопорошкового контроля были обнаружены усталостные трещины размерами от 20 до 130 мм, сосредоточенные в районе

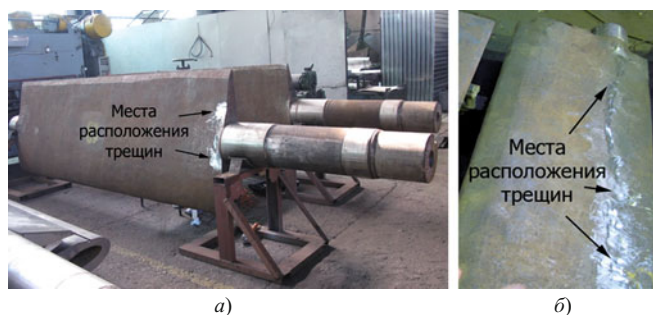


Рис. 13. Места расположения трещин

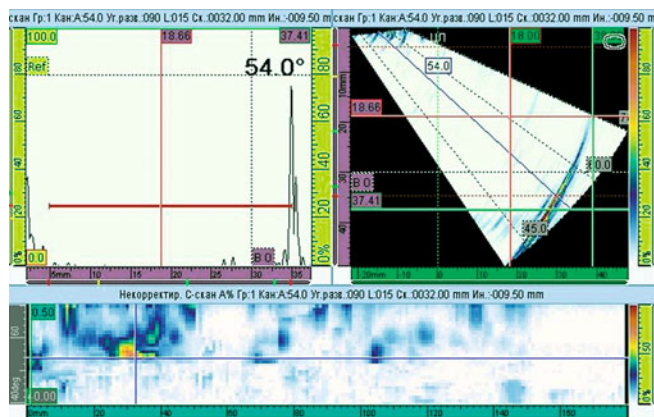


Рис. 12. Секторное сканирование

соединения цапфы с пером лопатки (рис. 13, а) и в средней части пера лопатки (рис. 13, б).

В процессе исследования конструкции был проведен химический анализ материала двух лопаток из стали 30Л на соответствие химического состава стали ГОСТу. Анализ показал, что химический состав первой лопатки соответствует ГОСТам 977-75 и 977-88 для стали марки 30Л, которая является эталонной по теплофизическим и технологическим свойствам по отношению к нелегированным конструкционным литейным сталям. Химический состав второй лопатки не соответствует ГОСТу 977-88 по содержанию углерода (фактическое содержание углерода 0,25 %, по ГОСТам 977-75 и 977-88 должно быть 0,27 – 0,35 %). Исследования показали, что механические свойства материала лопаток соответствуют ГОСТу 977-75, за исключением условного предела текучести, который составляет 81 – 94 % от значения, предписываемого ГОСТом для стали в литом состоянии без термообработки.

Микроструктурный анализ материала, проведенный непосредственно на изделии переносным комплексом “Спектр-мет”, показал, что структура состоит из зерен пластинчатого перлита и феррита, характерных для стали 30Л в равновесном состоянии. Наблюдается большая разноразмерность — от 2 – 3 до 8 – 9 баллов, что соответствует размеру зерна от 10 до 200 мкм. Соотношение процентного содержания перлита и феррита неравномерное.

Традиционная технология устранения дефектов лопаток заключается в следующем. В местах расположения трещин производят механическую выборку металла. Затем с помощью наплавки, заварки и последующей механической обработки восстанавливают металл в разрушенных зонах и геометрию поверхности лопатки. Трещину вырубают на всю длину и глубину. Чтобы в процессе заварки она не распространялась дальше, на расстоянии 5 – 10 мм от ее концов сверлят отверстия диаметром 6 – 8 мм. Заварку производят с местным подогревом до 150 – 200 °С. Устранение макротрещин

таким путем является необходимой процедурой, но недостаточной для полного восстановления свойств изделия.

Такая технология для длительно работающих изделий вызывает вопросы, которые напрямую связаны с продлением ресурса и безопасностью после ремонта. Первый вопрос касается состояния металла, подвергавшегося длительному воздействию циклических нагрузок. Учитывая то, что усталостная трещина возникает после длительного процесса разрушения на микроуровне и является финишным этапом разрушения, наплавка “хорошего металла” в местах образования макротрещины может приводить к дальнейшему разрушению металла в соседних зонах. Второй вопрос относится к наведению сварочных напряжений, которые, складываясь с остаточными эксплуатационными напряжениями, могут также способствовать разрушению материала. Термическая обработка, восстанавливая деградированную структуру металла и снижая остаточные напряжения, может существенно продлить ресурс изделия после ремонта.

Выводы

Выборочный контроль химического состава, структурного состояния и механических свойств материала лопаток первой партии показал, что материал лопаток соответствует марке ВЗСтЗсп. Механические свойства материала, за исключением предела текучести, соответствуют ГОСТу 380-71. Регламентированное ГОСТом значение предела текучести для стали ВЗСтЗсп составляет 235 – 245 МПа. В местах сварного соединения верхней и нижней цапф с пером обнаружены множественные дефекты сварки, а также трещины, распространившиеся в процессе эксплуатации от первоначальных дефектов сварки. Подобного рода дефекты охватывают 82 % лопаток.

Методом ультразвуковой томографии определены размеры и глубина залегания дефектов. Трещины, обнаруженные на торцевой поверхности изделия в области тройного соединения цапфы, заглушки и пера лопатки, имеют длину до 30 мм и распространяются от корня шва к поверхности на расстояние от 10 до 25 мм. В сварных швах, соединяющих цапфу с пером лопатки, обнаружены дефекты размерами от 10 до 40 мм, при этом суммарная протяженность дефектов достигает 30 % от длины шва. Большая плотность дефектов сварки увеличивает вероятность их объединения при распространении трещин и полного разрушения изделия, особенно при повышении эксплуатационных

нагрузок. Предварительный расчёт на основе механики разрушения показал, что критический размер трещины для сварных лопаток составляет 100 мм. Магнитопорошковый, капиллярный и визуальный контроль лопаток недостаточно эффективен, так как позволяет выявлять только те дефекты, которые уже вышли на поверхность. Однако большинство трещин пока не достигли размеров, обеспечивающих их выход на внешнюю поверхность лопаток. Магнитопорошковый контроль целесообразно дополнять акустическим контролем, позволяющим выявлять дефекты в объеме материала. Конструкция направляющего аппарата не позволяет контролировать состояние лопаток в течение длительного времени после запуска гидроагрегата. Всего было исследовано 28 сварных и две литые лопатки, которые находились на восстановлении на территории предприятия “Волга-СГЭМ” “Камспецэнерго”. Для определения фактического состояния лопаток необходимо получить более представительные статистические данные, какие можно собрать на нескольких турбинах этой и других аналогичных ГЭС.

Следует отметить, что мероприятия по реконструкции сварных лопаток, проводимые предприятием “Волга-СГЭМ” “Камспецэнерго”, позволяют убрать значительную часть дефектов сварного соединения пера, цапфы и заглушки в местах концентрации напряжений. Покрытие торцевой части лопаток нержавеющей сталью может значительно повысить надёжность и продлить ресурс лопаток.

Что касается исследованных литых лопаток, бывших в эксплуатации 40 лет, то наличие в отдельных лопатках усталостных макротрещин свидетельствует о серьезной деградации структуры металла и его повреждении на микроуровне. Существующая технология восстановления лопаток не может обеспечить значительное продление ресурса, так как не устраняет в целом снижение усталостной прочности металла. Кроме того, операция наплавки дополнительно приводит к появлению остаточных напряжений, способствующих разрушению материала. С целью продления ресурса лопаток рекомендуется улучшение структурного состояния путем термообработки (отжиг 900 °С, нормализация 900 °С, отпуск 600 °С), так как это существенно повысит пластичность и вязкость материала и снизит уровень остаточных эксплуатационных и сварочных напряжений. Уточнение режима термообработки должно производиться после проведения экспериментов на отдельных образцах металла лопаток.

Контроль геометрических характеристик элементов линии вала гидроагрегата Рогунской ГЭС с применением мобильных промышленно-геодезических систем

Мигуренко В. Р., генеральный директор ОАО «СГЭМ»,
Петров В. В., кандидат техн. наук

Рассмотрены преимущества применения координатоопределяющей технологии на примере контроля геометрических характеристик элементов линии вала гидроагрегата Рогунской ГЭС.

Ключевые слова: мобильные промышленные геодезические системы, координатоопределяющая технология, контроль геометрических характеристик объектов крупного машиностроения.

Надежная и эффективная работа гидротехнических сооружений в значительной степени зависит от соблюдения проектных геометрических характеристик элементов их основного оборудования. Вместе с неразрушающим контролем такие измерения должны осуществляться на протяжении всего цикла создания и эксплуатации этого ответственного оборудования — на заводе-производителе, строительной площадке, при монтаже, эксплуатации и во время плановых ремонтных работ. При обнаружении недопустимых отклонений выполняются мероприятия, минимизирующие вредное воздействие нештатной геометрии отдельного элемента на качество работы технологической линии.

Традиционные средства контроля геометрических характеристик объектов крупного машиностроения не позволяют достигнуть необходимой пространственной точности измерений в реальных условиях строительной площадки. Контроль собираемости крупной технологической цепи и оценка погрешности такой сборки невозможны без создания специальных стендов. Учитывая габариты основного оборудования атомных и гидротехнических комплексов, сложность и высокую стоимость создания таких стендов, контрольная сборка всей технологической линии зачастую не выполняется. Выявленные в ходе монтажа критические отклонения от проектных геометрических характеристик (соосность, перпендикулярность, неплоскостность, цилиндричность, положение и ориентация и др.) по возможности устраняются на месте наплавкой, фрезеровкой, расточкой, шлифовкой и т.д., что снижает качество контактных поверхностей, значительно увеличивает сроки монтажа, а в долгосрочной перспективе снижает эффективность и срок эксплуатации оборудования.

Выполнить контроль геометрических характеристик с необходимой точностью в реальных производственных условиях позволяют современные промышленно-геодезические системы (IMS-Industrial Measuring System). Они нашли широкое применение при выполнении прецизионных измерений

при создании и эксплуатации уникальных объектов в нашей стране и за рубежом [1]. Наиболее рационально применение промышленно-геодезических систем при обмере крупногабаритных (десятки и сотни метров) объектов с точностью до десятых и сотых долей миллиметра. Основное оборудование гидротехнических сооружений полностью отвечает этим характеристикам. Надежная и эффективная работа гидроагрегатов, генераторов, затворных, управляющих и других механизмов обеспечивается при соблюдении жестких требований (0,02 – 0,03 мм) конструкторской документации по геометрическим характеристикам оборудования при габаритах, достигающих 10 – 20 м.

В настоящее время большинство промышленно-геодезических систем реализуют координатоопределяющую технологию контроля геометрических характеристик крупногабаритных объектов сложной формы. В этом случае на поверхности элементов исследуемой технологической линии определяют пространственные координаты характерных точек и из анализа их взаимного расположения вычисляют необходимые геометрические характеристики — соосность, неперпендикулярность, диаметры шеек, положение центров отверстий и др.



Рис. 1. Вал гидротурбины Рогунской ГЭС на площадке хранения

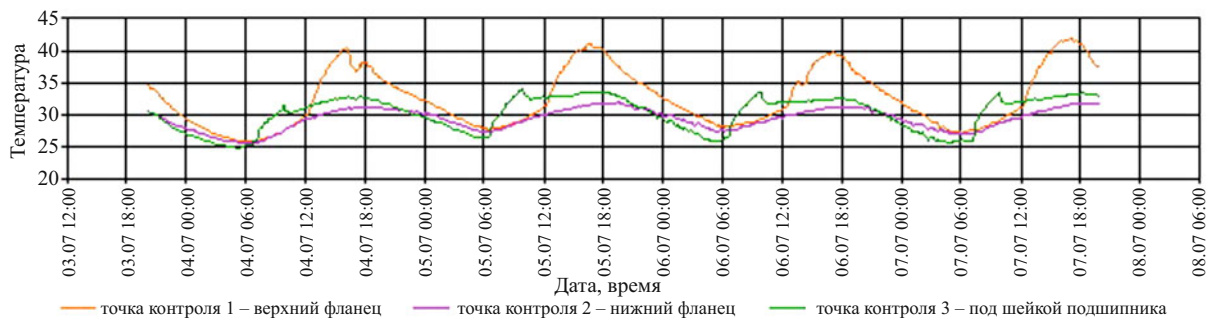


Рис. 2. График изменения температуры поверхности вала гидротурбины в течение суток

В качестве координатоопределяющих систем на объектах атомной и гидротехнической отраслей наиболее часто применяются прецизионный тахеометр “Leica TDRA6000” и абсолютный лазерный трекер “Leica AT401” [2]. Это высокоточные, хорошо защищенные приборы, позволяющие автономно выполнять измерения в реальных условиях производства и строительной площадки.

Рассмотрим преимущества применения координатоопределяющей технологии на примере контроля геометрических характеристик элементов линии вала гидроагрегата Рогунской ГЭС.

Первая очередь гидросилового оборудования Рогунской ГЭС была поставлена на строительную площадку в начале 1990-х гг. За 20 лет (рис. 1) при несоблюдении условий хранения ответственные механизмы могли деформироваться и корродировать. В ноябре 2008 г. при участии специалистов ОАО “Турбоатом” была проведена ревизия гидротурбинного оборудования на Рогунской ГЭС. При этом контроль геометрических характеристик обследуемого оборудования не проводился. Такая задача была поставлена перед сотрудниками ОАО “СГЭМ”. В полевых условиях необходимо было оценить соосность элементов линии вала (рабочего колеса, вала гидротурбины и втулки ротора), изучить возможные деформации валов двух комплектов лопаток направляющего аппарата (46 шт.) и состояние балки крана машинного зала.

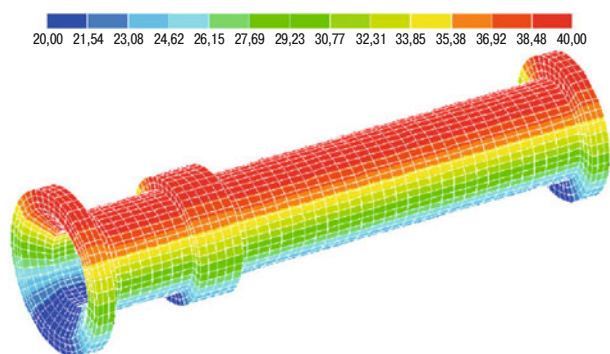


Рис. 3. Модель одностороннего нагрева вала гидротурбины с разницей в окружном направлении от + 20 до + 40 °C

Обмер с применением координатоопределяющей технологии может проводиться при любой ориентации обмеряемого объекта относительно горизонта. Важно, чтобы нештатная ориентация объекта не приводила к весовым деформациям конструкции. Валы гидротурбины обмерялись в вертикальном и горизонтальном положении.

Предварительные измерения показали нестабильность результатов, значительно превышавшую установленный допуск. Для определения источников ошибок провели исследование температурных полей вала гидротурбины в течение суток (рис. 2). Для этого на поверхности вала закрепляли контактные температурные датчики постоянного действия (точность 0,2 °C).

Было установлено, что для различных частей вала скорость остывания неодинакова и колеблется от 1° за 3 ч для нижнего фланца до 1° в час для верхнего фланца и тела вала. Скорость остывания зависит от многих факторов — толщины металла, окраски поверхности, наличия ветра и др. Максимальный одномоментный перепад температур по длине вала 9°, минимальный — 2°.

Для оценки влияния неравномерного нагрева на изменение геометрических характеристик вала гидротурбины была создана его упрощенная расчетная (конечно-элементная) модель (рис. 3) со следующими исходными данными: сталь, $E = 2,1 \cdot 10^{11}$ Па, $\mu = 0,3$, $\text{КТТР} = 1,2 \cdot 10^{11}$ 1/°C. Оценивалась деформация вала при одностороннем нагреве с разницей в окружном направлении от + 20 до + 40 °C.

Расчеты показали, что максимальное удлинение вала составит 4,5 мм (рис. 4) и это приведет к нару-

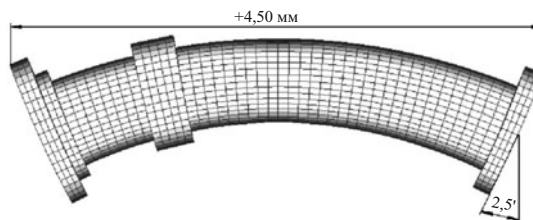


Рис. 4. Визуализация деформаций вала гидротурбины для случая переменного поля температур



Рис. 5. Определение неперпендикулярности фланца оси горизонтально расположенного вала

шению исходной параллельности на $5'$, при допустимых 5.

Учитывая результаты проведенных натурных измерений температуры валов, можно ожидать значительной нестабильности определяемых геометрических характеристик в течение суток. Величина этой нестабильности на порядок превосходит чертежные допуски на отклонения от проектной геометрии. Для минимизации влияния одностороннего нагрева на стабильность геометрических характеристик обмеряемого объекта необходимо поместить его в закрытый ангар или проводить измерения только ночью — с 3 до 5 ч (рис. 5).

Измерения выполняли с применением координатоопределяющей технологии. На предварительно очищенных поверхностях контролируемых элемен-



Рис. 7. Обмер сборки рабочего колеса — вала гидротурбины прецизионным тахеометром “Leica TDRA6000”

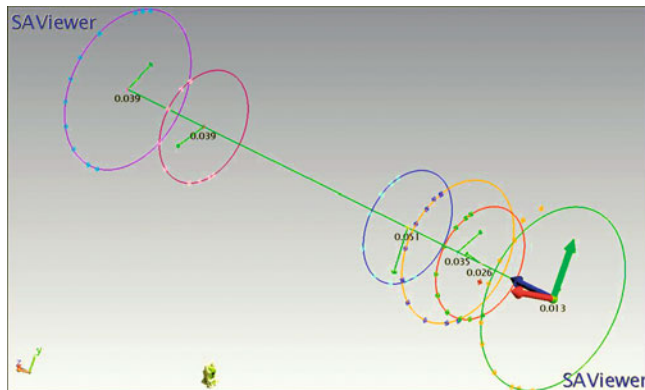


Рис. 6. Значения несоосности контрольных поясков второго вала

тов высокоточным тахеометром “Leica TDRA6000” определяли координаты представительного количества точек. Затем положение этих точек аппроксимировали наилучшей (по МНК) окружностью и в дальнейшем анализировали взаимное положение центров этих окружностей (рис. 6). Аналогичным образом исследовали неплоскостность нижнего и верхнего фланцев и их перпендикулярность оси вала.

Представленные величины несоосности Δ вычислены от аппроксимирующей (усредняющей) наилучшей (по МНК) оси вала. Если проанализировать направление несоосностей, видно, что направления векторов Δ для верхнего и нижнего фланцев и для шейки подшипника совпадают. Таким образом, реальная величина несоосности для этих элементов равна их разности, т.е. не превышает 0,02 мм.



Рис. 8. Обмер контрольной сборки вала гидротурбины — втулки ротора с применением абсолютного лазерного трекера “Leica AT401”

Величина неплоскостности для верхнего фланца составляет $СКО = 0,027$ мм, для нижнего фланца $СКО = 0,025$ мм.

Неперпендикулярность оси вала для верхнего фланца составляет $4,3''$, что на диаметре 2600 мм соответствует 0,05 мм при допустимой 0,06 мм. Неperпендикулярность для нижнего фланца составляет $9,2''$, что на диаметре 2980 мм соответствует 0,13 мм при допустимой 0,04 мм.

Аналогичные измерения были проведены для первого, вертикально установленного вала (рис. 7). Невертикальность линии, соединяющей центр верхнего и нижнего фланцев, составляет 0,35 мм на всю высоту вала 10 220 мм, может быть, поэтому измерения традиционными методами дали неудовлетворительный результат.

Подчеркнем, что применение координатоопределяющей технологии позволяет кроме величины отклонения определять и ее направление. Эти данные в дальнейшем помогут минимизировать влияние неперпендикулярности фланца рациональным размещением ответного элемента технологической цепи. Для вала гидротурбины таким элементом может стать втулка ротора.

Втулка долгое время находилась на открытой площадке хранения без надлежащей консервации базовых поверхностей. Перед проведением измерений они были зачищены. Провели исследование температурных полей и установили благоприятное время проведения измерений. Измерения выполняли прецизионным тахеометром “Leica TDRA6000” с применением координатоопределяющей технологии. На исследуемых поверхностях определяли по-

ложение 20 – 30 точек. Для минимизации ошибок светодальномера тахеометр устанавливали рациональным образом с точки зрения полноты обзора и точности измерений. Измерения выполняли в режиме автоматического наведения с трех точек стояния тахеометра.

В результате измерений установлено, что соосность исследованных элементов незначительно превышает требования конструкторской документации — 0,04 мм при допустимой 0,03 мм. Неperпендикулярность плоскости нижнего фланца 0,04 мм практически соответствует установленному допуску 0,03 мм.

Полученные данные позволили произвести виртуальную сборку линии вала, причем удалось рассчитать поворот втулки ротора на такой угол, который бы частично компенсировал значительную неперпендикулярность верхнего фланца вала гидротурбины неperпендикулярностью нижнего фланца втулки. Корректность сделанных выводов была подтверждена натурными измерениями сборки вала гидротурбины — втулки ротора (рис. 8) с применением абсолютного лазерного трекера “Leica AT401”.

Список литературы

1. Петров В. В., Корнилов Ю. Н., Казаринов А. С., Чернявский А. Г., Крикалев С. К., Микрюков П. Н. Исследования и юстировка геометрии большого разворачиваемого рефлектора (на англ. языке) // Материалы 28-й международной конференции европейского космического агентства “Космические антенные системы и технологии”. Нордвик, Нидерланды, 2005. Т. 1.

О необходимости стандарта на организацию работ при создании оборудования, собираемого на месте эксплуатации

Мигуренко В. Р., генеральный директор ОАО “СГЭМ”,
Василевский А. Г., кандидат техн. наук (ОАО “ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева”)
Станкевич В. Л., зам. генерального директора ОАО “СГЭМ”

Изложены теоретические основы предлагаемого авторами стандарта на организацию работ при создании оборудования, собираемого на месте эксплуатации.

Ключевые слова: стандарт, оборудование гидроэлектростанций, специализированные и монтажные работы на месте эксплуатации, нормы и требования.

Особенностью современного гидроэнергетического строительства является сооружение новых гидроэлектростанций в малообжитых и труднодоступных регионах России или в горных районах со сложными транспортными коммуникациями. Эти обстоятельства предъявляют особые требования к конструкциям гидротурбин и гидрогенераторов.

Становится менее доступным водный транспорт для доставки крупных узлов и изделий максимальной заводской сборки, по сравнению с тем, как это было на крупных сибирских ГЭС. Автотранспорт применяется только при наличии поблизости крупных аэродромов.

В сложившихся условиях заводы-изготовители и поставщики вынуждены доставлять к месту эксплуатации оборудование в виде отдельных изделий с дальнейшим их укрупнением, сборкой и монтажом на месте установки.

Отдельные изделия (закладные части, облицовки) традиционно поступали в виде заготовок, которые подгоняли по геометрическим параметрам на месте установки. Сборка и монтаж гидроагрегатов, как правило, выполнялись специализированной организацией под контролем завода-изготовителя, осуществлявшего шеф-монтаж.

Конечно, предпочтительной формой создания оборудования на ГЭС является его поставка “под ключ”, когда завод-изготовитель своими силами производит поставку, сборку, пусконаладочные работы и испытания оборудования, а также выдает гарантии его работоспособности и экономической эффективности в соответствии с условиями контракта. Такое практикуется при строительстве малых и микроГЭС.

Оборудование средних и крупных ГЭС относится к уникальным изделиям, как правило, единичного изготовления. На их создание имеется действующий ГОСТ 15.005.86 “Создание изделий единичного и мелкосерийного производства, собираемых на месте эксплуатации”, в числе которых гидротурбины, гидрогенераторы, предтурбинные затворы и иное монтируемое на месте оборудование и техни-

ческие системы. К сожалению, не все нормы названного стандарта применимы в нынешних, рыночных условиях, особенно в организационной части, где определенная роль отводится министерствам и ведомствам. В настоящее время стандарт пересматривается.

При отсутствии технических регламентов в электроэнергетике подготовлены и утверждены с участием ОАО “РусГидро” отраслевые стандарты. Например: стандарты на оборудование (условия поставки), организацию строительства гидроэнергетических объектов (условия создания). В ряде утвержденных стандартов присутствуют требования к монтажу оборудования, но без достаточной аргументации условий организации специализированных работ при создании и вводе в эксплуатацию оборудования ГЭС.

В то же время существующая практика организации специализированных работ на месте эксплуатации при создании оборудования гидроэнергетических объектов не соответствует современным требованиям к надежности и безопасности вводимых объектов, не учитывает необходимости привлечения специализированных организаций к участию в анализе и экспертизе вариантов компоновки оборудования и гидротехнических сооружений с целью создания оптимальных условий производства работ.

Особенность создания оборудования ГЭС состоит в том, что оно не может быть испытано в собранном виде в заводских условиях, а собирается и испытывается на месте установки. При этом специализированные организации фактически становятся участниками создания уникального (единичного) или мелкосерийного оборудования. Однако специализированные организации как будущие участники создания ГЭС не привлекаются при проектировании ГЭС к анализу и экспертизе вариантов компоновки оборудования и гидротехнических сооружений с целью создания оптимальных условий производства работ и доставки оборудования к месту установки.

Наблюдаются случаи, когда составленные проектной организацией схемы работ по разным причинам (неготовность сооружения в полном объеме, отсутствие штатного кранового оборудования и др.) приходится изменять в ходе выполнения этих работ, что приводит к затягиванию сроков строительства и удорожанию объекта.

В связи с вышеизложенным, по нашему мнению, необходимо разработать специальный стандарт, касающийся создания оборудования ГЭС на месте эксплуатации. Стандарт должен регулировать взаимоотношения заказчика, проектных и строительных организаций со специализированными монтажными организациями на всех этапах создания и ввода в эксплуатацию объектов гидроэлектростанций, включая пусковые комплексы. В основу стандарта должны быть положены общие требования утвержденных стандартов и нормы действующего (упомянутого) межгосударственного стандарта. Стандарт должен быть предназначен для применения собственниками (заказчиком-застройщиком) гидроэлектростанций, а также организациями, привлекаемыми для выполнения работ (предоставления услуг) в процессе создания ГЭС. Требования стандарта обязаны исполнять также любые, не присоединившиеся к стандарту организации, выполняющие работы, связанные с областью применения стандарта в процессе создания ГЭС и при проведении капитальных ремонтов оборудования и технических систем, по договорам с ОАО «РусГидро» и (или) с его филиалами, дочерними и зависимыми организациями, если это обязательство отражено в заключаемых с ними договорах.

Стандарт должен устанавливать основные нормы и требования, относящиеся к:

- генеральному плану строительства;
- заводским упаковкам поступающего на ГЭС оборудования;
- транспортным схемам доставки оборудования к месту установки;
- объемам и способам доработки отдельных узлов и деталей оборудования заводской поставки на месте установки, предусмотренных условиями поставки или выявленных в процессе монтажа;
- разграничению ответственности между заводами-изготовителями.

Требования стандарта должны распространяться на следующие изделия единичного и мелкосерийного производства:

- гидротурбины;
- гидрогенераторы;
- предтурбинные затворы;
- затворы водоприемников и водосбросных сооружений,
- технические системы гидроагрегатов.

Стандарт с учетом норм действующих законодательных актов должен регулировать взаимоотношения заказчика, проектных и строительных организаций со специализированными организациями на всех этапах создания и ввода в эксплуатацию объектов гидроэлектростанций.

Объектами регулирования стандарта должны стать процессы организации специализированных и монтажных работ по оборудованию гидроэлектростанций на месте эксплуатации, включая требования к обязанностям и ответственности поставщиков оборудования, проектных и специализированных организаций, заказчика — застройщика ГЭС.

Стандарт устанавливает основные нормы и требования, относящиеся к процессам создания гидроэнергетических объектов, в том числе:

- конструкциям оборудования в части технологичности работ, выполняемых на месте эксплуатации;

- проектированию строительной части объекта (фундаменты, закладные части и штрабной бетон, проверка несущей способностью сооружений на эксплуатационные и монтажные нагрузки);

- подготовке инфраструктуры объекта к проведению работ по созданию оборудования, собираемого на месте эксплуатации;

- степени заводской готовности оборудования, к объемам и способам доработки отдельных узлов и деталей оборудования заводской поставки на месте установки;

- комплектации приспособлениями, инструментом, материалами необходимыми для производства работ по созданию оборудования на месте эксплуатации;

- комплектации оборудования рабочей конструкторской и технологической документацией, необходимой для выполнения работ на месте эксплуатации, и требования к ее содержанию;

- обеспечению технического сопровождения работ на месте эксплуатации заводом-изготовителем оборудования (шеф-монтаж, контроль качества, принятие конструкторских и технологических решений, пуско-наладочные работы, сдача-приемка);

- порядку устранения брака в изготовлении, повреждений и ошибок конструирования, обнаруженных на месте эксплуатации;

- процедурам контроля качества и приемки оборудования в эксплуатацию.

В стандарте должны быть сформулированы квалификационные требования к специализированной организации:

- производственный опыт по созданию гидроэнергетических объектов (перечень созданных ГЭС с их характеристиками);

квалификация и производственный опыт инженерно-технических работников и ведущих специалистов-монтажников;

оснащенность организации монтажной техникой и возможности аренды специальной техники;

наличие службы контроля качества, оснащенной необходимыми техническими средствами контроля;

конкурентные преимущества по сравнению с аналогичными организациями;

наличие лицензий на выполнение работ.

Такие требования отсутствуют в стандартах на поставку гидротурбин, гидрогенераторов и технических систем.

Не менее важными являются вопросы организации производственной базы специализированной организации:

возможность укрупненной сборки отдельных узлов и рабочих механизмов в зоне, защищенной от атмосферных осадков;

возможность размещения вспомогательного, кранового и металлообрабатывающего оборудования;

возможность размещения сварочного оборудования;

выполнение перенесенных с завода операций по доводке, сборке и монтажу оборудования в соответствии с проектом организации строительства (ПОС);

возможность хранения поступающего оборудования в соответствии с условиями хранения, определенными поставщиками оборудования и зафиксированными в ТЗ на поставку оборудования;

транспортная доступность, в том числе, при необходимости, наличие подъездных и железнодорожных путей с разгрузочными площадками. При доставке оборудования водным путем или авиатранспортом должна быть предусмотрена возможность его разгрузки и доставки к месту монтажа.

Создание такого стандарта позволит более четко организовать строительство гидроэлектростанций, минимизировать затраты финансовых средств при создании оборудования ГЭС и сократить сроки введения объектов в эксплуатацию.

Состояние гидросилового оборудования на гидроэлектростанциях России

Байков А. И., генеральный директор ДП АО «Волга-СГЭМ» «Камспецэнерго»,
Руденко А. Л., главный инженер ДП АО «Волга-СГЭМ» «Камспецэнерго»

Рассматривается состояние гидросилового оборудования на ГЭС России и предлагаются меры для преодоления критической ситуации в этой области.

Ключевые слова: модернизация гидросилового оборудования, концептуальный подход, технический регламент, мероприятия по сохранению работоспособности гидросилового оборудования ГЭС.

О моральном и физическом состоянии оборудования гидроэлектростанций России написано много, еще больше проведено совещаний, однако до сих пор, несмотря на аварию на Саяно-Шушенской ГЭС трагедию, нет четкой оценки и программы действий в случае с оборудованием, которое отработало свой нормативный срок и явно не доработает до замены на новый образец.

Программы действий по модернизации оборудования гидроэлектростанций не выполняются. Нет четко сформулированной концепции модернизации, нет разработанных нормативных документов, основанных на опыте работы специализированных организаций, занимающихся вопросами модернизации гидросилового оборудования на ГЭС, на научном подходе метрологического моделирования процессов состояния оборудования (фазохронометрический метод диагностирования обо-

рудования) и метрологического контроля состояния узлов (деталей) оборудования, находящегося в эксплуатации (при выводе его в ремонт), с использованием подходов и технологий, разработанных на кафедре метрологии МВТУ им. Н. Э. Баумана.

Нужен концептуальный подход к проблеме модернизации гидросилового оборудования, установленного на ГЭС, при этом необходимо рассматривать следующие базовые вопросы:

экономическая составляющая модернизации, т.е. не повышение мощности в результате модернизации, а доведение состояния оборудования до проектных параметров и повышение его технологической устойчивости, а именно уменьшение (ликвидация) ремонтных циклов и продление срока использования еще на 15–20 лет. И, конечно, стоимость самих работ, ведь сделать модернизацию гидроагрегату, проработавшему 35–40 лет, значи-

тельно сложнее (зачастую отсутствует техническая документация), чем гидроагрегату, проработавшему 25 – 30 лет, следовательно, необходимо вводить коэффициенты в “Базовые цены на ремонт ...”, часть 4, где описан состав работ, и повышать стоимость выполнения работ, связанных с модернизацией;

техническая составляющая модернизации должна быть направлена на достижение проектных параметров и на доведение узлов (деталей) оборудования до установочных размеров (зазоров, маяков). Для этих целей необходимо разработать технический регламент на проведение работ по модернизации, куда обязательно включить карты замеров, формуляры, акты, протоколы, методики и прочие руководящие документы, которые уже существуют, но не определены и не отнесены в технический регламент, а до сих пор базируются на ТУ на монтаж гидроагрегатов (выпуск 1975 г.).

В данном техническом регламенте необходимо предусмотреть и узаконить весь цикл проведения модернизации, начиная с вибрационных (до ремонта) и заканчивая натурными испытаниями после ремонта ГСО.

В данном документе должна быть подведена и база приемки оборудования от заводов-поставщиков, отремонтированного (восстановленного) оборудования, запасных частей, их сертификация и ремонтпригодность, взаимозаменяемость.

Необходимо предусмотреть технический регламент модернизации ПЛ- и РО-турбин, так как установочные размеры и зазоры для этих типов гидротурбин довольно различны.

Такая техническая документация имеется и используется в ДП АО “Волга-СГЭМ” “Камспецэнерго” при проведении работ по модернизации оборудования различных ГЭС.

Модернизация должна проводиться также с целью продления срока службы оборудования и должна быть направлена на повышение капитализации предприятия. Следовательно, меры и приемы модернизационных работ не должны отличаться друг от друга, имеется ввиду, что две или более ГЭС расположены на одной реке, каскаде, как, например, на Волга-Камском.

Модернизация — это тесное сотрудничество заказчика — генерального подрядчика и завода-изготовителя (их может быть несколько). Это разработка организационно-технического плана мероприятий по модернизации.

На многоагрегатной (четыре и более гидроагрегатов) ГЭС удобно и правильно, с экономической точки зрения, вести каскадную модернизацию, т.е. один комплект оборудования (для ГА-1) поставляется новый, а узлы (детали), снимаемые с постоянных фундаментов, отсылаются на дефектацию, ос-

мотр, контроль на завод-изготовитель для восстановления проектных параметров и возвращаются к заказчику для установки, например, на второй гидроагрегат или третий и т.д. в зависимости от режима работы ГЭС.

Для проведения таких масштабных работ необходимо предусмотреть, а вернее, изменить подход к проведению тендерных торгов и к экономической составляющей самого процесса модернизации.

Средства на модернизацию должны аккумулироваться у заказчика без передачи прав инвестору или передачи в лизинг действующих гидроагрегатов, уже прошедших модернизацию.

Заказчик учитывает и страховые риски, возможные при проведении таких сложных и объемных работ, при исполнении которых задействованы несколько подрядчиков.

Нельзя загонять подрядчика в угол непомерными банковскими гарантиями и долгосрочными гарантийными обязательствами, например есть “Гражданский кодекс РФ” и его никто не отменял.

Проект модернизации должен включать весь комплекс работ, вплоть до разработки ТЗ на модернизацию отдельных узлов и деталей.

Заводы-изготовители должны не только поставлять затребованное оборудование в виде восстановленных деталей и запасных частей, но и проводить законченные технологические этапы, как-то: контрольную сборку РК или НА, валовой линии, гидравлические испытания штанг, контрольную сборку маслоприемников и т.д. для определения установочных зазоров и размещение оборудования в плане и по высоте.

Изготовление крепежных элементов и сопряжение контактных поверхностей соединяемых элементов должно проходить инструментальный и поверочный контроль на поверочных плитах, призмах и т.д. Завод-изготовитель должен обратить особое внимание на то, что установка крепежных элементов, их прилегание к сопрягаемым поверхностям — это его гарантийные обязательства.

Стопорение крепежных элементов на уже эксплуатируемом оборудовании должно производиться — это аксиома, но без применения сварки. Опыт проведения подобных работ показал, что при повышении или резком повышении уровня вибрации гайки, законтренные по грани электросваркой, мгновенно откручиваются. Такой случай произошел в 1991 г. на ТП при пуске ГА-14 (Волжская ГЭС им. В. И. Ленина) без двух лопастей (они уже были срезаны), но этого никто еще не знал. Гайки открутились на корпусе ТП мгновенно.

Существуют различные способы стопорения крепежа, которые надо использовать, учитывая при этом, что 40 % крепежных элементов работают в коррозионной среде.

Крепежные элементы необходимо менять через 30 лет эксплуатации, причем по всему гидроагрегату, включая вспомогательное оборудование. Отвалившаяся присоединительная планка на воздухо-разделяющих щитах может привести к серьезной аварии, как это было, например, на ГЭС Табка в Сирии, когда было повреждено 30 % стержней обмотки статора главного генератора, полюса и прочее электротехническое оборудование.

К сожалению, пока не существует четкой и целостной методики определения состояния оборудования, узла, детали в данную единицу времени. Определение состояния оборудования, его рабочего ресурса остаточным методом акустической эмиссии не нашло широкого внедрения, понимания и подтверждения. Разработанный кафедрой метрологии МВТУ им. Н. Э. Баумана (М. М. Киселев, В. И. Пронякин и др.) экзохронометрический метод диагностирования состояния оборудования с большим трудом пробивает себе путь и, конечно, будет внедрен, но эти “амбулаторные книжки” надо было заводить на каждый гидроагрегат раньше, сегодня же надо прислушаться к мнению ведущих специалистов, имеющих большой опыт проведения подобных работ по модернизации.

В России есть два турбинных завода, 1,5 генераторных и 458 гидроагрегатов различной мощности, которые отработали свой физический ресурс. Например, на Нижнекамской ГЭС МПЛ РК ПЛ-турбины не разбирали 22 года, проводили только текущие ремонты, состояние цапф лопаток НА не определяли с пуска 1-го гидроагрегата. При проведении ремонта и модернизации в 2009 г. выяснилось, что все втулки подшипников трения скольжения в МПЛ РК необходимо менять, так как рабочий слой раздавлен, функциональные составляющие пары трения — скольжения утеряны — гидроагрегат был, по сути, на грани аварии.

Это говорит о том, что существующие гидроагрегаты к моменту замены на новые свой срок не доработывают. Может захлестнуть волна аварийности, поэтому модернизация оборудования с восстановлением изношенных узлов (деталей), с проведением работ по перецентровке оборудования в условиях длительной эксплуатации гидросооружения, с внедрением новых композитных материалов в пары трения-скольжения — это наиболее верный путь сохранения работоспособности гидросилового оборудования ГЭС.

Естественно, что нет возможности восстановить все узлы и детали и нет в этом никакого смысла, поэтому при модернизации агрегатного блока по механической части, исходя из опыта работ по модернизации, ремонту ГСО ГЭС, необходимо выполнить следующие мероприятия:

замену всех крепежных элементов (100 %);

замену чугунных корпусов на стальные, при наличии на ряде гидроагрегатов чугунных крышек необходимо провести работы по усилению ребер жесткости и сопрягающих фланцев;

контроль всех сварных соединений неразрушающими методами контроля и устранения дефектов;

модернизацию направляющих аппаратов с установкой дополнительных противофильтрационных манжет и применением новых композиционных материалов;

модернизацию подпятников, при наличии подпятников на гидравлических опорах — переход на жесткие опоры, замену ЭМП покрытия на сегментах по величине износа;

замену дисков подпятника после 25 лет эксплуатации. На каждой ГЭС необходимо иметь один диск подпятника как оборотный (на Нижнекамской ГЭС при ремонте ГА-12 в 2009 г., гидроагрегат вводился в 1983 г., трещины на рабочей поверхности диска имели широкую паутину и были глубиной до 0,15 мм);

модернизацию валов турбин с целью замены облицовки вала турбины в зоне турбинного подшипника и при необходимости исправление вальной линии;

модернизацию остовов роторов главных генераторов с целью повышения жесткости обода ротора, устранения образования волны по тормозному диску и магнитной оси путем увеличения заклиновочных брусьев (опыт модернизации Саратовской ГЭС);

модернизацию статоров главных генераторов и переход на безстыковые с заменой обмотки (по результатам вибрационных испытаний и по состоянию обмотки), исправление высотного положения корпуса статора путем замены фундаментных опор и восстановленной магнитной оси главного генератора;

замену масла и воздухоохладителей;

контроль неразрушающими методами всех сварных соединений по узлам (деталям) гидроагрегата с учетом оборудования гидрогенератора и прочной части турбины с определением дефектов и их устранением;

замену камер рабочих колес ПЛ-турбин, которые не облицованы (не планированы) БИ-металлом, с удалением штрабного бетона, раскреплением новой КРК в штрабе, центровкой относительно оси статора главного генератора и укладкой штрабного бетона;

ремонт с восстановлением, ремонтом бетонных поверхностей проточного тракта;

замену втулок подшипников трения-скольжения в МПЛ РК и НА на новые с использованием новых композиционных материалов (желательно на каж-

дой ГЭС, при наличии ПЛ-турбин, иметь один оборотный комплект механизма поворота лопастей, для РО-турбин — одно рабочее колесо и комплект лабиринтных уплотнений);

замену противофильтрационных манжет и шнуровых уплотнений на РТИ с фторкаучуковым покрытием, особенно при замене уплотнений фланцев лопастей ПЛ турбины (желательно для РО-турбин иметь один комплект уплотнения вала турбины из материала с фенольным покрытием, ФУГ);

замену системы торможения, включая трубопроводы и тормоза-домкраты.

Один комплект новых тормозов-домкратов на ГЭС должен храниться как оборотный с комплектом противофильтрационных манжет из фторкаучукового покрытия (профильного шнура);

модернизацию системы регулирования и автоматики, вводить ЭГР-МП с переводом МНУ и СР на давление 63 кг/см²;

замену системы пожаротушения (водяную на углекислотную);

замену системы возбуждения гидрогенератора;

замену опорных элементов под регулирующим кольцом, замену поршней, маслоъемных колец, тяг сервомоторов, центровку тяг сервомоторов;

замену всей запорной арматуры по вспомогательному оборудованию турбины и генератора, СР;

замену клапанов срыва вакуума;

введение на всех гидроагрегатах фазохронометрического метода контроля за состоянием оборудования в единицу времени с использованием датчиков вибрации;

восстановление валовой линии гидроагрегата со снятием (установкой) ступицы ротора главного генератора, устранение трещинообразования на ступице;

перецентровку гидроагрегата в процессе модернизации с учетом фактического состояния гидросооружения и положения закладных частей турбины, установку зазоров в плане и по высоте, позволяющих симметрично расположить вращающиеся части гидроагрегата относительно неподвижных;

замену лопастей рабочего колеса ПЛ-турбин (или полностью РК РО-турбин);

модернизацию корпуса РК ПЛ-турбины под установку частично съемного фланцевого уплотнения лопасти из РТИ фирмы “Simirit” или же применение фторкаучукового профильного шнура, что значительно повысит надежность узла (данный шнур используется на Саратовской ГЭС);

новые существенные возможности в обеспечении экологической безопасности при эксплуатации гидротурбин типа ПЛ — это совместное использование самосмазывающихся материалов и биологически разлагающихся синтетических масел;

внедрение проектов экологической безопасности против залпового выброса масла в окружающую среду в процессе эксплуатации ПЛ-турбин;

перевод турбин в режим двойного регулирования, например на Чебоксарской ГЭС, где до сих пор ПЛ-турбины эксплуатируются в пропеллерном режиме, это относится и к Майнской ГЭС. Данная проблема успешно решена на Нижнекамской ГЭС, где все 16 гидроагрегатов работают в режиме двойного регулирования.

Выполнение предлагаемых мероприятий на российских и других ГЭС позволит продлить срок службы установленного и эксплуатируемого оборудования до 20 лет, до тех пор, пока не подойдет очередь на замену. По затратам данная модернизация в 3 – 4 раза дешевле, чем срочная замена на новое оборудование.

При этом сроки нахождения гидроагрегатов в ремонте можно сократить до 30 % от существующих, причем графики модернизации можно построить таким образом, чтобы в период паводка гидроагрегаты были в работе, а исполнители работ имели прямую материальную заинтересованность.

Сотрудники ДП АО “Волга-СГЭМ” “Камспецэнерго” предлагают свои услуги, готовы поделиться опытом и знаниями для разработки и внедрения системной модернизации оборудования на действующих ГЭС с привлечением специалистов из МВТУ им. Н. Э. Баумана (кафедра метрологии и измерений), ЗАО “Тяжмаш-Гидро”, ООО “Русэлпром-инжиниринг”.

Применение лазерного трекера для контроля положения клиньев статора крупного гидрогенератора

Мигуренко В. Р., генеральный директор ОАО «СГЭМ»,

Петров В. В. кандидат техн. наук,

Медяников В. О., Краев Е. В., инженеры

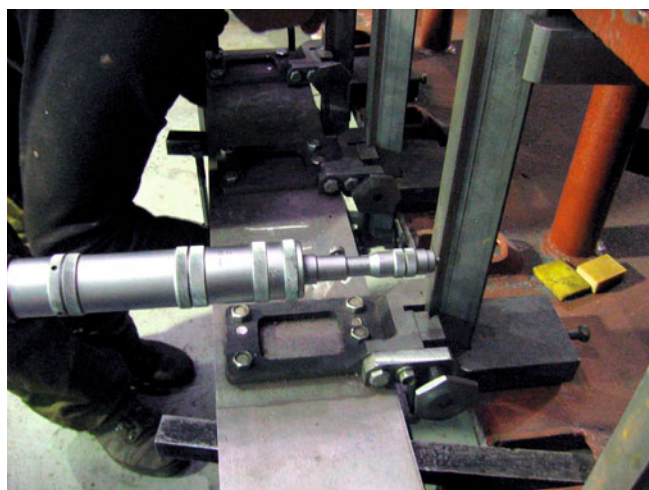
Приводится описание наиболее технологичного и универсального метода определения положения и реальной формы поверхности крупногабаритного объекта сложной формы — координатоопределяющей технологии.

Ключевые слова: координатоопределяющая технология, полярный метод, лазерный трекер, контроль положения клиньев гидрогенератора.

Одним из условий эффективной работы крупных гидрогенераторов является соблюдение проектных геометрических характеристик сердечника статора и ротора. Учитывая высокие точностные требования (0,05 мм) и значительные габариты (диаметр 10 – 20 м при высоте до 3 м) этих механизмов, решение такой задачи требует разработки более точных и технологичных методов измерений, регулировки и фиксации конструктивно важных элементов статора, учета и минимизации воздействия на результаты измерений значительного количества источников ошибок.

Традиционная технология разгонки клиньев предусматривает использование составных штихмасов, закрепленных на вертикальной колонне, установленной в центре статора (рис. 1, б) и двух типов кондукторов. На полках корпуса статора при помощи временной фиксации устанавливаются базовые клинья. С помощью верхнего и нижнего шаблонов-кондукторов (рис. 1, а) от первого вертикально установленного клина устанавливается тангенциальное положение следующего базового клина, а штихмасом определяется его радиальное положение. Шаблоны-кондукторы последовательно перемещают по всей длине окружности полок корпуса статора, фиксируя положение базовых клиньев, до замыкания на первый базовый клин. Для крупных статоров необходимо произвести 40 – 60 перестановок кондуктора. Такая методика чрезвычайно чувствительна к ошибкам монтажников и требует изготовления шаблона-кондуктора с очень высокой точностью. Даже самые незначительные погрешности при 50 перестановках будут накапливаться и после замыкания приведут к недопустимой невязке — смещению базовых клиньев. Величину невязки делят на количество перестановок и пропорционально смещают клинья в обратном направлении, закладывая на базовые поверхности шаблона щупы соответствующей толщины, распределяя (разгоняя) таким образом невязку. Этот итерационный процесс может быть весьма длительным, а после фиксации планок клиньев точечной сваркой результаты кропотливой работы могут быть уничтожены сварочными деформациями, приводящими к недопустимым смещениям и разворотам клиньев.

После установки базовых клиньев переходят к монтажу промежуточных клиньев с теми же точностными требованиями.



а)



б)

Рис. 1. Разгонка клиньев с применением штихмаса и кондуктора

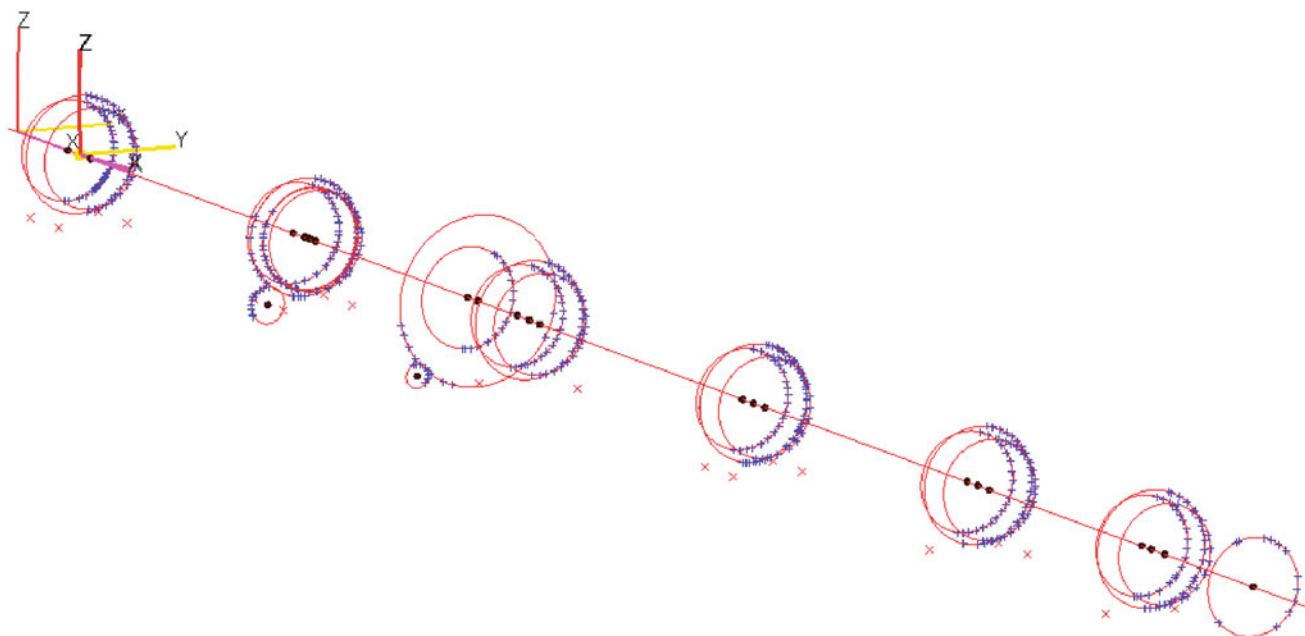


Рис. 2. Определение соосности элементов

К сожалению, несоответствие размеров шаблона конструкторской документации — не единственная сложность применения традиционной технологии: шаблон базируется на внутренние грани клина, они, в свою очередь, изготовлены с различным качеством. На них налипают капли металла от сварки. Геометрические характеристики клиньев часто не соответствуют требованиям ТД. Кроме того, шаблон необходимо устанавливать без перекоса в продольном и поперечном направлениях. Весь комплекс этих трудностей приводит к неоднозначной установке шаблона и размытию ошибок, вносимых несоответствием размеров кондуктора.

На современном этапе развития инженерной геодезии наиболее технологичным и универсальным методом определения положения и реальной формы поверхности крупногабаритного объекта сложной формы является координатоопределяющая технология [1]: на исследуемой поверхности объекта с помощью координатоопределяющей системы определяют пространственные координаты характерных точек (или значительного количества точек — облака точек), что позволяет вычислить необходимые геометрические характеристики обмеряемого объекта. Подобная схема обмера обладает высокой гибкостью [2], позволяя однообразно определять геометрические параметры (рис. 2) таких сложных поверхностей: длину, ширину, радиус кривизны, ориентацию в пространстве, перемещение, соответствие заданной форме и др.

Благодаря автоматизированным высокоточным координатоопределяющим системам возможно применение этой технологии в реальном режиме времени для контроля перемещения выверяемого элемента конструкции.

Одним из наиболее популярных методов определения координат является полярный метод — пространственная полярная засечка. В этом случае (рис. 3) высокоточным электронным тахеометром, лазерными трекером, сканером, радаром измеряются горизонтальные β и вертикальные углы ν , а также наклонные расстояния S до отражателя, установленного на поверхности обмеряемого объекта.

Координаты:

$$X_p = S \cos(\nu) \cos(\beta); \quad Y_p = S \cos(\nu) \sin(\beta); \quad Z_p = S \cos(\nu) \tan(\nu) = S \sin(\nu).$$

Ошибки координат:

$$m_{X_p} = \sqrt{(\cos(\nu) \cos(\beta))^2 m_S^2 + (S \sin(\nu) \cos(\beta))^2 \left(\frac{m_\nu}{\rho}\right)^2 + (S \cos(\nu) \sin(\beta))^2 \left(\frac{m_\beta}{\rho}\right)^2};$$

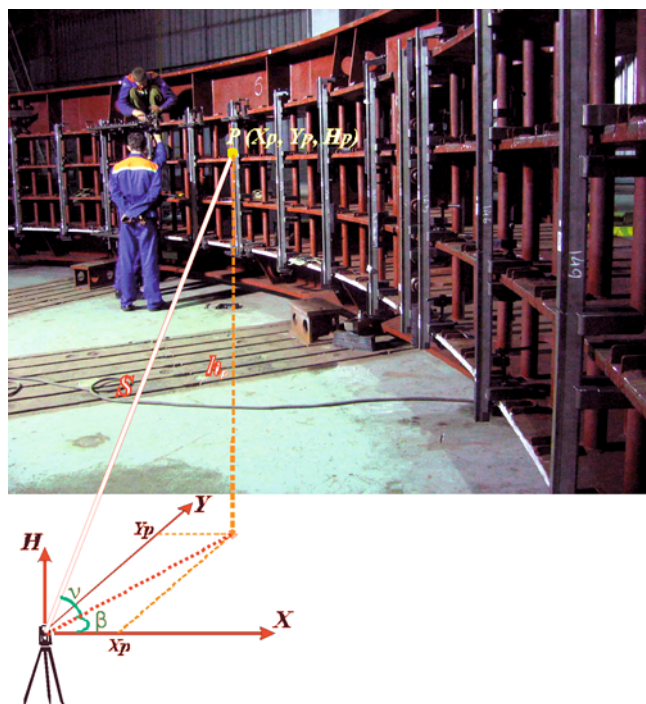


Рис. 3. Полярный метод определения координат

$$m_{Yp} = \sqrt{(\cos(\nu) \sin(\beta))^2 m_S^2 + (S \sin(\nu) \sin(\beta))^2 \left(\frac{m_\nu}{\rho}\right)^2 + (S \cos(\nu) \cos(\beta))^2 \left(\frac{m_\beta}{\rho}\right)^2};$$

$$m_{Zp} = \sqrt{\sin^2(\nu) m_S^2 + (S \cos(\nu))^2 \left(\frac{m_\nu}{\rho}\right)^2},$$

где m_{Xp} , m_{Yp} , m_{Zp} соответственно ошибки координат X , Y , Z ; m_S , m_β , m_ν — соответственно ошибки наклонного расстояния S , горизонтального угла β и угла наклона ν .

Так, при СКО измерения угла $m_\beta = 0,5''$ (для тахеометра “Leica TDRA6000” [3] и трекера “Leica AT401”) и отстоянии (длине визирного луча) 10 м средняя квадратическая погрешность определения координат в направлении поперечном визирному лучу, составит 0,02 мм, что полностью соответствует требованиям сборки отдельных элементов гидрогенераторов.

В большинстве измерительных систем, реализующих полярный метод, точность измерения расстояния (погрешность вдоль визирного луча) и угла (погрешность поперек визирного луча) различается порой на один-два порядка. Выбирая наиболее рациональное расположение прибора относительно обмеряемого объекта, приходится анализировать множество факторов, учитывать реальные условия измерений и особенности конструкции объекта. Наиболее рациональным с точки зрения равенства точности измерений и полноты обзора внутренней поверхности статора является расположение прибора в его центре. В этом случае точность определения радиальных расстояний будет целиком зависеть от погрешности светодальномера применяемого прибора. Для лазерного трекера “Leica AT401” точность измерения расстояния 0,01 мм, что полностью соответствует требованиям конструкторской документации.

Более детальные исследования планируемых геодезических сетей могут быть выполнены с применением специализированного модуля универсального программного комплекса “Spatial Analyzer” — модуля SA USMN. Предрасчёт точности выполняется на основе априорно заданных геометрических связей, точности применяемых приборов (рис. 4), выбранных режимов измерений и др.

В нашей стране наиболее широкое применение для разгонки клиньев получили лазерные трекеры фирмы “Leica” (рис. 5). Они надежны, обладают высокой точностью и защищенностью. На настоящий момент с применением приборов различных серий выполнена разгонка восьми статоров. Хорошую эффективность показал трекер новой серии “Leica AT901” (рис. 6). Функция динамического захвата цели “Power

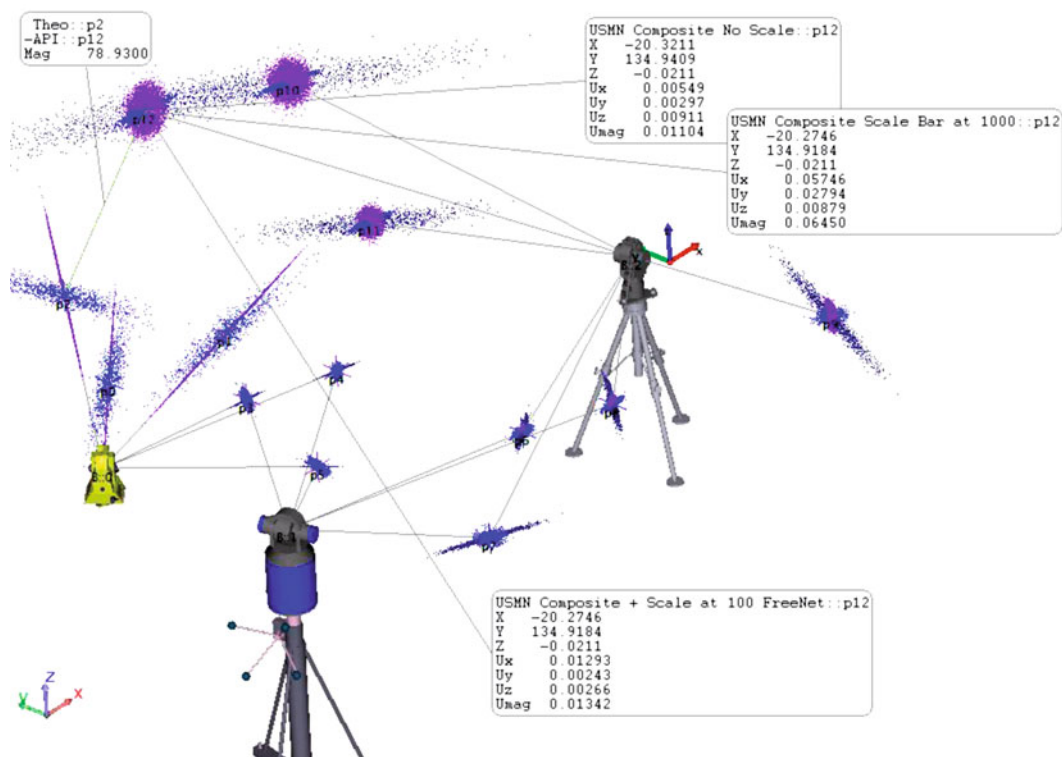


Рис. 4. Пример предрасчёта точности комбинированной сети двух лазерных трекеров и тахеометра “Leica TCA1800”

Lock”, уменьшенное время прогрева после включения существенно увеличили скорость проведения разгонки.

Для проведения разгонки непосредственно в машинном зале, в условиях монтажа, наиболее рационально применение последней разработки фирмы “Leica” — лазерного трекера AT401 [4]. Этот трекер (рис. 7) мобилен, имеет малый вес (7 кг), защищен по стандарту IP54, может работать автономно до 6 – 8 ч от одного комплекта аккумуляторов, а при разряде допускает их смену без выключения трекера. У него повышена точность угловых датчиков горизонтального и вертикального круга: она составляет 0,5”. Увели-

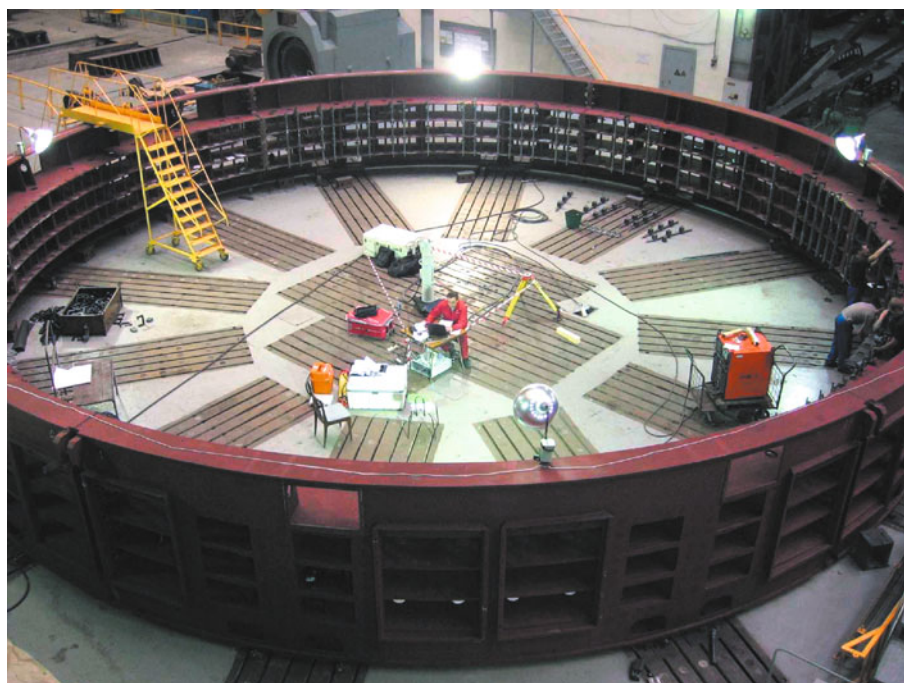


Рис. 5. Контроль положения клиньев статора гидрогенератора ВГСМ 1525/135 – 120 лазерным трекером “Leica LTD800”



Рис. 6. Разгонка клиньев статора гидрогенератора СВ 783/105 – 40УХЛ4 с применением абсолютного лазерного трекера “Leica AT901”



Рис. 7. Разгонка клиньев статора гидрогенератора СВ 448/140 – 18ТВ4 с применением лазерного трекера “Leica AT401”

чены дальность и точность абсолютного дальномера до 160 м, при точности измерения 0,01 мм (если возможно обеспечить стабильность атмосферы на такой дистанции), т.е. с одной стоянки с его помощью можно обмерять объект размерами до 320 м и решать задачи мониторинга деформаций. Поскольку ручка прибора съемная, трекер “Leica AT401” не имеет ограничений по вертикальному углу в верхней полусфере (что ценно при работе в шахте гидроагрегата), а благодаря абсолютным датчикам угла нет ограничения по вращению в горизонтальной плоскости. Встроенная камера обзора позволяет оператору контролировать процесс наведения трекера на визирную цель. Для привязки трекера к отвесной линии в нем установлен высокоточный электронный уровень. Наибольшее влияние на увеличение производительности оказывает расширенная система поиска визирной цели “Power Lock”, установленная в Leica AT401 — мгновенное восстановление прерванного луча в диапазоне $\pm 5^\circ$ от визирной оси прибора. Для введения всех необходимых поправок “Leica AT401” имеет встроенную метеостанцию. Удаленное управление автономно установленным трекером возможно без кабельного соединения с компьютером путем передачи информации по WiFi.

С применением новой методики контроля положения и ориентации клина устранен основной недостаток традиционной методики разгонки — накопление ошибок. Координатоопределяющая технология позволяет каждый клин устанавливать независимо от остальных. Таким образом, возможные ошибки при монтаже отдельного клина не приведут к искажению результатов измерений большого числа элементов.



Рис. 8. Контроль формы сердечника статора

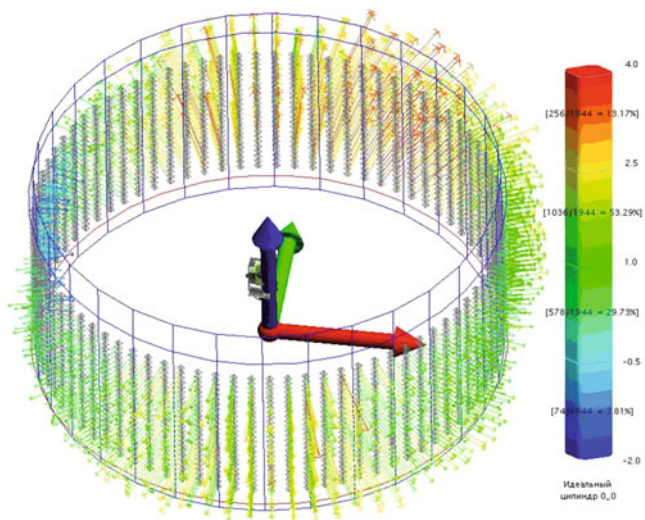


Рис. 9. Картограмма отклонений формы сердечника статора после опрессовки

Разделение на базовые и промежуточные клинья теряет смысл. Благодаря заранее подготовленной САД модели измерительная система может определять отклонение от проектного положения и ориентации любого клина. Название операции “разгонка клиньев” предполагало распределение накапливаемой ошибки. С применением координатоопределяющей технологии — это установка клиньев в проектное положение.

Высокая степень автоматизации и скорости измерений позволяет проводить выверку в режиме реального времени — наблюдать за отклонением от проектного положения по данным на экране компьютера. Минимизировав отклонения, сразу фиксировать его планки клина точечной сваркой. При необходимости “Leica AT401” может контролировать величину сварочных деформаций непосредственно во время фиксации. Из нашего опыта, несмотря на систему временной фиксации, до 40 % клиньев недопустимо (более 0,1 – 0,2 мм) смещаются после проведения точечной сварки. Их приходится срезать и повторять для них процедуру установки в проектное положение. Лазерный трекер позволяет контролировать величину сварочных деформаций и оперативно реагировать при обнаружении недопустимого смещения клиньев. Благодаря этому удастся снизить количество повторно устанавливаемых клиньев до 10 %.

Применение лазерного трекера “Leica AT401” позволяет одним комплектом оборудования выполнять широкий круг измерительных задач, возникающих при создании, монтаже и дальнейшем сервисном обслуживании статоров (рис. 8) крупных гидрогенераторов и гидроагрегатов.

Список литературы

1. *Обмер объектов крупного машиностроения в пространственных высотно-угловых сетях* / Санкт-Петербургский государственный горный институт // Тезисы докладов научной конференции “Полезные ископаемые России и их освоение”. СПб., 1996.
2. *Применение прецизионного электронного тахеометра для исследования взаимного расположения валов и механизмов бумагоделательных машин* // Записки горного института. СПб. Т. 146 (маркшейдерское дело и геодезия) / Санкт-Петербургский горный институт.

Новости гидроэнергетики и гидротехники

Богучанская ГЭС

В течение апреля 2012 г. на строительной площадке Богучанской ГЭС продолжалась подготовка к началу заполнения водохранилища. В частности, 16 апреля было перекрыто третье временное донное отверстие из пяти (в секции № 25). При сбросе через агрегаты Усть-Илимской ГЭС 2600 м³/с через сооружения Богучанской ГЭС проходит в среднем 2600 – 2800 м³/с. В течение недели, с 16 по 23 апреля, уровень воды в верхнем бьефе поднялся с отн. 143,0 м до отн. 146,0 м. Наполнение водохранилища не началось, уровень воды в верхнем бьефе не превышает обычные для весеннего половодья значения.

По состоянию на 24 апреля 2012 г. уложено 3330 м³ бетона, смонтировано более 750 т металлоконструкций и гидромеханического оборудования. Монтаж вентилируемых фасадов выполнен на площади 1250 м², утепление стен и потолка галерей инженерных коммуникаций здания ГЭС составило 1175 м². В здании ГЭС, служебно-производственном корпусе и других объектах смонтировано около 1500 м воздуховодов, отделочные работы в административно-бытовом здании служебно-производственного корпуса выполнены на площади 2010 м². В рамках подготовки к летнему строительному сезону из карьера № 12 доставлено 95 378 м³ песчано-гравийной смеси.

На ГА № 1 и 2 заканчивается монтаж оборудования систем автоматического управления гидротурбиной, ведется подготовка к проведению пусконаладочных работ и индивидуальных испытаний оборудования. На ГА № 3 закончена сборка основных узлов и механизмов, завершается сборка вспомогательных механизмов, развернуты работы на оборудовании системы автоматического управления гидротурбиной. В высокой степени готовности находится ГА № 4. На монтажной площадке машинного зала ведется сборка ротора и крышки турбины ГА № 5. Монтажные работы на ГА № 6 были развернуты лишь осенью 2011 г. после расширения теплового контура машинного зала, готовность этого агрегата близка к 20 %.

Параллельно с монтажом основного гидросилового оборудования продолжают работы по монтажу трансформаторов и токопроводов. Блочный трансформатор № 1 установлен в проектное положение, ведутся работы по обвязке системой охлаждения и подключению воздушных токопроводов. Блочный трансформатор № 2 прошел все подготовительные работы и готов к закатке в камеру установки. Блочный трансформатор № 3 подготовлен к монтажу навесного оборудования и обработке масла. Установлены в про-

ектное положение автотрансформаторы связи АТ-1 и АТ-2.

Вспомогательное оборудование станции, в том числе все основные эксплуатационные краны, насосное оборудование дренажа и пожаротушения, смонтированы и прошли требуемые процедуры регистрации. Подготовлена площадка для установки резервной дизельной электростанции, оборудование которой доставлено и находится на площадке строительства. До ввода в строй новой дизельной электростанции система резервирования питания подключена к временной дизельной электростанции, смонтированной в 2010 г. Ведется монтаж систем автоматизированной системы управления технологическими системами и производством, развернут монтаж систем автоматического пожаротушения и пожарной сигнализации, смонтирована локальная система оповещения. В здании ГЭС продолжался монтаж 13 систем вспомогательного оборудования, в том числе магистральных трубопроводов, компрессорной высокого и низкого давления и насосной № 9.

В среднем в течение суток на работу выходило свыше 2800 работников ОАО “Богучанская ГЭС”, ЗАО “Организатор строительства” и подрядных организаций.

Нижнебурейская ГЭС

На стройплощадке Нижнебурейской ГЭС активно ведутся работы подготовительного периода. Завершено строительство полотна автодороги, заканчивается возведение моста через р. Долдыкан и укладка бетона в среднюю опору моста. В ближайшее время начнется монтаж сборного железобетона. В первой декаде мая мост будет готов к открытию рабочего движения.

Практически закончено строительство бетонного завода Tecwill Cobra C40 производительностью 40 м³/ч. Последней была смонтирована система рециклинга. Проведены испытания – выполнена рабочая прокрутка.

Завершена поставка конструкций производственных зданий: автомастерских, теплой стоянки для легкового и грузового транспорта, стройлаборатории, администрации производственной базы. Монтаж этих зданий будет произведен генподрядчиком позднее.

Продолжается сооружение поселка гидростроителей. Идет устройство фундаментов и сборка брусовых домов. Ведется бетонирование фундамента гостиницы, монтаж конструкций общежития. Увеличились темпы возведения 60-квартирного дома в п. Новобурейский, там также идет бетонирование фундамента. По административно-управленческому

комплексу завершён монтаж ограждающих конструкций: полностью выполнены стены и кровля, смонтированы двери и окна. Строители приступили к монтажу внутренних перегородок, системы отопления и отделочным работам.

С наступлением устойчивых положительных температур предстоит начать русловые расчистки, перемещение грунта для последующей отсыпки перемычек котлована. Важной задачей остаётся определение генерального подрядчика строительства.

Гоцатлинская ГЭС

Строительная готовность сооружений Гоцатлинской ГЭС, возводимой на реке Аварское Койсу в Дагестане, достигла 50 %, в том числе плотины из грунтовых материалов – 66 %. В настоящее время согласно директивному графику строительства ведутся работы на здании ГЭС, плотине, эксплуатационном водосбросе и водоподводящем тракте.

По зданию ГЭС: завершены работы по монтажу металлоконструкций и бетонированию отсасывающих труб ГА № 1 и 2, ведётся подготовка к монтажу статоров и спиральных камер гидротурбин, а также мостового крана грузоподъемностью 200 т. До конца года заводы-изготовители должны поставить два комплекта гидротурбин, генераторов и предтурбинных затворов.

Ведётся отсыпка плотины. На опытном участке в основании плотины завершаются работы по устройству противофильтрационного элемента “стена в грунте”, а также цементационные работы, предназначенные для отработки технологии возведения противофильтрационного элемента плотины – глиноцементобетонной диафрагмы из буросекущихся свай. Для отечественной практики гидротехнического строительства такая конструкция противофильтрационного элемента является уникальной.

Продолжаются работы по бетонированию траншейного водослива, выполнена проходка и ведётся бетонирование нижнего уступа эксплуатационного водосброса. Проходка и обделка его верхнего уступа полностью завершены. Ведётся укрепление откосов левого берега отводящего канала.

Зарамагская ГЭС

На строительстве Зарамагской ГЭС-1, которую ОАО “РусГидро” возводит на р. Ардон в Северной Осетии, продолжились работы по возведению днища водоприемника, монтажу и бетонированию поверхностного водовода, укрепительной цементации чаши бассейна суточного регулирования. В камере развилки турбинного водовода проводится монтаж анкерной опоры. Параллельно в деривационном туннеле, который свяжет Головную ГЭС с Зарамагской ГЭС-1, продолжают проходческие работы. К концу апреля горнопроходчиками пройдено 11 055 м из 14 295 м, что составляет 77,3 % от общей длины туннеля.

Тем временем в итальянском городе Корте-Маджоре изготовлены турбинные подшипники для турбин Зарамагской ГЭС-1. На приемке были специалисты ОАО “Зарамагские ГЭС” во главе с техническим директором Анатолием Гамаоновым. В их присутствии инженеры компании “Тетекма”, которая является одним из ведущих производителей турбинных подшипников для гидроагрегатов, провели дополнительную проверку качества оборудования, после чего представителям ОАО “Зарамагские ГЭС” был вручен сертификат качества.

Баксанская ГЭС

Продолжаются работы по комплексной реконструкции Баксанской ГЭС. По оценкам специалистов общая готовность сооружений станции достигла 82 %. На сегодняшний день на головном узле ГЭС завершены работы по реконструкции разделительной стенки водосливной плотины, левого и правого вальцевых затворов с водобойными колодцами, сороудерживающего сооружения, трёхкамерного отстойника и аванкамеры. Выполнена установка сегментных и плоских затворов шлюза-регулятора. К середине мая планируется завершить строительство здания подъемных механизмов водосливной плотины и здания подъемных механизмов шлюза-регулятора головного узла.

Закончены основные работы на деривационном канале и туннелях № 1, 2, 3. На этом участке общей протяженностью более 6,5 км уложено более 13,6 тыс. м³ бетона. Заканчиваются работы по реконструкции акведуков № 1, 2, 3. До конца мая на данных объектах планируется завершить монтаж оболочки для защиты теплоизоляционного покрытия от внешних воздействий.

Близятся к завершению работы на напорном узле станции и здании ГЭС. На конечной стадии работ находится монтаж всех трех напорных водоводов станции, продолжается реконструкция водоприемника с установкой нового козлового крана. Параллельно продолжается строительство перепускного шлюза бассейна суточного регулирования, обустройство эстакады и мостового перехода через холостой водосброс. В здании ГЭС специалистам осталось смонтировать металлоконструкции верхнего строения, обустроить подкрановые пути, собрать и испытать мостовой кран в машинном зале и завершить монтаж гидросилового оборудования. В административно-бытовой части здания ГЭС идут отделочные работы.

В ходе реконструкции Баксанской ГЭС вместо устаревшего и изношенного открытого распределительного устройства смонтировано современное, полностью автоматизированное комплектное распределительное устройство элегазовое (КРУЭ) 110 кВ, которое планируется поставить под напряжение в конце апреля 2012 г.

В соответствии с договором с ОАО “РусГидро” концерн “Силовые машины” завершил поставку на станцию оборудования для всех трех гидроагрегатов:

гидротурбин, предтурбинных шаровых затворов, гидрорегенераторов. Строительные и монтажные работы на объекте ведут: генподрядчик ОАО “Турборемонт-ВКК”, подрядчики ОАО “Гидроремонт-ВКК”, ОАО “Электроремонт-ВКК” и ОАО “ЧиркейГЭСстрой”.

Программа комплексной реконструкции Баксанской ГЭС предусматривает восстановление строительных конструкций, реконструкцию деривационного тракта, напорных трубопроводов, здания ГЭС, замену основного гидросилового, электрического, а также вспомогательного оборудования. Завершить все работы планируется в июле 2012 г.

Чебоксарская ГЭС

На Чебоксарской ГЭС после реконструкции и проведения испытаний введены в эксплуатацию гидроагрегаты со стационарными номерами 15 и 16. В ходе реконструкции восстановлен механизм поворота лопастей рабочих колес турбин, что позволило восстановить поворотнo-лопастной режим их работы.

Гидроагрегаты Чебоксарской ГЭС имеют экологически безопасную конструкцию с безмасляной втулкой рабочего колеса. Данный проект разработало СКБ “Гидротурбомаш” в 1970-е годы, на основе которого Ленинградский металлический завод в 1980-е годы изготовил оборудование для Чебоксарской и Нижнекамской ГЭС. Однако проект имел ряд недостатков, в результате чего гидротурбины были переведены в пропеллерный режим работы.

В 2006 г. филиалом ОАО “Силовые машины” – ЛМЗ был выполнен проект реконструкции рабочих колес. К настоящему времени в поворотнo-лопастной режим работы переведены пять гидротурбин, модернизируется рабочее колесо ГА № 4. Еще шесть рабочих колес будет реконструировано до середины 2016 г.

В рамках реконструкции на ГА № 15 и 16 установлена новая система возбуждения “UNITROL 6800”, изготовленная электротехническим концерном “ABB” (Швейцария). Замена устаревших систем возбуждения гидроагрегатов Чебоксарской ГЭС началась в декабре 2011 г. с ГА № 13 и 14, а полностью она будет завершена в 2015 г.

ОАО “Институт Гидропроект”

ОАО “Институт Гидропроект” ведет проектирование ряда новых крупных объектов в России и за рубежом, параллельно занимаясь проектами комплексной реконструкции на базе современных систем многомерного проектирования в рамках программы ТПиР ОАО “РусГидро”, проектированием малых ГЭС и исследованием гидропотенциала Северного Кавказа.

По Богучанской ГЭС ОАО “Институт Гидропроект” продолжает осуществлять функции авторского надзора.

Для Загорской ГАЭС – 2 текущий год станет пусковым. В связи с этим институт как генпроектиров-

щик станции завершает выпуск рабочей документации по всем сооружениям и оборудованию в объеме пускового комплекса.

Значительно возросли объемы проектных работ по техническому перевооружению и реконструкции в рамках программы ТПиР ОАО “РусГидро”. Крупнейшими и наиболее значимыми являются работы по реконструкции восьми ГЭС Волжско-Камского каскада, где нашли применение лазерное сканирование и многомерное моделирование объектов. Новые технологии позволят существенно сократить сроки выполняемых работ по предпроектному обследованию состояния объектов, а полученные многомерные модели можно будет использовать при эксплуатации объектов.

ОАО “Институт Гидропроект” разработает проектную документацию по комплексной модернизации Камской ГЭС, учитывая выполненные ранее проекты реконструкции гидротурбин, гидромеханического и вспомогательного оборудования, гидротехнических сооружений, плотин и здания Камской ГЭС, которое является объектом культурного наследия. Предусмотрено проведение целого комплекса дополнительных инженерных исследований и изысканий. Завершение проектных работ намечено на 2014 г. Кроме этого институт осуществит техническое сопровождение научных исследований, которые будут проводиться на Камской ГЭС по программе НИОКР ОАО “РусГидро”.

На данный момент в полном объеме выполнен комплекс проектно-изыскательских работ на Северном Кавказе, подготовлена проектная документация для Фиагдонской (4,8 МВт) и Зеленчукской МГЭС (1,2 МВт). Начался выпуск рабочей документации по Верхнебалкарской и Зарагужской МГЭС. Рабочее проектирование ведется по деривационным сооружениям этих двух станций. Благодаря пересмотру конструктивно-компоновочных решений и повышению расхода воды специалистам Гидропроекта удалось в два раза увеличить установленную мощность каждой ГЭС. На площадках проведены все необходимые инженерно-геологические работы для подготовки к строительству этих двух станций.

По Рогунской ГЭС в Таджикистане в середине марта 2012 г. завершены работы по корректировке концепции достройки первого пускового комплекса. Результаты корректировки были переданы заказчику в ходе рабочей встречи премьер-министра Таджикистана Акила Акилова с руководством ОАО “Институт Гидропроект”. Параллельно ведется рабочее проектирование напорно-станционного узла и других сооружений Рогунской ГЭС.

В середине февраля 2012 г., согласно графику, была передана заказчику проектная документация гидроузла “Верхний Субаншири”. В настоящее время проектная документация проходит экспертизу в государственных организациях Индии. На завершающем этапе находятся работы по составлению проектной документации гидроузла Лай Чау (Вьетнам).

ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева

ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева продолжает выполнение работ по обследованию строительных конструкций Саяно-Шушенской ГЭС. Совместно с ООО “Природа” выполнено инструментальное обследование со специальной площадки внутренней стальной оболочки турбинных водоводов ГА № 8. Обследованы аварийно-ремонтные затворы ГА № 7 и 8 и проведено визуальное обследование административного здания и компрессорной ОРУ-500 кВ.

На Чиркейской ГЭС совместно с ООО “НТЦ СПЕЦПРОЕКТ” проведены работы по обследованию и ремонту (устранению протечек) водовода гидроагрегата № 4.

На каскаде Кубанских ГЭС проведено предпроектное визуальное и выборочно инструментальное обследование гидротехнических сооружений Егорлыкской ГЭС.

На Богучанской ГЭС завершены работы по инструментальному и визуальному обследованию закладных элементов пазовых конструкций водосбросов № 1 и 2, спиральных камер гидроагрегатов, закладных элементов пазовых конструкций затворов, облицовок гермодверей в переходных камерах водоводов. Проводятся экспериментальные исследования по определению статических прочностных и деформационных характеристик асфальтобетона диафрагмы и горной массы, уложенной в каменно-набросную плотину Богучанской ГЭС.

По Бурейской ГЭС в настоящее время ведется разработка представленных заказчиком исходных данных о расчетных показателях напряженно-деформированного состояния основания, о проведенных цементационных работах в основании и береговых при-

мыканиях плотины, о режимах работы гидроагрегатов.

На Воткинской ГЭС в рамках запланированных работ 2012 г. в настоящее время ведется анализ имеющихся пьезометрических и гидротемпературных данных об обходной фильтрации в зонах сопряжения земляных плотин № 2 и 4 с берегами, а также анализ исполнительной документации, данных визуальных наблюдений, осмотров дренажей, измерений фильтрационных расходов.

К настоящему моменту специалистами ВНИИГ выполнен первый этап работы “Исследование гидроэнергетического потенциала Северо-Востока Европейской части РФ”. В настоящее время выполняется второй этап работы “Разработка схем энергетического использования рек, выбор перспективных створов”.

В Грузии начато строительство Дарьяли ГЭС

В начале 2012 г. в Грузии на р. Терек начато строительство Дарьяли ГЭС мощностью 109 МВт. Станция деривационного типа, состав сооружений включает в себя головной узел с отстойником, деривационный тракт, состоящий из водовода и туннеля, уравнильный резервуар, здание ГЭС подземного типа.

Станция сооружается на территории муниципалитета Казбеги у грузино-российской границы на правом берегу р. Терек, между реками Куро и Хдис Цкали. Стоимость строительства оценивается в 120 миллионов долларов.

По проекту объект должен быть пущен в 2014 г. Зимой выработанная ГЭС электроэнергия будет поставляться в энергосистему Грузии, в летнее время планируется экспортировать ее в Турцию.

Выше по течению р. Терек начато сооружение Ларси ГЭС мощностью 20 МВт.

Материалы подготовлены пресс-службой ОАО “РусГидро”: И. Слива, В. Скрацук, И. Коренюк, М. Ахмедов, В. Вишневецкая, М. Гаврикова, М. Мишина, А. Балкизов, И. Беликова, В. Тохсыров.

Сдано в набор 29.03.2012. Подписано в печать 22.05.2012. 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

Отпечатано в типографии издательства “Фолиум”

СПРАВКА

(предоставляется в редакцию каждым автором/соавтором статьи)

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

автор (соавтор) статьи _____

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

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

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

Подпись автора _____ « ____ » _____ 201_ г.

Ф.И.О. _____

Адрес _____

Место работы _____

Тел. _____

Факс _____

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

E-mail для переписки с редакцией _____