

**С. В. АРТЕМОВА, В. Н. ЗАРХИНА, Н. А. ИЛЬЧЕВА**

## ОПЫТ ОБСЛЕДОВАНИЯ ЗАКЛАДНЫХ ЧАСТЕЙ ПРИ МОДЕРНИЗАЦИИ ГЭС И ГАЭС

Специалистами ПАО «Турбоатом» разработана программа натурального обследования закладных частей гидротурбин, которые отработали нормативный ресурс, проработав 45-ть и более лет. Программа регламентирует объем обследования и порядок контроля элементов проточного тракта, оценку их технического состояния и назначение необходимых ремонтно-восстановительных работ. Программа натурального обследования закладных частей гидротурбины реализована при модернизации гидротурбин Новосибирской ГЭС.

**Ключевые слова:** модернизация, гидротурбина, закладные части, программа обследования, повреждения, контроль.

**Введение.** В последнее время в Украине и в странах ближнего и дальнего зарубежья значительно выросло количество гидротурбинного оборудования, которое отработало нормативный ресурс, проработав 45 и более лет. За такой срок эксплуатации станций их оборудование в значительной мере морально и физически устарело, в связи с чем проводится их реконструкция.

Реконструкция позволяет значительно повысить надежность и эксплуатационные характеристики ГЭС и ГАЭС, а также увеличить установленную мощность в полном диапазоне рабочих напоров. При этом одной из актуальных проблем в гидроэнергетике является определение технического состояния и оценка остаточного ресурса гидротурбинного оборудования, замена которого при реконструкции связана с объективными трудностями, а также разработка и осуществление мероприятий, необходимых для его дальнейшей надежной эксплуатации. Это позволяет определить объем модернизации этого оборудования, разработать и осуществить необходимые мероприятия по модернизации, обеспечивающие надежную работу ГЭС и ГАЭС, и обоснованно назначить межремонтный срок службы.

До недавнего времени в Украине нормативные документы по оценке остаточного ресурса узлов гидротурбин отсутствовали. Возникла острая необходимость в разработке и реализации мер, связанных с решением этого вопроса.

**Анализ состояния вопроса.** В результате проведенных специалистами ПАО «Турбоатом» обследований закладных частей на станциях Днепровского каскада и ближнего зарубежья, а также разработанной в соавторстве с Институтом проблем машиностроения им. А. Н. Подгорного Национальной академии наук Украины экспериментально-теоретической методики определения ресурса элементов проточной части [1–3] был разработан и утвержден в 2011 г. министерством энергетики и угольной промышленности Украины нормативный документ по определению остаточного ресурса элементов проточного тракта гидротурбин ГЭС и ГАЭС [4]. Однако, первая редакция этого документа не охватывает весь перечень узлов проточного тракта гидротурбины, вопрос о возможности продления срока службы которых предстоит решать при

реконструкции поворотно-лопастных гидротурбин. В связи с этим необходимо разработать методику по определению остаточного ресурса колонн статора, облицовки спиральной камеры и конуса отсасывающей трубы. Методика включает два этапа. Первый этап – экспериментальный: создание программы обследования объекта и получение входных данных для поверочного расчета. Второй этап – теоретический: определение статических и динамических характеристик объекта, оценка остаточного ресурса с учетом характерных повреждений и объема восстановительных работ.

**Целью настоящей разработки** является создание типовой программы обследования указанных выше элементов проточного тракта, регламентирующей объем, порядок их контроля, оценку технического состояния и назначения ремонтно-восстановительных работ.

Объектом для разработки и реализации программы обследования выбрана Новосибирская ГЭС. Разрез гидроагрегата представлен на рис. 1.

На осушенных гидроагрегатах № 1–№ 7, начиная с 2010 г. и по 2013 г., были проведены обследования закладных частей.

Первая турбина была пущена в 1957 г., а уже в 1959 г. введен в работу последний седьмой агрегат. Более чем за 50 лет эксплуатации станции ее оборудование значительно устарело. Модернизация ГЭС проходит в два этапа. Первый – это поставка и установка турбины без замены генератора, в результате чего мощность агрегата возрастет с 67 до 72 МВт. На втором этапе после реконструкции генератора проектная мощность турбины увеличится до 82 МВт.

Технические характеристики гидроагрегатов Новосибирской ГЭС приведены в табл. 1.

Объем работ по реконструкции турбины включает замену поворотно-лопастного рабочего колеса типа «Kaplan» диаметром восемь метров, деталей направляющего аппарата, вала турбины, подшипников, крепежа и других позиций, а также использование существующих узлов турбины, в частности: колонн статора, облицовки спиральной камеры и конуса отсасывающей трубы. Полный срок эксплуатации после реконструкции – не менее 40 лет.

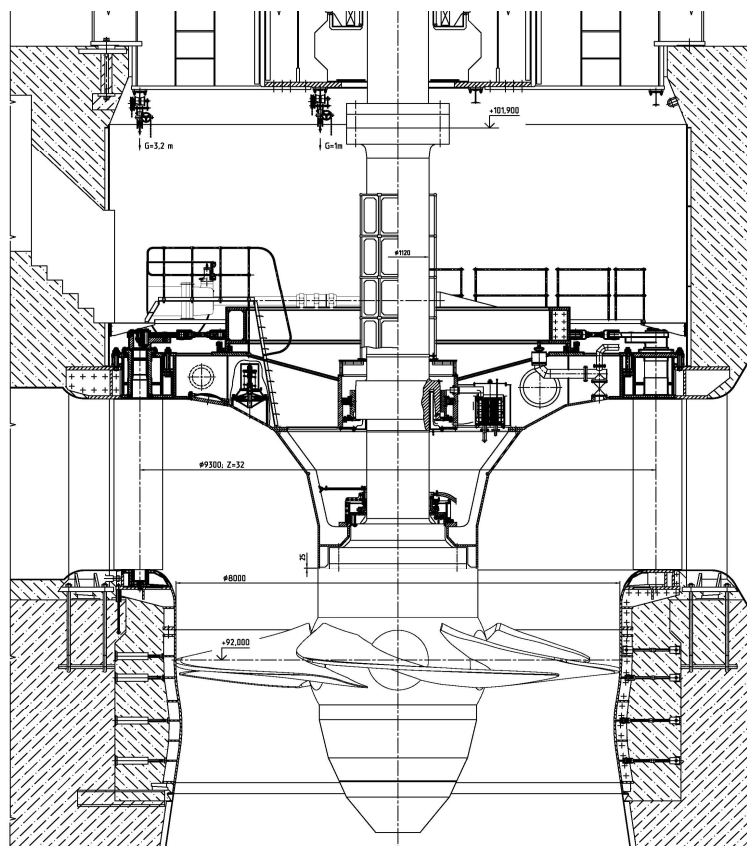


Рис. 1 – Разрез гидроагрегата Новосибирской ГЭС

Таблица 1 – Технические характеристики гидроагрегатов Новосибирской ГЭС

		До модернизации	1 этап	2 этап
Тип турбины		ПЛ30-В-800		
Диаметр рабочего колеса $D$ , мм		8000		
Число лопастей, шт		4	5	5
Напор, м	– максимальный $H_{\max}$	19,8	20,4	20,4
	– расчетный $H_p$	15,8	17,0	20,0
	– минимальный $H_{\min}$	11,5	11,6	11,6
Номинальная мощность $N_{\text{ном}}$ при $H_p$ , МВт		66,5	72,0	82,0
Номинальная частота вращения $n_n$ , мин <sup>-1</sup>		62,5	62,5	68,2

**Результаты исследований.** Для продления срока эксплуатации используемых узлов гидротурбины необходимо провести оценку их технического состояния.

Для этого отделом прочности СКБ «ТГМ» ОАО «Турбоатом» была разработана программа натурного обследования закладных частей гидротурбины.

**Программа обследования закладных частей турбины.**

**1. Изучение имеющейся информации об эксплуатационных характеристиках гидроагрегатов и ремонтно-восстановительных работах, проведенных на гидроагрегатах за период эксплуатации.** Для анализа и классификации режимов работы агрегата и определения соответствующего времени наработки, выявления характера имевших место повреждений закладных частей, а также способов их устранения и прочих

факторов, влияющих на надежность, необходимо собрать следующую информацию:

1.1. Данные эксплуатационных показателей агрегата за все годы эксплуатации.

1.2. Ведомости параметров технического состояния гидроагрегатов до и после капитального ремонта по годам.

1.3. Сведения о технологии ремонтов закладных частей и применяемых при ремонтах материалов.

**2. Обследование колонн статора.**

2.1. Визуальный контроль механических повреждений поверхности.

2.2. Визуальный контроль поверхности 100 % с применением лупы ( $\times 10$ ) в следующем объеме:

- наличие коррозии (место, площадь, глубина);
- степень гидроэрозионных разрушений (место, площадь, глубина);
- наличие трещин (место расположения, характер

распространения, размер).

2.3. Составление паспорта выявленных повреждений индивидуально для каждой колонны.

### 3. Обследование верхней и нижней облицовок спиральной камеры.

3.1. Визуальный контроль 100 %.

3.2. Составление паспорта выявленных повреждений.

### 4. Обследование облицовок конуса отсасывающей трубы.

4.1. Визуальный контроль 100 %.

4.2. Составление паспорта выявленных повреждений.

При реализации программы по данным, предоставленным специалистами ГЭС, были изучены особенности эксплуатации гидроагрегатов Новосибирской ГЭС до 2012 г. Результаты приведены в табл. 2.

На каждом из семи гидроагрегатов были проведены обследования колонн статора и облицовок,

выявлен индивидуальный характер и степень их повреждений, выполнено обобщение типовых дефектов, образовавшихся в процессе эксплуатации.

В результате первичного осмотра поверхностей колонн статора с использованием лупы установлено, что вся поверхность металла колонн охвачена сплошной коррозией, что характерно для углеродистых сталей [5], из которых изготовлены колонны статора (сталь 25Л), облицовка спиральной камеры и конуса отсасывающей трубы (сталь Ст.3).

Видны изменения макрорельефа колонн, которые свидетельствуют о том, что наряду с коррозионными повреждениями поверхность колонн статора подвержена также эрозионному износу [6].

Также установлено, что колонны работают с набором следующих дефектов: неровности входных и выходных кромок колонн статора, наличие трещиноподобных разрушений в местах сварных швов и околшовных зон заглушек колонн, ямы на колоннах.

Таблица 2 – Данные Новосибирской ГЭС

Гидроагрегат	Дата ввода в эксплуатацию	В работе			Активная выработка, тыс. кВт. час	В резерве, ч	В ремонте, ч
		всего, ч	режим				
			генераторный, ч	СК, ч			
№2	28.12.1957	325 541,7	301 797,6	23 744,1	14 853 145,4	56 959,3	39 189,2
№3	15.04.1958	322 560,2	292 147,1	30 413,1	14 322 641,1	59 530,0	45 247,6
№4	14.08.1958	349 693,3	323 908,9	25 784,4	15 672 019,6	22 194,9	68 869,8
№5	07.11.1958	314 634,1	287 565,9	27 068,2	14 315 260,4	54 147,4	42 188,1
№6	27.03.1959	307 106,2	274 195,9	32 910,3	13 649 680,9	58 295,9	52 515,4
№7	31.03.1959	290 737,4	254 876,2	35 861,2	12 886 621,4	73 817,2	47 801,8

Для облицовок наиболее типичными дефектами являются сквозные отверстия облицовок и наличие пустот под облицовками.

На основании результатов обследования для каждого гидроагрегата были выданы следующие рекомендации об объеме дальнейших исследований и ремонтно-восстановительных работ:

#### общие для колонн и облицовок

- выполнить очистку от ржавчины до чистого металла методом опескоструивания;

- выполнить визуальный контроль поверхностей;

- провести замер толщин облицовок и толщин стенок колонн, составить формуляр замера толщин;

- выявленные места разрушений восстановить с помощью наплавки электродами с последующей проверкой геометрии по шаблону;

- по результатам контроля поверхностей выполнить дополнительный контроль отдельных участков, где обнаружено значительное утонение стенок или обнаружены трещиноподобные дефекты, методом магнитопорошкового контроля или другим аналогичным методом. При обнаружении трещин выполнить их разделку до чистого металла с последующим контролем на полноту удаления. Места разделки заварить электродами. Качество заварки контролировать методом цветной дефектоскопии;

- после завершения ремонтно-восстановительных работ провести покраску антикоррозионным покрытием;

#### дополнительные для колонн статора

- выполнить 100 % контроль сварных швов приварки колонн и околшовных зон шириной 50 мм методом цветной дефектоскопии или другим аналогичным методом;

- произвести замер твердости колонн на участках, подготовленных под замер толщин и в пяти точках по высоте входной кромки, а также сварного шва и околшовной зоны;

- произвести замену заглушек на колоннах статора. Сварные швы заварки заглушек проверить методом цветной дефектоскопии.

#### дополнительные для облицовок спиральной камеры и облицовок конуса отсасывающей трубы:

- выполнить зачистку до чистого металла всех сварных швов облицовок с последующим контролем методом цветной дефектоскопии или магнитопорошковой дефектоскопии;

- произвести обследование облицовок спиральной камеры, кольца статора и облицовки конуса отсасывающей трубы на предмет выявления пустот;

- устранить выявленные пустоты за облицовками инъекцией жидкого бетона.

**Выводы:** 1. Специалистами ПАО «Турбоатом» была разработана программа натурного обследования закладных частей гидротурбины, не вошедших в нормативный документ [4], которая реализована на гидроагрегатах № 1–№ 7 Новосибирской ГЭС.

2. На основании реализации программы обобщены типовые дефекты, с которыми гидроагрегаты работают на данный момент, предложена шкала для их классификации и разработаны рекомендации о дальнейших исследованиях и ремонтно-восстановительных работах.

3. В результате выполненных работ получены данные для проведения теоретических исследований, на основании которых было разрешено продлить срок эксплуатации исследуемых деталей при условии отклонения толщины профиля колонн статора не более 6 мм и выполнения в полном объеме рекомендуемых ремонтно-восстановительных работ как на данном этапе, так и во время каждого последующего капитального ремонта.

**Список литературы:** 1. Зеленская О. Н. Анализ динамических характеристик тонкостенных элементов проточного тракта гидротурбин / О. Н. Зеленская, Т. Ф. Медведовская, Е. В. Еселева // Пробл. машиностроения. – 2003. – Т. 6, № 2. – С. 121–130. 2. Медведовская Т. Ф. Разработка рациональной конструкции крышки гидротурбины при модернизации высоконапорной ГЭС / Т. Ф. Медведовская, О. Н. Зеленская, А. В. Линник [и др.] // Надійність і довговічність машин і споруд. – 2011. – Вип. 34. –

С. 139–147. 3. Веремеенко И. С. Комплексный экспериментально-теоретический анализ ресурса закладных частей гидротурбины / И. С. Веремеенко, Б. Я. Кантор, Т. Ф. Медведовская [и др.] // Пробл. машиностроения. – 2000. – Т. 3, № 1-2. – С. 16–28. 4. Кантор Б. Я. Розрахунок залишкового ресурсу елементів проточної частини гідротурбін ГЕС та ГАЕС : методичні вказівки : нормативний документ / Б. Я. Кантор, О. О. Стрельникова, Т. Ф. Медведовська [и др.]. СОУ–Н МЕВ 40.1–21677681–51 : 2011 : утв. Міністерством енергетики та вугільної промисловості України: введ. в дію 07.07.11. – К. : Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, 2011. – 76 с. 5. Фомин В. В. Гидроэрозия металлов / В. В. Фомин. – М. : Машиностроение, 1977. – 288 с. 6. Урванцов Л. А. Эрозия и защита металлов / Л. А. Урванцов. – М. : Машиностроение, 1966. – 236 с.

**Bibliography (transliterated):** 1. Zelenskaja, O. N., T. F. Medvedovskaja and E. V. Eseleva. "Analiz dinamicheskikh karakteristik tonkostennykh jelementov protochnogo trakta gidroturbin." *Probl. mashinostroeniya*. No. 6.2. 2003. 121–130. Print. 2. Medvedovskaja, T. F., et al. "Razrabotka racional'noj konstrukcii kryshki gidroturbiny pri modernizacii vysokonapornoj Gjes." *Nadijnist' i dovgovichnist' mashin i sporud*. No. 34. 2011. 139–147. Print. 3. Veremeenko, I. S., et al. "Kompleksnyj jeksperimental'no - teoreticheskij analiz resursa zakladnyh chastej gidroturbiny." *Probl. mashinostroeniya*. No. 3.1-2. 2000. 16–28. Print. 4. Kantor, B. Ja., et al. *Rozrahunok zalishkovogo resursu elementiv protochnoi chastini gidroturbin GES ta GAES*. SOU–N MEV 40.1–21677681–51. Kyiv : Ministerstvo energetiki ta vugil'noi promislivosti Ukraini, 2011. 5. Fomin, V. V. *Gidrojerozija metalloj*. Moscow : Mashinostroenie, 1977. Print. 6. Urvancov, L. A. *Jerozija i zashhita metallov*. Moscow : Mashinostroenie, 1966. Print.

Поступила (received) 05.10.2015

#### Відомості про авторів / Сведения об авторах / About the Authors

**Артемова Светлана Витальевна** – начальник ЦЗЛ, ПАО «Турбоатом», г. Харьков; тел.: (057) 349-26-72; e-mail: artemova@turboatom.com.ua.

**Artomova Svitlana Vitalievna** – Head of Central Factory Laboratory, PJSC Turboatom, Kharkov; tel.: (057) 349-26-72, e-mail: artemova@turboatom.com.ua.

**Зархина Виктория Николаевна** – инженер-конструктор конструкторского отдела прочностных расчетов, ПАО «Турбоатом», г. Харьков; тел.: (057) 349-23-89.

**Zarkhina Viktoriia Nikolaevna** – Design Engineer in Construction Department of Strength Calculation, PJSC Turboatom, Kharkov; tel.: (057) 349-23-89.

**Ильичева Надежда Алексеевна** – инженер-конструктор конструкторского отдела прочностных расчетов, ПАО «Турбоатом», г. Харьков; тел.: (057) 349-24-79.

**Picheva Nadezhda Alekseevna** – Design Engineer in Construction Department of Strength Calculation, PJSC Turboatom, Kharkov; tel.: (057) 349-24-79.