

**КЫРГЫЗСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ им. И. РАЗЗАКОВА**

На правах рукописи
УДК 621.313-322.224

АЙТКЕЕВ БЕКТУРСУН БЕЙШЕНОВИЧ

**ИССЛЕДОВАНИЕ ГИДРОАГРЕГАТОВ
НАРЫНСКИХ ГЭС
ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ИХ НАДЕЖНОСТИ**

Специальность 05.14.02 – «Электростанции
и электроэнергетические системы»

А В Т О Р Е Ф Е Р А Т
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Работа выполнена на кафедре «Электроэнергетика» Кыргызского государственного технического университета им. И. Раззакова

Научный руководитель: доктор технических наук,
профессор КГТУ **Дж. А. Апышев**

Официальные оппоненты: доктор технических наук,
профессор **В.Н. Мукажанов**

кандидат технических наук,
доцент **М.А. Айткулов**

Ведущая организация: Научно-производственное объединение ОАО «Элсиб» Российская Федерация

Защита состоится «14» марта 2008 г. в малом актовом зале КГТУ на заседании диссертационного совета К 05.07.349 по адресу: 720044, Кыргызская Республика г. Бишкек, пр. Мира 66, Кыргызский государственный технический университет им. И. Раззакова.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Кыргызского государственного технического университета им. И. Раззакова.

Отзывы на автореферат в двух экземплярах, заверенные гербовой печатью, просим направлять по адресу: 720044, г. Бишкек, пр. Мира 66, Кыргызский государственный технический университет, диссертационный совет К 05.07.349

Автореферат разослан «05» февраля 2008 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета К 05.07.349
к.т.н., доцент



Э.Б. Исакеева

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность исследования. В топливно-энергетическом балансе Кыргызской Республики гидроэлектростанции (ГЭС) играют решающую роль, вырабатывая более 90% электроэнергии, производимой в республике.

Современная ситуация и ежегодно растущее потребление электроэнергии в энергосистеме КР потребовали повышенного внимания к контролю состояния и определению текущей работоспособности оборудования ГЭС. Причина такого положения заключается в том, что значительная доля оборудования ГЭС была введена в эксплуатацию в 60-70 годы прошлого столетия и к настоящему времени практически исчерпала свой ресурс эксплуатации. С начала эксплуатации большинство ГЭС отработали более 25 лет и в ближайшие годы не ожидается существенного обновления их оборудования и основные усилия должны быть направлены на продление срока службы ныне работающих гидроагрегатов.

Проблема – продления срока службы находящихся в эксплуатации гидроагрегатов ГЭС может быть решена двумя путями.

Первое направление – **повышение эффективности эксплуатации оборудования за счет разработок и внедрения новейших диагностических средств и методов контроля состояния.** Реализация этих мероприятий позволит выявлять на ранней стадии развития возникающие в процессе эксплуатации дефекты и своевременно принимать меры по их ликвидации до возникновения аварийной ситуации.

В настоящее время в Российской Федерации и странах Западной Европы все больше внимания уделяется внедрению эффективных экспертных систем контроля и диагностики состояния оборудования на основе современных информационных технологий.

Второе направление - **повышение технического уровня и продление срока службы гидроагрегатов за счет модернизации на основе эффективных конструкторских решений.**

Именно второму аспекту решения этой проблемы посвящается данная диссертационная работа. Характерной особенностью тяжелого энерго- и электромашиностроения является то, что продукция этих отраслей промышленности, в частности, генераторы и турбины ГЭС изготавливаются на разных предприятиях, что затрудняет проведение их испытания в заводских условиях.

Испытание генераторов и турбин в заводских условиях после их изготовления, как правило, не проводится из-за крупногабаритных размеров и массы, которые исключают возможность создания сборочных и испытательных стендов. Поэтому испытания поставляемого оборудования осуществляются после монтажа непосредственно на месте установки в ходе пусконаладочных работ и в процессе их многолетней эксплуатации.

Таким образом, отсутствие возможности проведения комплексных испытаний гидроагрегатов в заводских условиях требует их организации и проведения в условиях действующего предприятия.

В связи с этим исследование надежности узлов и деталей гидроагрегатов действующих ГЭС с целью разработки эффективных конструкторских решений по их модернизации является актуальной научной задачей, имеющей важное практическое значение для электроэнергетики Кыргызской Республики и в целом для отрасли.

Экономические расчеты показывают, что продление срока службы агрегатов на 20 – 30 лет сопоставимо с заменой оборудования на новое при нынешних стоимостных показателях нового оборудования, производимого в Российской Федерации.

По мнению шведских специалистов, полная замена гидроагрегатов экономически выгодна только для гидроагрегатов малой мощности. Для крупных же ГЭС более оправдана модернизация некоторых узлов действующего гидроагрегата ГЭС, которая по техническому эффекту не уступает замене на новое оборудование. Поэтому для крупных ГЭС, таких как Токтогульская, экономически более целесообразна и эффективна модернизация узлов действующих гидроагрегатов.

В США и Канаде старение оборудования ГЭС вынудило принять широкую программу модернизации с повышением мощности агрегатов, равносильную постройке новых ГЭС.

Поскольку энергетическая отрасль хозяйства Кыргызской Республики в силу финансовых затруднений не может позволить глубокую модернизацию оборудования в обозримом будущем, то основной задачей на ближайшую перспективу является обеспечение и повышение надежности работы действующих гидроагрегатов.

Ежегодно возрастающая потребность в электроэнергии в республике предъявляет повышенные требования к эффективности эксплуатации существующего оборудования ГЭС. При этом важную роль играет усовершенствование их конструкции с целью повышения технического уровня и надежности. Еще больше обостряет требования к повышению надежности и долговечности работы гидроагрегатов действующих ГЭС отсутствие в энергосистеме необходимого резерва генерирующих мощностей.

Актуальность исследований заключается в том, что оно направлено на решение важной практической проблемы продления срока службы действующих гидроагрегатов ГЭС без их обновления за счет повышения надежности ответственных узлов на основе прогрессивных теоретических и инженерных решений.

Цели и задачи исследования – модернизация ныне действующих гидроагрегатов ГЭС путем разработки и внедрения эффективных конструкций ответственных узлов для продления срока их службы.

Для достижения этой цели в исследовании предполагается решить следующие **основные задачи**:

- а) провести обзор и анализ современных достижений в области тяжелого энергетического оборудования;
- б) провести модельные и натурные исследования применяемых заводских конструкций тормозных сегментов гидрогенераторов и уплотнения вала гидротурбин действующих ГЭС;
- в) дать научно-обоснованные решения по модернизации конструкций тормозных сегментов гидрогенераторов и уплотнения вала гидротурбин ГЭС;
- г) произвести расчет и оценку экономической эффективности разработок по повышению надежности гидроагрегатов;
- д) внести рекомендации по проектированию и изготовлению вышеназванных узлов гидроагрегатов для высоконапорных ГЭС.

Объектом исследования являлись гидроагрегаты вертикального исполнения гидростанций каскада Нарынских ГЭС.

Предметом исследования являются выявленные в процессе эксплуатации конструктивные несовершенства узлов гидроагрегатов.

Методологическая и теоретическая основы исследования разработаны в трудах В.В. Домбровского, Ф.М. Детинко, А.С. Еремеева, С.А. Прутковского, М.И. Зунделвина, Л.А. Владиславлева, А.Е. Александрова, А.А. Дукштау, Л.Г. Мамиконянца, Ю.М. Элькинда, С.А. Грановского, В.М. Малюшева, В.М. Орго, Н.Н. Ковалева, А.М. Чистякова, М.И. Гальперина, Е.П. Штерна, П.Я. Бронштейна, А.И. Гольдфарба, Г.А. Броновского, В.В. Балагурова, М.А. Цветкова и многих других, посвященных созданию теоретических основ турбомашин гидрогенераторов и гидротурбин.

В диссертации были использованы статистические и математические методы системного анализа, методы сравнений и аналогий, натурального и математического моделирования, экспериментально – статистические, расчетно – статистические.

Информационная база исследования. В качестве информационных источников диссертации использованы:

1. Отечественный и мировой опыт эксплуатации тяжелого энергетического оборудования.
2. Результаты собственных расчетов и экспериментов на действующем оборудовании ГЭС.
3. Результаты собственных наблюдений и опыта многолетней эксплуатации гидроагрегатов ГЭС в Российской Федерации и на гидростанциях Нарынских ГЭС.

Научная новизна работы заключается в том, что:

1. впервые проведено комплексное исследование гидроагрегатов в эксплуатационных условиях;
2. выявлены причины криволинейного износа тормозных сегментов гидротурбин и уплотнения вала гидротурбин ГЭС;
3. предложена математическая модель износа тормозных сегментов и уплотнения вала гидроагрегатов;
4. разработаны и внедрены эффективные конструкторские решения по модернизации тормозных сегментов гидротурбин с возможностью их замены при износе без демонтажа и разборки ротора;
5. внесены рекомендации по проектированию и изготовлению вышеназванных узлов гидроагрегатов для высоконапорных ГЭС существенно улучшающих их эксплуатационные показатели.

Основные положения выносимые на защиту. Автор защищает:

1. Результаты натурного и расчетно - теоретического исследования износа заводских конструкций тормозных сегментов и уплотнения вала гидроагрегатов;
2. Математическую модель формы износа существующих и предлагаемых конструкций тормозных сегментов и уплотнения вала гидроагрегатов ;
3. Результаты показателей надежности гидроагрегатов до и после внедрения разработок;
4. Результаты расчета экономического эффекта и оценки экономической эффективности разработок.

Практическая ценность исследования: Заключается в разработке и внедрении эффективных конструкторских решений по модернизации существующего оборудования ГЭС Токтогульского Каскада, обеспечивших существенное сокращение затрат на производства электроэнергии в Кыргызской Республики с экономическим эффектом 70,5 млн. сомов. Благодаря этому повысился технический уровень, надежность, коэффициент готовности энергоблоков и уменьшился число вынужденных простоев, что обеспечивает продление срока службы работающих гидроагрегатов ГЭС с повышенными техническими показателями.

Результаты исследований могут быть использованы на гидроэлектростанциях ОАО «Электрические Станции» Кыргызской Республики и заводами изготовителями гидрогенераторов и гидротурбин в Российской Федерации.

Реализация результатов работы Разработанные эффективные конструкции узлов гидроагрегатов внедрены в практику на Каскаде Токтогульских ГЭС.

Апробация работы:

Основные результаты работы докладывались и получили одобрение на Международном техническом семинаре РАО «ЕЭС России» «Современная организация и новые технологии проведения ремонтов оборудования электростанций», Москва, 8-10 декабря 2003 г.;

на Международном техническом семинаре ОАО «Инженерный центр ЕЭС» - «ОРГРЭС» «Вопросы эксплуатации, реконструкции и модернизации гидроэнергетического оборудования ГЭС», Москва, 31 мая – 2 июня 2005г.; на 49-ой Научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов «Наука и инженерное образование - ключ к процветанию Кыргызстана» (Бишкек, КГТУ им. И. Раззакова, 25-27 апреля 2007г.); на 2-ой Международной конференции «Проблемы управления и информатики» (Бишкек, НАН КР, 19-22 июня 2007г.); на I Международной конференции «Наука - техника - технология» (Бишкек, 4-5 октября 2007 г.) Инженерная Академия и КГТУ им. И. Раззакова

Публикации Основные результаты диссертации опубликованы в 10 научных статьях в изданиях Российской Федерации, в 3-х научных статьях в изданиях и одном патенте Кыргызской Республики.

Объем работы:

Работа состоит из введения, четырех глав, заключения, списка использованной литературы из 163 наименований и шести приложений. Текстовая часть содержит 176 страниц, в том числе 114 рисунков, 16 таблиц, 51 страниц приложений.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ

Во введении кратко изложены актуальность темы и основные положения диссертационной работы.

В первой главе проведен обзор литературных источников и критический анализ конструкций существующих, проектируемых гидротурбин и гидротурбин ГЭС. Проведено обследование и оценка технического состояния действующих гидроагрегатов Нарынских ГЭС. Все дефекты конструктивных узлов гидротурбин разбиты по типу сложности их конструктивного решения: на устранимые, тяжело устранимые, неустранимые в условиях станции.

В результате выявлены дефекты несовершенства конструкции следующих узлов гидроагрегатов: **тормозных сегментов гидротурбин и уплотнения вала гидротурбин.**

Основные дефекты конструктивных узлов гидротурбин гидроэлектростанций Нарынских ГЭС

№ п/п	Дефекты узлов гидротурбин	Токто-гульская ГЭС	Курпайская ГЭС	Ташку-мырская ГЭС	Шамалдысайская ГЭС	Уч-Курганская ГЭС
1	2	3	4	5	6	7
1.	Ослабление корпуса статора	0	0	0	0	0
2.	Ослабление стыковки секторов статора	0	0	0	0	0
3.	Ослабление прессовки активной стали статора	0	0	0	0	0
4.	Ослабление креплений лобовых частей обмотки статора	1	1	1	1	1
5.	Разрушение корпусной терморезистивной изоляции обмоток статора	1	1	1	1	1
6.	Увеличение сопротивления контактных соединений обмоток	0	0	0	0	0

7.	Естественное старение МКИ обмоток статора	1	1	1	1	1
8.	Ускоренное старение МКИ обмоток статора при повышенной температуре	1	1	1	1	1
9.	Пробой изоляции и искрение колец и щеток	0	0	0	0	0
10.	Ослабление крепления активной стали обода ротора	0	0	0	0	0
11.	Ослабление креплений верхней и нижней крестовины	0	0	0	0	0
12.	Ослабление креплений корпуса верхнего и нижнего подшипника	0	0	0	0	0
13.	Ослабление креплений корпуса подпятника	0	0	0	0	0
14.	Ослабление креплений лопастей вентиляторов ротора	0	0	0	0	0
15.	Ослабление креплений воздухоотделителей щитов	0	0	0	0	0
16.	Ослабление клиньев обода ротора	1	1	1	1	1
17.	Ослабление клиньев полюса ротора	0	0	0	0	0
18.	Ослабление пазовых клиньев сердечника статора	0	0	0	0	0
19.	Смещение обода относительно спиц ротора	1	1	1	1	1
20.	Смещение дистанционных прокладок лобовых частей обмоток статора	0	0	0	0	0
21.	Не перпендикулярность подпятника относительно вала генератора	0	0	0	0	0
22.	Уклон линии вала агрегата	0	0	0	0	0
23.	Дисбаланс ротора генератора	0	0	0	0	0
24.	Изменение формы ротора и статора	1	1	1	1	1
25.	Ослабление горячей расклиновки обода ротора	1	1	1	1	1
26.	Течи маслоохладителей подшипников и подпятников	0	0	0	0	0
27.	Течи воздухоохладителей генератора	0	0	0	0	0
28.	Ухудшение чистоты зеркальной поверхности диска подпятника	0	0	0	0	0
29.	Волнистость зеркальной поверхности диска подпятника	0	0	0	0	0
30.	Разрегулировка нагрузки на сегменты подпятника	0	0	0	0	0
31.	Разрегулировка зазоров ВГП, НГП	0	0	0	0	0
32.	Разгерметизация упругих камер подпятника	0	0	0	0	0
33.	Нарушение изоляции подшипников и подпятников от подшипниковых токов	0	0	0	0	0
34.	Износ сегментов подпятника	0	0	0	0	0
35.	Износ сегментов ВГП, НГП	0	0	0	0	0
36.	Износ воротниковых уплотнений ванны ВГП, НГП, подпятника	0	0	0	0	0
37.	Износ тормозных сегментов обода ротора со стяжными шпильками и гайками	2	2	2	2	2
38.	Износ тормозных колодок	0	0	0	0	0
39.	Износ манжет тормозных домкратов	0	0	0	0	0
40.	Расцентровка ротора генератора	0	0	0	0	0
41.	Разрушение крепления упоров крестовин генераторного подшипника	0	0	0	0	0
42.	Разрушение резьбы упорных винтов сегментов подпятника	0	0	0	0	0
43.	Подплавление баббитовых сегментов генераторного подшипника	1	1	1	1	1
44.	Подплавление фторопластовых сегментов подпятника	1	1	1	1	1

45.	Разрушение резьбы упорных винтов сегментов генераторного подшипника	0	0	0	0	0
-----	---	---	---	---	---	---

Примечание: 0 – дефекты, устранимые в условиях станции;
1 – дефекты, тяжело устранимые в условиях станции;
2 – дефекты, не устранимые в условиях станции (Дефекты, требующие их устранения проектным решением завода-изготовителя)

В результате проведенного анализа были сформулированы цель и задачи работы, в основу которых положена идея повышении их технического уровня за счет устранения несовершенств конструкций тормозных сегментов и уплотнения вала гидроагрегатов.

Вторая глава посвящена натурным и расчетно-теоретическим исследованиям несовершенства конструкции тормозных сегментов и уплотнения вала гидроагрегатов.

Для устранения несовершенства существующих конструкции тормозных сегментов обода ротора и их крепления заводом-изготовителем ОАО «Элсиб» г.Новосибирск предлагался технический проект замены на прежнюю конструкцию. Однако выявленная проблема неравномерного износа деталей крепления тормозных сегментов не могла быть решена этим путем и вновь встала бы через 25 лет эксплуатации, так как заводом-изготовителем фактически не вносилось конструктивных изменений в узле крепления тормозных сегментов. Именно решению этой проблемы посвящено исследование износа тормозных сегментов обода ротора гидрогенераторов Токтогульской ГЭС (рис.1, 2).

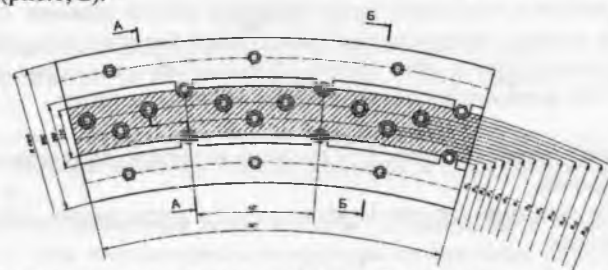


Рис. 1. Существующая конструкция тормозного сегмента обода ротора гидрогенераторов Токтогульской ГЭС (заштрихована плоскость трения сегмента с тормозной накладкой)

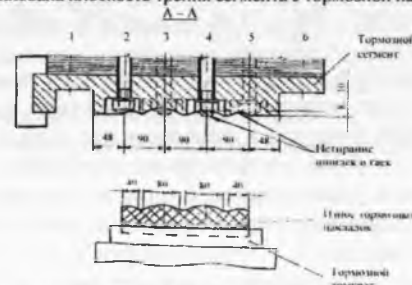


Рис. 2. Сечение А-А тормозного сегмента обода ротора генератора (износ в поперечном направлении)

Расчетным путем получены кривые изменения удельного давления на поверхности трения тормозных сегментов в продольном направлении по вращению ротора (рис. 3).

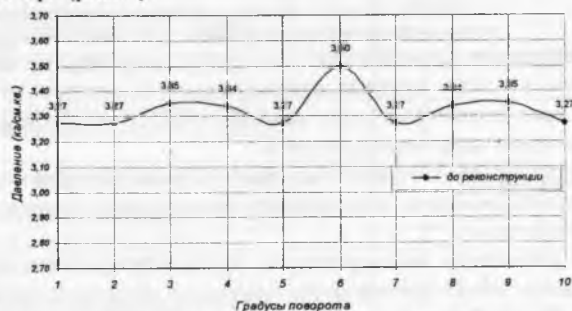


Рис.3 Кривая изменения удельного давления на поверхности трения тормозных сегментов (по направлению вращения) в момент торможения гидрогенераторов Токтогульской ГЭС до реконструкции

Для исследования кривой износа в поперечном направлении по отношению к тормозным сегментам обода ротора гидрогенераторов предлагается следующий расчет износа пары: тормозной накладки (ретинакс ФК – 24 А) и тормозного сегмента (ст. 3).

В качестве основной характеристики износа принята интенсивность линейного износа, которая представляет собой безразмерное отношение толщины истертого слоя к пути трения (толщина истертого слоя и путь трения должны быть выражены в одних и тех же единицах), тогда:

$$I = U / L, \quad (1)$$

где I – интенсивность износа; U – толщина истертого слоя (износ линейный); L – путь трения.

По величине интенсивности износа и пути трения определяется величина износа:

$$U = I L, \quad (2)$$

Интенсивность износа различных материалов представлена для материала ретинакс – ФК – 24 А, $I_{\text{таб.рет.}} = 10^{-6} - 10^{-8}$ для материала ст. - $I_{\text{таб.ст.}} = 10^{-8} - 10^{-11}$

Из-за разброса в три порядка интенсивности износа материала тормозной накладки точно произвести расчет износа не представляется возможным, поэтому расчет сводится в основном для определения интенсивности износа материала с учетом его физико-механических свойств, конструкции контртела, условиями режима эксплуатации гидроагрегатов с учетом температуры, давления, скорости и шероховатости на контактной поверхности.

Формула определения интенсивности износа тормозных сегментов гидрогенераторов для пластического контакта имеет следующий вид:

$$I_{\text{рас.}} = \frac{C_3}{\epsilon_0^2} (P_a / HB)^{\gamma} \frac{2 \sigma_s + f HB}{2 \sigma_s - f HB}, \quad (3)$$

где γ , C_3 – параметры шероховатости; P_a – номинальное давление на поверхности трения; HB – твердость по Бринеллю; σ_s – предел текучести; ϵ_0 – деформация пластическая; f – коэффициент трения пары.

Формула определения интенсивности износа уплотнения вала гидротурбин для упругого контакта имеет следующий вид:

$$I_{\text{рас.}} = \frac{C_1 P_a^{1+\beta}}{X} \left[\frac{E}{1-\mu^2} \right]^{t-\beta-1} \left[\frac{kf}{C_2 \sigma_0} \right]^t, \quad (4)$$

где C_1 , C_2 , β – характеристики шероховатости; k – коэффициент, зависящий от природы материала (для хрупких $k = 5$, для эластичных $k = 3$); P_a – номинальное давление на поверхности трения; X – коэффициент, учитывающий распределение амплитуд нагружения микроучастков материала; E – модуль упругости; f – коэффициент трения; σ_0 – напряжение, действующее при шаге циклов нагружения ($n = 1$); μ – коэффициент Пуассона; t – коэффициент усталости.

Износ тормозной накладки (ретинакс ФК-24А) по радиусам R_1 - R_{13} за год эксплуатации гидрогенераторов Токтогульской ГЭС определяется по выведенной формуле:

$$U_{\text{год}} = I_p L_i \varphi_0 Z^i, \quad (5)$$

где φ_0 – количество оборотов ротора за одно торможение; Z^i – количество циклов торможения за год из таблицы [2]; $i = 1-13$. Расчет (I_p) ведется по формуле (3).

Подставляя значения длины пути трения $L_1 - L_{13}$ и I_p , φ_0 , Z^i в формулу (5), получаем значение износа ретинакса за год эксплуатации по радиусам R_1 - R_{13} .

Данный расчетный метод позволяет с достаточной точностью прогнозировать срок износа тормозных накладок и тормозных сегментов обода ротора гидрогенераторов. Можно рассчитать и построить диаграмму износа тормозных сегментов и накладок гидрогенераторов Токтогульской и Крупсайской ГЭС на будущее за любой период эксплуатации.

Натурная, расчетная и аппроксимирующая кривые износа тормозных накладок до реконструкции тормозных сегментов гидрогенераторов Токтогульской и Крупсайской ГЭС показаны на рис. 4, а, б и 5, а, б (сходимость расчетной и натурной кривых достаточно тесная, погрешность в пределах до 5%).

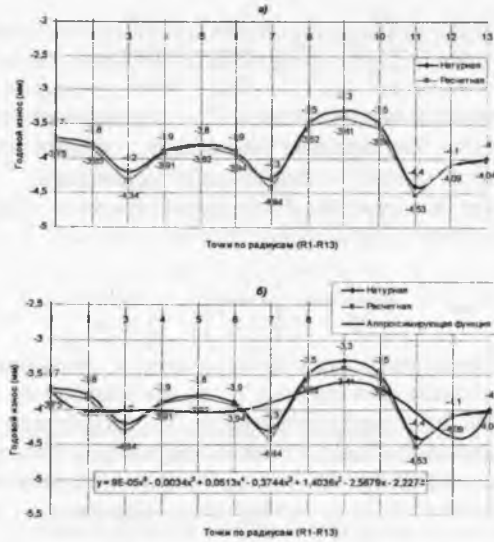


Рис.4 Кривые износа тормозной накладки-ретинакс-ФК-24А до реконструкции тормозных сегментов гидрогенераторов Токтогульской ГЭС:
а) - сравнительные; б) - аппроксимирующая функция

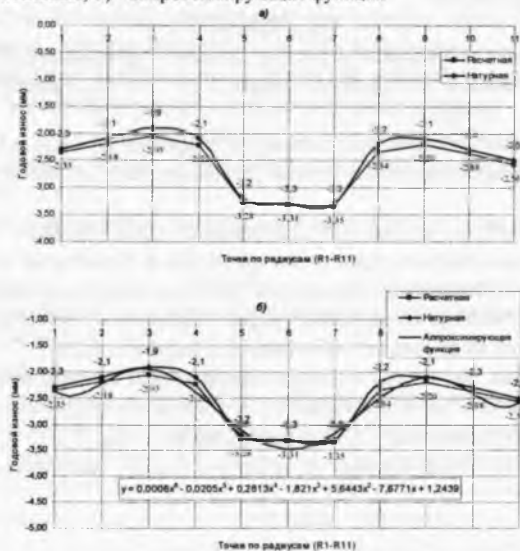


Рис.5 Кривые износа тормозной накладки- ретинакс- ФК 24А до реконструкции тормозных сегментов гидрогенераторов Курпсайской ГЭС:
а) - сравнительные; б) - аппроксимирующая функция

Ниже приведены натурные (реальные) кривые износа сопряжения тормозных сегментов и тормозных накладок до реконструкции тормозных сегментов гидрогенераторов Токтогульской и Курпсайской ГЭС. Следует отметить прямое влияние конструктивных факторов на форму образования износа тормозных накладок, которая в свою очередь формирует на поверхности тормозных сегментов обода аналогичную кривую износа. (рис. 6 а, б)

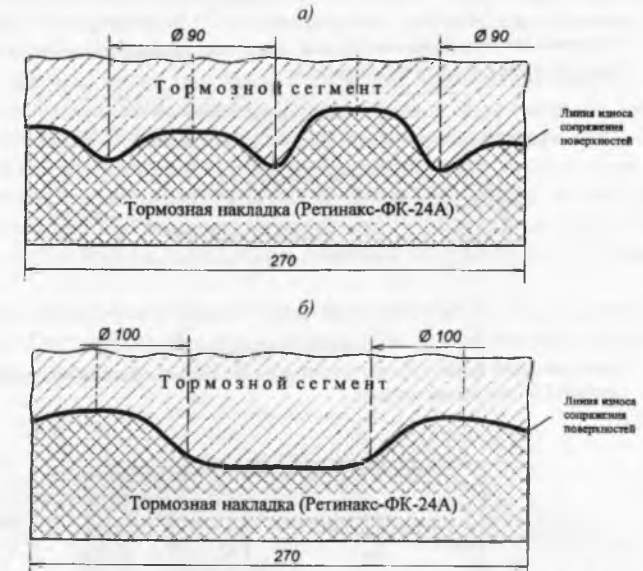


Рис.6 Профиль износа поверхностей трения тормозного сегмента и тормозной накладки (ретинакс-ФК-24А) гидрогенераторов до реконструкции:
а) – для Токтогульской ГЭС, б) – для Курпсайской ГЭС

Аналогично проводится расчет износа уплотнения вала гидротурбин Учкурганской ГЭС. Расчет (I_p) определяется по формуле (4) и далее годовой износ уплотнения вала по R_1-R_7 согласно формуле:

$$U_{i \text{ год}} = I_p L_i \varphi t^i, \quad (6)$$

где φ – количество оборотов турбины в мин.; t^i – время работы уплотнения, мин.; L_i – длина пути трения по R_1-R_7 , ($i = 1-7$), мм.

Проведено исследование двух типов уплотнения вала гидротурбин для Учкурганской ГЭС (рис. 7, 8, 9, 10) и рекомендованное мною уплотнение вала торцевого типа (рис. 9, 10)

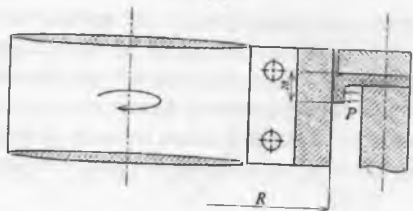


Рис. 7 Расчетная схема определения износа уплотнения вала воротникового типа турбины Учкурганской ГЭС до реконструкции.



Точки замера шаговым интервалом [4 мм]

Рис. 8 Сравнительные формы износа уплотнения вала воротникового типа турбины Учкурганской ГЭС до реконструкции.

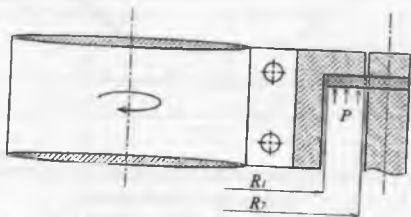
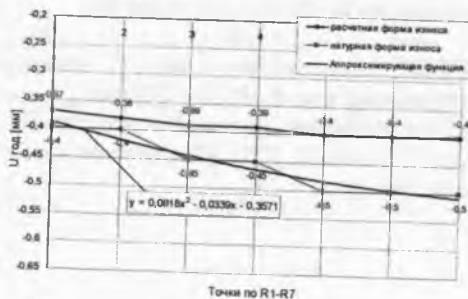


Рис. 9 Расчетная схема определения износа уплотнения вала торцевого типа турбины Учкурганской ГЭС после реконструкции



Точки по R1-R7

Рис. 10 Сопоставление формы износа уплотнения вала торцевого типа турбины Учкурганской ГЭС после реконструкции

Из анализа расчета и диаграммы износа двух типов уплотнения вала гидротурбин Учкурганской ГЭС видно, что величина износа находится в прямой зависимости от интенсивности износа и величины приложенной нагрузки. На величину износа уплотнения вала также оказывает влияние мутность поступающей воды. Исследованием установлено, что наиболее эффективно работает уплотнение торцевого типа при мутности $q > 0,02 \text{ кг/м}^3$. Поэтому, изначально, с учетом мутности поступающей воды на уплотнение гидротурбин Учкурганской ГЭС следовало бы выбрать конструкцию уплотнения вала торцевого типа.

Расчетным путем получены следующие положительные результаты: показатель интенсивности износа торцевого типа в 10 раз меньше, чем показатель интенсивности износа уплотнения вала воротникового типа. Предложенный расчетный метод позволяет с большой вероятностью прогнозировать срок службы уплотнения вала на произвольный период эксплуатации. Кривая износа при воротниковом уплотнении представлена полиномом 4-й степени, а при торцевом уплотнении описана квадратичной функцией (рис. 8, 10).

Разработаны конструкции тормозных сегментов обода ротора гидрогенераторов Токтогульской и Крупсайской ГЭС, с отсутствием отверстий на поверхностях трения (рис. 11 а, б).

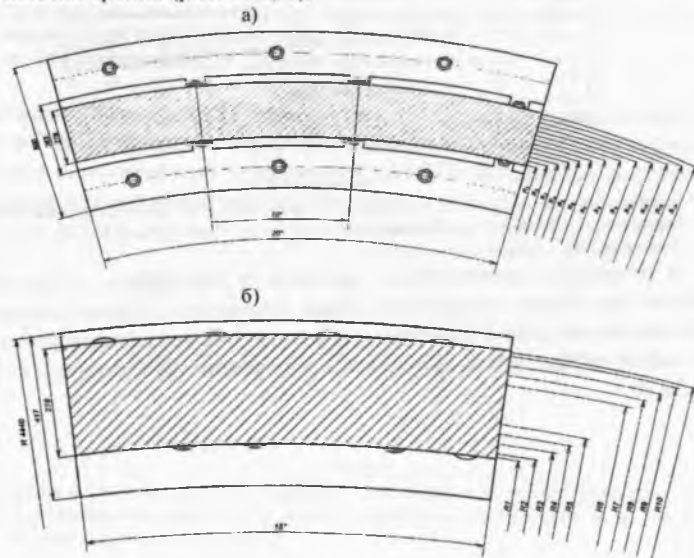


Рис. 11. Рекомендуемая конструкция тормозного сегмента обода ротора гидрогенераторов а)- для Токтогульской ГЭС; б)- для Крупсайской ГЭС (заштрихована плоскость трения сегмента с тормозной накладкой)

Третья глава посвящена расчетно-теоретическим и экспериментальным исследованиям предлагаемых конструктивных решений по тормозным сегментам гидрогенераторов и уплотнению вала гидротурбин. Проведен сравнительный анализ результатов расчета износа тормозных сегментов с экспериментальными данными и построена аппроксимирующая функция (рис. 12 а, б).

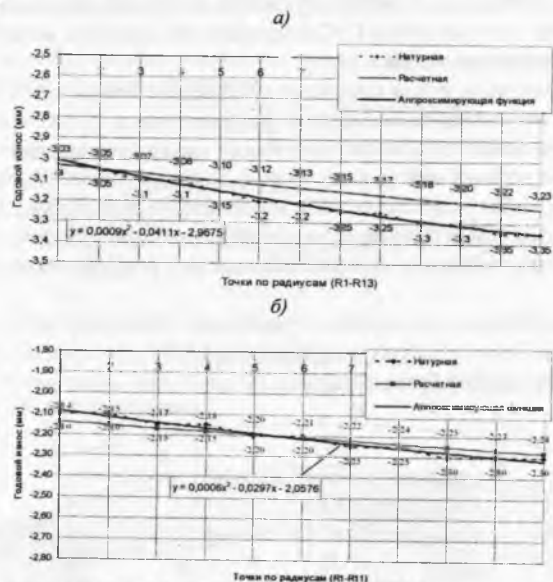


Рис 12. Кривые износа тормозной накладки-ретинаяк-ФК-24А рекомендуемой конструкции тормозных сегментов гидрогенераторов: а) – для Токтогульской ГЭС, б) -для Курпсайской ГЭС

В результате проведенных расчетов и внедрения конструкторских разработок получены следующие новые результаты: кривая износа, представленная полиномом 6-й степени до реконструкции тормозных сегментов, описывается квадратичной функцией после реконструкции (рис. 4 б; 5 б; 12 а, б; 13 а, б).

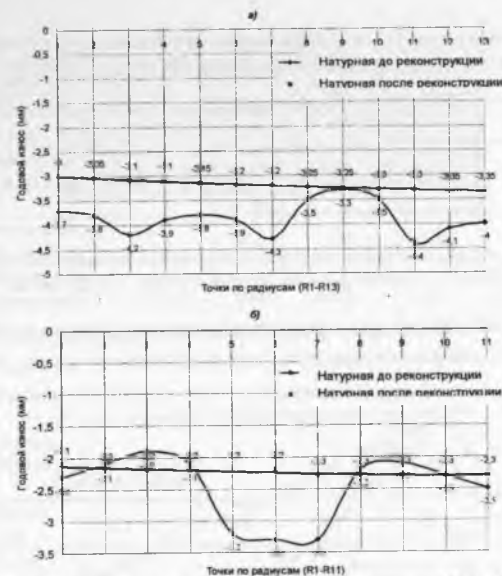


Рис 13. Сравнительные кривые износа тормозной накладки ретинаяк-ФК-24А гидрогенераторов до и после реконструкции тормозных сегментов: а) – для Токтогульской ГЭС, б) – для Курпсайской ГЭС

После реконструкции тормозных сегментов гидрогенераторов Токтогульской ГЭС устраняется переменное давление на контактной поверхности тормозных сегментов при торможении, которое становится постоянным с уменьшением своей величины на 15% (рис. 14).

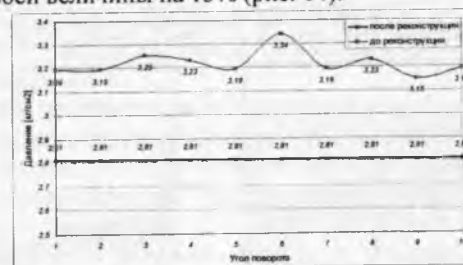


Рис.14 Кривая изменения удельного давления на поверхности трения тормозных сегментов (по направлению вращения) в момент торможения гидрогенераторов Токтогульской ГЭС до и после реконструкции

Как можно видеть, получена более равномерная форма износа сопряжения тормозных сегментов и накладок после реконструкции тормозных сегментов гидрогенераторов Токтогульской и Курпсайской ГЭС (рис.15). После реконструкции величина износа уменьшилась на 30% (рис. 13 а, б).



Рис. 15 Профиль износа поверхностей трения тормозного сегмента и тормозной накладки ретинакс ФК-24А гидрогенераторов Токтогульской и Курпсайской ГЭС после реконструкции

В результате реконструкции время торможения ротора гидроагрегата сократилось в 2 раза, вибрации при этом уменьшились в 10 раз, рис. 16, 17.

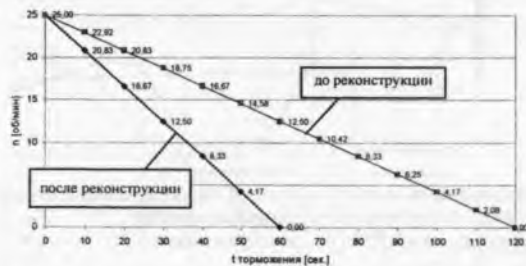


Рис. 16 Сравнительные кривые времени торможения гидроагрегатов Токтогульской ГЭС до и после реконструкции

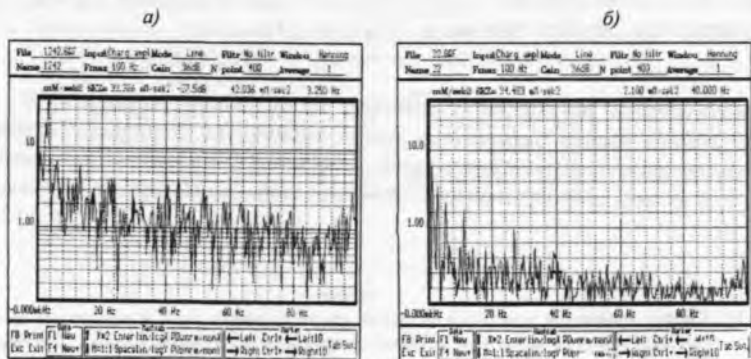


Рис. 17 Показатели горизонтальной вибрации тормозных домкратов Токтогульской ГЭС: а) – до реконструкции; б) – после реконструкции

Результаты повышения показателей надежности работы гидроагрегатов ГЭС представлены ниже (Табл. 1, 2).

Показатели надежности гидрогенераторов Токтогульской и Курпсайской ГЭС до и после реконструкции тормозных сегментов

№	Гидрогенераторы Токтогульской и Курпсайской ГЭС	λ , 1/год	T_0 , ч	$T_{\text{в}}$, час/отказ	$P(t)$	$T_{\text{р}}$, час	$T_{\text{ср}}$, год
1	Нормативные показатели надежности	0,1-1,5	7200	730	0,99	25000	40
2	Фактические показатели надежности	2-3	4300	720	0,62	28000	25
3	Показатели надежности после реконструкции	0,3-0,5	7200	600	0,99	28000	40

Показатели надежности гидротурбины Учкурганской ГЭС до и после реконструкции уплотнения вала

№	Гидротурбины Учкурганской ГЭС	λ , 1/год	T_0 , Час	$T_{\text{в}}$, час/отказ	P_{10}	$T_{\text{р}}$, час	$T_{\text{ср}}$, Год
1	Нормативные показатели	0,1 ÷ 1,5	7200	40	0,9	25000	4
2	Фактические показатели надежности до реконструкции	3,5 ÷ 6	1800	50	0,03	2000	0,2
3	Показатели надежности после реконструкции	0,1 ÷ 0,5	14400	16	0,9	28000	4

Четвертая глава посвящена расчету и оценке технико-экономической эффективности внедрения разработок на действующем оборудовании гидроэлектростанций каскада Токтогульских ГЭС. Дана общая оценка экономической эффективности разработки.

Выполнен анализ снижения себестоимости выработки электроэнергии и повышения прибыли, рентабельности работы гидроэлектростанций каскада.

Годовое снижение себестоимости составляет по каскаду Токтогульских ГЭС – 0,13 тыйын/кВтч, по Предприятию строящихся ГЭС – 0,19 тыйын/кВтч и по Атбашинской ГЭС – 1,65 тыйын/кВтч.

Годовое повышение прибыли составляет по каскаду Токтогульских ГЭС – 11,702 млн.сомов, по Предприятию строящихся ГЭС – 8,455 млн.сомов и по Атбашинской ГЭС – 2,341 млн.сомов.

Годовое повышение рентабельности составляет по каскаду Токтогульских ГЭС – 26%, по Предприятию строящихся ГЭС – 33% и по Атбашинской ГЭС – 15%.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Проведен обзор современных достижений в области тяжелого энергетического машиностроения.
2. В условиях эксплуатации проведены комплексные исследования узлов гидроагрегатов гидростанций Нарынских ГЭС и определены дефекты и несовершенства конструкции узлов тормозных сегментов гидрогенераторов и уплотнения вала гидротурбин.
3. Выполнена классификация дефектов узлов гидроагрегатов по уровню сложности их устранения: на устраняемые, тяжело устраняемые и неустраняемые, в условиях ГЭС.
4. Создана математическая модель износа тормозных сегментов и уплотнения вала гидроагрегатов.
5. На основе расчетно-теоретического исследования износа выбрана и обоснована эффективная конструкция тормозных сегментов и уплотнения вала гидроагрегатов обеспечивающая повышение их надежности и общее повышение технического уровня гидроагрегатов.
6. Произведена оценка показателей надежности гидрогенераторов и гидротурбин до, и после внедрения разработок. Внесены рекомендации по проектированию и изготовлению тормозных сегментов гидрогенераторов для высоконапорных ГЭС, повышающих их эксплуатационные показатели.
7. Экономический эффект от внедренных разработок составил – 45 млн. сомов, внедряемых разработок – 70,5 млн. сомов. При этом показатель относительной экономической эффективности составил – 18,23 при нормативном показателе 1,12, т.е. привышение составило в 16,3 раз.

Список опубликованных работ:

1. Айткеев Б.Б., Станкевич В.Л., Михайлов М.Г. Ремонт повреждения вала гидрогенератора № 4 Учкурганской ГЭС // Гидротехническое строительство. М. 1997, № 7. - С. 26-27.
2. Айткеев Б.Б. Эксплуатация подпятников гидрогенераторов Каскада Токтогульских ГЭС // Гидротехническое строительство. М. 2001, № 5. - С. 23-24.
3. Айткеев Б.Б. Опыт эксплуатации уплотнений валов гидроагрегатов Учкурганской ГЭС // Гидротехническое строительство. М. 2002, № 3. - С. 16-17.
4. Айткеев Б.Б. Устранение поперечной «волны» износа тормозных сегментов обода ротора гидрогенераторов Токтогульской ГЭС // Гидротехническое строительство. М. 2004, № 2. - С. 39-40.

5. Айткеев Б.Б. Опыт эксплуатации гидротурбин Токтогульской ГЭС с 2-х ярусным расположением отсасывающих труб // Гидротехническое строительство. М. 2004, № 11. - С. 13-14.
6. Айткеев Б.Б. Изобретение «Вертикальный гидрогенератор» // Патент № 724 KG (11) 29/10/2004 Бюл. № 11. - С. 1-5.
7. Айткеев Б.Б. Опыт проведения реконструкции и модернизации уплотнения вала гидротурбин ГЭС ОАО «Электрические станции» в Кыргызской республике // В сборнике: «Вопросы эксплуатации, реконструкции и модернизации гидроэнергетического оборудования ГЭС» фирма «ОРГРЭС» Москва: 2005. - С. 40-43.
8. Айткеев Б.Б. Реконструкция уплотнения вала гидротурбин Шамалдысайской ГЭС // Гидротехническое строительство. М. 2006, № 1. - С. 16.
9. Айткеев Б.Б. Эксплуатация гидротурбин Учкурганской ГЭС в пропеллерном режиме // Гидротехническое строительство. М. 2006, № 4 - С. 52-53.
10. Айткеев Б.Б., Апышев Дж.А. Расчетно – экспериментальные исследования тормозных сегментов гидрогенераторов Токтогульской ГЭС // материалы 49-ой НТК молодых ученых, аспирантов и студентов «Наука и инженерное образование ключ к процветанию Кыргызстана» КГТУ им. И. Разакова (25-27 апреля 2007 год.) Бишкек: 2007. - С. 239-248.
11. Айткеев Б.Б., Апышев Дж.А. Натурно – расчетные исследования тормозных сегментов гидрогенераторов Курпсайской ГЭС // Материалы II международной конференции «Проблемы управления и информатики» НАН КР (19-22 июня 2007 год) Бишкек: 2007. - С. 216-222.
12. Апышев Дж.А., Айткеев Б.Б. Исследования износа тормозных сегментов гидрогенераторов Токтогульской ГЭС и Курпсайской ГЭС // Гидротехническое строительство. М. 2007, № 8. - С. 49-56.
13. Апышев Дж.А., Айткеев Б.Б. Расчетно – натурные исследования кривой формы износа тормозных сегментов обода ротора гидрогенераторов Каскада Токтогульских ГЭС // Материалы I Международной конференции «Наука - техника - технология» (4-5 октября 2007 год) Инженерная Академия и КГТУ им. И. Разакова. Бишкек: 2007. - С. 110-120.
14. Апышев Дж.А., Айткеев Б.Б. Исследование формы износа уплотнения вала гидротурбин Учкурганской ГЭС // Гидротехническое строительство. М. 2007, № 10. - С. 33-35.

РЕЗЮМЕ**Айткеев Бектурсун Бейшенович**«Исследование гидроагрегатов Нарынских ГЭС
для повышения их надежности»

на соискание ученой степени кандидата технических наук

Ключевые слова: гидроэлектростанция, гидроагрегат, гидрогенератор, гидротурбина, конструктивный дефект, диагностика, экспертная система, тормозной сегмент, уплотнение вала, математическая модель износа.

Работа посвящена разработке эффективных конструкций проблемных узлов: тормозных сегментов и уплотнения вала гидроагрегатов ГЭС для продления ресурса их работы и повышения показателей надежности.

Расчетный метод оценки износа узлов гидроагрегатов позволяет решать инженерные задачи по проектированию эффективных конструкций и прогнозированию ресурса их работы.

Предложены рекомендации по проектированию и изготовлению тормозных сегментов гидрогенераторов и уплотнения вала гидротурбин для высоконапорных ГЭС.

Создана математическая модель формы износа существующих и предлагаемых конструкций вышеуказанных узлов гидроагрегатов.

Результаты исследований и предложенные расчетные методы реализованы на практике с обеспечением надежности конструкций вышеуказанных узлов гидроагрегатов, износ которых наименьшим образом влияет на их работу.

Корутунду**Айткеев Бектурсун Бейшенович**«Нарын ГЭС гидроэлектростанцияларынын гидроагрегаттарынын бекемдигин
жогорулатуу үчүн изилдөө»

Чечүүчү сөздөр: гидроэлектростанция, гидроагрегат, гидрогенератор, гидротурбина, конструктордук кемтик, диагностика, эксперттик система, тормоздуу сегмент, толгомду тыгыздоо, эскирүүнүн математикалык модели. Изилдөөнүн максаты: ГЭСдин көгөйлүү гидроагрегаттардын түйүндөрүнүн жумуш ресурсун узартуу жана бекемдик көрсөткүчтөрүн жогорулатуу үчүн алардын натыйжалуу конструкцияларын иштеп чыгуу.

Гидроагрегаттардын сүрүлүүчү түйүндөрүнүн конструкцияларынын эскирүүсүн эсептөө жана божомолдоо ыкмалары иштелип чыкты.

Жогору оргутуучу ГЭСдер үчүн гидрогенераторлорду жана гидротурбиналарды долбоорлоо жана жасоо боюнча сунуштар берилди.

Бар болгон жана сунушталган гидроагрегаттардын сүрүлүүчү түйүндөрүнүн сүрүлүүнүн формасынын математикалык модели түзүлдү.

Изилдөөнүн жыйынтыктары жана эсептөөнүн ыкмасы конструкциянын бекемдигин камсыз кылуу менен тажрыйбада ишке ашты, алардын эскириши ГЭСдин гидроагрегаттарынын жумушуна эң аз таасир берет.

Summary**Aitkeev Bektursun Beyshenovich**

“Hydroelectric power station hydropower unit research of Naryn hydroelectric power stations to improve their reliability”

Key words: Hydroelectric power station, hydropower unit, hydrogenerator, hydroturbine, design imperfection, diagnostics, expert system, brake segment, shaft seal, mathematic tear model.

The work is devoted to the efficient designs development of hydroelectric power station hydropower unit problematic units to prolong their service life and to improve reliability indexes.

Developed the design procedure and method of design tear prediction of the hydropower friction units.

Guidelines are offered to design and to manufacture hydrogenerator and hydroturbine units for high-pressure hydroelectric power stations

Created the mathematic form tear model of existing and proposed designs of the hydropower friction units.

Research results and proposed design procedures are implemented in practice together with the design reliability ensure the tear of which at least way influences on the work of hydroelectric power station hydropower units.