

**Публичное акционерное общество
«Федеральная гидрогенерирующая компания»
(ПАО «РусГидро»)**

**Акционерное общество
«Научно-исследовательский институт энергетических
сооружений»
(АО «НИИЭС»)**

БЕЗОПАСНОСТЬ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ

**ПЕРИОДИЧЕСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ
И ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ СБОРНИК**

№1 (19)

**ТЕХНИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ ГИДРОСИЛОВОГО
И ГИДРОМЕХАНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ**

**Москва
2015**

УДК 621.311, 624.9, 550.8

Безопасность энергетических сооружений. //Периодический научно-технический и производственный сборник. №1(19). М.: АО «НИИЭС», 2015. 92 с. (цв. вкл. — 8 с.)

Учредитель и издатель: АО «Научно-исследовательский институт энергетических сооружений»

Сборник зарегистрирован в Федеральной службе по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций

Свидетельство о регистрации:

Председатель редакционного совета — *к. т. н. Ю.Б. Шполянский*

Научный редактор — *к. т. н. И.В. Семенов*

Выпускающий редактор — *А.Г. Мелихова*

Графический редактор — *В.И. Лукьянов*

Корректор — *Е.Б. Полякова*

Компьютерная верстка и дизайн: *Мелихова А.Г.*

Адрес редакции:

125362, Москва, а/я 393, Строительный проезд, д. 7а

Телефон: (499) 493 51 32, (499)497-21-51

Факс: (499) 363 56 51

E-mail: press@niies.ru

Подписано в печать 25.09.2015 г.

Формат 60x90 1/16

Бумагаофс. №1. Печать офсетная

Объем 6,5 п.л. Тираж 500 экз.

Отпечатано в типографии ООО «Галея Принт»

г. Москва 5-я кабельная ул., 2-б

© АО «Научно-исследовательский институт энергетических сооружений», 2015

**ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ КОНТРОЛЯ ОСНОВНОГО
ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ГЭС
ПРИ АПРОБАЦИИ НОВОЙ КОНЦЕПЦИИ МОНИТОРИНГА
ЕГО ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА**

*Хазиахметов Р.М. (ОАО «РусГидро»), Фотин С.В., кандидат
техн. наук, Фотина Н.В., инженер (АО «НИИЭС»)*

Одним из наиболее важных аспектов в сфере безопасной эксплуатации гидроэнергетического оборудования является продление срока его службы по окончании очередного периода эксплуатации. В настоящее время в практике многих промышленных отраслей, включая гидроэнергетическую, закономерным является подход, основанный на принятии решения о продлении срока эксплуатации путем голосования экспертов после ознакомления с результатами регулярной технической диагностики оборудования. При этом диагностика выполняется в рамках жестких отраслевых стандартов.

В то же время назрела острая необходимость и имеется целый ряд новых нормативных документов, в которых регламентируется применение современных методов диагностирования и анализа предельных состояний для оценки прочности и остаточного ресурса исследуемых конструкций. Здесь оценку фактической нагруженности основных элементов конструкции объектов рекомендовано выполнять расчетным методом с учетом всех режимов нагружения и действующих нагрузок, фактической геометрии и толщин элементов конструкции, выявленных концентраторов напряжений, установления механизмов образования и роста дефектов и

повреждений. При этом Ростехнадзором рекомендуется проводить расчет для эксплуатационных режимов с использованием возможностей трехмерного моделирования в современных программных пакетах, использующих метод конечных элементов.

Таким образом, качественный анализ технического состояния и расчетное обоснование остаточного ресурса металлоконструкций возможно только при применении достоверных методов и средств диагностического выявления повреждений и дефектов в элементах конструкций, надежных методов расчетного определения напряженно-деформированного состояния (НДС) элементов конструкций, получении точной информации о степени деградации механических свойств металла под воздействием эксплуатационных факторов. Лишь при соблюдении указанных требований может быть выполнена надежная и достоверная оценка технического состояния элементов оборудования гидроэнергетических объектов.

Применяемые на сегодняшний день в гидроэнергетике методы и подходы к контролю и мониторингу технического состояния оборудования не всегда удовлетворяют требованиям точности измерительных оценок. Методы оценки напряженно-деформированного состояния узлов оборудования до недавнего времени зачастую базировались на упрощенных методах сопротивления материалов и строительной механики, что снижает точность прогнозных оценок прочности, надежности, долговечности и живучести конструкций.

С другой стороны, с 2011 года в ОАО «РусГидро» ведется разработка отраслевых Стандартов, в которых нашла отражение концепция повышения точности расчетных оценок технического состояния элементов основного гидроэнергетического оборудования и контроля металла, включая организацию и входного контроля [1 – 3]. Современный уровень развития аппарата механики сплошных сред и высокопроизводительных вычислительных мощностей позволяют воплощать указанные в рамках данных Стандартов методики определения прочности и технического состояния оборудования с высокой для технических оценок точностью. Также происходит непрерывное совершенствование в области тех-

нического контроля состояния металла и дефектоскопии сложных технических объектов, которое выражается в разработке современных надежных методов контроля, в повышении точности измерительных оценок, в расширении диапазона характерных размеров обнаруживаемых повреждений, повышении эргономичности приборной базы и сокращения сроков выполнения диагностики [3].

В то же время, очевидным является тот факт, что для обладания достоверной информацией о повреждениях, дефектах, напряженном состоянии, а также о деградации свойств материалов в элементах конструкций с течением времени требуется мониторинг состояния соответствующего элемента гидроэнергетического оборудования на протяжении всего жизненного цикла, с момента изготовления до истечения проектного срока эксплуатации. Это относится и к циклу выполнения ремонтных работ, связанных с процессами термообработки, механической обработки или сварки, которые также вносят изменение в напряженно-деформированное состояние конструкций, и требуют учета при последующих оценках прочности и ресурса [4].

Таким образом, для адекватного и достоверного мониторинга технического состояния и оценки остаточного ресурса гидроэнергетического оборудования, помимо применения численных методов механики сплошной среды и современных средств технической диагностики, необходимо организовывать непрерывный мониторинг состояния основных элементов гидроэнергетического оборудования на всех стадиях жизненного цикла, исключая утилизацию.

В свою очередь, высокоточное техническое обследование элементов оборудования и обмен соответствующей технической информацией между экспертным сообществом, действующим в рамках аналитического центра, и предприятиями-изготовителями на этапе производства и последующей доводки изделий, позволит достичь оптимальных функциональных характеристик в его эксплуатации.

В рамках данной работы предлагается концепция создания методологии мониторинга жизненного цикла основного гидроэнергетического оборудования. Внедрение данной кон-

цепции позволит получать научно-обоснованные и достоверные оценки о техническом состоянии и остаточном ресурсе элементов основного гидроэнергетического оборудования и, как следствие, позволит существенно сократить количество техногенных аварий и отказов на объектах гидроэнергетики.

Основы концепции были впервые предложены Р.М. Хазиахметовым [5], и на сегодняшний момент содержат 13 основных этапов. Они базируются на технологии численного анализа фактической прочности элементов гидроэнергетического оборудования, которая прошла апробацию и верификацию на объектах ГК «РОСАТОМ» и ОАО «ГАЗПРОМ» [6 – 9], включая экспериментальную отработку на испытательных полигонах Арзамасского ЛПУ ОАО «Газпром» и ГК «РОСАТОМ» в г. Копейске, технология была внедрена на объектах «Словтрансгаза» (г. Нитра, Словакия).

Анализ зарубежного опыта, общие тенденции развития исследований в области внедрения вычислительных технологий расчетных оценок фактической прочности в систему мониторинга технического состояния на всех стадиях жизненного цикла были подробно изучены Фотиной Н.В. Он проводился в рамках деятельности ОАО «РусГидро» в СЕАТИ (Канада) на примере разработок Quest Integrity Group's, PG&E и ANDRITZ Hydro. Полученные результаты позволяют сделать предварительные выводы о конкурентоспособности концепции в мировом масштабе, о научной обоснованности, логики построения и результатов отработки большинства этапов и о превышении технического уровня большинства компаний. На рис. 1 и рис. 2 на цветной вкладке представлены результаты анализа фактического НДС, полученные в рамках международной деятельности в СЕАТИ от компании ANDRITZ Hydro.

Остановимся более подробно на основных этапах и результатах их апробации специалистами ОАО «НИИЭС» в филиалах ОАО «РусГидро» (рис. 3). Тринадцать основных этапов концепции включают в себя:

1. Исследование нового элемента гидротехнического оборудования на предмет наличия зон концентрации напряжений и значений напряжений магнитными методами контроля.

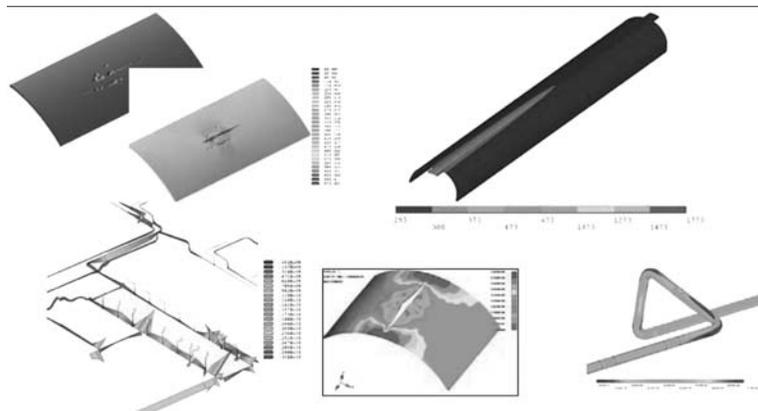


Рис. 1. Результаты анализа фактического НДС объектов трубопроводного транспорта

2. Получение заводских паспортных значений характеристик физико-механических свойств материала элемента оборудования.

3. Получение трехмерной модели элемента по чертежам завода-изготовителя.

4. Реализация поверочного расчета напряженно-деформированного состояния элемента, проведенного на заводе-изготовителе в рамках проектных расчетов.

5. Выполнение высокоточного лазерного сканирования элемента.

6. Оценка фактического напряженно-деформированного состояния на основании поверочного расчета с учетом зон концентрации напряжений.

7. Исследование изменения зон концентрации напряжений магнитными методами контроля по завершению 4 – 5-летнего периода эксплуатации и оценка изменения фактического напряженно-деформированного состояния.

8. Выполнение технического дефектоскопического контроля материала элемента оборудования по завершению данного периода эксплуатации.

9. Выполнение металлографических исследований и твердометрии материала элемента по завершению 4 – 5-летнего периода эксплуатации.

10. Оценка фактического напряженно-деформированного состояния элемента оборудования с учетом результатов технической диагностики и деградации свойств материала.

11. Моделирование процесса сварочно-ремонтных работ узлов оборудования, не удовлетворяющих нормативным требованиям по прочности.

12. Занесение результатов анализа напряженно-деформированного состояния элемента оборудования в электронную базу.

13. Выполнение программы мониторинга в цикле, начиная с п.7.

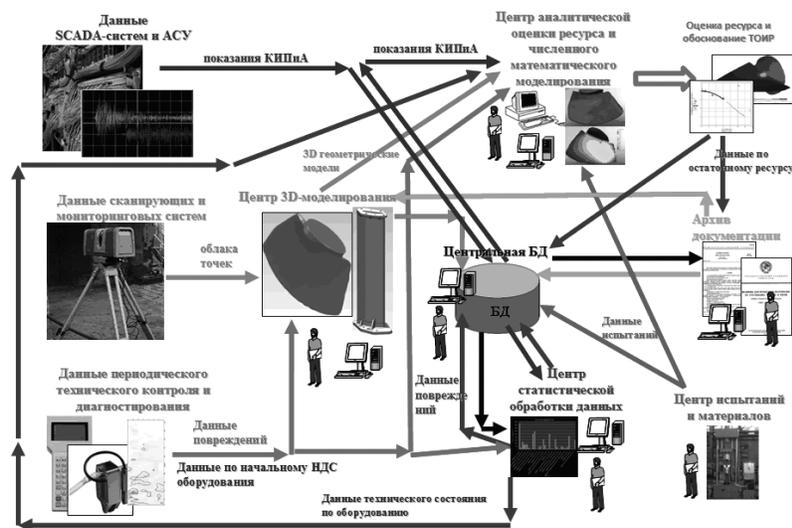


Рис. 3. Концептуальная схема организации информационного обмена в рамках центра математического моделирования

Этап 1. Исследование нового элемента гидротехнического оборудования на предмет наличия зон концентрации напряжений и значений напряжений в нем магнитными методами контроля. В частности, экспресс контроль зон концентрации напряжений в металле элементов гидрооборудования после изготовления может быть выполнен с применением метода магнитной памяти металла (МПМ) (рис. 4).

Этап 2. Получение заводских паспортных значений характеристик физико-механических свойств материала элемента оборудования по результатам анализа НТД.

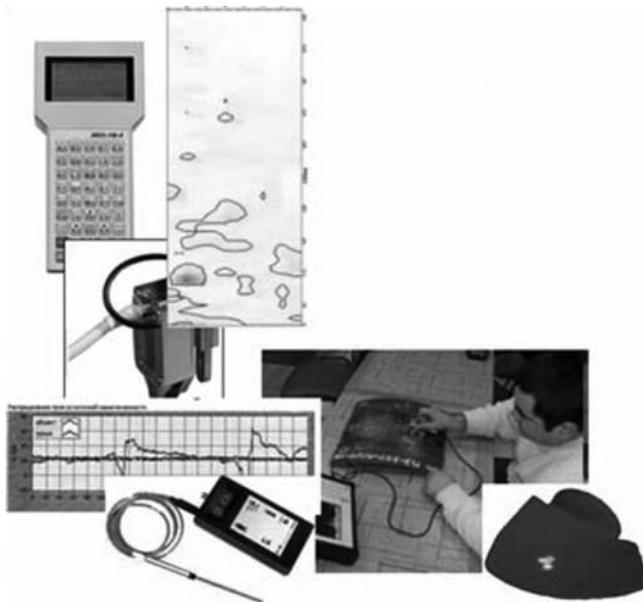


Рис. 4. Экспресс-контроль металла методом МПМ

Этап 3. Получение трехмерной модели элемента по чертежам завода-изготовителя.

Для получения и обработки 3D-моделей элементов оборудования следует применять специализированное ПО, реализующее необходимый набор функций по импорту и прямому редактированию геометрии, интеграции с комплексами МКЭ-анализа, соответствующих нормам ЕСКД (например, ПК SolidWorks компании Simulia). Трехмерные модели элементов должны поставляться в среде вышеуказанного пакета вместе с оборудованием с завода-изготовителя. На рис. 5 представлены параметрические модели, построенные специалистами Центра контроля безопасности гидроэнергетического оборудования.

Этап 4. Реализация поверочного расчета напряженно-деформированного состояния элемента, проведенного на заводе изготовителе в рамках проектных расчетов, с использованием созданных трехмерных моделей.

Передача заказчику проектной документации должна сопровождаться расчетно-пояснительными записками с поверочными прочностными расчетами, с обязательным

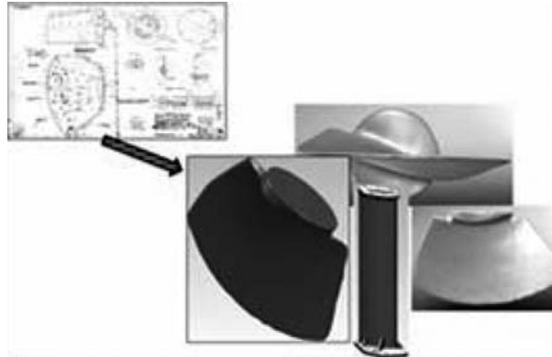


Рис. 5. 3-D параметрические модели

указанием коэффициентов запаса по прочности, которым должно удовлетворять изделие при проектных нагрузках для всего спектра режимов эксплуатации.

На рис.6 (на цветной вкладке) приведены результаты поверочного расчета на прочность по данным РПЗ, предоставленные ОАО «Турбоатом» (г. Харьков, Украина). Реинжиниринг 3-D геометрии выполнен специалистами ЦКБ ГЭО ОАО «НИИЭС» по чертежам.

Этап 5. Выполнение высокоточного лазерного сканирования элемента гидрооборудования.

Результаты технического лазерного сканирования поверхностей элементов гидротехнического оборудования могут быть использованы для:

детализации и уточнения особенностей их геометрической конфигурации, для фиксирования отклонений фактической геометрии от проектной и характера деформирования (путем совместного анализа сканированной и конструкторской компьютерных 3D-моделей);

идентификации внутренних технологических производственных дефектов, таких как литейные поры, расслоения (путем определения веса);

определения геометрических характеристик рабочего колеса — толщины входящих и выходящих кромок, углы входа — выхода лопатки, углы разворота лопаток, минимальный и максимальный радиус лопаток, шаг между лопатками, площадь минимального сечения между соседними лопатками;

контроля основных размеров камеры рабочего колеса, определение положения и величины дефектов поверхности.

На рис.7 (на цветной вкладке) представлены результаты трехмерного лазерного сканирования рабочих колес и камер рабочего колеса, проводимых специалистами ЦКБ ГЭО ОАО «НИИЭС». На сегодняшний день впервые в РФ проведено лазерное сканирование РК и КРК ГА ст.№1 Угличской ГЭС без демонтажа РК. Результаты проведенного эксперимента достойны отдельного рассмотрения, поэтому останавливаться на их анализе в рамках концепции нецелесообразно.

Этап 6. Оценка фактического напряженно-деформированного состояния на основании поверочного расчета с учетом зон концентрации напряжений.

Фактический анализ НДС нового элемента гидроэнергетического оборудования выполняется с применением численных методов механики деформируемого твердого тела (МДТТ) на основе выполненного заводом-изготовителем проектного прочностного расчета, с учетом данных по остаточным напряжениям методом МПМ, представлен на рис. 8 на цветной вкладке.

Этап 7. Исследование изменения зон концентрации напряжений магнитными методами контроля по завершению 4 – 5-летнего периода эксплуатации, и оценка изменения фактического напряженно-деформированного состояния (мониторинг ЗКН) (рис. 9 на цветной вкладке).

Этап 8. Выполнение технического дефектоскопического контроля материала элемента оборудования по завершению заданного периода эксплуатации представлено на рис. 10 на цветной вкладке.

В результате становится доступной информация о распределении и конфигурации, размерах дефектов (пор, интерметаллических включений, трещин, расслоений, вмятин, сколов, коррозионных, эрозионных и кавитационных каверн) в металле элементов.

Этап 9. Выполнение металлографических исследований материала элемента оборудования по завершению заданного периода эксплуатации показано на рис.11 на цветной вкладке.

Металлографические исследования выполняются в рамках специализированных испытательных лабораторий. Ре-

зультатом являются кривые изменения механических свойств конструкционных материалов от времени. Результаты металлографических исследований должны быть отмечены в рамках электронного документооборота.

Металлографические лабораторные исследования и твердометрия металла исследуемого элемента оборудования проводятся с целью выявления изменения состава материала под действием эксплуатационных и временных факторов, а также определения деградации характеристик его физико-механических свойств с течением времени. Особую роль и место занимают построения кинематической диаграммы усталостного разрушения образцов под водой, выполняемые специалистами ЦКТИ.

Этап 10. Оценка фактического напряженно-деформированного состояния элемента оборудования, с учетом результатов технической диагностики и деградации свойств материала.

Этап 11. Моделирование процесса сварочно-ремонтных работ узлов оборудования, не удовлетворяющих нормативным требованиям по прочности.

Проводится для узлов гидроэнергетического оборудования, не удовлетворяющих требованиям по безопасной эксплуатации, для которых в соответствии с результатами предыдущего этапа, требуется выполнение ремонтных работ.

Численное моделирование процесса выполнения сварочно-ремонтных работ на поврежденных участках оборудования выполняется на базе анализа сопряженной термомеханической задачи МДТТ (рис.12 на цветоной вкладке).

Дополнительно методология численного моделирования сварочно-ремонтных работ может быть использована для определения режимов выполнения сварочных работ. Здесь целью является уменьшение остаточных термонапряжений. По результатам моделирования определяются:

- режимы работы сварочного оборудования и параметров дуги;
- выбор типов, размеров и характеристик электродов;
- обоснование мероприятий по предварительному нагреву элемента, или выбору температурно-временных режимов охлаждения по окончании работ.

Этап 12. Обновление данных кривой жизненного цикла оборудования.

После моделирования процесса сварочно-ремонтных работ следует выполнить анализ НДС и численную оценку прочности элемента гидрооборудования с учетом полученных термонапряжений. Результаты численного анализа следует проверять на удовлетворение требуемым нормативами коэффициентам запасов по прочности, и на основании результатов принимать решение о возможности дальнейшей эксплуатации. В области определения коэффициентов запаса по фактическим напряжениям особый интерес представляют расчетно-экспериментальные подходы ЦКТИ.

Описанная методика контроля повторяется по истечении очередного срока эксплуатации, начиная с этапа 8. Используя эмпирические данные для наполнения моделей роста дефектов и деградации материалов под действием эксплуатационных факторов, а также сохраненные в базах результаты моделирования эволюции напряженно-деформированного состояния и ремонтных работ, можно строить кривую жизненного цикла оборудования с учетом реальных условий. Такие данные могут быть использованы для оценки остаточного срока службы вводимого в эксплуатацию нового оборудования и для обоснованного продления срока службы уже эксплуатируемого оборудования.

Этап 13. Возврат к этапу 7 с целью мониторинга фактического НДС.

Описанная концепция мониторинга жизненного цикла гидроэнергетического оборудования, основанная на современных достижениях в области анализа фактического напряженно-деформированного состояния методами математического моделирования, может использоваться инженерно-техническим и научным персоналом на объектах ПАО «РусГидро» с целью научно-обоснованного продления ресурса основного оборудования, а также составления корректных планов ремонтно-восстановительных и экспертных работ, а также ранжирования элементов гидроэнергетического оборудования по срокам ремонта и/или замены его элементов.

ЛИТЕРАТУРА

1. **СТО 2-01** «Гидротурбины. Оценка состояния и остаточного ресурса ресурсоопределяющих элементов в процессе эксплуатации. «Методические указания».
2. **СТО 2-02** «Методические указания по контролю металла рабочих колес гидротурбин».
3. **СТО 2-09** ОАО «РусГидро». Гидроэлектростанции. Организация контроля состояния энергетического оборудования. «Методические рекомендации».
4. **Дикарев К.И., Алешин В.В., Кобяков В.В.** Автоматизированный анализ прочности криволинейных участков трубопроводов // Сборник трудов Четвертой конференции пользователей программно-математического обеспечения CAD-FEM GmbH (г. Москва 21 – 22 апреля 2004 г.) /Под ред. А.С. Шадского – М.: Полигон-пресс, 2004.
5. **Хазиахметов Р.М., Фотин С.В., Матюшечкин С.Н.** Создание технологии расчетной оценки фактической прочности и остаточного ресурса элементов основного гидроэнергетического оборудования методами математического моделирования (на примере лопасти рабочего колеса турбины типа ПЛ) //Сборник тезисов докладов седьмой научно-технической конференции «Гидроэнергетика. Новые разработки и технологии» (г. Санкт-Петербург, 25 – 27 октября, 2012 г.).
6. **Кобяков В.В., Дикарев К.И.** и др. Численный анализ прочности подземных трубопроводов /Под ред. В.Е. Селезнева. – М.: Едиториал УРСС, 2003.
7. **Клишин Г.С., Фотин С.В., Есин В.М.,** и др. Численный анализ пожарной опасности магистральных газопроводов /Под ред. В.Е. Селезнева. – М.: Едиториал УРСС, 2004.
8. **Селезнев В.Е., Алешин В.В., Прелов С.Н.** Математическое моделирование трубопроводных сетей и систем каналов: методы, модели и алгоритмы /Под ред. В.Е. Селезнева. – М.: МАКС Пресс, 2007.
9. **Фотин С.В., Дикарев К.И.** Основы численного моделирования магистральных трубопроводов /Под ред. В.Е. Селезнева. – М.: Ком-Книга, 2005.

**ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ МАГНИТНОГО МЕТОДА
ЭКСПРЕСС-КОНТРОЛЯ ПРИ КОМПЛЕКСНОМ
ОБСЛЕДОВАНИИ СОСТОЯНИЯ
МЕТАЛЛОКОНСТРУКЦИЙ ГИДРОТУРБИН**

*Фотин С.В., кандидат техн. наук ,
Матюшечкин С.Н., Фотина Н.В. (АО «НИИЭС»)*

В статье представлены результаты неразрушающего контроля с использованием метода магнитной памяти металла (МПМ) деталей гидротурбин и приведены примеры выявленных дефектов в результате проделанной диагностики. Показан практический опыт расчета НДС новой лопасти методом конечных элементов на основе разработанной модели лопасти рабочего колеса, анализ состояния которой проводился с учетом выявленных зон концентрации напряжений (ЗКН). В результате численного анализа с использованием метода конечных элементов (МКЭ) было получено распределение фактического начального НДС с учетом измеренных параметров [1].

Кратко заметим, что лопасти гидротурбин каждой электростанции представляют собою единичные изделия сложной формы и большого веса, так как изготавливаются, как правило, по литевой технологии из нержавеющей стали. На рис. 1. представлен пример общего вида новых лопастей для гидротурбины типа ПЛ одного из агрегатов Саратовской ГЭС.

Лопастей рабочего колеса обследовались с использованием мобильной экспресс аппаратуры по методу МПМ с применением приборов типа ИКН-5М-32 или ИКН-3-12 и использованием сканирующих устройств типа 1 или 2, что позволило в процессе контроля определить зоны концентрации напряжений [2].

Далее на лопастях с выявленными ЗКН по методу МПМ, после проведения локальной зачистки поверхности металлоконструкций от коррозионных налетов, в зависимости от условий работы, осуществлялась различная дополнительная неразрушающая диагностика известными методами — твердометрия поверхностного слоя лопасти, ВК-контроль, УЗК или капиллярная дефектоскопия. В процессе экспресс-контроля металла были выявлены различные дефекты лопастей гидротурбин.

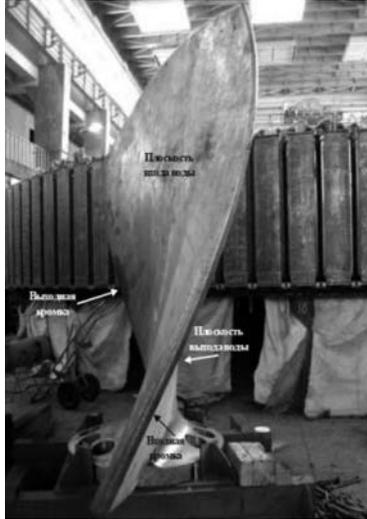


Рис. 1. Общий вид новых лопастей для гидротурбины типа ПЛ

Случай 1. Расслоение во входной кромке.

Проведено обследование лопастей по методу МПМ гидроагрегата Новосибирской ГЭС, где и были получены следующие магнитограммы, представленные на рис. 2 и рис. 3 на цветной вкладке, распределения магнитного поля H_r и градиента dH/dx вдоль входной кромки лопасти с верхней и нижней ее стороны. Далее был проделан дополнительный УК-контроль и твердометрия участка с зоной концентрации напряжений) ЗКН, который подтвердил наличие несплошности в теле входной кромки лопасти № 2.

Случай 2. Трещина галтельного перехода.

Выполненный неразрушающий контроль по методу МПМ показал наличие ЗКН на галтельном переходе со стороны входа водного потока верхней поверхности лопасти № 3 гидротурбины № 14 Саратовской ГЭС. Капиллярная дефектоскопия показала там наличие глубокой трещины, которая оперативно была отремонтирована ремонтной бригадой.

Повторный капиллярный контроль по методу МПМ в этом месте показал, что трещина методом вышлифовывания дефектных участков галтельного перехода отремонтирована полностью (рис. 4).

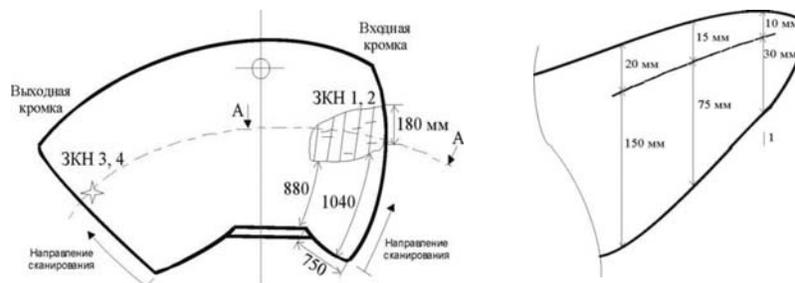


Рис. 4. Результаты дополнительного УЗ-контроля участка с ЗКН лопасти : Сечение А-А. Фрагмент ЗКН 1-2. Расположение глубины расслоения от верхней поверхности лопасти. Толщина лопасти в точке конца расслоения ~ 180,0 мм

Случай 3. Новые лопасти.

Проведена совместная работа по определению начального НДС новых лопастей для гидроагрегата № 22 Саратовской ГЭС группой специалистов и сотрудников ООО «Энергодиагностика» и ОАО «НИИЭС».

Обследования новых лопастей гидроагрегата были сделаны с использованием мобильной аппаратуры по методу МПМ с применением прибора типа ИКН-5М-32 и сканирующего устройства типа 17, что позволило определить характерные зоны концентрации напряжений для этого типа лопастей, затем результаты контроля были перенесены на разработанную математическую модель лопасти для апробации подходов оценки фактического НДС. На рис. 5 приведена общая схема контроля поверхности лопасти гидроагрегата по выделенным образующим от крепежного фланца с отмеченной зоной концентрации напряжений. Далее результаты проведенного неразрушающего контроля лопасти гидроагрегата были обработаны с помощью штатной программы «МПМ-Система», которая и построила соответствующие 3D-графики — Поверхность – $|\text{grad } H_p|$.

Объемный вид распределения пиков сигналов — $|\text{grad } H_p|$ по поверхности зоны концентрации напряжений показан на рис. 6 на цветной вкладке.

При анализе прочности элементов гидроэнергетического оборудования современными численными методами целесообразно учитывать влияние на распределение харак-

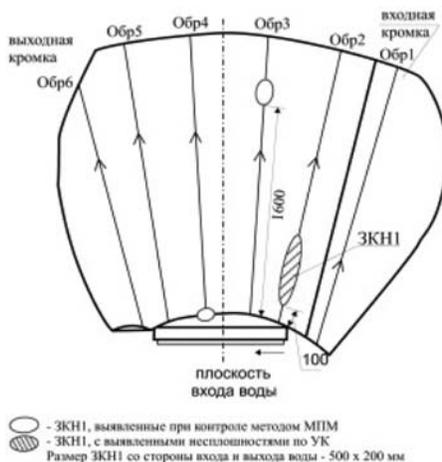


Рис. 5. Общая схема контроля поверхности лопасти гидроагрегата

теристик НДС начальных напряжений и деформаций, определение которых возможно с использованием современных методов технической диагностики. Далее приведен пример задания начального напряженного состояния на модели лопасти рабочего колеса турбины типа ПЛ агрегата Саратовской ГЭС, полученного неразрушающим контролем по методу МПМ, при этом карта начальных напряжений была перенесена на геометрию одной из лопастей гидроагрегата. При анализе НДС конструкций методом КЭ-сетки первичные искомые параметры (перемещения) определяются в узловых точках КЭ-сетки, тогда как вторичные характеристики НДС (напряжения и деформации) — определяются в точках интегрирования, находящихся внутри объема конечных элементов. В простейшем случае, когда элемент имеет одну точку интегрирования (конечный элемент с постоянным напряжением), напряжения и деформации определяются в геометрическом центре элемента. Из сказанного следует, что если в качестве начального состояния конструкции задаются первичные характеристики (перемещения), то они должны быть заданы в узловых точках сетки, тогда как распределение начальных напряжений должно задаваться в точках интегрирования и в центрах элементов КЭ-сетки [3]. Следует так же отме-

тять, что для адекватного построения распределения полей остаточных напряжений густота сетки КЭ должна быть больше или равна густоте сетки на диаграмме измеренного сигнала по методу МПМ, а сама методика считывания результатов измерений и задания их на КЭ-сетке начальных напряжений включает следующие принципы:

1. Пики сигнала на рис. 6, высота которых равна высоте оранжевой линии, принимаются равными значениям предела текучести нержавеющей стали лопасти турбины (в нашем случае — 20ГСЛ).

2. Пики сигнала на рис. 6, высота которых превышает высоту оранжевой линии, пересчитываются в долях высоты наивысшего пика, значение высоты которого принималось равным пределу прочности металла лопасти, умноженного на 0,9. Множитель введен для предотвращения в конструкции напряженно-деформированного состояния, характерного для потери конструкцией несущей способности.

3. Пики сигнала на рис. 6, высота которых не превышает высоту оранжевой линии, пересчитываются в долях предела текучести нержавеющей стали лопасти с уменьшением согласно отношению высоты пиков к высоте оранжевой линии (предела текучести).

4. Задание значений начальных напряжений проводится в точках интегрирования конечных элементов сетки, составляющих поверхность 3D-модели лопасти.

5. Местоположения пиков сигналов на поверхности КЭ-сетки — это геометрические центры КЭ, примыкающих к поверхности, координаты которых наиболее близки к координатам данных пиков на диаграмме.

6. Для безошибочного и оперативного задания начальных напряжений требуется автоматическая программная генерация файлов «начальных напряжений», согласно получаемым в методе МПМ распределениям сигналов.

7. Значения начальных напряжений прикладываются на первом шаге нагрузки, тогда как на последующих шагах нагружения прикладываются требуемые эксплуатационные нагрузки. Уже на первом шаге модель анализируемого узла должна быть закреплена соответствующим образом.

8. Значение считанного с диаграммы сигналов ММП прикладывается во все точки интегрирования элемента, как эквивалентное напряжение фон Мизеса. При этом, компоненты X , Y , и Z устанавливаются равными 0, а значения трех сдвиговых напряжений XY , YZ , ZX приобретают равные друг другу значения: $\sigma_{xy} = \sigma_{yz} = \sigma_{zx} = \sigma_1/3$, где σ_1 — требуемые для задания в данном элементе эквивалентные напряжения фон Мизеса.

9. На рис. 7 на цветной вкладке представлено распределение остаточных напряжений, полученное после анализа модели новой лопасти для Саратовской ГЭС, с условно перенесенными на нее зонами ЗКН, показанными на рис. 6.

10. Следует отметить, что при анализе конструкции с заданным начальным распределением остаточных напряжений, значения которых превышает предел текучести материала, решение выполняется в нелинейной упругопластической постановке, что приводит к перераспределению полей напряжений на поверхности модели, и некоторому несоответствию получаемой в исследовании МПМ картины сигналов с расчетными полями напряжений.

11. Для получения начального напряжения, в точности соответствующего картине, получаемой при экспертных обследованиях, требуется полное моделирование эволюции НДС в технологических процессах изготовления рассматриваемого основного элемента оборудования, то есть полное моделирование его напряженно-деформированного состояния.

Результаты применения метода МПМ позволили в режиме экспресс-контроля осуществить 100% -ный неразрушающий контроль лопасти турбины и использовать полученные градиенты при анализе фактического начального НДС основных элементов оборудования методами математического моделирования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Фотин С.В., Хазиахметов Р.М., Матюшечкин С.Н. Создание технологии расчетной оценки фактической прочности и остаточного ресурса элементов основного гидроэнергетического оборудования

методами математического моделирования (на примере лопасти рабочего колеса турбины типа ПЛ) //Сборник тез. докл. седьмой научно-технической конференции «Гидроэнергетика. Новые разработки и технологии». – Санкт-Петербург, 25 – 27 октября, 2012.

2. Власов В.Т., Дубов А.А. Физическая теория «деформация – разрушение». Издательская лицензия ЛР № 066367 ISBN 5-8122-0360-1 – М., 2007.

3. Numerical simulation of gas pipeline networks: theory, computational implementation, and industrial application, Ed. by V.E. Seleznev. Moscow: KomKniga, 2005.

ТЕХНОЛОГИЯ ЧИСЛЕННОГО АНАЛИЗА ФАКТИЧЕСКОЙ ПРОЧНОСТИ ЭЛЕМЕНТОВ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И МОНИТОРИНГ ЕГО ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ

*Фотин С.В., кандидат техн. наук,
Фотина Н.В., Матюшечкин С.Н. (АО «НИИЭС»)*

Многие единицы основного оборудования, эксплуатирующегося на сегодняшний день в российской гидроэнергетике, работают на пределе своего проектного ресурса. При этом, для адекватного и достоверного мониторинга технического состояния и оценки остаточного ресурса такого гидроэнергетического оборудования необходим непрерывный мониторинг состояния его основных элементов. В рамках статьи описывается новая технология численного анализа фактической прочности элементов гидроэнергетического оборудования и мониторинг его технического состояния, представляющая базовую основу для разработки методологии мониторинга жизненного цикла основного гидроэнергетического оборудования. Представлена поэтапная структура, которая способствует ее ускоренному внедрению в практику инженеров-гидроэнергетиков. Внедрение технологии позволит получать научно-обоснованные и достоверные расчетные оценки о техническом состоянии и остаточном ресурсе элементов основного гидроэнергетического оборудования и, как следствие, позволит существенно сократить количество техногенных аварий и отказов на объектах гидроэнергетики.

Большинство единиц эксплуатирующего в России гидроэнергетического оборудования превысило нормативные сроки эксплуатации, заложенные проектными организациями и заводами-изготовителями, или максимально приблизились к окончанию проектных сроков эксплуатации.

Тотальная замена оборудования по факту окончания проектного срока эксплуатации практически неразрешима не только для компании-владельца, но и для всей отрасли в целом, как в финансовом ключе, так и в физическом исполнении объемов работ от изготовления до запуска в эксплуатацию нового оборудования.

В этой связи чрезвычайно важным и актуальным является решение задачи продления проектных сроков эксплуатации гидроэнергетического оборудования на базе оптимальных программ технического обслуживания и ремонтов по фактическому состоянию.

Мировая практика показывает, что решение такой сложной технической задачи требует внедрения на объектах гидроэнергетики современных информационных систем, осуществляющих оптимизацию программ технического обслуживания и ремонтов на основе RCM (Reliability Centered Maintenance) — анализа.

Основной задачей, решаемой информационной системой для оптимизации состава и графиков работ по техническому обслуживанию и ремонтам, назначения внеплановых воздействий по техническому обслуживанию и ремонтам, а также разработки рекомендаций по техническому перевооружению и реконструкции основного и вспомогательного оборудования генерирующих филиалов Компании, является оценка фактического состояния каждого ресурсопределяющего элемента оборудования.

ПАО «РусГидро» с 2012 года ведется разработка отраслевых Стандартов, в которых нашла отражение концепция повышения точности расчетных оценок технического состояния элементов основного гидроэнергетического оборудования и контроля металла [1 – 3]. Современный уровень развития аппарата механики сплошных сред и высокопроизводительных вычислительных мощностей, например, супер-ЭВМ ГК «Ро-

сатом» (ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ», г.Саров), «Ломоносов» и «Чебышев» (МГУ им. Ломоносова, Москва), позволяют воплощать указанные в рамках данных Стандартов методики определения прочности и технического состояния оборудования с высокой для технических оценок точностью. Также происходит непрерывное совершенствование в области технического контроля состояния металла и дефектоскопии сложных технических объектов, которое выражается в разработке современных надежных методов контроля, в повышении точности измерительных оценок, в расширении диапазона характерных размеров обнаруживаемых повреждений, повышении эргономичности приборной базы и сокращения сроков выполнения диагностики [3].

В то же время, очевидным является тот факт, что для обладания достоверной информацией о повреждениях, дефектах, напряженном состоянии, а также о деградации свойств материалов в элементах конструкций с течением времени, требуется мониторинг состояния соответствующего элемента гидроэнергетического оборудования на протяжении всего жизненного цикла, с момента изготовления до истечения проектного срока эксплуатации. Это обусловлено тем, что в металле элементов оборудования изначально присутствуют области концентрации начальных напряжений и пластических деформаций, обусловленные технологическими производственными процессами. Вместе с тем, значительная доля дефектов и повреждений, таких как вмятины, расслоения металла, поры и включения, также определяются на стадии изготовления. Для устранения подобных дефектов следует предпринимать соответствующие ремонтные процедуры непосредственно за этапом производства. Однако выполнение ремонтных работ, связанных с процессами термообработки, механической обработки или сварки, также вносит изменение в напряженно-деформированное состояние конструкций и требует учета при последующих оценках прочности и ресурса [4].

Современные подходы [5], применяемые для адекватного и достоверного мониторинга технического состояния и оценки остаточного ресурса гидроэнергетического оборудования, помимо применения численных методов механики

сплошной среды и современных средств технической диагностики, необходимо организовывать непрерывный мониторинг состояния основных элементов гидроэнергетического оборудования. Для выполнения данной задачи требуется создание достоверных баз данных для хранения и каналов передачи информации о состоянии изделия между различными инстанциями, участвующими в его жизненном цикле, таких как проектные и эксплуатирующие организации, заводы-изготовители, научно-исследовательские институты и лаборатории металлов и т.п. Также при этом является необходимым включение в это информационное поле отраслевого аналитического центра, обеспечивающего RCM-анализ, в рамках которого проводится обработка собранной информации, и на основании полученных результатов выдаются научно-обоснованные рекомендации по дальнейшему планированию ремонтов, реконструкции и перевооружения. Кроме того, глубокое техническое обследование элементов оборудования и обмен соответствующей технической информацией между экспертным сообществом, действующим в рамках аналитического центра, и предприятиями-изготовителями на этапе производства и последующей доводки изделий позволит достичь оптимальных функциональных характеристик в эксплуатации.

Не будем останавливаться на основных этапах методологии, представленной в [5], а перейдем сразу к вопросу их опытной апробации в АЦ Ао «НИИЭС»

Осуществление входного контроля металлических заготовок

Для адекватной оценки технического состояния и остаточного ресурса элементов гидроэнергетического оборудования необходимым и целесообразным является обеспечение их непрерывного мониторинга на протяжении всего жизненного цикла. В данной связи, а также учитывая непреложное влияние режимов и процессов технологической обработки на этапе производства на формирование дефектов материала, соответствующий контроль поступающих металлических заготовок является необходимым шагом.

На рис. 1 показаны дефекты литья в сечении заготовки для изготовления несущего элемента, а на рис. 2 представлена

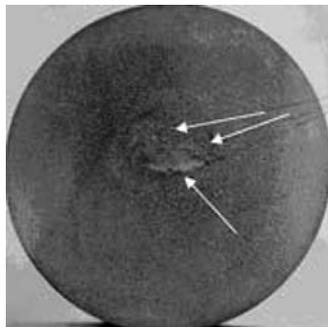


Рис. 1. Дефекты литья в сечении заготовки несущего элемента



Рис. 2. Усадочная раковина в титановой заготовке

усадочная раковина в титановой заготовке, выявленная ультразвуковым методом [6].

Это, прежде всего, говорит о том, что при входном контроле металлических заготовок завод-изготовитель гидроэнергетического оборудования должен осуществить приемку нормативно-технической документации, содержащей информацию о технологических режимах плавки и проката, химическом составе, физико-механических свойствах материала заготовки, о результатах ее первичного технического обследования рентгенографическими и ультразвуковыми методами. Указанная информация может быть учтена в рамках предварительных оценок напряженно-деформированного состояния элементов гидроэнергетического оборудования.

Кроме того, подробный анализ извлекаемых при входном контроле металла заготовок данных призван обеспечить информационную поддержку при исследовании влияния различных начальных технологических дефектов и повреждений на эволюцию технического состояния основного оборудования, а также при техническом расследовании возможных аварийных отказов.

Адекватные и научно-обоснованные решения об устранении технологических повреждений и нарушений, обнаруженных на стадии входного контроля путем выполнения соответствующих ремонтно-восстановительных мероприятий, могут быть полезны для продления срока службы оборудо-

вания на стадии окончания проектного срока эксплуатации оборудования и для предотвращения его отказов на протяжении всего жизненного цикла.

Численный анализ напряженно-деформированного состояния основного гидроэнергетического оборудования на стадии разработки проекта

Прочностный анализ элементов основного гидроэнергетического оборудования является неотъемлемой частью проекта по их созданию, так как этим обуславливаются конструктивные особенности конечных рабочих изделий. Подобные расчетные оценки выполняются с учетом нагрузок и воздействий, закладываемых проектом, с учетом характеристик физико-механических свойств материалов, полученных в процессе лабораторных испытаний.

При выполнении проектных прочностных оценок целесообразно применять не простейшие расчетные схемы и методы строительной механики и сопротивления материалов, которые зачастую приводят к существенным погрешностям и качественно неверным результатам, а современные численные методы механики сплошной среды.

Для получения достоверной и адекватной картины распределения характеристик напряженно-деформированного состояния металлических конструкций требуется привлечение аппарата механики сплошных сред, который в данном случае неразрывно связан с постановкой и решением задачи нелинейной механики деформируемого твердого тела. Данная задача математически может быть выражена следующей системой уравнений:

$$\sigma_{ij,j} + F_i = 0; \quad (1)$$

$$\varepsilon_{ij} = \frac{1}{2} \cdot (u_{i,j} + u_{j,i} + u_{k,i} \cdot u_{k,j}) = 0; \quad (2)$$

$$\varepsilon_{ki,jl} + \varepsilon_{lj,ik} - \varepsilon_{li,jk} - \varepsilon_{kj,il} = 0 \quad (3)$$

$$d\varepsilon_{ij} = \frac{1}{2 \cdot G} \left(d\sigma_{ij} - \delta_{ij} \frac{3 \cdot \nu}{1 + \nu} d\sigma_0 \right) + \frac{3}{2} \cdot \frac{d\bar{\varepsilon}_i^p}{\sigma_i} \left(\sigma_{ij} - \delta_{ij} \cdot \sigma_0 \right); \quad (4)$$

$$\sigma_{ij} = F_{ijkl} \varepsilon_{kl}; \quad (5)$$

$$f(\sigma_{ij}) = \frac{3}{2} s_{ij} s_{ij} - [\Phi(\chi)]^2 = 0; \quad (6)$$

$$u_i = u_i^*, x \in S_1; \quad (7)$$

$$(\sigma_{ij}^+ - \sigma_{ij}^-) \cdot n_j = 0, x \in S_3; \quad (8)$$

$$\sigma_{ij} \cdot n_j = p_i, x \in S_2; \quad (9)$$

$$S_1 \cup S_2 \subset S; s_{ij} = \sigma_{ij} - \sigma_0; \sigma_0 = \frac{\sigma_{11} + \sigma_{22} + \sigma_{33}}{3}, \quad (10)$$

где σ_{ij} — компоненты тензора напряжений Коши; ε_{ij} — компоненты тензора деформаций; u_i — компоненты вектора перемещений; F_i — компоненты вектора объемных сил; j — оператор дифференцирования по пространственной координате $\partial/\partial x_j$; $d\bar{\varepsilon}_i^p$ — интенсивность приращений пластических деформаций; σ_0 — среднее нормальное напряжение; ε_0 — средняя деформация; $s_{ij} = \sigma_{ij} - \sigma_0$ — компоненты девиатора тензора напряжений; $\Phi(\chi)$ — независящая от вида сложного НДС функция упрочнения материала; χ — параметр материала, определяющий закон его упрочнения; δ_{ij} — символ Кронекера; G — модуль Юнга второго рода; ν — коэффициент Пуассона; S — общая граничная поверхность конструкции; S_1 — участок поверхности конструкции, на котором регламентированы перемещения; S_2 — участок поверхности конструкции, на котором регламентированы поверхностные усилия; S_3 — участок поверхности конструкции, на котором заданы контактные граничные условия; $\sigma_{ij}^+, \sigma_{ij}^-$ — компоненты тензора напряжений соответственно «справа» и «слева» от контактной поверхности; n_i — компоненты вектора нормали к граничной поверхности; $i, j, k, l = 1, 2, 3 \dots$

Такой подход требует привлечения численных методов решения данных уравнений, предварительного создания компьютерных трехмерных полномасштабных моделей рассматриваемых элементов оборудования, а также научно-обоснованных постановок задач и расчетных схем, прочностный анализ которых должен выполняться в среде специализиро-

ванных расчетных программных пакетов, реализующих высокоточные и эффективные математические методы, такие как метод конечных элементов (МКЭ) [7]. Безусловно, применение указанного подхода требует также надлежащей подготовки экспертов в области численных методов и механики сплошной среды.

При создании 3D-моделей рассматриваемого гидроэнергетического оборудования целесообразно применять современные инженерные программные САД-комплексы, предоставляющие обширный инструментарий в области виртуального пространственного моделирования, настройки в соответствии со стандартами ЕСКД, и позволяющие в короткие сроки эффективно создавать и транспонировать модели объектов в среду универсальных или специализированных МКЭ-комплексов.

В качестве примера, на рис. 3 приводится САД-модель колонны статора гидротурбины ГЭС. На рис. 4 представлена КЭ-сетка для прочностного анализа конструкции колонны. Рис. 5. показывает результаты прочностного анализа колонны при воздействии проектных нагрузок.

В результате численных прочностных оценок становится доступным расчетное значение коэффициента запаса по прочности основного гидроэнергетического оборудования, в общем случае равное отношению текущего предела прочности материала конструкции к максимальному эквивалентному напряжению в ее металле:

$$n_{\text{пр}} = \frac{\sigma_{\text{В}}}{\sigma_{\text{экв}}^{\text{max}}}, \quad (11)$$

где $\sigma_{\text{экв}}^{\text{max}}$ — максимальное эквивалентное напряжение в зоне дефекта при действии эксплуатационных нагрузок, определенное по результатам численного моделирования; $\sigma_{\text{В}}$ — предел прочности материала конструкции.

Непревышение этим значением требуемого, согласно проекту, запаса прочности для материала элемента оборудования является необходимым условием для обоснования его прочности на стадии проектирования:

$$n_{\text{пр}} > [n]. \quad (12)$$

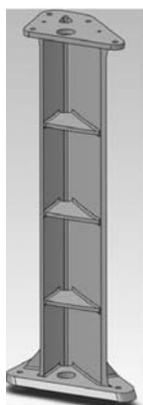


Рис. 3. САD-модель колонны статора гидротурбины, созданная в среде инженерного программного комплекса

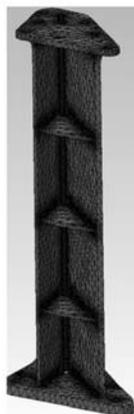


Рис. 4. КЭ-модель колонны статора ГЭС, созданная для выполнения прочностного анализа данной конструкции на проектной стадии

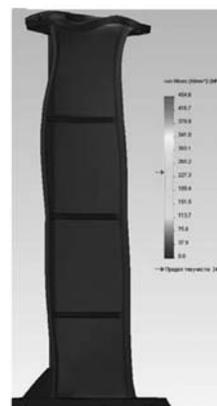


Рис. 5. Распределение эквивалентных напряжений в металле колонны статора ГЭС при проектных нагрузках

Результаты проектной численной оценки напряженно-деформированного состояния также целесообразно использовать для оценок циклической прочности и остаточного ресурса гидроэнергетического оборудования, на основании которых строится теоретическая зависимость проектного запаса прочности от времени эксплуатации.

Разрабатываемые в рамках выполнения данного этапа САD-, КЭ-модели элементов оборудования, расчетные схемы и результаты численного прочностного анализа должны быть переданы для сохранения в базе данных на сервере аналитического центра с целью дальнейшего использования при оценке остаточного ресурса. Отдельной строкой необходимо отметить, что для реализации процесса передачи массивов данных потребуется организация современных оптоволоконных каналов связи высокой пропускной способности, связывающие вычислительные центры проектных предприятий и сервер аналитического центра.

Численный анализ напряженно-деформированного состояния основного гидроэнергетического оборудования после технологических операций изготовления

В процессе изготовления элементов гидроэнергетического оборудования, нарушение и несовершенство технологических процессов могут приводить к появлению в металле исходных заготовок различного рода дефектов, таких как поры, несплошности, неметаллические включения, расслоения и трещины. Данные повреждения существенным образом влияют на фактическое напряженно-деформированное состояние рассматриваемого оборудования. Кроме того, в процессе термомеханической обработки металла в его массиве возникают пластические деформации и остаточные напряжения, обусловленные процессами сварки, наклепа, и которые необходимо учитывать в прочностных расчетах для адекватной оценки НДС элементов промышленного оборудования.

Выявление технологических дефектов и повреждений выполняется с применением современных методов технической диагностики, например, рентгенографических, ультразвуковых, или акустико-эмиссионных методов контроля. Дефекты следует фиксировать в формулярах обследований, которые впоследствии должны быть переведены в электронный формат и отправлены для учета и хранения в базу данных на сервере аналитического центра.

Моделирование операций термической или механической обработки следует проводить с привлечением созданных на предыдущем этапе твердотельных компьютерных и КЭ-моделей рассматриваемых элементов оборудования. Исходные геометрические конфигурации моделей элементов оборудования после выполнения численного прочностного анализа следует преобразовать с учетом накопленных в процессе упругопластического деформирования компонент деформаций, что может быть выполнено средствами постпроцессинговой обработки результатов вычислений в среде коммерческих программно-математических комплексов, реализующих МКЭ. Полученные модели должны быть сохранены на сервере аналитического центра для дальнейшего применения и анализа в процессе мониторинга жизненного цикла.

Прямое численное моделирование технологических процессов обработки металлических элементов гидроэнергетического оборудования и дальнейшее непосредственное моделирование воздействия проектных нагрузок и воздействий, а также учет в рамках КЭ-моделей технологических дефектов, дает возможность адекватной оценки НДС гидроэнергетического оборудования на стадии обработки.

Контроль оборудования на предмет наличия зон концентрации напряжений в металле магнитными методами

Выше уже было указано, что количественные характеристики остаточного напряженно-деформированного состояния элементов гидроэнергетического оборудования, обусловленные технологическими операциями и режимами изготовления, иногда достигают существенных значений, и их необходимо учитывать при оценке проектной прочности указанных конструкций. Так, если проводить аналогии со смежными областями тяжелого машиностроения и металлургии, то в процессе изготовления труб большого диаметра методом холодной штамповки, возникающие в их металле напряжения достигают значений порядка 400 – 500 МПа, что сравнимо с пределом текучести трубных сталей [4].

Ввиду вышесказанного, особую актуальность принимает потребность в разработке научно-обоснованных и адекватных методов определения остаточного напряженно-деформированного состояния и зон концентрации напряжений (ЗКН) массива металла изделий и узлов гидроэнергетического оборудования.

В настоящее время разработан и успешно внедряется на практике во многих отраслях промышленности принципиально новый метод диагностики оборудования и конструкций, основанный на использовании магнитной памяти металла [8 – 10]. Данный метод объединяет потенциальные возможности неразрушающего контроля и механики разрушения, вследствие чего имеет ряд существенных преимуществ перед остальными методами контроля промышленных объектов.

Метод магнитной памяти металла — это прогрессивный метод неразрушающего экспресс-контроля, основанный на регистрации и анализе распределения собственных магнит-

ных полей рассеяния (СМПР), возникающих на стальных изделиях и в элементах оборудования в ЗКН, и в областях дефектов металла. При этом СМПР отображают необратимое изменение намагниченности в направлении действия максимальных напряжений от рабочих нагрузок, а также структурную и технологическую наследственность деталей и сварных соединений после их изготовления и охлаждения в слабом магнитном поле, как правило, в поле Земли. В методе МПМ используются естественная намагниченность и последствие, которое проявляется в виде магнитной памяти металла к фактическим деформациям и структурным изменениям в металле изделий и оборудования.

Методика определения ЗКН основывается на измерении искажений магнитного поля Земли, обусловленных изменением магнитной проницаемости металла элемента оборудования в этих ЗКН, а также в зонах развивающихся коррозионно-усталостных повреждений. При расшифровке магнитограмм и классификации магнитных аномалий используются критерии, разработанные на основании более чем 20-летнего опыта применения методов магнитной памяти металла при непосредственном контроле промышленных объектов, в том числе лопаток турбомашин. Характер изменения магнитного поля Земли обусловлен деформацией несущих элементов оборудования, возникающей в них при воздействии ряда факторов: остаточных, технологических, и монтажных напряжений, рабочей нагрузки и напряжений самокомпенсации при температурных колебаниях.

Метод МПМ позволяет выявлять в процессе диагностического обследования следующие характеристики:

зоны концентрации напряжений — основные источники развития повреждений;

микро- и макро-дефекты на поверхности и в глубинных слоях металла.

Результаты технической диагностики с применением МПМ в виде распределения полей амплитуд напряженностей магнитного поля следует оцифровывать для получения распределения полей остаточных напряжений в элементе гидроэнергетического оборудования, которые могут сохраняться в базе данных

по обследованиям оборудования в виде текстовых или бинарных файлов. Подобные оцифрованные данные на последующих этапах находят свое применение для автоматизированного задания зон остаточных напряжений в качестве входных данных для прочностного анализа гидрооборудования. Сегодня работы по количественной интерпретации магнитограммы поля остаточных напряжений в ЗКН, полученных методом МПМ в комплексе с результатами твердомерии, ведутся учеными Центра контроля безопасности гидроэнергетического оборудования ОАО «НИИЭС» С.В. Фотиным и К.И. Дикаревым совместно с разработчиком метода А.А. Дубовым.

Моделирование НДС элемента оборудования с учетом данных технической диагностики и ремонтно-восстановительных мероприятий

Получение полной информации о характеристиках остаточного НДС элементов гидроэнергетического оборудования на стадии его изготовления и доводки, с учетом данных технической диагностики, позволит в значительной степени повысить точность и адекватность прочностных расчетных оценок разрабатываемых узлов. Используя описанные в предыдущих разделах подробные КЭ-модели элементов оборудования, с учетом результатов технологических операций изготовления, электронные формуляры дефектоскопических экспертиз, электронные карты распределения остаточных напряжений после технологических процессов и процессов доводки, которые должны находиться в электронной базе данных на сервере аналитического центра, возможно выполнить уточненный КЭ-анализ прочности. Для этого следует применять подход поэтапного прямого численного моделирования НДС изделия на основе полномасштабных геометрических моделей с учетом методологии, изложенной в предыдущих разделах данной статьи. В результате выполнения указанного анализа становится доступным расчетный коэффициент запаса по прочности для рассматриваемого изделия, который сравнивается с проектным коэффициентом запаса, а результаты сравнения оформляются документально и сохраняются в электронной базе данных.

Исследование изменения зон концентрации напряжений магнитными методами контроля по окончании очередного межремонтного периода, и оценка изменения фактического напряженно-деформированного состояния

В процессе эксплуатации элемента гидроэнергетического оборудования происходит его активный износ, старение и деградация свойств металла. Кроме того, под воздействием факторов внешней среды, например, низкой температуры и повышенной влажности, в структуре металла могут иметь место изменения, вызывающие эволюцию полей напряжений в ЗКН. К таким процессам можно отнести, например, естественный отпуск.

В общем случае эволюция остаточного НДС в металле элемента может приводить как к снижению максимальных значений напряжений, так и к их повышению, и, как следствие, снижению остаточного ресурса. Без потери общности будем рассматривать случай повышения значений остаточных напряжений в ЗКН, что обуславливается возникновением и увеличением областей развитого пластического деформирования под влиянием эксплуатационных нагрузок и воздействий. Такое расширение областей остаточных напряжений неизменно приводит к снижению несущей способности.

Обнаружение, контроль и преобразование зон дислокации полей остаточных напряжений можно выполнять либо методами прямого численного моделирования физико-химических процессов в металле изделий, либо с применением методов технического диагностирования. Ввиду сложности указанных процессов и явлений, их численное моделирование требует применения дорогих с точки зрения вычислительных и временных ресурсов затрат. С другой стороны, применение современных магнитных методов (в частности, МПМ), указанных в предыдущих разделах, способно дать приемлемые с точки зрения технических приложений результаты.

Выполнение повторных диагностических обследований ЗКН металла гидроэнергетического оборудования следует выполнять по окончании очередного эксплуатационного периода, во время планового ремонта. После обработки извлекаемой магнитными методами информации о распределении полей оста-

точных напряжений и получения текстового файла проекции ЗКН на поверхности элемента оборудования, информация заносится в электронную базу данных с целью дальнейшего учета при анализе фактической прочности. Пример картины распределения остаточных напряжений лопасти РК ПЛ-турбины, полученный посредством переноса на ее КЭ-модель результатов исследования методом МПМ, и последующего численного анализа, приведен на рис. 6 на цветной вкладке.

Высокоточная оценка веса элемента на основании его 3D-модели и данных технического обследования

На этапе эксплуатации рабочих колес гидротурбин важным аспектом продления сроков эксплуатации и уменьшения риска повреждений лопастей и возникновения аварийных ситуаций является уменьшение или выход из диапазона вибрационных режимов. Некоторые моды колебаний рабочих колес турбин обуславливаются несбалансированностью, то есть различным весом однотипных лопастей. В этой связи, актуальной задачей становится высокоточное определение веса каждой из лопастей, подлежащих установке в рамках одного рабочего колеса гидротурбины.

Особо следует отметить ключевую роль оценки веса для эксплуатации, так как позволяет исключить операции по демонтажу лопасти, ее последующему вывешиванию, настройке и поверке системы измерений, что делает задачу определения веса лопастей рабочих колес в цеховых условиях трудно-выполнимой задачей. Кроме этого, определение веса массивных элементов в рамках ГЭС возможно только по динамометрическим приборам цеховых кранов или подъемников, имеющих большую погрешность и высокую цену деления.

Определение веса элементов гидроэнергетического оборудования в современных условиях становится возможным благодаря информатизации и внедрению специализированных программных средств. Для этой цели вполне обоснованно применять созданные на этапе проектной разработки и уточненные на этапе производственной доводки элемента трехмерные САД-модели элементов гидроэнергетического оборудования.

Для осуществления указанного высокоточного определения веса сначала проводится перестроение пространственной

полномасштабной САД-модели элемента гидроэнергетического оборудования с учетом обнаруженных при технической диагностике и лазерном сканировании дефектов. Учет внутренних и поверхностных дефектов позволяет повысить точность описания геометрии для модели элемента оборудования. Далее проводится преобразование модели элемента в среду КЭ программно-математического комплекса, позволяющего выполнить оценку фактического объема модели, где выполняется вычисление объема модели, и на основании данного значения, а также паспортного значения плотности материала, проводится вычисление фактического веса элемента оборудования.

Далее выполняется количественная оценка степени потери металла элемента, и путем простого наложения проектной САД-модели на модель, полученную после перестроения с учетом выявленных дефектов, определяются зоны максимального износа, а также количественные характеристики объемов восстановительных работ (в частности, наплавки металла в зонах износа).

Предлагаемая количественная оценка степени и мест потери металла по результатам лазерного 3D-сканирования позволит не только оценить изменения веса конструкции. Для таких элементов, как лопасти и камера рабочего колеса, методология позволит определить фактическое отклонение профилей и зазоров элементов оборудования вследствие многочисленных заварок, подрезок лопасти или ненадлежащего исполнения профиля вновь вводимого оборудования, что непосредственно связано с эффективностью работы гидроагрегата в целом.

По результатам данной процедуры, расчетные данные определения массы элемента оборудования и степени потери металла с его поверхности заносятся в базу данных на сервере аналитического центра до следующего планового ремонта.

Схема выполнения высокоточного определения веса элемента представлена на рис.7.

Выполнение технической дефектоскопии элемента оборудования в период планового ремонта

В процессе дефектоскопии гидроэнергетического оборудования необходимо выполнить его технический контроль неразрушающими методами, такими как визуальный, капил-

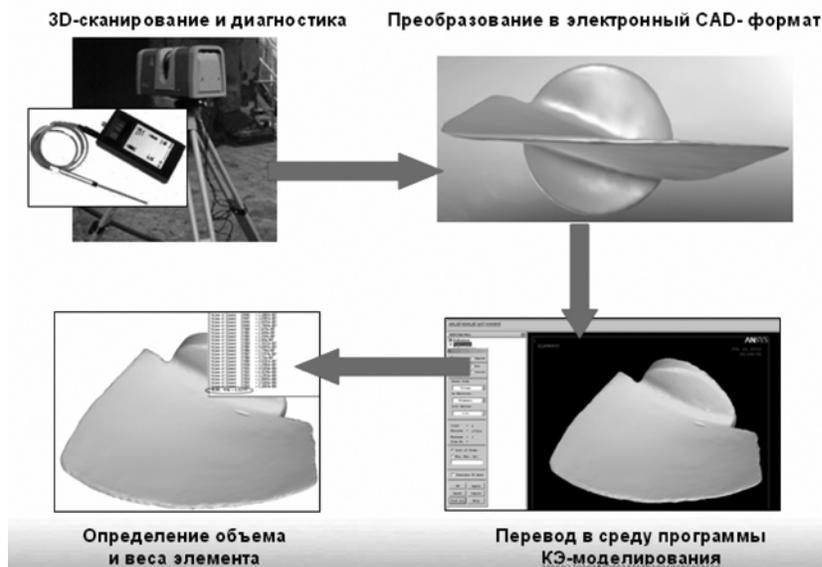


Рис. 7. Схема определения веса элемента гидроэнергетического оборудования с повышенной точностью на примере лопасти рабочего колеса ПЛ-турбины

лярный, магнитопорошковый, ультразвуковой и рентгенографический контроль. При этом следует зафиксировать выявленные дефекты в специальных электронных формулярах, в соответствии с предписаниями и рекомендациями [2]. На данном этапе фиксируется как возникновение новых дефектов, так и увеличение линейных габаритов ранее выявленных повреждений. Такие данные используются для научно-обоснованного определения линейных скоростей прироста дефектов под воздействием различных нагрузочных факторов.

Результаты технического контроля элемента оборудования в виде электронного формуляра с привязкой к текущему плановому ремонту заносятся в базу данных непосредственно на филиале и передаются в базу отраслевого аналитического центра для его анализа.

Выполнение металлографических исследований и твердометрии материала элемента в период планового ремонта

Металлографические исследования выполняются для определения качества сварных соединений, основного метал-

ла и наплавов при контроле состояния металла в период плановых ремонтных мероприятий основного гидроэнергетического оборудования. Результаты замеров твердости основного металла, сварных соединений и ремонтных заварок должны соответствовать требованиям документации и нормативных документов, регламентирующих твердость испытываемых материалов [2].

В дальнейшем результаты металлографических изысканий используются для раннего обнаружения и прогнозных оценок по деградации свойств металла оборудования.

Результаты металлографических исследований и твердометрии металла оформляются в виде специализированных протоколов, которые сохраняются в электронной базе данных с привязкой к текущему плановому ремонту.

Определение характеристик физико-механических свойств металла оборудования после деградации

Для получения данных об изменении физико-механических свойств металла элементов гидроэнергетического оборудования в результате воздействия эксплуатационных факторов (например, кавитационного износа) необходимо провести ряд испытаний на определение физико-механических характеристик сталей с деградировавшими свойствами с использованием соответствующего оборудования. Также указанные испытания должны выполняться для образцов сталей, находящихся на различных стадиях износа и «старения», что необходимо для корректного определения скорости деградации характеристик и адекватной оценке ресурса. При этом обязательным условием является проведение испытаний на разрыв с определением диаграммы растяжения материала на соответствующем оборудовании (рис. 8).

Оценка фактического НДС элемента оборудования с учетом результатов технической диагностики и деградации свойств материала

После получения сведений о распределении дефектов, повреждений, ЗКН и сведений о старении металла гидроэнергетического оборудования по истечении очередного периода эксплуатации необходимо выполнить очередной анализ НДС рассматриваемого элемента оборудования с учетом эксплуа-

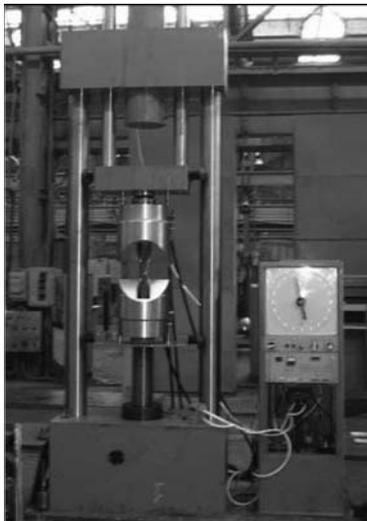


Рис. 8. Оборудование для выполнения испытаний образцов на растяжение

тационных нагрузок и воздействий. Для этого применяются КЭ-модели элементов оборудования, разработанные на стадии проектной разработки и уточненные на этапе производственной доводки элемента.

Пример результатов анализа НДС-элемента оборудования на примере лопасти поворотно-лопастной гидротурбины с дефектами в области галтели при максимальных проектных нагрузках приведены на рис. 9 на цветной вкладке.

На основании выполненных расчетов характеристик напряженно-деформированного состояния и характеристик физико-механических свойств металла вычисляется расчетный коэффициент запаса прочности элемента оборудования на данном этапе эксплуатации. По сравнению с соответствующим коэффициентом запаса, вычисленным при прочностном анализе по результатам предшествующего планового осмотра, рассчитываемый здесь коэффициент запаса будет иметь пониженное значение.

Полученный расчетный коэффициент запаса прочности сравнивается с требуемым проектной документацией коэффициентом запаса и, в случае его недостаточности, делается соот-

ветствующая отметка о необходимости ремонтных мероприятий. Ремонтные работы в общем случае снижают уровень напряженно-деформированного состояния изделий и соответственно повышают расчетный коэффициент запаса. Фактические значения этих повышений коэффициентов запаса можно подсчитать при помощи прямого численного моделирования эволюции НДС в процессе ремонтных работ. В следующем разделе рассматриваются методы расчета остаточного НДС в металле изделий при «заваривании» дефектов.

Моделирование процесса сварки элементов оборудования, не удовлетворяющих нормативным требованиям по прочности

Для элементов гидроэнергетического оборудования, не удовлетворяющих требуемым проектным коэффициентам запаса прочности, после очередного периода эксплуатации по результатам численного прочностного анализа следует провести моделирование НДС при ремонтных работах, например, при заваривании дефектов.

Моделирование следует выполнять в среде специализированного программного комплекса, реализующего МКЭ для задач тепломассообмена и вычислительной механики. При этом используется созданная на предыдущих этапах подробная КЭ-модель элемента оборудования с проецируемыми на нее дефектами и повреждениями, которые сохраняются в форме таблиц в электронной базе данных.

При численном моделировании сварочно-ремонтных работ результатом являются остаточные термические напряжения. С точки зрения механики сплошных сред, данное распределение напряжений можно определить при помощи двухстадийного моделирования, включающего в себя численное решение термической задачи о температурном поле завариваемого металлического фрагмента и последующее решение термомеханической задачи.

При описании температурных процессов, связанных с нагревом металла лопасти при сварочных работах, применима математическая модель, представляемая уравнениями (1) – (9). Однако, вследствие того, что система приобретает дополнительную переменную, в качестве которой выс-

тупает температура, модель нуждается в дополнении еще одним уравнением для замыкания системы уравнений. Таким уравнением относительно температуры металла конструкции является уравнение энергии. В качестве дополнительной переменной температура присутствует в уравнении (4). Оно приобретает следующий вид:

$$d\varepsilon_{ij} = \frac{1}{2 \cdot G(T)} \left(d\sigma_{ij} - \delta_{ij} \frac{3 \cdot \nu}{1 + \nu} d\sigma_0 \right) + \alpha \cdot dT \cdot \delta_{ij} + \frac{3}{2} \cdot \frac{d\varepsilon_i^p}{\sigma_i} (\sigma_{ij} - \delta_{ij} \sigma_0).$$

Здесь α — коэффициент температурного расширения материала лопасти; dT — приращение температуры.

В соотношении (4) температурный член « $\alpha \cdot dT \cdot \delta_{ij}$ » характеризует упругую составляющую деформации. Влияние температуры на пластические деформации выражается через температурную зависимость физико-механических характеристик материала. Таким образом, материальные параметры, такие как модуль упругости, модуль сдвига, коэффициент Пуассона, модуль упрочнения и т.д., являются в общем случае зависящими от температуры. Конкретные функциональные виды таких зависимостей определяются исходя из справочных данных или из результатов экспериментальных исследований.

Как уже было упомянуто выше, численный анализ трехмерного температурного поля в металле осуществлялся в результате решения нестационарного уравнения теплопроводности для твердого тела (при $c = c_v$) [11]:

$$Q_{\text{внутр}} = c\rho \frac{\partial T}{\partial \tau} - \text{div}(\lambda \text{grad}T). \quad (13)$$

Здесь c — теплоемкость металла элемента оборудования; ρ — плотность металла; T — текущая температура; τ — время; λ — коэффициент теплопроводности материала.

В качестве граничных условий на всех свободных поверхностях лопасти рабочего колеса турбины задаются граничные условия третьего рода, учитывающие суммарный тепловой поток, обусловленный свободной конвекцией (со значением коэффициента конвективной теплоотдачи «поверхность лопасти — окружающая атмосфера» равным $\alpha_k = 5,9 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}$

[12,13]) и излучением по классическому закону Стефана – Больцмана: $q_{\text{рад}} = \varepsilon_{\text{ст}} \cdot \sigma \cdot (T_{\text{ст}}^4 - T_{\text{атм}}^4)$, где $\varepsilon_{\text{ст}}$ — степень черноты поверхности; $\sigma = 5,6687 \cdot 10^{-8} \text{ Вт / м}^2 \cdot \text{К}^4$ — константа Стефана – Больцмана; $T_{\text{ст}}$ — температура поверхности лопасти; $T_{\text{атм}}$ — температура окружающей атмосферы, равная 293°С .

Зависимость суммарного конвективно-радиационного коэффициента теплоотдачи от температуры для решения задачи была получена из выражения [11]:

$$\alpha_{\text{общ}}(T_{\text{ст}}) = \varepsilon \cdot \sigma \cdot (T_{\text{ст}} - T_{\text{атм}}) \cdot (T_{\text{ст}}^4 - T_{\text{атм}}^4) + \alpha_{\text{к}} \quad (14)$$

Мощность внутренних источников теплоты $Q_{\text{внутр}}$ определялась из выражения: $Q_{\text{внутр}} = Q_{\text{эл.дуги}} / V$, где V — объем нагреваемого материала; $Q_{\text{эл.дуги}}$ — тепловая мощность электрической дуги, которая определяется выражением:

$$Q_{\text{эл.дуги}} = U \cdot I \cdot \eta \quad (15)$$

Здесь U — напряжение дуги; I — сила сварочного тока; η — эффективность сварочной дуги, которая определяется в соответствии со справочными данными. При этом напряжение сварочной дуги для ручной сварки лежит в диапазоне $U = 22 - 28 \text{ В}$. Сила сварочного тока определяется в соответствии с выражением:

$$I = K \cdot d_s \quad (16)$$

Здесь I — сила сварочного тока; K — коэффициент тока, измеряемые в А/мм;

Анализ математической модели (1) – (9), (13) – (16), которая представляет собой математическую постановку нелинейной сопряженной термомеханической задачи, может быть осуществлен в общем случае только с применением средств высокоточного численного моделирования, например, с использованием эффективных численных методов решения задач механики деформируемого твердого тела и задач распределения температурных полей в твердых телах, например МКЭ [7].

На рис.10 представлены результаты решения термической задачи при заваривании эрозионного повреждения на поверхности лопасти ПЛ-гидротурбины, в форме распределения температурных полей после начала сварочно-ремонтных работ.

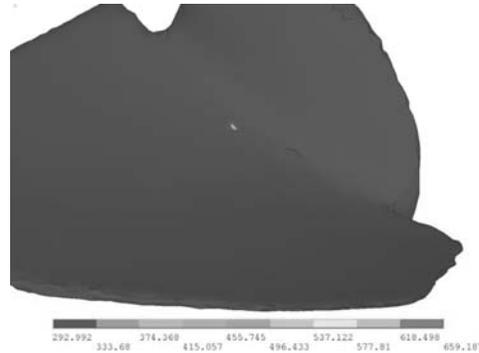


Рис. 10. Результат численного температурного анализа в зоне сварки после начала выполнения сварочно-ремонтных работ лопасти ПЛ-турбины

На рис.11 представлены результаты решения термической задачи при заваривании эрозионного повреждения на поверхности лопасти ПЛ-гидротурбины в форме распределе температурных полей после начала сварочно-ремонтных работ.

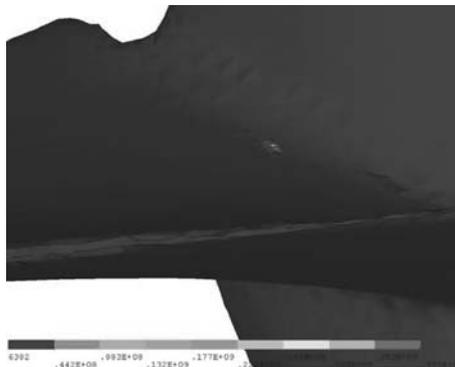


Рис. 11. Результат численного анализа НДС лопасти ПЛ-турбины от температурных напряжений по окончании сварочно-ремонтных работ в области кавитационного дефекта

Полученные распределения остаточных термических напряжений должны далее быть использованы при анализе НДС элемента от проектных нагрузок с учетом данных дефектоскопического обследования и деградации свойств металла. Далее определяется коэффициент запаса прочности

рассматриваемого элемента оборудования, который имеет повышенное значение. Результаты моделирования сварочных процессов и численного прочностного анализа НДС и коэффициента запаса с учетом остаточных напряжений помещаются в электронную базу данных.

Важно отметить тот факт, что на базе данной методологии может быть построено автоматизированное рабочее место, которое позволит на численных модельных экспериментах подобрать материал электрода, параметры сварочного процесса, величину или необходимость предварительного нагрева элемента оборудования по критерию минимизации остаточных термодформаций.

Коррекция кривой жизненного цикла элемента гидроэнергетического оборудования

Описанные в предыдущих разделах процедуры диагностических обследований, моделирования НДС и расчетов коэффициентов запаса прочности для элементов основного гидроэнергетического оборудования следует повторять для всех его состояний, определяемых на момент очередного планового ремонта, выполняемого через интервалы в 4 – 5 лет. Сравнение полученных численным расчетом коэффициентов запаса прочности с проектными значениями может служить критерием очередного продления срока эксплуатации оборудования, или его вывода из эксплуатации и последующей замены, тем самым минимизируя субъективную оценку экспертного сообщества, основанную лишь на данных инструментального и визуального контроля, подкрепив ее объективными расчетными данными по оценке фактической прочности.

При нанесении временной последовательности расчетных коэффициентов запаса оборудования в различные межэксплуатационные периоды на графическую плоскость можно получить следующую зависимость эволюции коэффициента запаса от времени (рис. 12). Зависимость может быть аппроксимирована параболической кривой, с выпуклостью, направленной вверх. Увеличения коэффициентов запаса в соответствии с ремонтно-восстановительными работами отражаются на данной плоскости вертикальными прямыми участками.

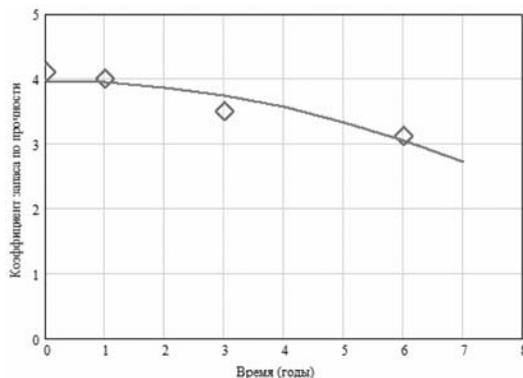


Рис. 12. Графическая зависимость эволюции коэффициента запаса гидроэнергетического оборудования во времени

Совмещенные кривые жизненного цикла отражены на рис. 13. Здесь на графике 1 показана изначальная теоретическая зависимость снижения коэффициента запаса с течением времени эксплуатации, имеющая параболическую форму. Абсцисса пересечения этой кривой с вертикалью, соответствующей требуемому проектной документацией коэффициенту запаса, соответствует теоретическому временному ресурсу эксплуатации для элемента гидроэнергетического оборудования. На графике 2 показана зависимость эволюции расчетного коэффициента запаса, состоящая из участков его деградации в периоды эксплуатации, и вертикальные участки его повышения при проведении ремонтных работ. Данная зависимость получается по результатам численного моделирования жизненного цикла изделия.

Различие между теоретическим ресурсом изделия и его прогнозируемым ресурсом представляет собой его прогнозируемый период возможного продления ресурса, который отмечен на графической зависимости в зеленом цвете.

Указанные совмещенные зависимости следует сохранять в электронной базе данных на сервере аналитического центра. Вследствие качественной однотипности участков повышения и понижения прогнозной кривой расчетного коэффициента запаса прочности изделия, при известной скорости деградации характеристик физико-механических свойств металла и скорости прироста дефектов, является

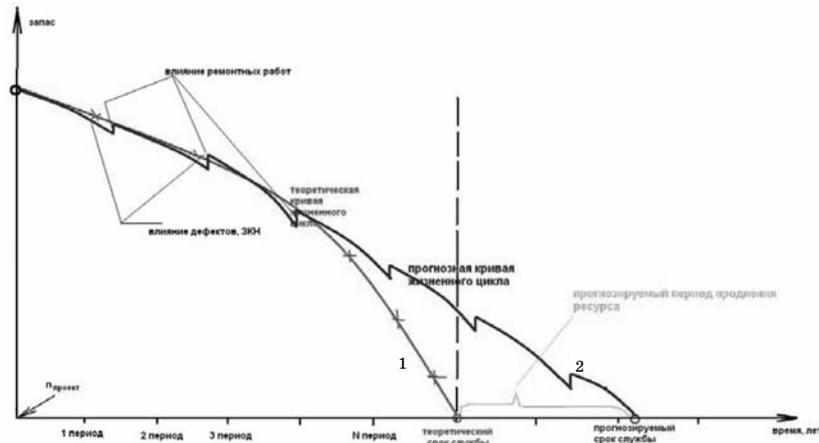


Рис. 13. Графическая зависимость эволюции коэффициента запаса гидроэнергетического оборудования во времени

возможной предикция, а также последующее корректирование данной кривой по данным моделирования НДС в период соответствующего ремонта (график 2 на рис.13). Такой подход даст возможность адекватным образом осуществлять научно-обоснованный мониторинг и управление техническим состоянием и жизненным циклом несущих элементов гидрооборудования.

Рациональность и выгода в использовании вышеизложенной концепции заключается в привлечении современных вычислительных, а также информационных и сетевых технологий к проблеме мониторинга технического состояния и оценке остаточного ресурса элементов сложных энергетических объектов, что позволит существенно сократить сроки передачи информации, вероятность потери информации, а также повысить точность и надежность расчетных оценок.

Использование результатов оценки фактического состояния оборудования в качестве основных входных параметров для RCM-анализа позволит создать эффективный расчетно-аналитический инструментарий по формированию научно-обоснованных программ технического перевооружения, ремонтов и реконструкции оборудования филиалов компании.

Выводы

1. В рамках статьи описывается концепция методологии мониторинга жизненного цикла основного гидроэнергетического оборудования, основанная на современных вычислительных технологиях в области механики сплошных сред и методах технической диагностики.

2. Внедрение концепции ПАО «РусГидро» позволит получать научно-обоснованные и достоверные оценки технического состояния и остаточного ресурса элементов основного гидроэнергетического оборудования, осуществлять мониторинг его жизненного цикла, строить оптимальные научно-обоснованные планы перевооружения, ремонта и реконструкции гидроэнергетического оборудования.

3. Концепция имеет четкую поэтапную структуру, практически отработанную на вычислительной технологии оценки фактического состояния лопасти рабочего колеса турбины типа ПЛ, что способствует ее внедрению в практику предприятий ПАО «РусГидро».

4. Представленная концепция знаменует качественно новый подход к повышению надежности и безопасности эксплуатации гидроэнергетического оборудования, основанный на привлечении современных вычислительных (в т.ч. суперкомпьютерных), а также информационных и сетевых технологий в области гидроэнергетики и к повышению точности и достоверности прогнозных оценок.

ЛИТЕРАТУРА

- 1. Проект СТО РусГидро 2-01.** «Оценка состояния и остаточного ресурса гидротурбин с применением методов неразрушающего контроля. «Методические указания».
- 2. Проект СТО РусГидро 2-02.** «Методические указания по контролю металла рабочих колес гидротурбин».
- 3. Проект СТО РусГидро 2-03** ОАО «РусГидро». «Типовая инструкция по организации и проведению входного контроля энергетического оборудования и средств управления».
- 4. Дикарев К.И., Алешин В.В., Кобяков В.В.** Автоматизированный анализ прочности криволинейных участков трубопроводов // Сборник трудов Четвертой конференции пользователей программно-математического обеспечения CAD-FEM GmbH (г.

Москва 21 – 22 апреля 2004 г.) /Под ред. А.С. Шадского. – М.: Полигон-пресс, 2004.

5. **Фотин С.В., Дикарев К.И., Купцов П.В.** Научно-технический отчет: «Проект рекомендаций по применению технологий численного анализа фактического напряженно-деформированного состояния и новых методов диагностики основного энергетического оборудования ГЭС ОАО «РусГидро» на примере лопасти рабочего колеса ПЛ турбины», инв.№, – М.: ОАО «НИИЭС», 2012. 6. http://www.panatest.ru/static?a1=castings_control.
7. **Zienkiewicz O.C., Taylor R.L.** The Finite Element method. In three volumes, fifth edition. Oxford: Butterworth–Heinemann, 2000. 3 Vols.
8. **ГОСТ Р ИСО 24497-1-2009.** Контроль неразрушающий. Метод магнитной памяти металла. Часть 1. Термины и определения.
9. **ГОСТ Р ИСО 24497-2-2009.** Контроль неразрушающий. Метод магнитной памяти металла. Часть 2. Общие требования.
10. **ГОСТ Р ИСО 24497-3-2009.** Контроль неразрушающий. Метод магнитной памяти металла. Часть 3. Контроль сварных соединений.
11. **В.П. Исаченко, В.А. Осипова, А.С. Сукомел.** Теплопередача. Учебник для вузов. Изд. 3-е, перераб. и доп. – М.: «Энергия», 1975.
12. **Е.А. Краснощеков, А.С. Сукомел.** Задачник по теплопередаче. Изд. 3-е, перераб. и доп. – М.: «Энергия», 1975.
13. **Теоретические основы теплотехники.** Теплотехнический эксперимент. Справочник / Под общ. ред. А.В. Клименко и В.М. Зорина. 3-е Изд. перераб. и доп. Т. 2. – М.: МЭИ, 2001.

**АНАЛИЗ ФАКТИЧЕСКОГО НАПРЯЖЕННО-
ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ СТАТОРА
ГИДРОТУРБИНЫ НОВОСИБИРСКОЙ ГЭС С ПРИМЕНЕНИЕМ
МЕТОДОВ ЧИСЛЕННОГО ТРЕХМЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ**

*Фотин С.В., кандидат техн. наук,
Матюшечкин С.Н., Фотина Н.В. (АО «НИИЭС»)*

Техническое перевооружение и реконструкция основного и вспомогательного оборудования генерирующих филиалов ОАО «РусГидро» (Российская Федерация) является одной из ключевых задач, обеспечивающих стабильное существование всей энергетической отрасли. Поэтому оценка фактического состояния основных ресурсопределяющих элементов оборудования гидроэлектростанций (ГЭС) является актуальной задачей.

Современный уровень развития вычислительной техники, программно-математического обеспечения, суперкомпьютерных и грид-технологий (с учетом современных достижений в области механики деформируемого твердого тела), доказывает, что качественный анализ технического состояния и расчетное обоснование остаточного ресурса металлоконструкций возможен только при применении достоверных методов расчетного определения напряженно-деформированного состояния (НДС) элементов конструкций. При этом следует помнить о проблемах получения точной информации, о степени деградации механических свойств металла под воздействием эксплуатационных факторов с учетом диагностических данных выявления повреждений и дефектов в элементах конструкций. Лишь при соблюдении указанных требований может быть выполнена надежная и достоверная (объективная) оценка технического состояния элементов оборудования гидроэнергетических объектов.

Важным фактом является то, что при реконструкции и замене гидроэнергетического оборудования, отработавшего свой нормативный срок эксплуатации, изменяются энергетические показатели: увеличение мощности гидроагрегата, увеличение его к.п.д., уменьшение кавитационных воздействий и т.д.

При этом в объемы реконструкции входят только замена рабочего колеса, камеры рабочего колеса, лопаток направляющего аппарата и ряда др., а такие несущие элементы конструкции, как колонны статора гидротурбины, остаются неизменными. Причем на конструкцию статора приходятся как весовые нагрузки, так и динамические воздействия от вибрации и потока. Отсутствие возможности замены статора гидротурбин обусловлено тем, что данный узел является закладным элементом гидротехнического сооружения, и его замена связана с нарушением целостности железобетона, в котором закреплены пояса конструкции.

Именно с такими проблемами столкнулись сотрудники Центра контроля безопасности гидроэнергетического оборудования (ЦКБ ГЭО) ОАО «НИИЭС» при проведении комплекса работ по обследованию оборудования с целью оценки возможности его дальнейшей эксплуатации при замене оборудования. Так, при

проведении работ по контролю металла методом магнитной памяти металла (МПМ) на одной из колонн была обнаружена трещина. Данный факт потребовал проведения расчетных мероприятий по оценке фактического трехмерного НДС конструкции в целом методом конечных элементов, реализованным в программном комплексе ANSYS.

Реализация комплексного подхода строилась по следующим этапам. После описания геометрических параметров трещины (длина, ширина, глубина) в типовых формулярах, регламентированных нормативной документацией, было решено восстановить поверочные прочностные расчеты, которые выполнял Генеральный проектировщик в 1956 году. После осуществления всех процедур с запросами документации у ОАО «Турбоатом» (г. Харьков, Украина) специалистами ОАО «НИИЭС» была построена параметрическая 3D-модель колонны с дефектом (колонна № 15). Для реализации САД-модели (Computer Aided Design) использовался программный комплекс Solid Works, в т.ч. включая ее ап-проксимацию конечно-элементной сеткой. На рис.1 представлена САД-модель статора Новосибирской ГЭС в сборе. При этом модель реализована без каких-либо упрощений и допущений в геометрии.

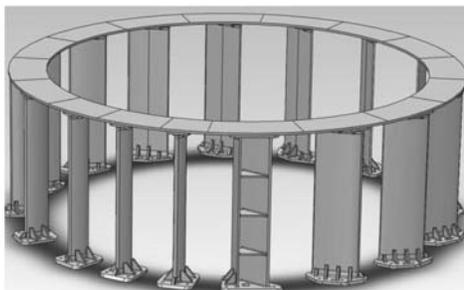


Рис. 1. Модель статора Новосибирской ГЭС в сборе

Для обеспечения возможности оценки изменения фактического НДС анализ проводился для двух постановок задач и, как следствие, двух конечно-элементных моделей. Так, на рис.2. представлена модель, предназначенная для проведения поверочного прочностного расчета по проектным данным. На рис.3 представлена модель колонны статора с уче-

том данных технической диагностики для анализа фактического напряженно-деформированного состояния.

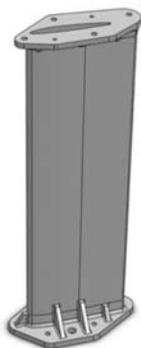


Рис. 2. Модель КС для поверочного расчета



Рис. 3. Модель КС с дефектом

Для анализа фактического НДС использовались данные как о геометрии самого дефекта, так и сведения о деградации физико-механических свойств материала в процессе длительной эксплуатации. Данные сведения были получены путем проведения типовых испытаний образцов на одноосное растяжение сотрудниками ЦКТИ им. Ползунова (г. Санкт-Петербург, Россия).

Геометрические параметры дефекта составили:

- длина — 107 мм;
- высота — 0,26 мм;
- глубина — 12 мм.

На рис. 4. Представлена модель колонны №15 с нагрузкой, приложенной к верхнему башмаку в виде давления (пересчитанная весовая нагрузка).

На рис. 5. и рис. 6. представлены варианты граничных условий (ГУ) 1-го рода в виде заделки от перемещений верхнего и нижнего башмаков колонны. На рис.5. перемещения верхнего башмака ограничено по осям X и Z полностью, по оси Y перемещения свободные.

На рис. 6. представлена жесткая заделка нижнего башмака по всем направлениям.

Ниже представлены результаты анализа фактического НДС методами 3D-математического моделирования. На рис. 7, 8 на

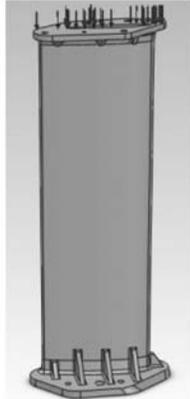


Рис. 4. Модель колонны №15
(нагрузка на верхний башмак 7,81 МПа)

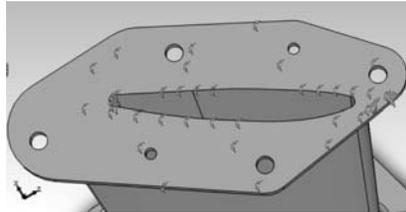


Рис. 5. ГУ I-го рода на верхнем башмаке

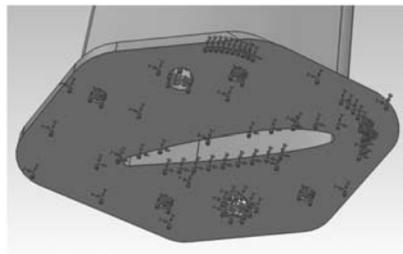


Рис. 6. ГУ I-го рода на нижнем башмаке

цветной вкладке приведены результаты поверочного расчета по восстановленной геометрии из чертежей ОАО «Турбоатом».

На рис. 9 и 10 на цветной вкладке представлены результаты численного анализа фактического НДС с дефектом.

Для колонны, не имеющей дефектов, коэффициент запаса рассчитывался по зависимости:

$$\sigma_{\text{в}} / \sigma_{\text{расч.}}$$

Расчётный коэффициент запаса прочности колонны составил величину — 9,26 (расчётное значение НДС в центральном горизонтальном сечении составляет 47,6 МПа).

При наличии в колонне дефекта, в виде описанной ранее трещины, рассчитанный коэффициент запаса прочности составил 3,43 для левой вершины трещины и 3,94 — для правой вершины (расчётное значение НДС для левой вершины — 128,3 МПа и для правой — 111,8 МПа).

Результаты трехмерного численного анализа показали:

модель колонны без дефектов, расчётный коэффициент запаса составляет величину 9,26, а с наличием дефекта в виде трещины, величина имеет следующие значения: левая вершина — 3,43, правая вершина — 3,94. Таким образом, коэффициент запаса колонны снижается до значений: левая вершина трещины — в 2,7 раза, правая вершина трещины в — 2,35 раза;

по результатам оценки модели колонны с трещиной — лавинообразного распространения трещины при указанных расчетных нагрузках не наблюдалось, так как соблюдается неравенство:

$$3,44 < 14 \div 123 \text{ МПа} \cdot \sqrt{m} .$$

Выводы

Впервые в отрасли:

1. Создана действующая 3D-модель статора гидротурбины Новосибирской ГЭС ГА №4, позволяющая проводить анализ фактического напряженно-деформированного состояния, как всего статора, так и его отдельных элементов с учетом изменяющихся параметров состояния металла и геометрии.

2. Проведен анализ *фактического* напряженно-деформированного состояния колонны № 15 с реальным дефектом, обнаруженным в процессе инструментального контроля.

3. Проведена количественная оценка фактического запаса прочности (дефект в виде трещины привел к снижению запаса прочности в 2,7 раза).

4. Апробирован эффективный инструмент для ранжирования сроков ремонта и замены по фактическому состоянию, в т.ч. по организации периодического мониторинга состояния колонны №15 при каждом осушении.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Справочник конструктора гидротурбин.** Л.Я. Бронштейн, А.Н. Герман, В.Е. Гольдин. – Л.: Машиностроение, 1971.
2. **Физическая теория «деформация – разрушение»** В.Т. Власов, А.А. Дубов. Издательская лицензия ЛР № 066367 ISBN 5-8122-0360-1. – М., 2007.

**ИНТЕГРИРОВАННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ КОНТРОЛЯ МЕТАЛЛА
МЕТОДОМ МАГНИТНОЙ ПАМЯТИ ДЛЯ ОЦЕНКИ
СОСТОЯНИЯ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ**

*Матюшечкин С.Н., Фотин С.В., кандидат техн. наук,
Фотина Н.В. (АО «НИИЭС»)*

Контроль состояния металла гидроэнергетического оборудования проводится с целью оценки технического состояния его элементов и определения возможности продления срока службы до прогнозируемого наступления предельного состояния. Данные работы являются основанием для разработки комплексных планов корректирующих мероприятий по повышению безопасности эксплуатации объектов гидроэнергетики и подготовки дополнительных требований в инструкции по эксплуатации оборудования.

Гидротурбина относится к основному энергетическому оборудованию ГЭС и состоит из крупногабаритных металлических сборочных узлов, к которым относятся колонны статора, крышка турбины, направляющий аппарат, сервомотор направляющего аппарата, рабочее колесо с лопастями, камера рабочего колеса, вал турбины, направляющий подшипник, маслоприемник, МНУ и некоторые другие. Кроме этого, гидротурбина работает постоянно в слабо коррозионно-агрессивной водной среде, что приводит к покрытию коррозионным слоем практически всех ее составных элементов.

С начала 2011 года специалисты Центра контроля безопасности гидроэнергетического оборудования (ЦКБ ГЭО) ОАО «НИИЭС» приступили к внедрению в гидроэнергетику нового метода неразрушающего контроля — метода магнитной

памяти металла (МПМ), основанного на регистрации и анализе распределения собственных магнитных полей рассеивания, которые возникают в металле изделий и конструкций в зонах концентрации напряжений (ЗКН), как их наиболее слабом звене. В методе МПМ используется естественная намагниченность и последствие, которое проявляется в виде магнитной памяти металла к фактическим деформациям и структурным изменениям в металле изделий и оборудования при воздействии максимальных рабочих нагрузок и изготовлении сварных соединений.

Метод МПМ можно отнести к методам экспресс-диагностики, что позволяет проводить поиск и локализацию участков с ЗКН, усталостных повреждений, мест зарождения и развития дефектов непосредственно в процессе контроля исследуемого объекта. Но самое главное, что для проведения контроля не требуется подготовка поверхности, и сканирующее устройство перемещается непосредственно по коррозионным поверхностям, что сокращает как общие затраты, так и время выполнения диагностических работ, которые проводятся во время плановых остановов и ремонтов гидроагрегатов.

Данный метод уже себя хорошо зарекомендовал в проведении неразрушающего контроля как в нашей стране, так и за рубежом и широко применяется в тепловой энергетике, химической промышленности и нефтегазовом комплексе. С внедрением метода МПМ на предприятиях гидроэнергетики появляется возможность осуществления 100% -ного экспресс-контроля оборудования гидростанций, что напрямую сокращает сроки проведения плановых ремонтных работ и повышает их качество.

На начальном этапе внедрения метода МПМ работы по комплексному обследованию элементов проточной части гидротурбин проводились совместно со специалистами фирмы ООО «Энергодиагностика», которые являются разработчиками и изготовителями аппаратуры по методу МПМ. Проведенные обследования нескольких гидротурбин Новосибирской, Жигулёвской и Саратовской ГЭС показали хорошие результаты в определении участков ЗКН, поиска под общим слоем ржавчины локальной язвенной коррозии и трещин, что под-

твердило применимость и оперативность метода МПМ для диагностики оборудования гидроэнергетики.

Сегодня вся применяемая аппаратура по методу МПМ компактна и мобильна, на нее имеются все необходимые сертификаты и разрешения по применению. На основании проведенных диагностических работ было разработано и изготовлено специальное сканирующее устройство для работы по поверхностям со сложным профилем, типа лопасть рабочего колеса или статорная колонна.

Используемая специальная конструкция датчиков имеет возможность начальной установки их положения по форме поверхности объекта и свободу по преодолению препятствий каждым датчиком. На рис. 1 показан общий вид приборного комплекта по методу МПМ для гидроэнергетики, состоящего из специального сканера, Тип 17, где каждый датчик установлен на свое контактное колесико, прибора типа ИКН-5М и датчика, Тип 1-8М.



Рис. 1. Приборный комплекс для контроля гидрооборудования

Проведение комплексного обследования такого большого и сложного объекта как гидротурбина, целесообразно разбить на следующие этапы:

1. Проводится сбор всей доступной документации и информации об объекте контроля, его размерах, текущем состоянии и проведенных ремонтах, особенностях конструкции, сборочных чертежах его элементов.

2. Осуществляется предварительный анализ собранной информации об объекте, а также принимается решение, какую информацию необходимо дополнительно поискать в архивах заказчика, после чего определяется возможность и порядок проведения, состав того или иного приборного контроля.

3. Далее оформляется наряд-допуск и осуществляется соответствующий допуск бригады специалистов с подготовленным комплектом приборов на интересующий объект контроля, и определяется порядок взаимодействия с персоналом ГЭС и другими подрядными организациями.

4. На гидроагрегате проводится снятие характеристик собственного магнитного поля рассеивания с помощью специализированных сканеров и приборов — индикаторов концентрации напряжения (ИКН), позволяющих определить местоположение и размеры предполагаемых дефектных зон, после чего выявленные участки отмечаются для проведения дальнейшего детального контроля и анализа.

5. Результаты полученной информации по методу МПМ детально обрабатываются с помощью программ «МПМ – Система, Ресурс», и осуществляется анализ полученных результатов. Для подтверждения предполагаемых дефектов используются известные методы неразрушающего контроля, а именно ВИК, рентгенодефектоскопия, твердометрия, капиллярная дефектоскопия, УК и ВК.

6. Полная информация о состоянии гидроагрегата доводится до заказчика, в части касающихся выявленных дефектов, что позволяет оперативно осуществить дополнительную зашлифовку или выборку дефектов, дальнейшую заварку или упрочнение конструкции.

7. По результатам проведенного обследования составляется подробный технический отчет состояния объекта контроля, кроме того, наличие выявленных дефектов заносится в соответствующие формуляры.

На сегодняшний момент было проведено обследование элементов гидротурбин Новосибирской, Жигулёвской и Саратовской ГЭС, таких, как колонны статора, лопасти рабочего колеса, поверхности камеры рабочего колеса, что позволило составить формуляры их состояния.

В результате проделанного неразрушающего контроля состояния гидроагрегата по методу МПМ, получаем набор магнитограмм распределений магнитного поля H_r и градиентов dH/dx . Например, одна из них, показанная на рис. 2, была получена при сканировании лопасти № 2 рабочего колеса вдоль входной кромки с верхней стороны (Новосибирская ГЭС, гидроагрегат № 3). Дополнительный УЗ-контроль подтвердил найденное расслоение металла в кромке лопасти.

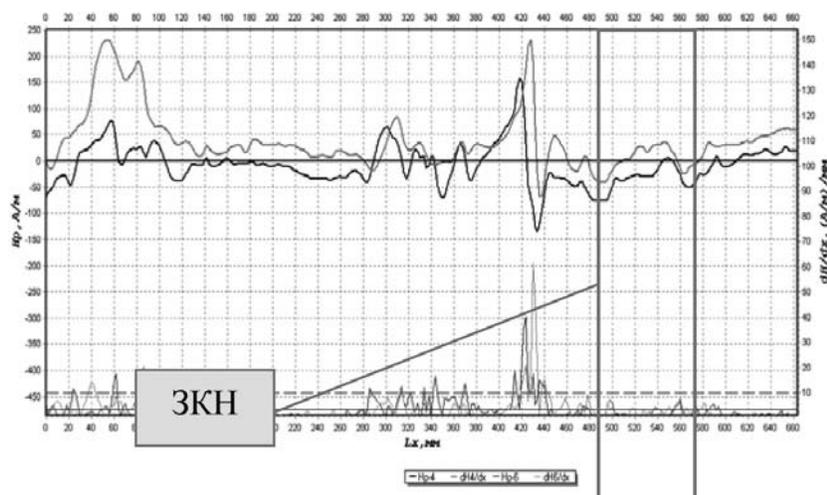


Рис. 2. Магнитограмма распределения магнитного поля H_r и градиентов dH/dx при сканировании лопасти вдоль входной кромки с верхней стороны

На рис. 3 представлен пример работы бригады экспертов в области НК методом МПН на реальном объекте.

На сегодняшний момент специалисты АО «НИИЭС» продолжают проводить комплексный неразрушающий контроль элементов гидроагрегатов и все больше расширять спектр оборудования для диагностики, где технологии по методу МПМ отводится первичная роль по 100%-ному контролю состояния металла с последующим дополнительным приборным обследованием в местах с ЗКН. Проводятся работы по расчету НДС основных элементов гидроагрегатов методом математического моделирования на основе разработанных



Рис. 3. Работа бригады экспертов на колоннах статора гидротурбины

моделей узлов, причем анализ состояния их проводится с учетом выявленных ЗКН методом МПМ на различных частях металлоконструкций.

Полученные результаты проделанных специалистами ЦКБГЭО диагностических работ позволяют провести систематизацию полученных данных о состоянии основных элементов гидроагрегатов, осуществить дальнейшую наработку временной методики комплексного обследования их состояния, разработать подходы к разработке программ комплексной оценки состояния гидрооборудования и заложить основы проведения мониторинга конкретных узлов с целью своевременного проведения ремонта.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Справочник конструктора гидротурбин.** Л.Я. Бронштейн, А.Н. Герман, В.Е. Гольдин. – Л.: Машиностроение, 1971.
2. **Физическая теория «деформация – разрушение»** В.Т. Власов, А.А. Дубов. Издательская лицензия ЛР № 066367 ISBN 5-8122-0360-1, – М., 2007.

**ВЫЧИСЛИТЕЛЬНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ АНАЛИЗА
ФАКТИЧЕСКОГО НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО
СОСТОЯНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ГЭС
МЕТОДАМИ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ**

Фотина Н.В., Фотин С.В. кандидат техн. наук (АО «НИИЭС»)

Работа является результатом апробации, верификации и адаптации современных методов математического моделирования, основанных на последних достижениях механики деформируемого твердого тела (МДТТ) для высокоточных расчетных оценок напряженно-деформированного состояния и прогнозных оценок фактической прочности и остаточного ресурса.

Разработанная технология численного анализа фактического напряженно-деформированного состояния (НДС) на примере лопасти рабочего колеса ПЛ турбины является уникальным инструментом для реализации на ГЭС концепции «безопасной эксплуатации по техническому состоянию» гидроэнергетического оборудования (ГЭО).

Результаты численного анализа фактической прочности и остаточного ресурса деталей и узлов ГЭО позволят, в дополнение к экспертным (субъективным, качественным) оценкам, базирующимся на определении весовых коэффициентов по балльной шкале (СТО РусГидро 02.03.77-2011, Приложение К), получать расчетные (объективные, количественные) показатели фактической прочности и остаточного ресурса (СТО РусГидро 2-01).

Таким образом, результаты работы позволят существенно повысить точность экспертных оценок состояния ГЭО специалистами Аналитического центра ОАО «РусГидро» (АЦ).

Сегодня, в рамках деятельности АЦ, на филиалах ОАО «РусГидро» активно ведется внедрение современного программно-аналитического комплекса RCM2-анализа (разработчик IVARAEXP, Canada). Внедрение данного комплекса, обусловлено положительным мировым опытом его эксплуатации зарубежными энергетическими компаниями (в частности, CESI) и направлено на повышение эффективности планирования и проведения технического обслуживания и ре-

монтов с целью обеспечения соблюдения требований надежности и безопасности оборудования при обеспечении максимально возможного уровня дохода.

Как известно, основными задачами, решаемыми RCM2-анализом, являются:

- оценка состояния оборудования;
- расчет риска возникновения функциональных отказов;
- формирование и оптимизация программ технического обслуживания и ремонтов на основе RCM-анализа.

Мировой опыт эксплуатации RCM2-анализа на опасных промышленных объектах показал, что достижение основных целей «безопасной эксплуатации по техническому состоянию», формирование научно-обоснованных оптимальных программ ТОиР невозможно без адекватной численной (расчетной) оценки состояния оборудования численными (расчетными) методами математического моделирования.

Таким образом, использование количественных показателей фактического (расчетного) НДС в качестве исходной информации позволит не только повысить адекватность RCM2-анализа, но и будет способствовать повышению качества экспертных оценок состояния ГЭО специалистами АЦ в части:

- обеспечения достижения стратегических целей Компании в части надежности и безопасной эксплуатации ГЭО, при обеспечении максимально возможного уровня дохода Компании;
- обеспечения поддержки принятия решений по управлению надежностью и безопасностью ГЭО на всех уровнях управления Компании.

Использованная вычислительная технология базируется на последних мировых и отечественных научных достижениях в области решения задач механики деформируемого твердого тела, высокопроизводительных кластерных и суперкомпьютерных технологий в комплексе с современными высокоэффективными методами неразрушающего контроля, контроля металлов, технического диагностирования, экспертных обследований и трехмерного лазерного сканирования.

Представленные в работе исследования были основаны на положительном многолетнем опыте авторов отчета по реализации и внедрению подобного комплексного подхода на

объектах атомной промышленности, нефтегазовой отрасли, тепловой энергетики, предприятий тепловых сетей и горячего водоснабжения.

По результатам работы впервые в Компании, на примере лопасти рабочего колеса (РК) ПЛ-турбины, находящейся в длительной эксплуатации, был реализован комплексный подход по оценке ее фактического напряженно-деформированного состояния и прогнозной оценке остаточного ресурса. Комплексность подхода была обеспечена отработкой современных методов и средств технического диагностирования, исследованиями физико-механических свойств материала, проведением и отработкой программ лазерного сканирования и последующего реинжиниринга, выемкой и испытанием образцов металла из галтельного перехода лопасти.

Комплексный подход позволил объединить усилия ведущих ученых и специалистов филиала ОАО «РусГидро» — «Нижегородская ГЭС», ОАО «НИИЭС», ОАО «НПО ЦКТИ им. И.И. Ползунова», регионального представительства «Турбоатом ВКК» (г. Нижний Новгород), ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ» (г. Саров), «ИТЦ Система-Саров» (г. Саров), ООО «Энергодиагностика», Компания «Аскон-Самара» (г. Самара) для реализации, апробации и верификации вычислительной технологии оценки остаточного ресурса. Результаты НИОКР предполагается использовать как в работе АЦ, так и в создании методологии мониторинга жизненного цикла вновь вводимого в эксплуатацию основного гидроэнергетического оборудования, его ресурсопределяющих узлов и деталей.

На сегодняшний день в отрасли оценка состояния (и, как следствие, ресурса) ГЭО ведется индексным методом, основанным на экспертном мнении специалистов при выставлении «health-индексов». Такой подход может привести к тому, что ресурс конструкции может быть, как существенно переоценен, так и недооценен. Это, безусловно, будет сопровождаться тем, что конструкция, в первом случае, не доработает до указанного экспертом срока или, во втором случае, работоспособная конструкция будет заведомо выведена из эксплуатации. Таким образом, оба случая однозначно приведут к экономическому, а, возможно, и физическому ущербу.

Здесь следует отметить то, что индексная оценка состояния при современном уровне развития компьютерной техники и численных методов математического моделирования, ведет к существенному отставанию отраслевой научной базы от мировой и отечественной практики расчетов фактической прочности и ресурса металлических конструкций. Индексный метод, в силу своей субъективности, не может являться абсолютно достоверным методом оценки состояния, и имеет высокий процент недостоверных сведений о состоянии именно механических частей ГА. Поэтому результаты могут быть обусловлены в ряде случаев сомнительными значениями индексов и соответственно некорректной оценкой состояния оборудования, требующей дополнительного анализа ретроспективы значений индексов состояния с целью определения эффективности применения индексного метода при оценке технического состояния ресурсоопределяющего оборудования.

Важным фактом является то, что сегодня практически не осталось отраслей, где в производственные процессы не внедрены или не внедряются современные методы оценки состояния оборудования по фактическому состоянию, основанные на 3-D-численном анализе напряженно-деформированного состояния. Это и объекты трубопроводного транспорта (ОАО «Газпром», НК «Роснефть», предприятия тепловых сетей и горячего водоснабжения), химического и нефтехимического производства, аэрокосмические предприятия (от разработки до эксплуатации летательных аппаратов), судостроение, тепловая и атомная энергетика.

Поэтому, основываясь на уникальном опыте реализации комплексной технологии, полученной в рамках данной работы, является актуальным спроецировать основные этапы технологии при разработке, апробации, верификации и внедрению комплексных технологий для всех ресурсоопределяющих узлов объектов энергетики. Итогом такой работы должен явиться комплекс новых методов, методологий, технологий, типовых Программ, формуляров и отчетов по оценке состояния и остаточного ресурса ГЭО.

Предполагается, что в дальнейшем результаты НИОКР по оценке состояния и остаточного ресурса могут быть позицио-

нированы на узлы гидрогенераторов (втулки гидрогенератора, спиц остова ротора гидрогенератора, составных фрагментов обода (спиц) гидрогенератора, крестовины гидрогенератора и т.д.), колонны статора, несущие элементы гидромеханического оборудования, напорные стальные и сталежелезобетонные водоводы (в т.ч. с учетом влияния динамики грунтов и сейсмике на поведение конструкции) на базе постоянно действующих моделей. Особенно это является актуальным для закладных элементов конструкций, замена которых не возможна технически и нецелесообразна экономически в рамках реконструкции ГЭО или его «перемаркирования» на повышенную мощность.

Основываясь на результатах НИОКР, для практического внедрения концепции «безопасной эксплуатации по техническому состоянию» были выработаны рекомендации для служб филиалов и ДЗО ОАО «РусГидро».

Кратко концепция приводимых рекомендаций иллюстрируется приведенной «дорожной картой» (рис. 1), отражающей информационную и организационную структуру разрабатываемой методологии мониторинга жизненного цикла элементов ГЭО.

На основании вышеизложенного можно сформулировать основные методологические рекомендации к оценке ресурса гидроэнергетического оборудования на примере лопасти рабочего колеса гидротурбины типа ПЛ (поворотно-лопастная).

Таким образом методология оценки остаточного ресурса лопастей рабочих колес ПЛ-турбин должна включать в себя следующие шаги:

1. Анализ имеющейся чертежной документации с целью создания адекватной трехмерной компьютерной геометрической модели лопасти рабочего колеса. На данном этапе должен быть определен необходимый набор информации, необходимый для создания модели в среде инженерно-конструкторского программного комплекса SolidWorks. В случае отсутствия какой-либо части документации, необходимой для создания модели (что является частым случаем, принимая во внимание большой срок службы лопастей), необходимо составить программу по выполнению технического реинжиниринга на объекте.

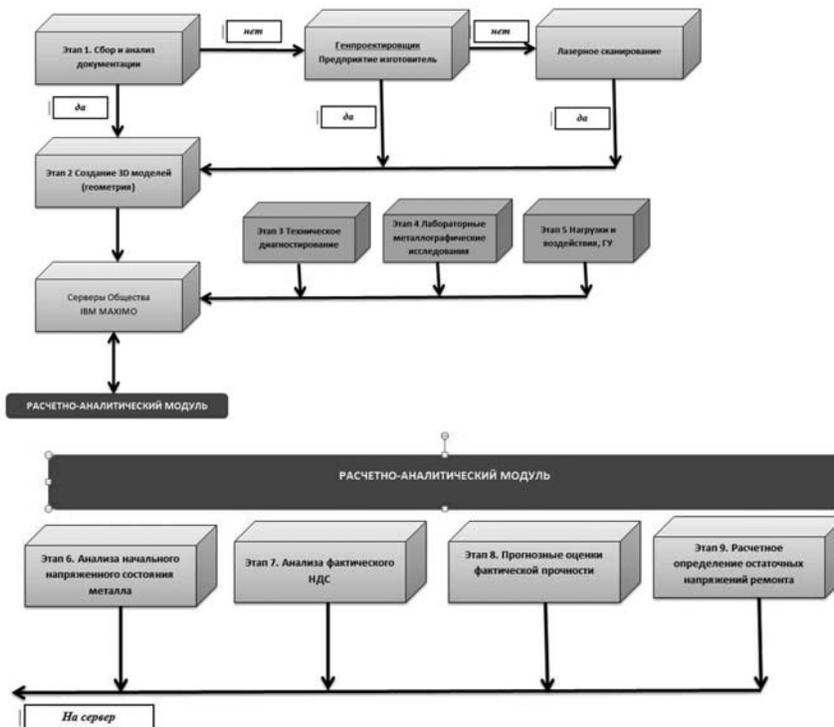


Рис. 1. Дорожная карта

2. *Создание геометрической 3D-модели лопасти рабочего колеса ПЛ-турбины.* Рекомендуется работы по созданию модели лопасти рабочего колеса выполнять в среде инженерно-конструкторского программного комплекса SolidWorks, который обладает рядом современных возможностей, встроенных процедур и пользовательских функций, специально адаптированных для воспроизведения трехмерных виртуальных моделей сложных элементов конструкций. В случае использования результатов технического реинжиниринга, файл в формате «облака точек» следует открывать и преобразовать в среде пакета SolidWorks, к формату, пригодному для дальнейшей работы с твердотельной моделью. Целесообразно сохранение модели лопасти рабочего колеса в формате *.x_t, который является удобным для передачи модели в среду программно-математических комплексов прочностного анали-

за (например, комплекса ANSYS) для дальнейшей дискретизации КЭ-сеткой и выполнения расчета напряженно-деформированного состояния. Однако, ввиду того, что в среде комплекса ANSYS существуют ограничения по созданию КЭ-сетки для объектов сложной геометрической формы, какой и является лопасть рабочего колеса, иногда целесообразно выполнение ее автоматической КЭ-дискретизации в среде приложения CosmosMSolidWorks. Дальнейшая передача сетки в среду комплекса анализа прочности (ANSYS) выполняется посредством записи промежуточного файла формата *.ANS, содержащего команды языка APDL. Пример последовательности действий в среде SolidWorks по дискретизации модели лопасти КЭ-сеткой представлен на рис.2.

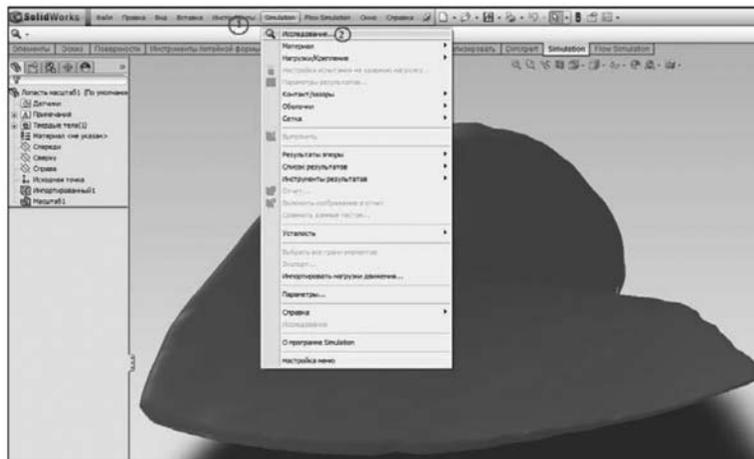


Рис. 2. Дискретизации модели в SolidWorks

3. *Выполнение технического диагностирования и экспертного обследования лопасти рабочего колеса ПЛ-турбины.* На данном этапе должны быть привлечены современные экспертные средства и методы выполнения технического обследования и диагностирования несущих элементов гидроэнергетического оборудования, которые наилучшим образом зарекомендовали себя как в гидроэнергетике, так и в смежных областях промышленности (метод акустической эмиссии, ультразвуковой толщинометрии и дефектоскопии, методы порошковой диагно-

стики, метод рентгенографии, вихретоковый метод). Также целесообразно внедрение новых методов, таких как метод магнитной памяти металла, метод коэрцитивной силы, хорошо зарекомендовавших себя при обследовании технического состояния элементов нефтегазового оборудования.

4. Выполнение лабораторных исследований деградации физико-механических характеристик материалов лопасти рабочего колеса ПЛ-турбины. Результаты должны представляться в виде зависимостей значений характеристик физико-механических свойств материала лопасти с течением времени (по годам), удобных для последующей идентификации значений данных свойств в качестве исходных данных при выполнении анализа напряженно-деформированного состояния.

5. Выполнение анализа нагрузок и воздействий на лопасти рабочего колеса ПЛ-турбины. Определение нагрузок должно выполняться на основе паспортных характеристик турбины. При возможности, распределение нагрузок от потока воды на лопасти должно определяться на основании трехмерного численного анализа гидродинамических характеристик течения в проточной части турбины.

6. Выполнение анализа начального состояния исследуемых лопастей рабочего колеса ПЛ-турбины с целью адекватной оценки его влияния на остаточный ресурс. Рекомендуется при выполнении анализа начального состояния лопасти проводить на основе данных обследования методом магнитной памяти металла. Также необходим учет начального напряженного состояния лопасти в среде программно-математического комплекса ANSYS перед выполнением уточненного численного анализа конструкции ее модели. Применение ПМК ANSYS позволяет повысить степень автоматизации процесса учета начального НДС конструкции.

7. Выполнение уточненного расчета напряженно-деформированного исследуемых лопастей рабочего колеса ПЛ-турбины. Рекомендуется выполнять анализ НДС лопастей с учетом геометрической и материальной нелинейности. Также необходимо при анализе НДС конструкции лопасти в среде программно-математического комплекса ANSYS учитывать начальное напряженное состояние.

8. Анализ напряженно-деформированного состояния исследуемых лопастей рабочего колеса ПЛ-турбины в условиях эволюции дефектов и деградации физико-механических характеристик свойств материалов, и оценке расчетных коэффициентов запаса. Данный анализ подразумевает выполнение ряда расчетов напряженно-деформированного состояния лопастей рабочего колеса под действием эксплуатационных нагрузок.

9. Выполнение интерполяции и экстраполяции напряженно-деформированного состояния исследуемых лопастей рабочего колеса ПЛ-турбины во времени, и прогнозирование их остаточного ресурса посредством интерполяции или экстраполяции кривой эволюции коэффициента запаса в область требуемых нормативами значений. На основе выполненных оценок напряженно-деформированного состояния определяется ряд коэффициентов запаса, по которым строится кривая эволюции расчетного коэффициента запаса конкретной лопасти рабочего колеса с течением времени. Точка пересечения кривой эволюции коэффициента запаса во времени с горизонталью, определяющей требуемый нормативами коэффициент запаса по прочности для материала лопасти, определяет ресурс конструкции.

ЛИТЕРАТУРА

1. Интернет-ресурс <http://www.rosatom.ru/education/activities/23674e0049247421b8fbbe7203636548>.
2. Численный анализ прочности подземных трубопроводов / В.В.Алешин , В.Е.Селезнев , В.В. Кобяков , К.И. Дикарев //Под ред. В.В. Алешина и В.Е. Селезнева. – М.: Едиториал УРСС, 2003.

**МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОТЕРЬ В АКТИВНОЙ СТАЛИ
СЕРДЕЧНИКОВ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ**

Жуков С.В., Матюшечкин С.Н., Нэмени Т.М., кандидат техн. наук, Фотин С.В., кандидат техн. наук (АО «НИИЭС»)

Как известно, традиционный метод определения удельных потерь в стали статора гидрогенератора возможен к применению только во время капитального ремонта с выемкой ротора. Кроме того он предполагает намотку некоторого количества витков вокруг сердечника статора и требует большого потребления мощности во время измерений, т. е. является достаточно трудоемким и энергоемким.

Предлагаемый метод определения потерь в стали статора основан на принципах калориметрических измерений. Согласно этому методу, в вентиляционный канал гидрогенератора вводятся измерители температуры (кабельные термопары) небольшого диаметра (порядка 0,5 мм) при высоте вентиляционного канала ≈ 10 мм. Они вводятся последовательно на несколько (4 – 5) позиций (расстояний), считая от спинки статора до выхода в воздушный зазор, и в этих позициях измеряется температура охлаждающего воздуха.

Для повышения достоверности эти измерения производятся в двух точках по высоте генератора и в нескольких каналах по периметру расточки.

Кроме того, производятся с помощью термоанемометра измерения расхода и температуры охлаждающего воздуха на выходе нескольких по периметру воздухоохладителей.

Общая идея работы данного устройства определения потерь в стали состоит в следующем.

Обработав полученную кривую распределения температуры охлаждающего воздуха по пути в стали — вход в спинку статора – зубец статора – выход в воздушный зазор, получим перепады температур в спинке и зубце статора и, зная расход воздуха, можно определить потери в стали этих элементов по следующим формулам:

$$\Delta P_{\pi} = 1,1 \cdot Q \cdot \Delta t_1, \quad (1)$$

$$\Delta P_3 = 1,1 \cdot Q \cdot \Delta t_2, \quad (2)$$

где: $\Delta P_я$ — потери в стали спинки статора, кВт; $\Delta P_з$ — потери в стали зубцов статора, кВт; Q — расход охлаждающего воздуха, м³/с, Δt_1 — перепад температуры в спинке статора, град.С; Δt_2 — перепад температуры в зубцах статора, град.С.

Полные потери в стали статора:

$$\Delta P_{ст} = \Delta P_я + \Delta P_з. \quad (3)$$

Предлагаемый метод был апробирован во время вибрационных и тепловых испытаний гидрогенератора 24 МВт ст. № 13 Камской ГЭС в номинальном режиме в июле 2014 г., выполнявшегося согласно договору № 76/12 от 30.08.2012 г. с Камской ГЭС.

Были использованы медные стандартные термосопротивления 100М диаметром 6 мм, высокоточный мультиметр FLUKE 289 и термоанемометр типа АТТ-1004. Термосопротивления вводились в вентиляционные каналы на 4 позиции. Точность измерения потерь вышеозначенным методом составила 2%.

При выполнении этих измерений был использован доступ к воздухоохладителям генератора, открытым для проведения вибрационных испытаний.

В итоге были получены результаты, представленные в таблице.

Таблица

	Данные опыта	Расчет по [1]
Потери в спинке статора, кВт	50	52
Потери в зубцах статора, кВт	80	89
Полные потери в стали статора, кВт	130	141

В [1] фактически приведен подробный расчет гидрогенератора с очень близкими параметрами к генератору Камской ГЭС, что дает основания взять оттуда для сравнения данные по потерям в стали.

В соответствии с изложенным выше алгоритмом, предполагается разработка соответствующей методики и технической инструкции по проведению испытаний этим методом на гидрогенераторах.

Кроме непосредственного определения потерь в стали, при применении вышеописанного метода появляется воз-

возможность в режиме мониторинга измерять к.п.д. гидрогенератора, вычислив общие потери мощности в генераторе.

Поскольку измеряется расход охлаждающего воздуха Q , то общие потери мощности в генераторе ΔP_o при калориметрическом подходе можно определить как:

$$\Delta P_o = 1,1 \cdot Q \cdot \Delta t_3,$$

где: Δt_3 — разность между средними температурами горячего и холодного охлаждающего воздуха генератора, град.С, измеряемая с помощью термосопротивлений штатного контроля генератора.

К этому следует добавить еще потери на возбуждение ΔP_b как произведение напряжения ротора на его ток, также известные из данных штатного контроля и потери на трение $P_{тр}$, с достаточной для наших целей точностью, определяемые по известным приближенным формулам.

Общие потери равны: $\Delta P_\Sigma = \Delta P_o + \Delta P_b + P_{тр}$.

К.п.д. генератора η можно определить из следующего выражения:

$$\eta = P / (P + \Delta P_\Sigma), \quad (4)$$

где P — номинальная активная мощность генератора.

Таким образом, можно сделать следующие выводы:

1. Предлагаемый метод позволяет определить потери в кольце спинки статора и в зубцах статора без остановки и разборки генератора, что делает его менее трудоемким и более технологичным по сравнению с принятым в современной методике методом кольцевого намагничивания, предполагающим останов генератора с выемкой ротора.

2. При применении вышеописанного метода появляется возможность в режиме мониторинга измерять к.п.д. гидрогенератора.

ЛИТЕРАТУРА

1. А.И.Абрамов, А.В. Иванов-Смоленский. Расчет и конструкция гидрогенераторов. — М.: Высшая школа, 1964.

**НОВЫЙ ПРИНЦИП ВИБРАЦИОННОГО КОНТРОЛЯ
ЗАТЯЖКИ ШПИЛЕК СЕРДЕЧНИКА
СТАТОРА ГИДРОГЕНЕРАТОРА**

Жуков С.В., Матюшечкин С.Н., Нэмени Т.М., кандидат техн. наук, Фотин С.В., кандидат техн. наук (ОАО «НИИЭС»)

Известно, что задача расчета радиальных колебаний упругого кольца под действием поперечных сил является довольно сложной для случая, когда его параметры не являются постоянными, и зависят, например, от координаты точки наблюдения.

Однако для длинных колец большого диаметра, в которых размеры поперечного сечения кольца примерно на два порядка меньше его длины, можно при некоторых допущениях в ряде случаев получить достаточно простые решения.

В частности, кольцо можно заменить длинным стержнем заданного сечения, в котором его начало и конец есть одна и та же точка. Этот подход актуален, в том числе и для низкочастотных гидрогенераторов, в которых относительно спинки сердечника статора мы имеем именно такой случай. Такой метод успешно использовался для исследования влияния размеров спинки статора на его продольную устойчивость [1].

Данная статья посвящена применению вышеизложенного подхода к расчету радиальной вибрации спинки сердечника статора при неравномерной затяжке стержневых шпилек по его периметру.

Исходное дифференциальное уравнение колебаний спинки статора гидрогенератора, рассматриваемое при большом диаметре его статора как длинный стержень прямоугольного сечения, конец и начало которого есть одна и та же точка, к которому приложены поперечные силы F электромагнитного тяжения, можно представить в виде [2, 3]:

$$y_{xxxx} + a \cdot y_{tt} = F \cos(2p\varphi - \omega_1 \cdot t) \quad (1)$$

где y — радиальное перемещение спинки; p — число пар полюсов; φ — угловая координата точки наблюдения, рад; $x = R_\varphi$ — координата вдоль по расточке статора; R — радиус

ротора; $\omega_1 = 2\omega$, $\omega = 2\pi f$ — круговая частота; t — время, с; $a = A\gamma/EJg$; $A - a = A/EJg$; A — площадь поперечного сечения стержня; γ — его удельный вес; E — модуль упругости материала стержня; J — момент инерции стержня; g — ускорение земного тяготения.

Частное решение $y_{\text{ч}}$ неоднородного уравнения (1) имеет вид:

$$F \cos(2p\varphi - \omega_1 \cdot t), \quad (2)$$

где $F_1 = F/(\alpha_1^4 + \alpha\omega_1^2)$; $\alpha_1 = 2pR$.

Решения однородного уравнения (1) с использованием тригонометрических функций имеют вид:

$$C \cdot \sin\alpha_0 x \cdot \sin\omega_1 t, \quad (3)$$

где $\alpha_0^4 = \alpha \cdot \omega_1^2$; C — произвольная постоянная.

С учетом (2) и (3) запишем общее решение исходного уравнения (1) на некотором участке 1 стержня в виде:

$$Y_1 = (C_1 \cdot \sin\alpha_0 x + F_1 \cdot \sin\alpha_1 x) \sin\omega_1 t + (C_2 \cdot \cos\alpha_0 x + F_1 \cdot \cos\alpha_1 x) \cos\omega_1 t. \quad (4)$$

Теперь разделим наше кольцо (представленное в данном случае как стержень) на два участка — участок 1 с длиной L_1 , на котором модуль упругости кольца $E = E_1$, и на участок 2 с длиной L_2 , на котором модуль упругости кольца $E = E_2$.

Тогда для радиального перемещения спинки Y_2 второго участка напишем аналогично:

$$Y_2 = (D_1 \cdot \sin\alpha_{01} x + F_2 \cdot \sin\alpha_1 x) \sin\omega_1 t + (D_2 \cdot \cos\alpha_{01} x + F_2 \cdot \cos\alpha_1 x) \cos\omega_1 t. \quad (5)$$

где D_1, D_2 — произвольные постоянные для второго участка кольца (стержня).

Чтобы состыковать наши два решения, используем граничные условия. В данном случае мы можем утверждать, что перемещения в месте стыка должны быть равны, т.к. это одна и та же точка, т.е.: $Y_1(L_1) = Y_2(0)$, $Y_2(L_2) = Y_1(0)$.

Подставляя эти граничные условия в (4) и (5) отдельно для множителей при $\sin\omega_1 t$ и $\cos\omega_1 t$, определим искомые постоянные:

$$\begin{aligned} C_1 &= \Delta F \cdot \sin\alpha_1 \cdot L_1 / \sin\alpha_0 \cdot L_1; D_1 = 0; \\ C_2 &= \Delta F \cdot \cos\alpha_1 \cdot L_1 / \cos\alpha_{01} \cdot L_2 - 1 / (\cos\alpha_0 \cdot L_1 \cdot \cos\alpha_{01} \cdot L_2 - 1); \\ D_2 &= \Delta F (\cos\alpha_1 \cdot L_1 - \cos\alpha_0 \cdot L_1) / (\cos\alpha_0 \cdot L_1 - \cos\alpha_{01} \cdot L_2 - 1); \\ \Delta F &= F_1 - F_2. \end{aligned}$$

Окончательно определим искомые перемещения как модули комплексов (4) и (5) в виде:

$$Y_{1M} = (B_1^2 + B_2^2)^{1/2}, \quad (7)$$

где $B_1 = C_1 \cdot \sin \alpha_0 x + F_1 \cdot \sin \alpha_1 x$; $B_2 = C_2 \cdot \sin \alpha_0 x + F_1 \cdot \cos \alpha_1 x$.

$$Y_{2M} = (B_3^2 + B_4^2)^{1/2}, \quad (8)$$

где $B_3 = D_1 \cdot \sin \alpha_{01} x + F_2 \cdot \sin \alpha_1 x$; $B_4 = D_2 \cdot \cos \alpha_{01} x + F_2 \cdot \cos \alpha_1 x$.

Запишем также выражение для Y_2 (учитывая, что $D_1 = 0$) в виде:

$$Y_2 = F_2 \cdot \cos(\alpha_1 x - \omega_1 t) + D_2 \cdot \cos \alpha_{01} x \cdot \cos \omega_1 t. \quad (9)$$

Для примера был рассмотрен случай гидрогенератора с диаметром статора 1000 см, $p = 50$, высотой спинки статора 14 см и эквивалентным модулем упругости для стали спинки 106 кг/см², обычно принимаемый в таких случаях (Л.3).

Для определенности было принято, что на первом участке натяжка шпилек ослаблена, что соответствует некоторому понижению эквивалентного модуля упругости, а на втором участке принята «нормальная» величина модуля 10^6 кг/см².

Длина первого участка в угловых единицах была принята сравнительно небольшой — 15 угловых градусов (при общей длине окружности по расточке в 360 градусов).

Для конкретности двойная амплитуда вибрации на «нормальном» втором участке F_2 была принята равной 10 мкм.

На первом участке с ослабленной затяжкой шпилек, если бы не было взаимного влияния этих двух участков друг на друга, амплитуда вибрации F_1 была бы обратно пропорциональна принятой в расчете величине модуля упругости при ослабленной затяжке.

Так, при уменьшении величины E на 70% она составляла бы 14 мкм, а при уменьшении E на 80% — 12 мкм.

Для обоих этих случаев были проведены расчеты по изложенной выше методике, которые показали, что для упругого кольца спинки статора имеет место взаимное влияние этих двух участков друг на друга, чего и следовало ожидать.

Общий вывод такой: плохая затяжка шпилек на одном участке кольца приводит к общему увеличению амплитуды вибрации на обоих участках — в меньшей степени на участке с нормальной затяжкой, и в большей степени — на участке с ослабленной затяжкой.

В нашем конкретном примере выражение (9) принимает вид:

$$Y_2 = 10 \cos(0,2x - 628t) - 3 \cos 0,2x \cdot \cos 628t \text{ мкм.} \quad (10)$$

При $F_1 = F_2$, $F = 0$ и $D_2 = 0$ и вместо (10) мы имели бы $Y_2 = 10 \cos(0,2x - 628t)$ — виброперемещение постоянной величины 10 мкм вдоль всей рашочки.

Из (10) видно, что ослабление прессовки сердечника статора вызывает помимо основной волны бегущего поля неизменной амплитуды 10 мкм (первое слагаемое в (10)) еще и появление стоячей волны деформации сердечника с амплитудой 3 мкм с пространственным периодом примерно на порядок меньшим периода полюсной вибрации.

Отсюда следует вывод, что появление стоячей волны деформации сердечника статора при измерении его радиальной вибрации может служить диагностическим признаком ослабления его прессовки.

Таким образом, мы получили следующий результат: ослабление (или чрезмерное увеличение) затяжки шпилек, стягивающих пакеты статора на одном локальном участке, приводит не только к увеличению радиальной вибрации на этом участке, но и к появлению стоячей волны радиальной вибрации с меньшим пространственным периодом по всей длине статорного кольца.

Это приводит нас к следующему новому диагностическому признаку при анализе вибрационного состояния статора: появление стоячих волн радиальной вибрации большой амплитуды с пространственным периодом, меньшим периода основной волны, может служить признаком плохой и (или) неравномерной затяжки шпилек статора.

ЛИТЕРАТУРА

1. Безчастнов Г.А. и др. Продольная устойчивость кольца сердечника статора гидрогенератора // Энергетик. – М.: Энергопром, 2012. – №5.
2. Тимошенко С.П. Колебания в инженерном деле. – М.: Наука, 1967.
3. Домбровский В.В. и др. Проектирование гидрогенераторов. Ч. 2. – Л.: Энергия, 1968.

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ И ОЦЕНКА
ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА МЕХАНИЧЕСКОГО
ОБОРУДОВАНИЯ ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ
ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

*Мажбиц Г.Л., Бод К.Ю., кандидаты техн. наук,
Ерес А.В., инженер (АО НИИЭС)*

В настоящее время оценка надежности затворов ГЭС, согласно требованиям действующих нормативов [1, 2], проводится по результатам визуально-инструментальных обследований, периодичность которых для затворов, находящихся в эксплуатации 25 лет и более, не должна превышать 5 лет. Поскольку срок эксплуатации значительной части затворов российских ГЭС составляет от 40 до 60 лет, определение остаточного ресурса затворов в наши дни является актуальной проблемой.

Параметры, определяющие эксплуатационную надежность и долговечность затворов, в том числе их остаточный ресурс, зависят от их типа (плоские, сегментные, дисковые), назначения (основные, ремонтные, аварийные), местоположения (поверхностные, глубинные), прочностных характеристик стали, качества изготовления, соблюдения проектных условий эксплуатации, своевременности ремонтов, состояния антикоррозионной защиты.

При этом сами затворы являются продукцией малосерийного или индивидуального производства. Поэтому традиционные статистические методы, применяемые при оценке технического состояния изделий массового производства, эксплуатирующихся в одинаковых условиях, для затворов ГЭС либо ненадежны, либо вообще непригодны. Вместо применения интегральных оценок требуются иные подходы, учитывающие индивидуальные особенности затворов и условий их работы.

Многолетний опыт обследований гидромеханического оборудования [3, 4] показал, что объективная оценка эксплуатационной надежности и остаточного ресурса должна основываться на результатах всестороннего изучения состояния затворов, включающих: изучение проектной и эксплуатационной документации, визуально-измерительный контроль,

количественную оценку коррозионного износа элементов металлоконструкций, лабораторные испытания образцов стали, поверочные расчеты для оценки современного состояния и остаточного ресурса.

За последние 15 лет ОАО «НИИЭС» проведено обследование технического состояния более 500 затворов 42 гидроэлектростанций. Среди объектов: крупнейшая в России — Саяно-Шушенская ГЭС и крупнейшая в Европе — Волжская ГЭС.

Изучение проектной и эксплуатационной документации является первой частью проводимого технического диагностирования затворов. Анализ всего жизненного цикла затворов позволяет установить наиболее вероятные причины возможных отказов, сопоставить проектные прогнозы реальными условиями, исследовать проблемы, обнаруженные во время эксплуатации (заклинивание при маневрировании, протечки, несоответствие подъемных усилий кранов). При документальном обследовании изучается документация как непосредственно, так и косвенно касающаяся затворов (изменения в уровнях водохранилища, ледовом режиме), определяются причины произошедших аварий и повреждений затворов.

При визуальном контроле определяется наличие повреждений и дефектов на металлоконструкциях затворов, их коррозионное состояние, целостность опорно-ходовых устройств и уплотнений, состояние сварных, болтовых соединений и антикоррозийного покрытия.

Так, техническим осмотром ремонтных затворов Жигулевской ГЭС выявлено наличие элементов со сквозным местным коррозионным износом, и даны рекомендации по устранению этих дефектов, что позволило продолжить надежную эксплуатацию затворов.

При измерительном контроле определяются основные габаритные размеры затворов, пазов, полные прогибы ригелей под нагрузкой и остаточные — без неё.

Исправный по многим параметрам ремонтный затвор Князегубской ГЭС имел разность размеров диагоналей металлоконструкции, превышающую нормативное значение. Это приводило к его заклиниванию в пазах и мешало нормальной эксплуатации.

У затворов ВСП Нижегородской ГЭС величина полных прогибов ригелей была выше допускаемой. Последующие поверочные расчеты подтвердили, что напряженно-деформированное состояние затворов не соответствует современным нормам. В настоящее время проводится замена затворов.

Количественная оценка коррозионного износа элементов металлоконструкций является определяющим фактором современного состояния затворов. Оценка коррозионного износа с проведением ультразвуковой толщинометрии на многих ГЭС была выполнена впервые с начала их эксплуатации. Это создавало определенные проблемы для анализа и обобщения полученных результатов и, главное, для определения скорости коррозионного износа, необходимой для прогнозирования остаточного ресурса. Кроме того, по результатам измерений часть конструктивных элементов имела толщину больше, чем требовалось по проекту, так называемый «запас на прокат».

Оценка скорости коррозии показала, что стальные конструкции обследованных затворов, как минимум, относятся к стойкой группе, характеризуемой скоростью коррозии 0,01–0,1 мм/год, а также, что на скорость коррозии значительное влияние оказывают такие факторы, как расположение затвора (донное, поверхностное), климатические условия, среда, своевременность нанесения антикоррозионной защиты.

Лабораторные испытания образцов стали проводятся для определения качественного состояния металла из основных конструктивных элементов затворов. Фактический химический состав исследуемых марок сталей определяется методом спектрального анализа. Механические испытания образцов проводятся в продольном и поперечном направлениях при нормальной температуре.

Результаты лабораторных испытаний показали, что сталь всех затворов обследованных гидроэлектростанций соответствовала маркам, указанным в проектной документации к затворам.

В табл. 1 приведены результаты испытаний образцов стали на растяжение, подтверждающие, что прочностные свойства сталей соответствуют нормативам, действующим в настоящее время при проектировании.

Таблица 1

Механические свойства стали затворов обследованных ГЭС
(в числителе – фактические значения,
в знаменателе — нормативные значения)

Место вырезки	Предел текучести σ , МПа	Предел прочности σ_b , МПа	Относительное удлинение δ , %	НВ
Волжская ГЭС, ремонтный затвор нижнего бьефа	350/300	529/450	36/16	149
Рыбинская ГЭС, ремонтный затвор верхнего бьефа	241/225	395/372	34/22	111/129
Угличская ГЭС, сегментный затвор	261/225	428/372	33/22	139/129
Воткинская ГЭС, щит тиховодья	241/225	453/372	36/22	131/129
Саратовская ГЭС, основной затвор холостого водосброса	245/225	441/372	31/22	127/139

Поверочные расчеты для оценки современного состояния и остаточного ресурса затворов проводятся, если:

расчетные схемы и условия работы оборудования требуют корректировки в соответствии с требованиями современных норм и условий на гидроузле (в 80-е годы изменились нормы проектирования);

площадь сечения элементов уменьшилась на величину коррозионного износа.

Расчеты выполняются по методу предельных состояний с использованием конечно-элементных моделей затворов.

Поверочные расчеты основных затворов Беломорской ГЭС, эксплуатирующихся без системы обогрева, показали, что под действием ледовой нагрузки в металлоконструкциях возникают напряжения, превышающие допустимые значения (рис. 1). Безопасная эксплуатация затворов обеспечивается при толщине льда не более 1,14 м.

Оценка остаточного ресурса состоит в расчете несущей способности предполагаемой модели затвора через определен-

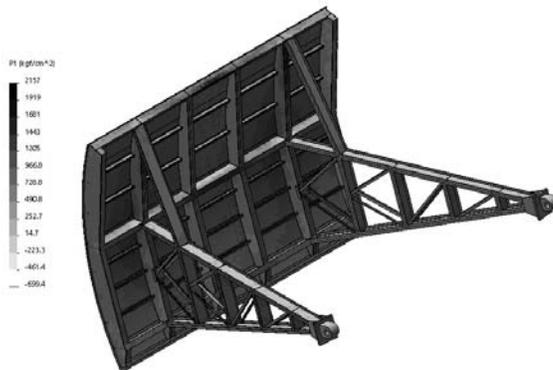


Рис. 1. Напряжения в конструкции основного затвора Беломорской ГЭС

ные промежутки времени. Результат расчета представляет собой график снижения несущей способности металлоконструкции по времени. Временные промежутки обычно назначаются в 5 – 10 лет в зависимости от степени агрессивности окружающей среды. При каждом расчете корректируется площадь сечения элементов затвора в соответствии с принятой скоростью коррозии.

Понятно, что срок остаточного ресурса, определенный данным способом, имеет лишь приближенное значение. Тем не менее, результаты оценки дают наглядное представление об остаточном ресурсе и позволяют планировать сроки и порядок замены затворов, исходя из технических и экономических возможностей.

Расчет остаточного ресурса затворов Саратовской ГЭС выполнен для временного промежутка в 10 лет. Основным критерием, определяющим изменение несущей способности затворов во времени, было уменьшение сечения элементов вследствие коррозионного износа. Результаты расчетов показаны в табл. 2. Оценка остаточного ресурса затворов позволила определить порядок замены затворов.

Выводы

1. Достоверная оценка надежности затворов ГЭС возможна только при комплексном подходе, включающем документальные, визуально-инструментальные и расчетные

Таблица 2

**Результаты оценки остаточного ресурса
затворов Саратовской ГЭС**

Шифр	Тип затвора	Фактический коэффициент запаса		
		2007 год	2017 год	2027 год
216-СЮ	Основные ХВС	1,25	1,14	1,09
217-СЮ	Ремонтные ХВС	1,30	1,22	1,15
202-СЮ	Аварийно-ремонтные холостых водосбросов	1,46	1,41	1,36
203-СЮ	Аварийно-ремонтные верхнего бьефа	1,60	1,58	1,56
226-СЮ	Аварийно-ремонтные горизонтальных г/а	1,25	1,22	1,20

методы определения технического состояния и остаточного ресурса.

2. Существенные различия затворов ГЭС по конструкции, нормам проектирования и условиям эксплуатации обуславливают необходимость индивидуального подхода оценки остаточного ресурса затворов с учетом обнаруженных дефектов, отклонений от проектной документации, проведенных ремонтных работ и изменений нагрузок в процессе эксплуатации.

ЛИТЕРАТУРА

1. СО 153-34.20.501-2003 «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации».
2. СТО 17330282.27.140.013-2008. Механическое оборудование гидротехнических сооружений ГЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования.
3. Фрейшист А.Р., Мартенсон И.В., Розин И.Д. Повышение надежности механического оборудования и стальных конструкций гидротехнических сооружений. – М.: Энергоатомиздат, 1987.
4. Василевский А.Г., Штильман В.Б., Шульман С.Г. Методы оценки надежности затворов гидротехнических сооружений (системный анализ). – СПб.: ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева, 2010.

**РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ
ИНСТРУМЕНТАЛЬНО-ТЕХНИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ УЧЕТА
ВОДНЫХ РЕСУРСОВ НА ГЭС**

*Соболев В.Ю., кандидат техн. наук, Щербина В.И., кандидат
техн. наук, Козлов Р.В., Жаферов С.Р.,
Тищенко А.А., Салов Ф.В. (АО «НИИЭС»)*

В настоящее время расходы воды через турбинные водоводы ГЭС ПАО «РусГидро» оцениваются «косвенными методами» – путем пересчета с рабочей характеристики гидротурбины. Такой метод не может быть сертифицирован для учета воды, проходящей через ГЭС, поскольку характеристика гидроагрегата не предназначена для определения расходов воды и может дать только оценочные величины. Кроме того, характеристики гидроагрегатов, эксплуатируемых длительное время, отличаются от паспортных в результате износа оборудования и выполненных ремонтов элементов проточной части гидротурбины.

В настоящее время АО «НИИЭС» оптимизирует работу системы инструментально-технического контроля учета водных ресурсов на Угличской ГЭС. На русловых гидроэлектростанциях для измерения в режиме реального времени расхода воды, проходящего через турбину гидроагрегата, наиболее рациональным является применение индексного метода, основанного на измерении перепада давления в спиральной камере (метод Винтера-Кенеди).

Современные реактивные турбины русловых ГЭС имеют полуспиральные камеры, с переменным радиусом кривизны внешних стенок. В них при повороте потока развиваются центробежные силы и, как следствие, возникает разность давлений в точках на разных радиусах одного и того же радиального сечения. Теоретически установлено, что величина перепада давления и расхода потока в спиральной камере однозначно связаны зависимостью:

$$Q = K\Delta h^n,$$

где Q — расход воды; Δh — перепад давления; n — пока-

затель степени: теоретическое значение $n = 0,5$; практическое n от 0,49 до 51; K — постоянный коэффициент, зависящий от формы спиральной камеры и местоположения измерительного створа и точек отбора давления; среднеквадратичное отклонение коэффициента K по данным Винтера может составлять:

$$\begin{aligned}\delta_K &= 0,64\% \text{ при } Q = (0,3 \dots 1,0)Q_{\max} \\ \delta_K &= 0,22\% \text{ при } Q = (0,6 \dots 1,0)Q_{\max}.\end{aligned}$$

Способ определения расхода турбины по перепаду давления в спиральной камере начал применяться в США после 1928 года. Независимо в СССР впервые он был применен в гидромеханической лаборатории Ленинградского политехнического института в 1930 году. Впервые опубликован: «Winter I.A., Kennedy. Improved Type of Flow for Meter for Hydraulic Turbines, ASCE Proceedings, Vol. 59, No 4, Part 1, April 1933, pp. 565-584». В настоящее время известен под именем способа Винтера-Кеннеди.

В СССР в разработке способа в различное время принимали участие: ОРГРЭС; ВИГМ («НПО «Гидромаш»); ВНИИГ; НИС Гидропроекта (АО «НИИЭС»); ТНИСГЭИ; Мосэнерго. Способ применялся на следующих гидроэлектростанциях: Днепрогэс — 1932 г.; Свирь III — 1935 г.; Баксанская — 1937 г.; Верхне-Верзобская — 1939 г.; Щербаковская; Аджарис-Цхальская; Кегумская — 1949 г.; Угличская — 1950 г.; Волховская — 1952 г.; Широковская — 1955 г.; Верхне-Свирская; Нивская I и ряде других.

В настоящее время данный способ классифицируется Международным стандартом ИЕС 60041 как индексный метод определения турбинных расходов, применяющийся во время ввода машин в эксплуатацию и во время их работы.

Основной задачей работы была автоматизация процесса измерений с применением высокоточных измерительных устройств для непрерывного получения оперативной информации.

Сотрудники АО «НИИЭС» совместно с специалистами ООО «Промышленная геодезия» выполнили на гидротурбинах Угличской ГЭС комплекс измерительных работ, необходимых для контроля геометрических характеристик деталей турбины.

Первая часть данного комплекса включала в себя трехмерное лазерное сканирование рабочего колеса турбины, камеры рабочего колеса, а также спиральной камеры водонаправляющего аппарата. Сканирование выполнялось при помощи лазерной сканирующей системы Surphaser под управлением программы SurphExpress.

Помимо этого были выполнены высокоточные обмеры других элементов гидроагрегата и водонаправляющего аппарата с помощью электронного прецизионного тахеометра Leica TDRA6000 под управлением программного комплекса SpatialAnalyzer (NewRiverKinematics).

После завершения сканирования рабочего колеса и его камеры было выполнено сканирование спиральной камеры водонаправляющего аппарата. Сканер для работы последовательно устанавливался на плоскости нижнего кольца направляющего аппарата, поскольку спуститься в нижнюю часть спиральной камеры не представлялось возможным. Особенностью данного этапа была необходимость располагать прибор в ограниченном пространстве между лопатками и колоннами водонаправляющего аппарата. Также была успешно решена задача связи систем координат спиральной камеры и камеры рабочего колеса. Сложность заключалась в практически полном отсутствии взаимной видимости (все направляющие лопатки кроме трех находились в закрытом положении).

Финальным этапом стало сканирование верхнего зала шахты гидротурбины, в котором расположены агрегаты, управляющие водонаправляющим аппаратом, с доступом к главному валу всего гидроагрегата.

Итогом обработки данных выполненного сканирования является трехмерная САД-модель гидротурбины и спиральной камеры водонаправляющего аппарата. Данная модель выполнена в единой системе координат, что позволяет оценить качественно и количественно геометрические параметры как отдельных деталей гидроагрегата, так и их взаимное положение. Модель позволяет инженеру-аналитику выполнять построение сечений деталей, что необходимо для создания и обновления базы данных чертежей. Также существует

возможность проводить измерения фактических геометрических величин и сравнивать их с проектными значениями, что позволяет оценить степень износа того или иного элемента гидроагрегата. Большинству программных комплексов, предназначенных для анализа различных характеристик деталей и агрегатов, а также для моделирования процессов, происходящих с ними, для работы также необходима САД модель.

После уточнения геометрических характеристик были выполнены строительно-монтажные работы по созданию автоматических створов измерений. Для этого был выполнен монтаж импульсных трубок и датчиков разности давлений для контроля расхода в турбинных камерах в автоматическом режиме.

После этого специалисты АО «НИИЭС» выполнили натурные гидравлические испытания гидроагрегатов Угличской ГЭС. Целью испытаний являлось определение расходных характеристик гидроагрегатов с измерением расходов воды гидрометрическими вертушками и калибровка расходомерных устройств, установленных в спиральной камере гидротурбины. Измерения расхода произведены при средних значениях напора ГЭС 12,85 м при нагрузках агрегата: 25, 30, 35, 40, 45 и 50 МВт. Расход воды определялся путем замера поля местных скоростей точечным способом гидрометрическими вертушками. Замер скоростей осуществлялся с помощью специальной рамы, оборудованной горизонтальным вертушечным рядом из 9-ти вертушек. Рама перемещалась краном в пазах сороудерживающих решеток. Измерение скоростей производилось на 15 горизонталях. Таким образом, общее число точек замера в каждой секции составляло 135 шт, что соответствует рекомендациям МЭЖ на натурные приемочные испытания гидротурбин. Общее количество мерных точек в подводящем водоводе составило — 405 шт.

Для каждого опыта было вычислено среднее арифметическое значение отсчетов измеряемой величины и составлена сводная таблица измерений. На основании этих данных по формулам, представленным в данном разделе, производилось вычисление расхода, перепада давления расходомера, мощ-

ности и напора. Полученные значения были приведены к среднему значению напора по формулам приведения, после чего были получены расходные и калибровочные характеристики расходомеров.

Для автоматизации учета расходов воды через пролеты водосливной плотины была построена оптоволоконная сеть, которая позволила объединить контроллеры управления затворами и получить в режиме реального времени информацию о текущем положении каждого из затворов. Далее информация поступает в ПЛК Siemens, где информация пересчитывается в расход по кривым зависимости расходов от положения затворов, утвержденных на станции. Далее данная информация поступает на сервер системы.

Также в рамках данной работы было разработано и установлено ПО на базе SCADA системы WinCC, которое позволяет непрерывно вести базу данных по текущим расходам и стоку. Был разработан блок интеграции системы измерения расходов с системой Телемеханики станции. Данный блок позволяет непрерывно обмениваться информацией между системами по протоколу МЭК 60870-5-104, вследствие чего оперативный персонал станции имеет информацию о текущих расходах, а также к.п.д. гидроагрегата, пересчитанное на основании измеренных системой расходов и действующего напора.

Применяемые для создания системы измерения расходов датчики, оборудование, телекоммуникационная аппаратура и принципиальные подходы соответствуют технической политике ПАО «РусГидро».

Основной задачей, решаемой данной системой, является увеличение выработки электроэнергии за счет оптимизации эксплуатационно-технических характеристик гидроагрегатов.

Получение истинных значений расходов через гидротурбины позволит скорректировать эксплуатационные характеристики гидроагрегатов, а также работать в зоне оптимального к.п.д., рассчитывая его напрямую.

Кроме этого, система решает задачи учета гидроресурсов, проходящих через створ гидроузла, а именно:

расходы через судопропускные сооружения;

расходы через рыбопропускные сооружения;
расходы через водосбросные сооружения;
расходы на фильтрацию через грунтовые напорные сооружения и основания;
расходы на собственные нужды.

Информация о действительных расходах (по каждой статье), а также текущих характеристиках гидроагрегатов направляется для обработки в систему моделирования стока на основе прогнозных данных и оптимизации водно-энергетических режимов работы отдельных ГЭС и каскадов.

**РАЗРАБОТКА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ
СИГНАЛИЗАЦИИ РАЗРЫВОВ ВОДОВОДОВ
И ИЗМЕРЕНИЯ ТУРБИННЫХ РАСХОДОВ
НА ДЕРИВАЦИОННЫХ И ПРИПЛОТИННЫХ ГЭС**

*Соболев В.Ю., кандидат техн. наук,
Щербина В.И., кандидат техн. наук, Козлов Р.В.,
Жаферов С.Р., Тищенко А.А. (АО «НИИЭС»)*

В процессе эксплуатации турбинных водоводов гидроэлектростанций различных типов неизбежно возникают интенсивные волновые (колебания давления, гидроудары) и вибрационные процессы, которые приводят к возникновению переменных во времени напряжений в стенках водоводов и появлению с течением времени усталостных и коррозионно-усталостных трещин в местах соединений или каких-либо малозаметных дефектов, являющихся концентраторами напряжений.

Поэтому одной из основных задач при обеспечении надежной, экономичной и безаварийной работы гидроэлектростанций является предупреждение аварийных ситуаций, связанных с разрывом турбинных водоводов, возникающих, главным образом, в результате нестационарных режимов работы гидроагрегатов. По статистическим данным причинами разрыва трубопроводов различного назначения являются:

гидроудары, перепады давления и вибрации — 60% случаев;

коррозионные процессы в облицовках, старение бетона — 25% случаев;

природные явления и форс-мажорные обстоятельства — 15% случаев.

Отсутствие специализированных устройств защиты турбинных водоводов от названных явлений в значительной степени усугубляет возможные аварийные ситуации, приводит к цепному характеру их распространения и серьезным последствиям для гидроэлектростанции в целом.

Для того, чтобы предотвратить тяжелые последствия разрывов трубопровода, необходимо как можно быстрее перекрыть доступ воды. Для этого необходимо передать сигнал на быстропадающие затворы в момент возникновения разрыва.

При решении задачи контроля разрывов трубопровода был предложен способ измерения расходов на входе в трубопровод и на выходе из него. Кроме того, для оперативной оценки состояния и принятия решений понадобилась разработка автоматизированной системы измерения расходов и системы сигнализации разрывов трубопроводов.

Основные задачи, решаемые автоматизированной системой измерения расходов в турбинных и деривационных водоводах ГЭС:

осуществление контроля за состоянием трубопровода;

уточнение к.п.д. гидротурбин;

определение необходимости ремонтов;

автоматизация учета использования водных ресурсов.

В рамках первого этапа данной работы была разработана концепция систем автоматизации. Предложены способы автоматизации учета расходов воды, проходящих через гидроагрегаты для всех рассматриваемых типов гидроэлектростанций. Разработана схема и требования к автоматизированной системе сигнализации разрыва для открытых напорных водоводов ГЭС. В рамках второго этапа создан опытно-промышленный образец автоматической системы сигнализации разрыва водоводов и измерения расходов деривационных и приплотинных ГЭС на действующем объекте ПАО «РусГидро» — Сенгилеевской ГЭС. Проведены испытания работы системы в условиях изменения режимов работы гидромеханического

оборудования. В рамках третьего этапа проведена оптимизация системы измерения расходов и системы сигнализации разрывов водоводов на примере Сенгилеевской ГЭС. Произведено технико-экономическое обоснование внедрения разработанной системы на объектах ПАО «РусГидро».

Одна из основных задач корректной работы данной системы — снизить риски ложных срабатываний. Для этого должен быть установлен доверительный интервал между расходами Q_1 и Q_2 (рис. 1.). Основной причиной определения доверительного интервала (допустимой разницы расходов Q_1 и Q_2) является изменение режима течения потока в водоводе, например, по причине маневрирования направляющим аппаратом. При этом проходит волна добегания, которая влияет на изменение давления в потоке и его скорость, а следовательно и на расход. Время затухания этой волны зависит от характеристик водовода (упругости материала и длины водовода).

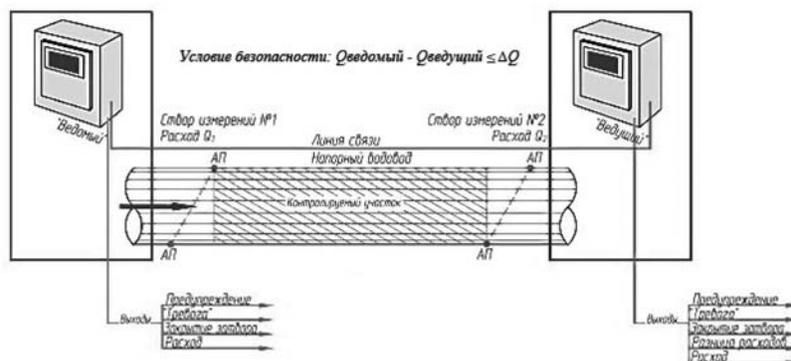


Рис. 1. Схема функционирования системы дифференциальной защиты водоводов

Автоматизированная система измерения расходов (СИР) в турбинных и деривационных водоводах ГЭС и система измерения расходов для дифференциальной защиты (СДЗ) водоводов Сенгилеевской ГЭС структурно включает в себя следующие элементы:

нижний уровень (полевой уровень) — контрольно-измерительная аппаратура (КИА): парные ультразвуковые накладные датчики измерения расхода;

средний уровень (коммутационный) — система телекоммуникаций, преобразования и передачи информации в цифровом коде на центральный блок сбора данных;

верхний уровень — (центральный блок сбора данных) программно-технический комплекс, АРМ.

На нижнем уровне системы используются непосредственно измерительные устройства — накладные преобразователи расхода (тип RCTH1N52), которые с помощью ультразвуковых сигналов производят измерения расхода жидкости по так называемому методу времени прохождения. Ультразвуковые сигналы посылаются первым датчиком, установленным на одной стенке трубы, отражаются от противоположной стенки и принимаются вторым датчиком. Эти сигналы посылаются либо в направлении потока, либо против его направления.

Средний уровень системы включает в себя средства коммутации датчиков, преобразования аналогового сигнала в цифровой код и линии связи для передачи сигналов от датчиков на центральный блок системы автоматизированного опроса КИА. Для присоединения датчиков к линии связи с промышленным интерфейсом используются соединительные коробки.

Верхний уровень системы представляет собой программно-технический комплекс, включающий: вычислители расхода ПИР RF 7407, центральный блок сбора данных, базовое и специализированное программное обеспечение для управления автоматизированным опросом датчиков.

В период создания пилотного проекта автоматизированной системы сигнализации разрыва водоводов и измерения расходов на деривационных и приплотинных ГЭС, исходя из свойства применённых накладных ультразвуковых расходомеров, определились следующие критерии выбора объекта:

тип ГЭС (деривационная, приплотинная, гидроаккумулирующая);

тип водовода (открыто расположенный);

длина водовода — не менее 20D.

По данным критериям составлен перспективный перечень объектов ПАО «РусГидро», на которых целесообразно внедрять автоматизированную систему СИЗ по аналогии с Сенгилеевской ГЭС. Это следующие объекты:

Агульская МГЭС;
Баксанская ГЭС;
Дзауджиканутская ГЭС;
Малая ГЭС- 3 Псыхурей;
ГАЭС Каскад Кубанских ГЭС;
Куршавская ГЭС-1 Каскада Кубанских ГЭС;
Куршавская ГЭС-2 Каскада Кубанских ГЭС;
ГЭС-3 Каскада Кубанских ГЭС;
ГЭС-4 Каскада Кубанских ГЭС;
Свистухинская ГЭС;
Егорлыкская ГЭС-1;
Фиагдонская ГЭС;
Ирганайская ГЭС;
Эзминская ГЭС.

В результате анализа полученной в ходе выполнения работ информации, помимо решения основной задачи, можно констатировать следующее:

1. Автоматизированная система измерения расходов (СИР) на деривационных и приплотинных ГЭС позволяет в энергетической характеристике гидроагрегатов выделить зону оптимального коэффициента полезного действия, работая в которой можно увеличить выработку электроэнергии, а также повысить безопасность объекта в целом за счет постоянного контроля за целостностью напорных трубопроводов.

2. Срок окупаемости систем измерения расходов при действующих в настоящее время тарифов составляет 6 – 12 лет.

3. Измерение турбинных расходов позволяет уточнять удельный расход, проходящий через проточную часть ГЭС.

СОДЕРЖАНИЕ

<i>Хазиахметов Р.М., Фотин С.В., Фотина Н.В.</i> Основные этапы контроля при апробации новой концепция мониторинга жизненного цикла основного гидроэнергетического оборудования	3
<i>Фотин С.В., Матюшечкин С.Н., Фотина Н.В.</i> Практическое применение магнитного метода экспресс-контроля при комплексном обследовании состояния металлоконструкций гидротурбин	15
<i>Фотин С.В., Фотина Н.В., Матюшечкин С.Н.</i> Технология численного анализа фактической прочности элементов гидроэнергетического оборудования и мониторинг его технического состояния	21
<i>Фотин С.В., Матюшечкин С.Н., Фотина Н.В.</i> Анализ фактического напряженно-деформированного состояния статора гидротурбины Новосибирской ГЭС с применением методов численного трехмерного моделирования	48
<i>Матюшечкин С.Н., Фотин С.В., Фотина Н.В.</i> Интегрированная технология контроля металла методом магнитной памяти для оценки состояния гидроэнергетического оборудования	54
<i>Фотина Н.В., Фотин С.В.</i> Вычислительная технология анализа фактического напряженно-деформированного состояния энергетического оборудования ГЭС методами математического моделирования	60
<i>Жуков С.В., Матюшечкин С.Н., Нэмени Т.М., Фотин С.В.</i> Метод определения потерь в активной стали сердечников гидрогенераторов ..	69
<i>Жуков С.В., Матюшечкин С.Н., Нэмени Т.М., Фотин С.В.</i> Новый принцип вибрационного контроля затяжки шпилек сердечника статора гидрогенератора	72
<i>Мажбиц Г.Л., Бод К.Ю., Ерес А.В.</i> Определение технического состояния и оценка остаточного ресурса механического оборудования гидротехнических сооружений гидроэлектростанций	76
<i>Соболев В.Ю., Щербина В.И., Козлов Р.В., Жаферов С.Р., Тищенко А.А., Салов Ф.В.</i> Разработка системы инструментально-технического контроля учета водных ресурсов на ГЭС	82
<i>Соболев В.Ю., Щербина В.И., Козлов Р.В., Жаферов С.Р., Тищенко А.А.</i> Разработка автоматизированной системы сигнализации разрывов водоводов и измерения турбинных расходов на деривационных и приплотинных ГЭС	87

Рисунки к статье Хазиахметова Р.М., Фотина С.В., Фотиной Н.В.
(стр. 3–14)

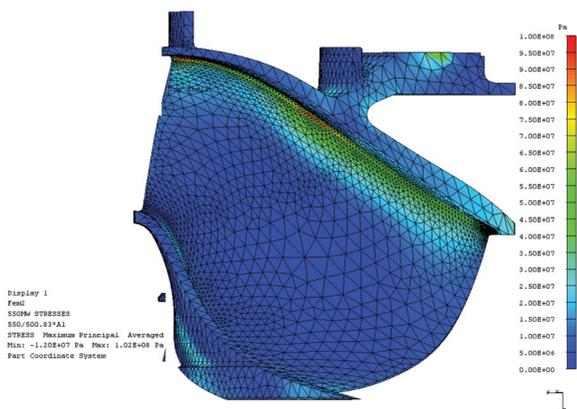


Рис. 2. Анализ НДС лопасти рабочего колеса турбины типа-РО

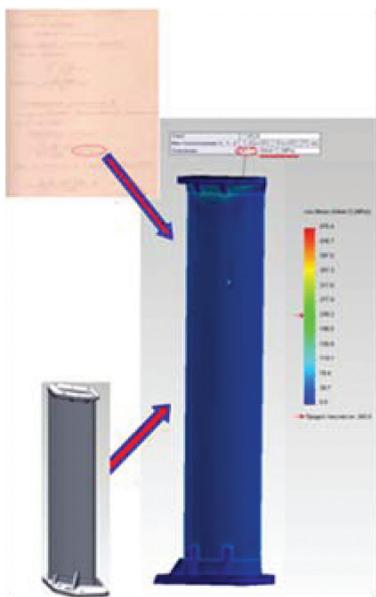


Рис. 6. Поверочный расчет на прочность колонны статора

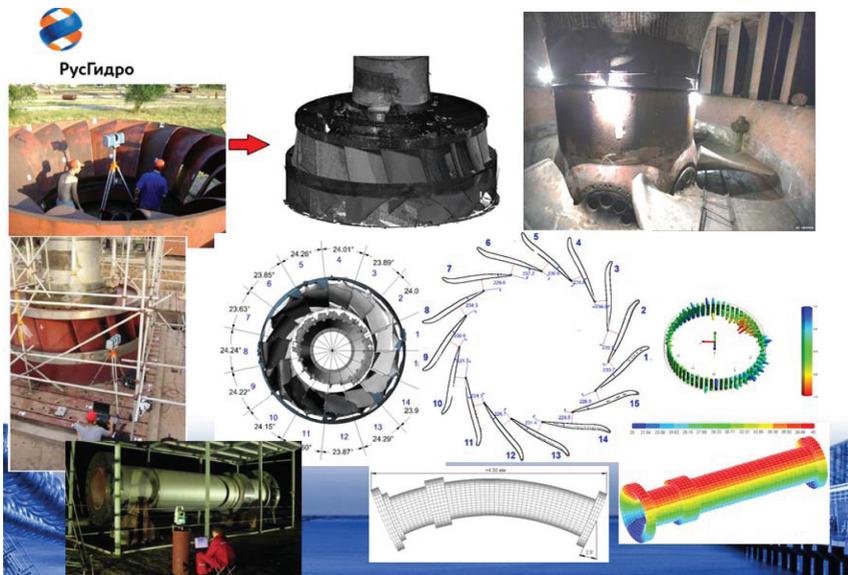


Рис. 7. Результаты лазерного сканирования на монтажной площадке

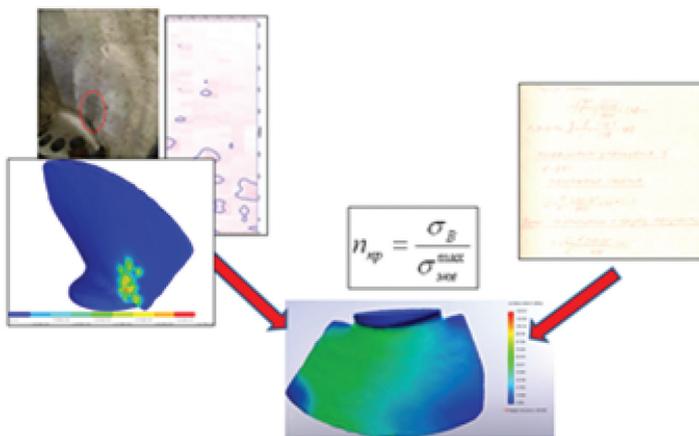


Рис. 8. Оценка фактического НДС с учетом зон концентрации напряжений



Рис. 9. Мониторинг ЗКН комплексными методами технической диагностики (ВИК, МПМ, УЗК, ПВК)

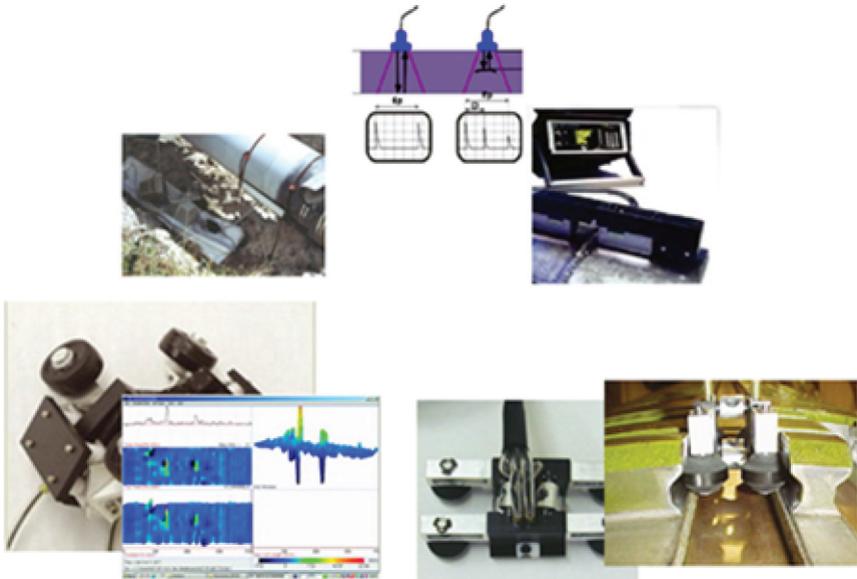


Рис. 10. Примеры работ по технической диагностике методами УЗК, магнитной дефектоскопии, вихретоковый контроль

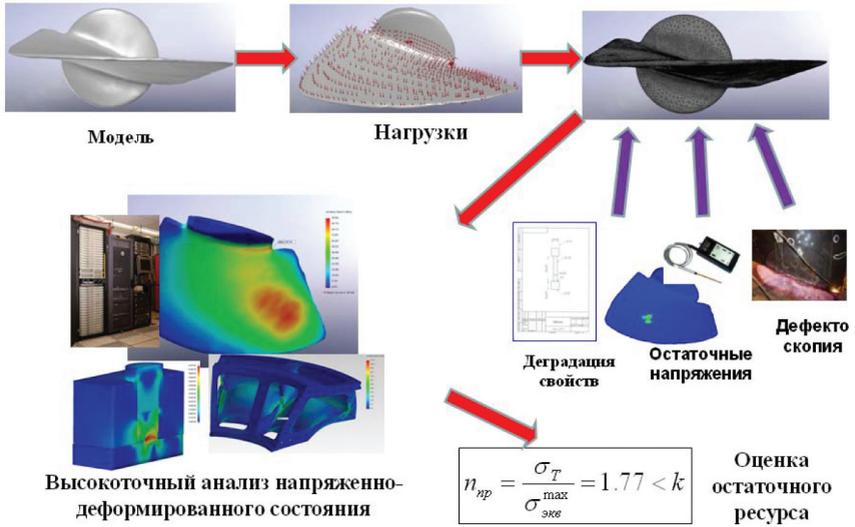


Рис. 11. Оценка фактического НДС

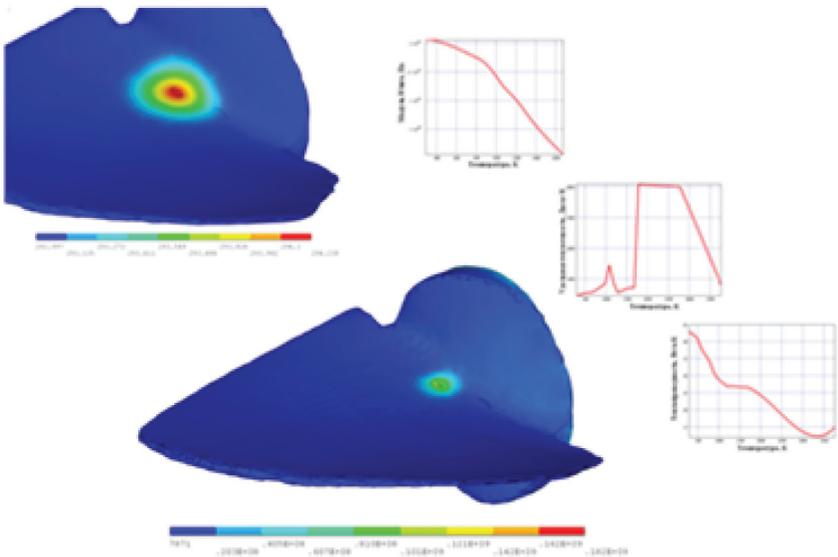


Рис. 12. Результаты решения сопряженной термомеханической задачи

Рисунки к статье Фотина С.В., Матюшечкина С.Н., Фотиной Н.В.
(стр. 15–21)

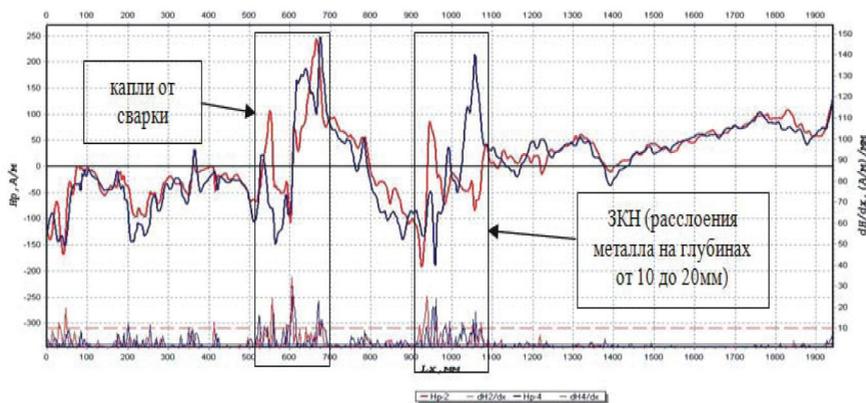


Рис. 2. Магнитограмма распределения магнитного поля H_p и градиентов dH/dx при сканировании лопасти вдоль входной кромки с верхней стороны

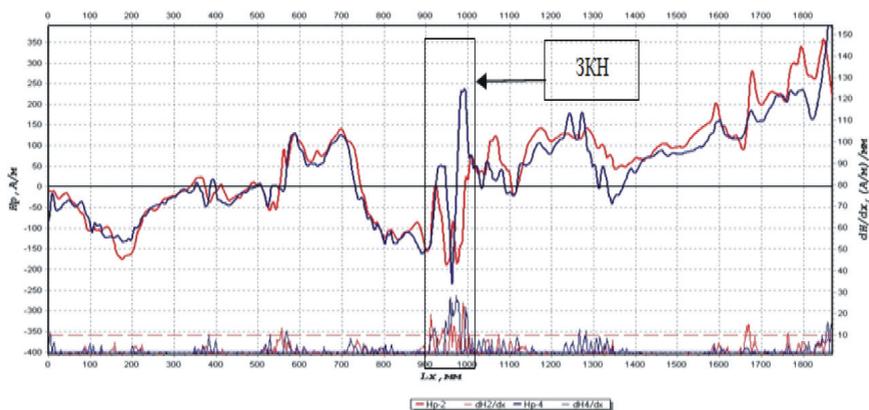


Рис. 3. Магнитограмма распределения магнитного поля H_p и градиентов dH/dx при сканировании лопасти вдоль входной кромки с нижней стороны

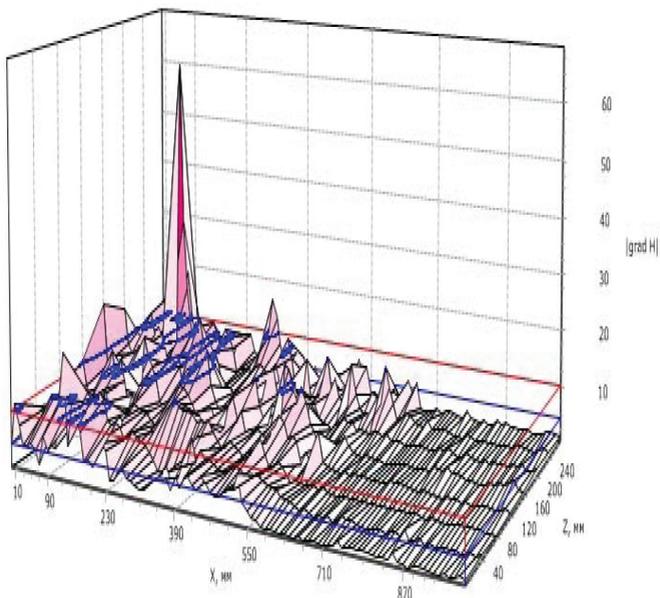


Рис. 7. Объемный вид распределения пиков сигналов — $|\text{grad } H_p|$ по поверхности зоны концентрации напряжений

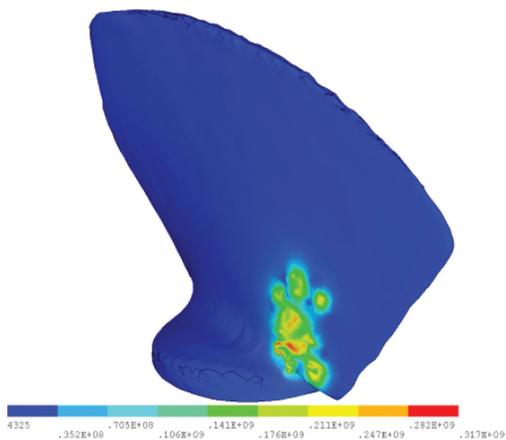


Рис. 8. Распределение остаточных напряжений, полученных после анализа модели новой лопасти с условно перенесенными на нее зонами ЗКН

Рисунки к статье Фотина С.В., Фотиной Н.В., Матюшечкина С.Н. (стр. 21 – 51)

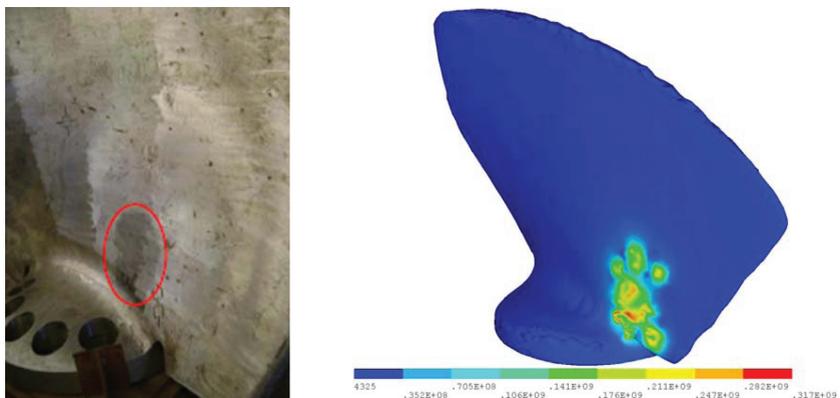


Рис. 6. Распределение остаточных эквивалентных напряжений лопасти РК ПЛ-турбины, полученные при помощи переноса на ее КЭ-модель результатов обследования ЗКН методом МПМ

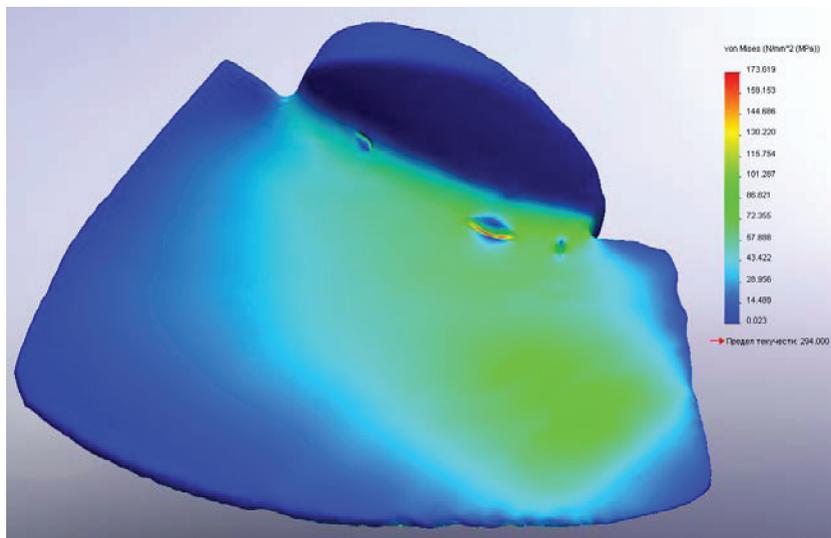


Рис. 9. Результат численного прочностного анализа элемента гидроэнергетического оборудования при максимальных проектных нагрузках в виде распределения полей эквивалентных напряжений

Рисунки к статье Фотина С.В., Матющечкина С.Н., Фотиной Н.В.
(стр. 51 – 56)

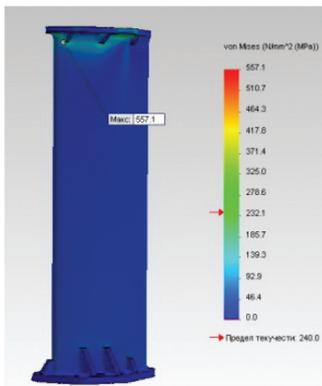


Рис. 7. Модель КС для поверочного расчета

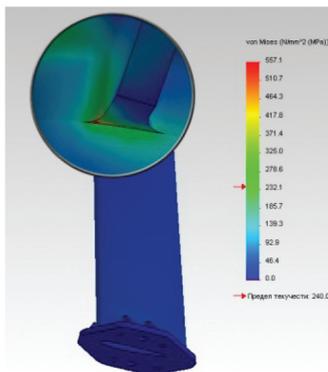


Рис. 8. Модель КС с дефектом

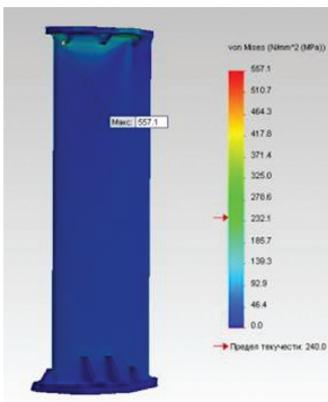


Рис. 9. Модель КС для поверочного расчета

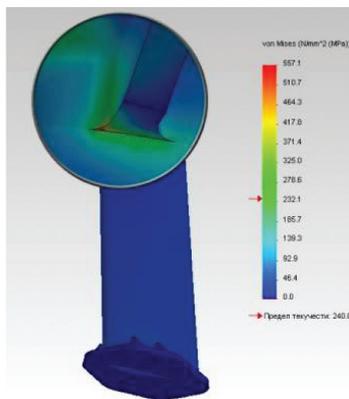


Рис. 10. Модель КС с дефектом