

На правах рукописи
УДК 621.224

Георгиевская Евгения Викторовна

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ РЕСУРСА ГИДРОТУРБИН
В УСЛОВИЯХ ЧАСТО МЕНЯЮЩИХСЯ РЕЖИМНЫХ ФАКТОРОВ

Специальность 2.5.10 Гидравлические машины, вакуумная,
компрессорная техника, гидро- и пневмосистемы

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
доктора технических наук



Москва, 2025

Работа выполнена в Федеральном государственном образовательном учреждении высшего образования «Московский государственный технический университет им. Н.Э. Баумана» (национальный исследовательский университет) (МГТУ им. Н.Э. Баумана) в научно-учебном комплексе «Энергомашиностроение»/05-НИИ энергетического машиностроения МГТУ им. Н.Э. Баумана/27 – отдел 3.4 «Гидромашины, гидроприводы и гидропневмоавтоматика».

Официальные оппоненты: Москвичев Владимир Викторович, доктор технических наук, профессор, главный научный сотрудник, Красноярский филиал Федерального исследовательского центра информационных и вычислительных технологий (ФИЦ ИВТ) СО РАН

Ляпин Валерий Юрьевич, доктор технических наук, профессор, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Национальный исследовательский университет «МЭИ» (ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ»)

Капранова Анна Борисовна, доктор физико-математических наук, профессор, заведующая кафедрой, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Ярославский государственный технический университет»

Ведущая организация: Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Омский государственный технический университет»

Защита состоится «08» октября 2025 года в 14-30 на заседании Диссертационного совета 24.2.331.22 при МГТУ им. Н.Э. Баумана по адресу: 105005, г. Москва, Лефортовская наб., д.1, корпус «Энергомашиностроение», 3 этаж, Конференц-зал кафедры холодильной, криогенной техники, систем кондиционирования и жизнеобеспечения.

С диссертацией до защиты можно ознакомиться в библиотеке МГТУ им. Н.Э. Баумана и на сайте www.bmstu.ru.

Ваши отзывы в 2-х экземплярах, заверенные печатью учреждения, просьба направлять по адресу: 105005, г. Москва, ул. 2-я Бауманская, д. 5, с. 1, ученому секретарю диссертационного совета 24.2.331.22.

Автореферат разослан «___» 2025 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета 24.2.331.22
кандидат физико-математических наук, доцент



А.А. Протопопов

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы и степень ее разработанности

Проектный срок службы гидротурбины (ГТ) зависит только от даты ее изготовления и не учитывает тип, конструктивное и материальное исполнение, технические параметры, массогабаритные характеристики, скорость вращения, условия эксплуатации и индивидуальные особенности. Методы оценки ресурса, применяемые на стадии проектирования и предполагающие использование ГТ в базовом режиме работы вблизи номинальных параметров, после длительной эксплуатации в условиях расширения эксплуатационного диапазона для обеспечения гарантий регулирования частоты электрического тока и перетоков активной мощности оказываются не состоятельными, а нормативная база по оценке остаточного ресурса ГТ на стадии эксплуатации до сих пор не разработана. Широко распространенные экспертные оценки в условиях отсутствия четких нормативных требований отличаются высоким уровнем субъективности и низкой повторяемостью результатов, что не позволяет их эффективно применять на практике, особенно в долгосрочной перспективе. В силу высокой степени индивидуальности ГТ невозможно сформировать релевантную статистическую базу, что исключает полноценное применение статистического аппарата для прогнозирования ресурсных отказов в условиях фактической эксплуатации. Существующие системы мониторинга и диагностики состояния гидроагрегатов (ГА) не всегда на ранней стадии развития распознают опасные дефекты, такие как усталостные трещины, связанные с естественными процессами деградации материалов. В итоге по мере старения оборудования возрастает интенсивность ресурсных отказов ГТ, повышается риск аварийных ситуаций, внеплановых остановов и длительных простоев, обусловленных деградацией ресурсоопределяющих узлов. Опасность инцидентов, объем материальных вложений, риски экологических и социальных ущербов возрастают с увеличением мощности и напора ГА.

Большой вклад в современное понимание проблемы ресурса ГТ внесли российские специалисты Института машиноведения им. А.А. Благонравова РАН, Московского энергетического института, Санкт-Петербургского Политехнического университета, Московского государственного технического университета имени Н.Э. Баумана, Сибирского отделения РАН, Московского государственного строительного университета, Сибирского федерального университета, ПАО «Силовые машины», ГК «Тяжмаш», ОАО «НПО ЦКТИ», АО «ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева», АО «НПО «ЦНИИТМАШ», ОАО «Фирма ОРГРЭС» и специалисты из ближнего и дальнего зарубежья.

Однако до сих пор не сформировано единого системного подхода к оценке и долгосрочному прогнозированию ресурса гидротурбин в условиях длительной фактической эксплуатации с учетом влияния индивидуальных конструктивно-технологических особенностей, эксплуатационных дефектов, частой смены режимных параметров.

Действующие российские нормативные документы (ГОСТ 33272-2015, СТО РусГидро 02.03.77-2015) регулируют только организационную часть процедуры продления срока службы (ПСС), определяя порядок переназначения

ресурса и не уделяя должного внимания технической стороне вопроса – методикам оценки и прогнозирования ресурса ГТ за пределами проектного срока службы. Оценка проводится экспертным методом, причем к ее проведению не предъявляется никаких нормативных и/или технических требований. Аналогичная ситуация характерна и для многих зарубежных стран с развитой гидроэнергетикой.

Многолетний опыт эксплуатации показывает, что фактический ресурс ГТ может существенно отличаться от проектного, как в большую, так и в меньшую сторону (рис. 1). Индивидуальный ресурс ГТ не является постоянной величиной, во многом зависит от конструктивно-технологических особенностей, режимов работы ГА, качества обслуживания и ремонтов, что позволяет частично восстанавливать ресурс и управлять ресурсом ГТ в условиях эксплуатации, исходя из приоритетных целей собственника оборудования (экономической целесообразности) и при сохранении показателей надежности и безопасности работы на приемлемом уровне (технической возможности). В основе управления ресурсными характеристиками ГТ лежит достоверная оценка индивидуального ресурса и долгосрочное прогнозирование изменения технического состояния (ТС) в условиях фактической эксплуатации.

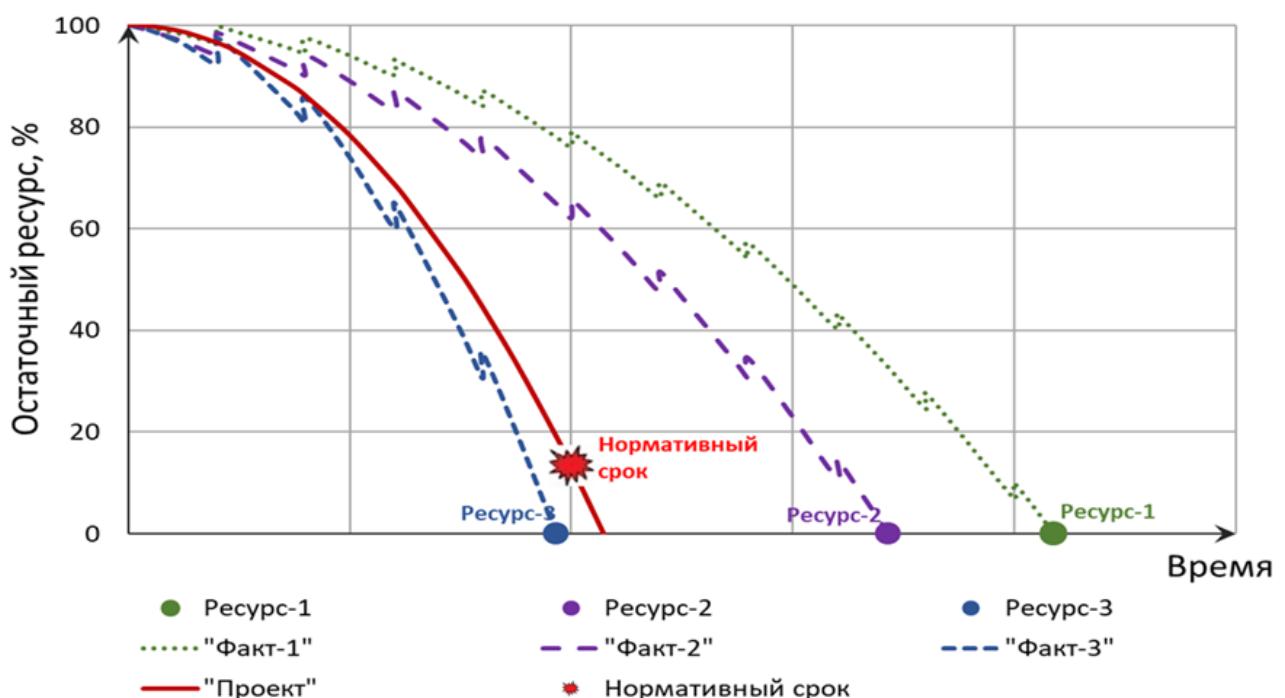


Рисунок 1. Сопоставление проектного ресурса и индивидуального ресурса в условиях фактической эксплуатации при различных сценариях использования ГА

Разработка системного подхода и соответствующих прикладных методов прогнозирования индивидуального ресурса в целях обеспечения надежной и безопасной работы гидротурбин в условиях длительной эксплуатации при значительном расширении эксплуатационного диапазона, которые позволяют адекватно прогнозировать сроки достижения предельного состояния, обоснованно продлевать срок использования оборудования, своевременно

планировать восстановительные ремонты, оптимизировать затраты на поддержание агрегатов в работоспособном состоянии, обеспечивать приемлемый уровень надежности работы, снизить риски отказов и аварийных остановов ГТ, является актуальной и значимой проблемой для развития современной гидроэнергетики.

Целью работы является научное обоснование развития теории и разработка методологии прогнозирования индивидуального ресурса гидротурбин при длительной эксплуатации на ГЭС в условиях часто меняющихся режимных факторов.

Для достижения поставленной цели в работе решались **следующие задачи**:

1. Обобщение и анализ результатов теоретических и экспериментальных исследований, опубликованных в научной печати.

2. Исследование кинетики доминирующих механизмов ресурсных отказов элементов ГТ в условиях длительной фактической эксплуатации. Анализ воздействий, влияющих на изменение ресурса ГТ во время эксплуатации.

3. Разработка многофакторных критериев предельного состояния ресурсоопределяющих элементов ГТ и соответствующих коэффициентов запаса, позволяющих прогнозировать индивидуальный ресурс ГТ с учетом обнаруженных эксплуатационных дефектов и в зависимости от фактической наработки в каждом режимном диапазоне.

4. Анализ и совершенствование алгоритмов распознавания потенциальных дефектов ресурсоопределяющих элементов ГТ в условиях эксплуатации на ГЭС, разработка новых диагностических признаков и принципов контроля, мониторинга и диагностики технического состояния ГТ после длительной эксплуатации.

5. Математическое моделирование и численные исследования зависимости гидромеханических процессов при эксплуатации ГТ от особенностей конструктивного исполнения и режимных факторов. Изучение динамики процессов деградации ресурсоопределяющих узлов ГТ с позиций модального анализа, теории упругости и механики разрушения.

6. Разработка аналитического аппарата и алгоритма прогнозирования индивидуального ресурса ГТ в условиях часто меняющихся режимных факторов с учетом влияния конструктивных, технологических и эксплуатационных параметров.

7. Разработка комплекса прикладных расчетно-экспериментальных методов оценки индивидуального ресурса ГТ и инженерных алгоритмов прогнозирования изменения технического состояния ГТ для больших сроков эксплуатации.

8. Разработка программного средства для эффективного сценарного прогнозирования индивидуального ресурса ГТ в зависимости от возможных условий эксплуатации.

Объектом исследования являются гидротурбины наиболее распространенных в России типов (радиально-осевые – РО, поворотно-лопастные – ПЛ) в вертикальном исполнении, рассматриваемые с точки зрения

прогнозирования индивидуального ресурса в условиях длительной эксплуатации при часто меняющихся режимных факторах. Учитывая связь мощности ГТ с ее габаритами, жесткостными характеристиками и уровнем нагруженности элементов, основное внимание уделено крупным ГА.

Предметом исследования являются принципы, подходы, методы, алгоритмы и модели прогнозирования индивидуального остаточного ресурса гидротурбин, а также средства и способы их осуществления.

Методы исследования. Для решения поставленных задач использовались методы гидродинамики, теории упругости, механики деформируемого твердого тела, линейной механики разрушений, теории надежности, математического анализа и вычислительной математики, математической статистики, системного анализа, компьютерного 3D моделирования, а также отдельные положения теории вероятностей и теории рисков. Численное моделирование объектов исследования и верификационные расчеты проведены с использованием универсальных программных комплексов Ansys и APM Structure3D, реализующих метод конечных элементов (МКЭ) и предназначенных для решения междисциплинарных задач. Оценка и прогнозирование ресурса проводится на базе разработанного программного обеспечения «Система предиктивной аналитики долгосрочного состояния гидротурбины», имеющего Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU 2024666912.

Научная новизна результатов работы:

1. Впервые сформулирована концепция системного подхода к прогнозированию индивидуального ресурса гидротурбин с учетом влияния конструктивно-технологических особенностей, фактических режимов эксплуатации, обнаруженных эксплуатационных дефектов и влияния коррозионно-активной среды.

2. Впервые разработана двухкритериальная схема оценки ресурса гидротурбин из условия обеспечения усталостной прочности и трещиностойкости, позволяющая прогнозировать ресурс гидротурбин после длительной работы в широком эксплуатационном диапазоне, учитывая влияние эксплуатационных дефектов и высокочастотных нагрузок.

3. Предложены новые диагностические признаки для поиска усталостных трещин в ресурсоопределяющих узлах гидротурбин на ранней стадии развития.

4. Впервые установлены закономерности изменения напряженно-деформированного состояния и индивидуального ресурса гидротурбин после длительной эксплуатации в зависимости от конструктивного исполнения, технологических особенностей, режимов работы гидроагрегата и качества проведенных восстановительных ремонтов.

5. Разработаны новые инженерные подходы к расчетной оценке статических и динамических напряжений во всем эксплуатационном диапазоне (энергетический метод, обратный метод, динамический отклик по собственным частотам), позволяющие отказаться от натурного эксперимента и сложных расчетов с использованием пространственных мультидисциплинарных математических 3D-моделей, описываемых нестационарными нелинейными дифференциальными уравнениями в частных производных.

6. Впервые разработан алгоритм прогнозирования ресурса гидротурбин с учетом индивидуальных конструктивно-технологических особенностей и специфики режимов их использования.

7. Впервые разработаны принципы перехода на цифровые технологии при прогнозировании индивидуального ресурса уникального оборудования с помощью цифрового двойника матричного типа («Режимный ресурсный калькулятор»), а также демонстрационная версия и пилотный вариант программного средства, реализующие методологию прогнозирования индивидуального ресурса гидротурбин в зависимости от возможных сценариев эксплуатации.

Новизна полученных результатов подтверждена тремя патентами.

Теоретическая значимость работы заключается в разработке комплекса объединенных общей методологией научных подходов к оценке предельного состояния, критериям и условиям прогнозирования ресурса надежной и безопасной эксплуатации гидротурбин при длительных сроках эксплуатации с учетом влияния конструктивно-технологических особенностей, фактических режимов работы, обнаруженных эксплуатационных дефектов.

Результаты работы могут быть использованы в качестве теоретической базы при проектировании новых гидротурбин, предназначенных для эксплуатации в широком режимном диапазоне, а также при разработке новых нормативных документов по прогнозированию индивидуального ресурса ГТ с учетом влияния режимных факторов.

Практическая ценность работы:

1. Повышение достоверности прогноза индивидуального ресурса, снижение рисков возникновения ресурсных отказов за счет учета фактических конструктивно-технологических, эксплуатационных и ремонтных факторов.

2. Унификация методов прогнозирования индивидуального ресурса ГТ в условиях фактической эксплуатации и переход от субъективной экспертной оценки к прикладным расчетно-экспериментальным методам прогнозирования ресурса ГТ.

3. Возможность учета влияния обнаруженных эксплуатационных дефектов, не препятствующих дальнейшей эксплуатации, на ресурс ГТ.

4. Планирование сроков и объемов восстановительного ремонта, оптимизация эксплуатационных и ремонтных расходов за счет перехода к планированию ремонтов по техническому состоянию на базе индивидуального прогноза ресурса ГТ и ожидаемых режимов использования оборудования.

5. Повышение эффективности работы оборудования за счет совершенствования систем диагностики и выбора оптимальной стратегии его использования на базе сценарного прогнозирования.

6. Обоснование управленческого решения о необходимости замены ГТ по критерию исчерпания ресурса.

7. Возможность привлечения к прогнозированию индивидуального ресурса ГТ широкого круга специалистов эксплуатирующих организаций и управляющих компаний, не являющихся экспертами в области оценки ресурса, с помощью разработанного программного средства, реализующего

разработанную методологию (Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU 2024666912).

Личный вклад автора:

Автор является инициатором исследований, лично проводила анализ современного состояния вопроса оценки и прогнозирования ресурса гидротурбин, участвовала в разработке программ натурных испытаний и исследований, формировала и играла ведущую роль в реализации концепции системного подхода к прогнозированию индивидуального ресурса гидротурбин в условиях фактической эксплуатации на ГЭС, проводила анализ и играла ведущую роль в опубликовании результатов работы, разработала двухкритериальную схему оценки ресурса гидротурбин в условиях часто меняющихся режимных факторов, аналитический аппарат и алгоритм прогнозирования индивидуального ресурса гидротурбин в условиях многофакторного многочастотного нагружения, проводила анализ и систематизацию результатов натурных экспериментальных исследований гидротурбин, выполняла лично и руководила проведением численных исследований гидромеханических процессов при эксплуатации гидротурбин, проводила анализ динамики процессов деградации ресурсоопределяющих узлов гидротурбин в зависимости от режимных факторов, разрабатывала и верифицировала новые инженерные подходы к расчетной оценке напряженно-деформированного состояния и ресурса гидротурбин во всем эксплуатационном диапазоне, разработала концепцию цифрового двойника матричного типа и принципов перехода на цифровые технологии для прогнозирования индивидуального ресурса уникального оборудования, играла ключевую роль в формировании индивидуальных цифровых двойников для ряда крупных гидротурбин (более 10) и проведении ресурсных расчетов при различных сценариях эксплуатации гидроагрегатов.

Положения, выносимые на защиту:

1. Концепция системного подхода к прогнозированию индивидуального ресурса ГТ.
2. Оценка ресурса ГТ в условиях фактической эксплуатации по критериям обеспечения усталостной прочности и трещиностойкости. Роль высокочастотных нагрузок.
3. Ограничения существующих систем контроля, мониторинга и диагностики ГТ в части идентификации трещин и обоснование новых диагностических признаков. Обоснование ремонтов по техническому состоянию с позиций индивидуального ресурса ГТ.
4. Результаты исследований зависимости гидромеханических процессов и процессов деградации при длительной эксплуатации ГТ от конструктивного исполнения, технологических особенностей, режимов работы гидроагрегата и качества проведенных восстановительных ремонтов.
5. Прикладные расчетно-экспериментальные методы определения статической и динамической составляющей напряжений в ресурсоопределяющих элементах во всем эксплуатационном диапазоне. Верификация результатов.

6. Методология количественной оценки ресурса и алгоритмы прогнозирования индивидуального ресурса ГТ в условиях часто меняющихся режимных факторов. Учет индивидуальных особенностей и эксплуатационных дефектов.

7. Принципы построения цифрового двойника матричного типа для уникального оборудования на примере ГТ.

8. Анализ результатов использования цифрового двойника матричного типа при сценарном прогнозировании индивидуального ресурса ГТ в зависимости от возможных условий эксплуатации и выбор оптимальной стратегии использования оборудования.

Достоверность полученных результатов. Качество физико-математических моделей, результатов расчетов и прогнозов, методик обработки результатов натурных экспериментов подтверждаются тем, что они основаны на использовании фундаментальных законов гидродинамики и механики, являются развитием успешно применяемых в других отраслях энергетики и машиностроения подходов к обеспечению прочности и надежности оборудования, применении известных численных методов и апробированных расчетных подходов, а также подтверждены сопоставлением полученных расчетных и теоретических результатов с данными натурных и модельных экспериментов.

Реализация результатов работы. Результаты диссертационной работы использованы:

– в pilotном проекте «Расчетный модуль комплекса предиктивной аналитики параметров технического состояния рабочего колеса гидротурбины» - внедрен на одной из российских ГЭС;

– при разработке с участием автора нормативных документов ГОСТ Р 55260.3.2-2023 «Гидроэлектростанции. Часть 3-2. Гидротурбины и механическая часть гидрогенераторов. Методики оценки технического состояния», СТО РусГидро 02.03.107-2013 «Гидроэлектростанции. Неразрушающий контроль крепёжных элементов ответственных узлов гидроагрегатов. Методические указания», СТО РусГидро 02.03.93-2013 «Гидротурбины вертикальные. Контроль металла лопастей и камер рабочих колес. Методические указания», СТП ЕСЭГГ (проект) «Оценка технического состояния и остаточного ресурса гидроагрегатов Иркутской ГЭС за пределами проектного срока службы. Требования к отчетной документации», «Разработка списков подлежащих контролю деталей крепления основных узлов гидроагрегатов Саяно-Шушенской и Майнской ГЭС и составление графиков периодичности их контроля»;

– в рамках реализации инновационного проекта «Система определения предельно допустимых значений параметров технического состояния гидротурбины» фонда «Сколково» при выполнении НИОКР «Разработка и тестирование прототипа программного комплекса - системы определения предельно допустимых значений параметров технического состояния гидротурбины на примере рабочего колеса» (грант Фонда содействия инновациям (ФСИ) №3288ГС1/55639 от 27.11.2019), НИОКР «Разработка и испытания опытного образца программного комплекса - системы определения

предельно допустимых значений параметров технического состояния гидротурбины” (грант ФСИ №4373ГС2/55639 от 01.12.2021 г.);

– при проведении работ по оценке технического состояния и остаточного ресурса гидроагрегатов и отдельных ресурсоопределяющих узлов на Иркутской, Богучанской, Саяно-Шушенской, Новосибирской, Усть-Илимской, Чирюртской, Ирганайской, Павловской, Усть-Каменогорской ГЭС.

Апробация работы. Работа была рассмотрена и рекомендована к защите диссертации на соискание степени доктора технических наук на заседании кафедры «Гидромеханика, гидромашины и гидропневмоавтоматика» МГТУ им. Н.Э. Баумана, совместном заседании секций «Возобновляемая энергетика и гибридные энергетические комплексы», «Гидроэлектростанции и гидротехнические сооружения», «Активные системы распределения электроэнергии и распределенные энергетические ресурсы» НП «НТС ЕЭС. Монографии автора по теме диссертации были дважды отмечены дипломами на профессиональном конкурсе «Лучшее издание по гидроэнергетике» в номинации «Лучшее научное издание» в 2018 г. и в 2017 г. Представленные в работе положения отмечены премией ПАО «РусГидро»-2018 за лучшую НИР в области гидроэнергетики за совместную работу с АО ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева.

Результаты диссертационной работы были доложены и обсуждены на российских и международных профильных научно-технических конференциях, включая «Гидравлика» (Москва, МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2022-2024), «Системы управления полным жизненным циклом высокотехнологичной продукции в машиностроении: новые источники роста» (Москва, МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2022), «Гидроэнергетика. Гидротехника. Новые разработки и технологии» (АО ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева, г. Санкт-Петербург, 2016-2024), «Гидравлические машины, гидроприводы и гидропневмоавтоматика. Современное состояние и перспективы развития» (Санкт-Петербург, СПбПУ, 2016, 2024), IAHR-2020 (г. Варшава, Польша, 2021), «Диагностирование и прогнозирование технического состояния оборудования электростанций» (ОАО «ВТИ», г. Москва, 2021), VECF-2020 (онлайн, 2020), VCMF-2020 (онлайн, 2020), ECF22 (г. Белград, Сербия, 2018), IRAS (г. Порту, Португалия, 2019; г. Белград, Сербия, 2023), ECF24 (г. Загреб, Хорватия, 2024), ЖивКом (ИМАШ РАН, г. Москва, 2016-2022), «Безопасность и мониторинг техногенных и природных систем» (ФИЦ ИВТ СО РАН, г. Красноярск, 2018, 2022), «Динамика и прочность конструкций аэрогидроупругих систем. Численные методы» (ИМАШ РАН, г. Москва, 2017), «Динамика, надежность и долговечность механических и биомеханических систем» (г. Севастополь, 2017-2024), конгрессах и саммитах «Энергосбережение и энергоэффективность. ИТ технологии. Энергобезопасность. Экология» (г. Санкт-Петербург, 2021), «Энергоснабжение и цифровизация» (г. Москва, 2020, 2022, 2024), “Hydropower Balkans: Status of major projects on construction and modernization of HPPs in the Balkans” (2020), “Hydropower of Latin America: Implementation of HPPs construction and modernization projects” (2020), «Гидроэнергетика: Центральная Азия и Каспий» (2020, 2022, 2023, 2024).

Благодарности. Автор выражает глубокую признательность

- сотрудникам и руководству НИИ энергетического машиностроения и кафедры «Гидромеханика, гидромашины и гидропневмоавтоматика» МГТУ им. Н.Э. Баумана, АО «ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева», ОАО «НПО ЦКТИ», ООО «Промгеодезия», ООО «Промышленные измерения» за совместную плодотворную работу при проведении теоретических и экспериментальных исследований и помочь при подготовке диссертации,
- лично Васильеву Ю.С. и Петрене Ю.К. за помощь в постановке задачи, выборе направления и стратегии исследования, трактовке полученных результатов.

Публикации. Материалы диссертации изложены в 70 научных публикациях, в числе которых 32 работы, опубликованные в журналах, рекомендуемых ВАК РФ, три патента и одно Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ, 2 монографии, а также статьи в профильных научно-технических журналах, не входящих в перечень ВАК, сборниках и презентационных материалах тематических конференций.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, шести глав, заключения, списка сокращений и условных обозначений, списка литературы из 456 наименований и 5 приложений. Работа содержит 346 страниц, в том числе 291 страницу основного текста, 97 рисунков и 35 таблиц.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность работы, сформулированы цель и задачи исследования, отражены научная новизна и положения, выносимые на защиту, научная значимость, теоретическая и практическая ценность работы.

В первой главе на основе выполненного автором аналитического обзора литературы прослежены история развития и степень разработанности тематики диссертационной работы, рассмотрены подходы к оценке ресурса гидротурбин в России и за рубежом, проанализирована существующая нормативная база, выявлены основные тенденции и обозначены перспективы развития, проведена систематизация причин отказов и классификация повреждений по степени опасности дефектов, выявлены закономерности ресурсных отказов, отмечены достоинства и недостатки существующих подходов и методик, оценена возможность и целесообразность применения к гидротурбинам принципов оценки ресурса, используемых на стадии проектирования и в других отраслях энергетики и машиностроения, а также уточнены основные термины, понятия и определения.

Во второй главе приведена классификация узлов и элементов ГТ по степени влияния на ресурс, выделены характерные предельные состояния (ПС) и описаны механизмы их реализации после длительной эксплуатации, обоснованы критерии ПС, разработана система требований к назначению коэффициентов запаса с учетом концепции «приемлемого риска». Предложенная классификация позволяет сформулировать принципы прогнозирования ресурса ГТ при длительных сроках эксплуатации и определить необходимость, объем и периодичность операций по диагностике и ремонту.

Ресурсоопределяющие узлы (рабочее колесо (РК) и вал) обуславливают работоспособность и надежность работы ГТ в целом, а также влияют на принятие решения о возможности продления ресурса и целесообразности дальнейшей эксплуатации. Для каждого ресурсоопределяющего узла установлены наиболее уязвимые с точки зрения исчерпания ресурса элементы, а также локальные зоны в них, ответственные за разрушения и критические отказы, при которых тяжесть последствий признается недопустимой.

После длительной эксплуатации принцип «бездефектности конструкции», принятый на этапе проектирования, заменяется на концепцию «приемлемого риска», когда допускается наличие эксплуатационных дефектов и повреждений в элементах ГТ при условии сохранения работоспособности, выполнении основных функций в приемлемом объеме и обеспечении безопасности эксплуатации за счет своевременного установления и устранения начинающегося разрушения. Основным направлением становится прогнозирование развития дефектов с целью недопущения отказов, неплановых остановов и аварийных ситуаций. В рамках этой концепции выделены два основных механизма разрушения и соответственно два ресурсных параметра, два критерия ПС, два уравнения ПС и два набора коэффициентов запаса для каждого ПС (см. табл. 1).

Таблица 1.
Основные механизмы ресурсных отказов

Основные механизмы разрушения ресурсоопределяющего узла	
усталостное разрушение	хрупкое разрушение
Ресурсный параметр	
суммарное накопленное усталостное повреждение $\lambda_{\Sigma}(T)$ в условиях совместного действия мало- и многоциклового динамического нагружения за период времени T , определяемое как сумма усталостных повреждений $\lambda_i(T)$, накопленных в каждом из m режимных блоков с учетом принятых коэффициентов запаса по напряжениям: $\lambda_{\Sigma}(T) = \sum_{i=1}^m \lambda_i(T),$	фактическая или расчетная длина трещины $\ell = \int_{\ell_0}^{\ell} C \Delta K^n dN$, определяемая по высокочастотным составляющим нагружения как функция размаха коэффициента интенсивности напряжений (ΔK), количества циклов нагружения (N) и свойств материала, ответственных за трещиностойкость (C, n); ℓ_0 – характерный размер начального дефекта
Критерий ПС	
появление первичных или повторных трещин в результате накопления предельно допустимой величины усталостного повреждения $[\lambda]$ в результате длительной эксплуатации в условиях динамического нагружения с учетом деградации свойств материала в коррозионной среде	достижение трещиной предельно-допустимой длины $[\ell]$ в результате развития эксплуатационных дефектов; $[\ell]$ определяется расчетным способом методами механики разрушений с учетом коэффициентов запаса

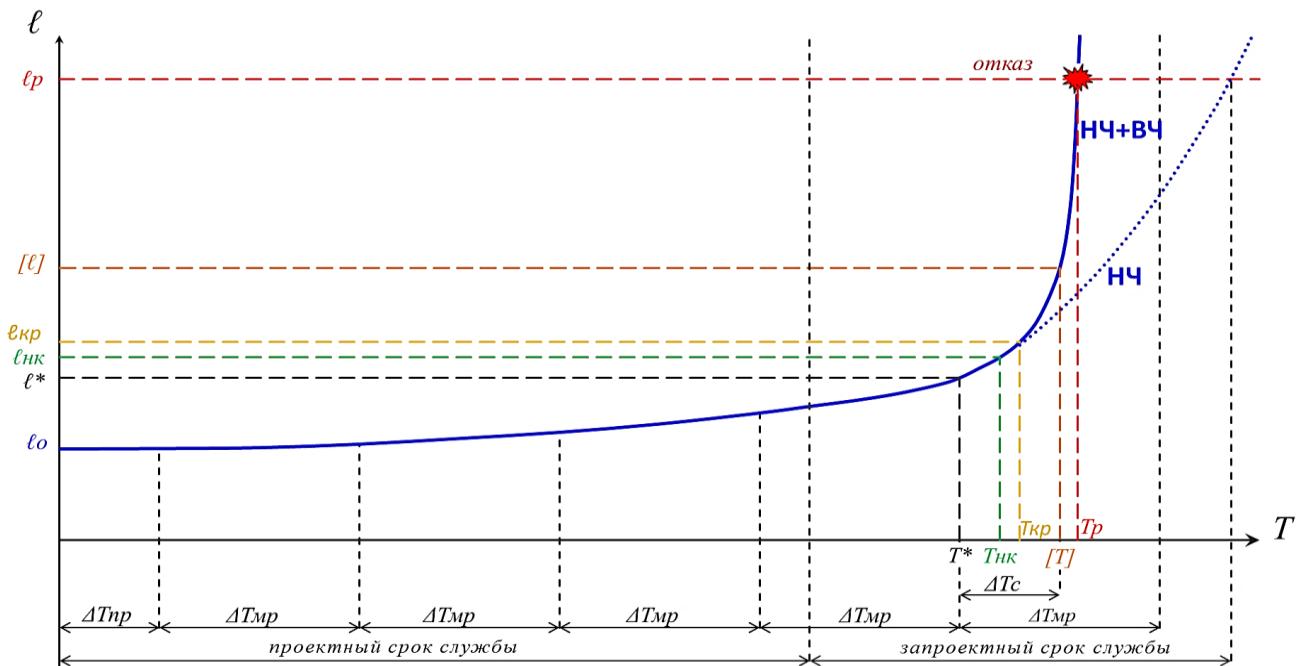
Основные механизмы разрушения ресурсоопределяющего узла	
усталостное разрушение в коррозионной среде	хрупкое разрушение коэффициентов запаса
Уравнение ПС	
$\lambda = [\lambda]$, где $[\lambda]=1$ – предельно допустимая величина накопленного усталостного повреждения	$\ell = [\ell]$, где $[\ell] = \min\{\ell(K_c)/[n_\ell], \ell([K_c])\}$ – предельно допустимая длина трещины
Коэффициенты запаса	
по напряжениям для каждого режимного блока: - проектные режимы (в соответствии с отраслевыми нормами): $[n_\sigma] = 1,6$ (для ПЛ), $[n_\sigma] = 1,2$ (для РО) - непроектные режимы – повышенные коэффициенты запаса, отражающие неопределенность величин внешних нагрузок	- по вязкости разрушения материала K_c : $[K_c] = K_c/[n_K]$, $[n_K] = 1,5$ - по длине трещины ℓ : $[n_\ell] = 2,2$

Предложенный подход позволяет перейти к количественной оценке ресурса для отработавших длительный период времени ГТ с учетом диапазона режимных параметров, спектра и неопределенности внешних нагрузок, разброса свойств материалов, контролепригодности, коррозионной активности среды, концентрации напряжений, кавитационного воздействия, погрешности расчетных методов, периодичности плановых ремонтных работ, опасности последствий отказов и приемлемого уровня надежности эксплуатации ГА.

В третьей главе с учетом изменения приоритетов и особенностей изменения технического состояния ГТ после длительной эксплуатации приведены рекомендации по переходу от планово-предупредительного обслуживания к обслуживанию по фактическому техническому состоянию с позиций оценки индивидуального ресурса ГТ, показаны недостатки существующих диагностических систем с точки зрения прогнозирования ресурса, предложены новые диагностические признаки для раннего распознавания симптомов ресурсных отказов.

Принципы организации неразрушающего контроля (НК) и срок следующего капитального ремонта определяются на базе исследования кинетики трещин в ресурсоопределяющих узлах ГТ. Прогноз строится на базе расчетного моделирования процессов накопления повреждений, зарождения и развития трещин с учетом фактического технического состояния ГТ по результатам диагностирования, фактических режимов работы ГА, размеров и местоположения обнаруженных эксплуатационных дефектов, влияния концентраторов напряжений, длительного воздействия коррозионной среды на деградацию свойств материалов. Периодичность проведения ремонтов будет определяться двумя основными факторами (рис. 2): необходимостью обнаружения дефектов на ранних стадиях, пока их размеры не достигли

критических величин ($\ell < \ell_{kp}$), и техническими возможностями по выявлению дефектов с учетом контролепригодности и доступности зон контроля, ограничивающих минимальный размер диагностируемых дефектов ($\ell > \ell_{HK}$). Критическая длина трещины ℓ_{kp} соответствует моменту изменения механизма развития трещины и резкому возрастанию скорости ее роста: при $\ell < \ell_{kp}$ медленный рост трещины определяется низкочастотным (НЧ) воздействием на переходных и нестационарных режимах с относительно большими амплитудами, при $\ell > \ell_{kp}$ на развитие трещины начинают влиять высокочастотные (ВЧ) нагрузки с относительно небольшими амплитудами на проектных режимах работы (рис. 2). После длительной эксплуатации именно ВЧ-нагрузки определяют сроки следующего ремонта и остаточный ресурс ГТ, что необходимо учитывать при планировании ремонтов по техническому состоянию.



НЧ – рост трещины от НЧ-нагрузок, НЧ+ВЧ – рост трещины с учетом ВЧ-нагрузок; T^* – дата обследования, ΔT_{np} – приработочный период; ΔT_{mr} – стандартный межремонтный период; ΔT_c – период подрастания трещины до предельно допустимой длины $[\ell]$ (здесь $\Delta T_c < \Delta T_{mr}$), T_{HK} , T_{kp} , $[T]$ – время достижения трещиной соответственно порога чувствительности методов НК (ℓ_{HK}), критической длины ℓ_{kp} , предельно допустимой длины $[\ell]$, T_p – момент разрушения (отказ);

Рисунок 2. Влияние кинетики трещины на периодичность ремонтов

Современные системы мониторинга и диагностики ГА, имея в своем составе от 30 до 500 датчиков, по сути выполняют только функции предупредительной и аварийной сигнализации, отслеживая превышение допустимых уровней ряда контролируемых параметров, преимущественно по уровню вибраций и температур. При этом большая часть собираемой информации не участвует в процессе оценки технического состояния и ресурса ГТ, а алгоритмы обработки данных не позволяют своевременно выявлять даже

протяженные глубокие трещины в РК и валах ГТ. Это связано с массивностью и большой жесткостью ресурсоопределяющих узлов ГТ, наличием специфических форм колебаний и относительно невысоким уровнем действующих в них напряжений, а также изменчивостью условий эксплуатации. В работе показано, что не существует прямой корреляционной зависимости между наличием трещин в ресурсоопределяющих узлах ГТ или уровнем динамических напряжений, определяющих ресурс ГТ, и контролируемыми системами мониторинга вибрационными параметрами, что не позволяет этим системам своевременно выявлять признаки ресурсных отказов.

Ниже приведены характерные примеры.

1) На основании анализа экспериментальных данных установлено, что характер изменения измеряемых вибропараметров ГА на качественном уровне не соответствует характеру изменения динамических напряжений в лопастях РК, что не позволяет отслеживать уровень нагруженности лопастей в процессе эксплуатации по данным системы вибромониторинга (СВМ) (рис. 3).

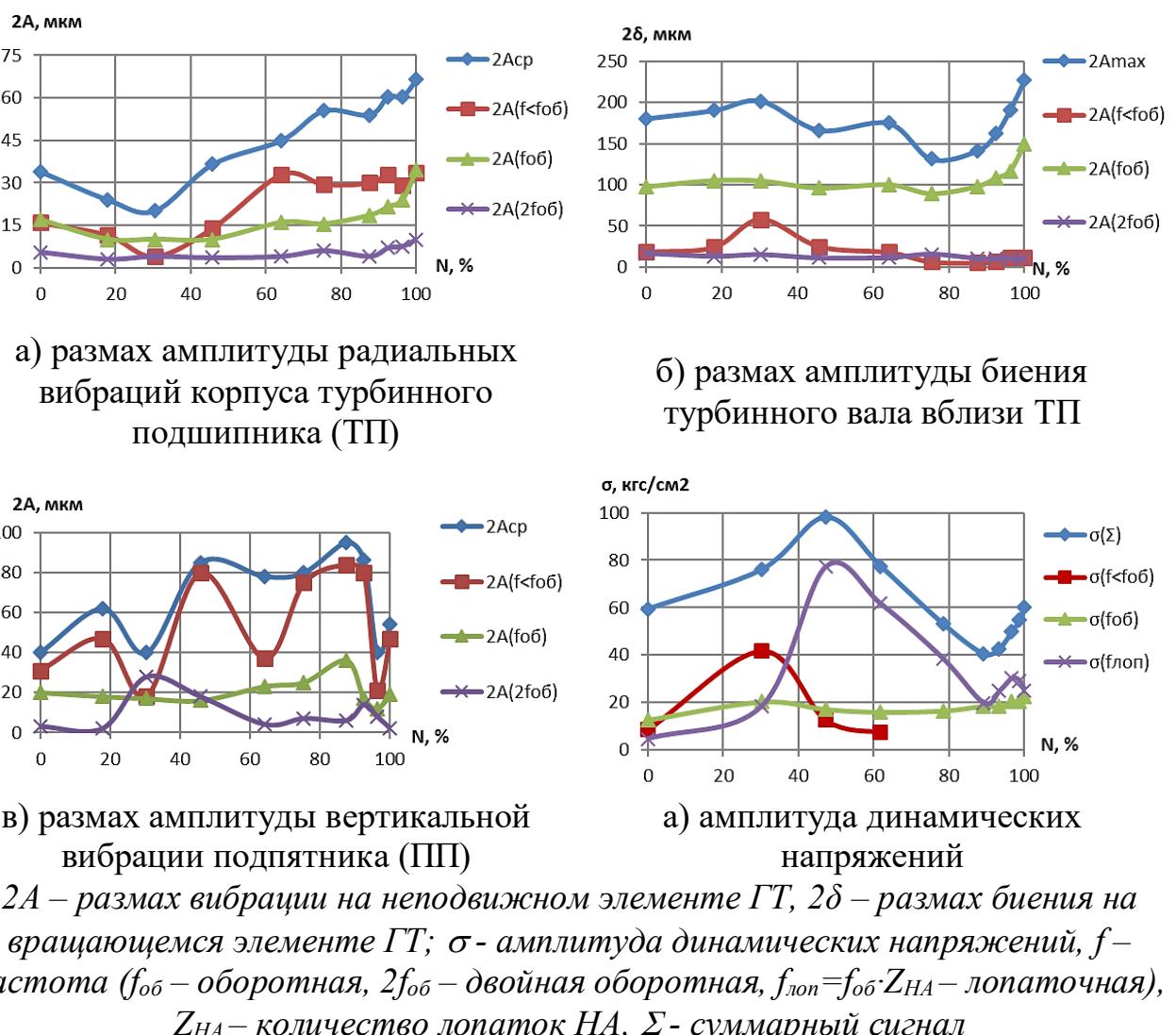


Рисунок 3. Сравнение вибрационных характеристик и динамических напряжений в лопастях РК двухопорного агрегата РО-типа

2) Расчетом установлено, что существуют дисковые формы изгибных колебаний с разным числом узловых диаметров и крутильные формы колебаний РК, при которых не происходит смещения вала ГА в зонах измерения вибропараметров ($U_{ГП}=0$, $U_{TP}=0$, $U_{ПП}=0$), поэтому такие формы колебаний невозможно идентифицировать с помощью СВМ; при этом эти колебания вызывают динамические напряжения (σ_{PK}) и снижают ресурс РК (рис. 4).

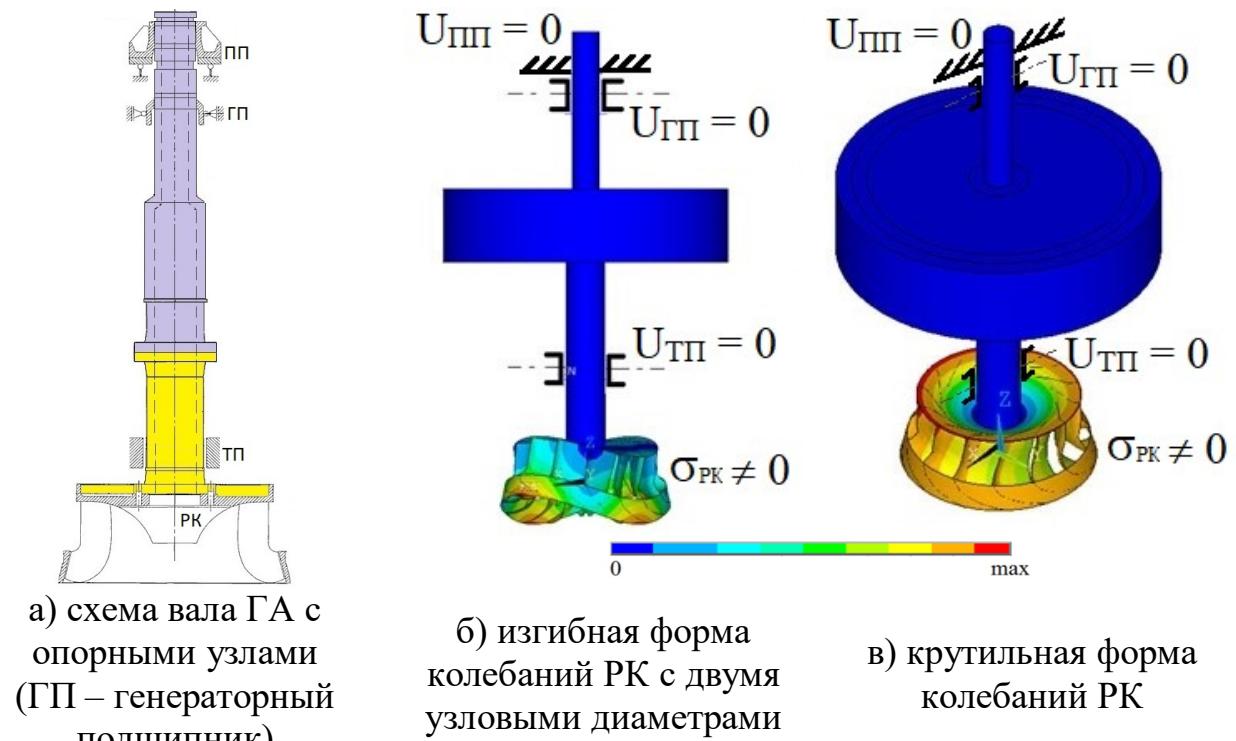


Рисунок 4. Сопоставление деформаций РК и смещения вала ГА РО-типа в зоне контроля вибрационных параметров

3) Расчетом установлено, что развитие трещины на валах ГА длительное время не оказывает существенного влияния на спектр собственных частот (СЧ) в контролируемом при проведении вибромониторинга диапазоне; показано, что подлежащее идентификации изменение СЧ осевых колебаний вала наблюдается после того, как трещина становится сквозной, а изгибных колебаний – при охвате трещиной более половины поперечного сечения вала (рис. 5).

На базе численного 3D-моделирования процессов деградации в элементах ГТ под действием эксплуатационных нагрузок и углубленной обработки данных периодического и on-line вибромониторинга оборудования предложены новые диагностические признаки, позволяющие идентифицировать усталостные трещины в ресурсоопределяющих узлах ГТ на ранней стадии развития.

Показано, что развитие трещины на валах приводит к нарастанию амплитуд (A) колебаний по двойной оборотной частоте $2f_{об}$, регистрируемых СВМ. Для благополучного с точки зрения вибрационного состояния ГА эта тенденция долгое время остается незамеченной СВМ, поскольку по действующим нормативным требованиям контролю подлежит только суммарный сигнал и его первая гармоника.

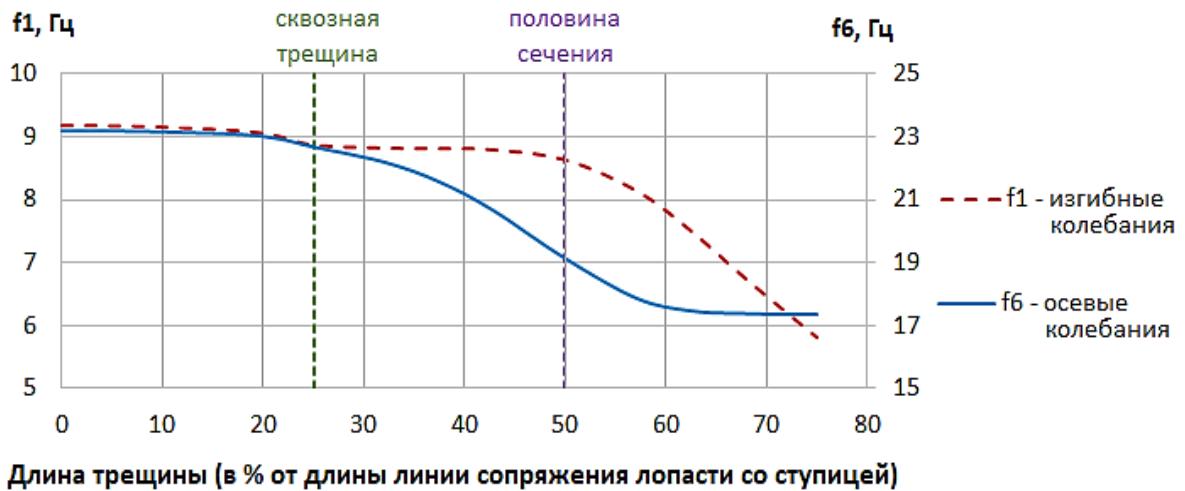
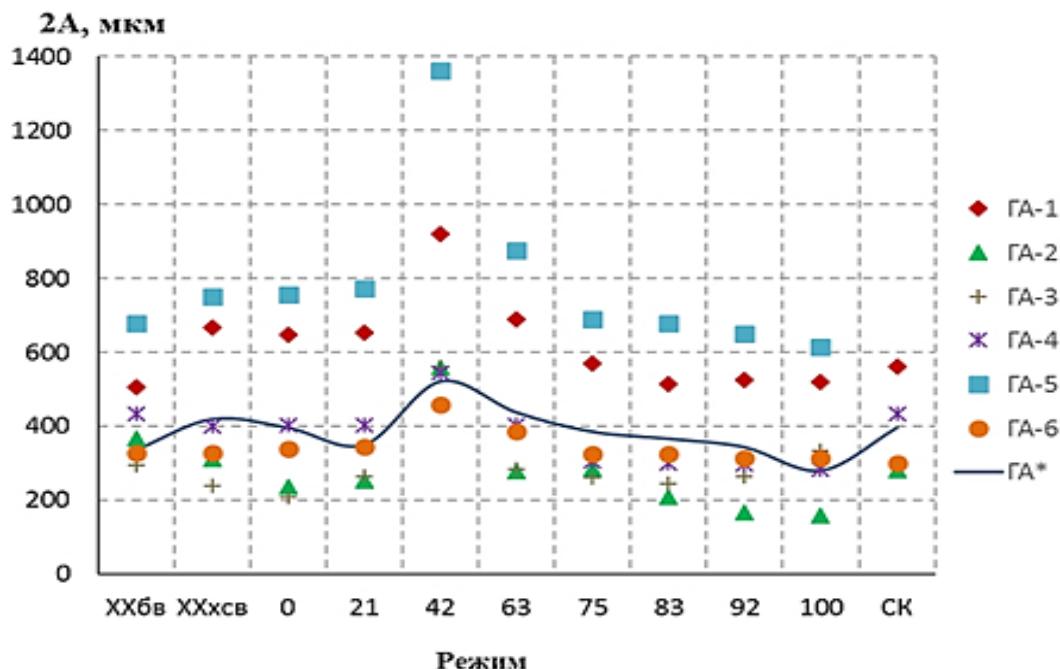


Рисунок 5. Влияние трещин на собственные частоты вала ГА

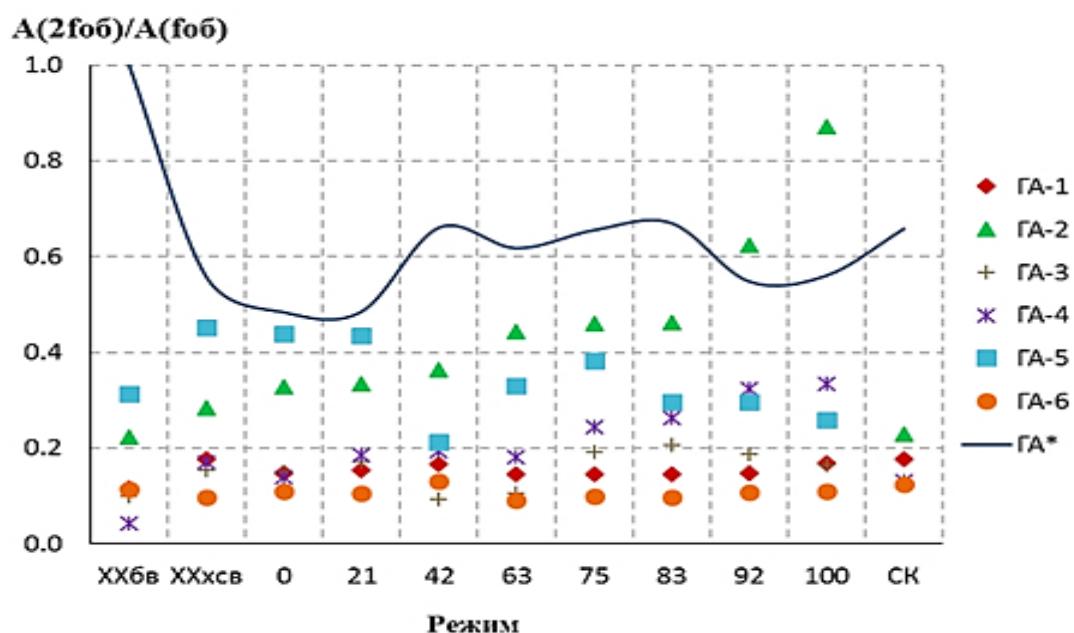
Для выделения нарастающего тренда сигнала, ответственного за раннюю идентификацию трещин на валах, предложен новый диагностический признак – относительная амплитуда сигнала на частоте $2f_{ob}$ (отношение амплитуды биения на частоте $2f_{ob}$ к соответствующей амплитуде биения на частоте f_{ob}). Эффективность применения предложенного нового признака отражена на рис. 6. Другим признаком развития трещин на валах ГА является изменение спектра собственных частот: сдвиг частот осевых колебаний и «раздвоение» парных частот изгибных колебаний. Это может быть обнаружено с помощью датчиков и использовано в качестве нового диагностического признака.

На базе углубленного изучения информации, собираемой СВМ, представлены новые возможности анализа вибрационного состояния ГА с помощью метода векторных диаграмм (ВД), отражающих динамические смещения вала ГА в процессе эксплуатации. ВД – это совокупность режимных точек на фазовой плоскости, каждая точка – конец вектора амплитуды первой гармоники с соответствующей фазой и началом в начале координат (рис. 7). Изменение режима сопровождается изменением положения точки и соответствующим отрезком на ВД. Переход от скалярных величин (амплитуд) при нормативном подходе к векторным (пара амплитуда/фаза) значительно расширяет возможности качественного и количественного анализа, позволяя оценить стабильность ГА, выявить проблемы с балансировкой или тенденции к ухудшению состояния задолго до превышения пороговых значений контролируемых параметров, определить силовые факторы и их влияние на ресурсные характеристики ГТ.

Предложенный в диссертационной работе расчетно-экспериментальный подход к оценке ресурса ГТ на базе оценки усталостной прочности и трещиностойкости является основой перехода на техническое обслуживание и ремонты (ТОиР) оборудования по состоянию, а новые диагностические признаки позволяют расширить функционал и повысить эффективность используемых в настоящее время СВМ для выявления опасных усталостных дефектов на ранних стадиях.



а) нормативный подход к контролю вибрационных параметров



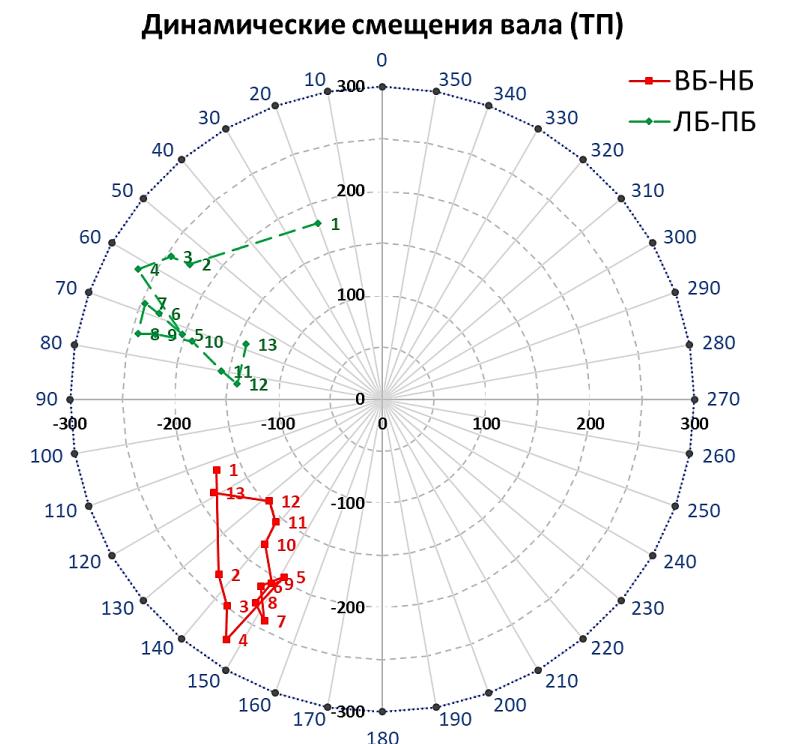
б) новый диагностический признак

GA^* , $GA-1 \div GA-6$ конструктивно одинаковые агрегаты одной ГЭС;

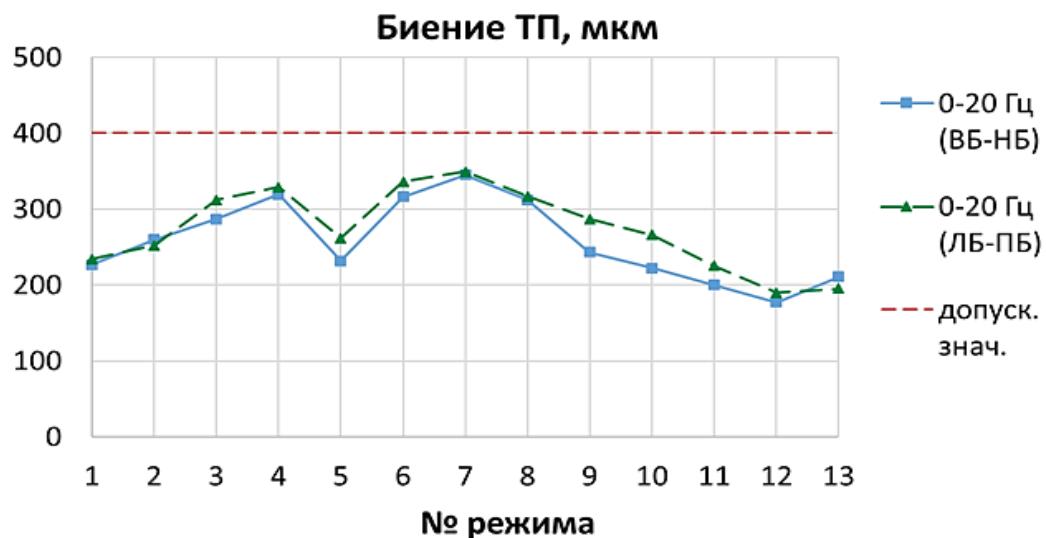
GA^* - аварийный агрегат, где произошел обрыв вала;

Режимы: XX – холостой ход, $бв/св$ – без/с возбуждением, $СК$ – синхронный компенсатор, $0 \div 100$ – работа на мощности в % от номинального значения

Рисунок 6. Сравнение нормативного подхода и использования нового диагностического признака при оценке вибрационного состояния ГА РО-типа



а) метод векторных диаграмм (цифры на ломаных указывают номер режима)



б) нормативный метод

Рисунок 7. Сравнение нормативного подхода и метода векторных диаграмм при оценке технического состояния ГТ (на примере турбины ПЛ-типа)

В четвертой главе рассмотрены особенности методов расчета на прочность и долговечность после длительной эксплуатации, оценено влияние различных факторов на ресурсные параметры ГТ, включая эксплуатационные дефекты, предложены инженерные подходы к оценке фактических напряжений в ресурсоопределяющих узлах ГТ. Расчет ресурса проводится индивидуально для каждой ГТ по фактическим нагрузкам, с учетом фактического ТС, специфики режимов работы, длительности эксплуатации, конструкторско-технологических особенностей, качества проведенных ремонтов и монтажа ГА, обнаруженных эксплуатационных дефектов.

На базе анализа результатов тензометрирования РК РО-типа показано, что локальные напряжения в наиболее нагруженных зонах разных лопастей одного РК могут отличаться в 1,5÷5 раз. На основании проведенных расчетов доказано, что различия в статической составляющей напряжений (σ_m) объясняются главным образом геометрическими отклонениями, прежде всего по углу установки лопастей, радиусам галтелей в зоне приварки лопастей и толщинам выходных кромок. Неравномерность распределения динамических напряжений (σ_a) по лопастям РК РО-типа вызвана возбуждением форм изгибных колебаний (рис.8) с разным числом узловых диаметров (ND1, ND2, и т.д.), при которых разные лопасти находятся в разном напряженном состоянии в отличие от кручильных и осевых колебаний, не имеющих узловых диаметров (ND=0).

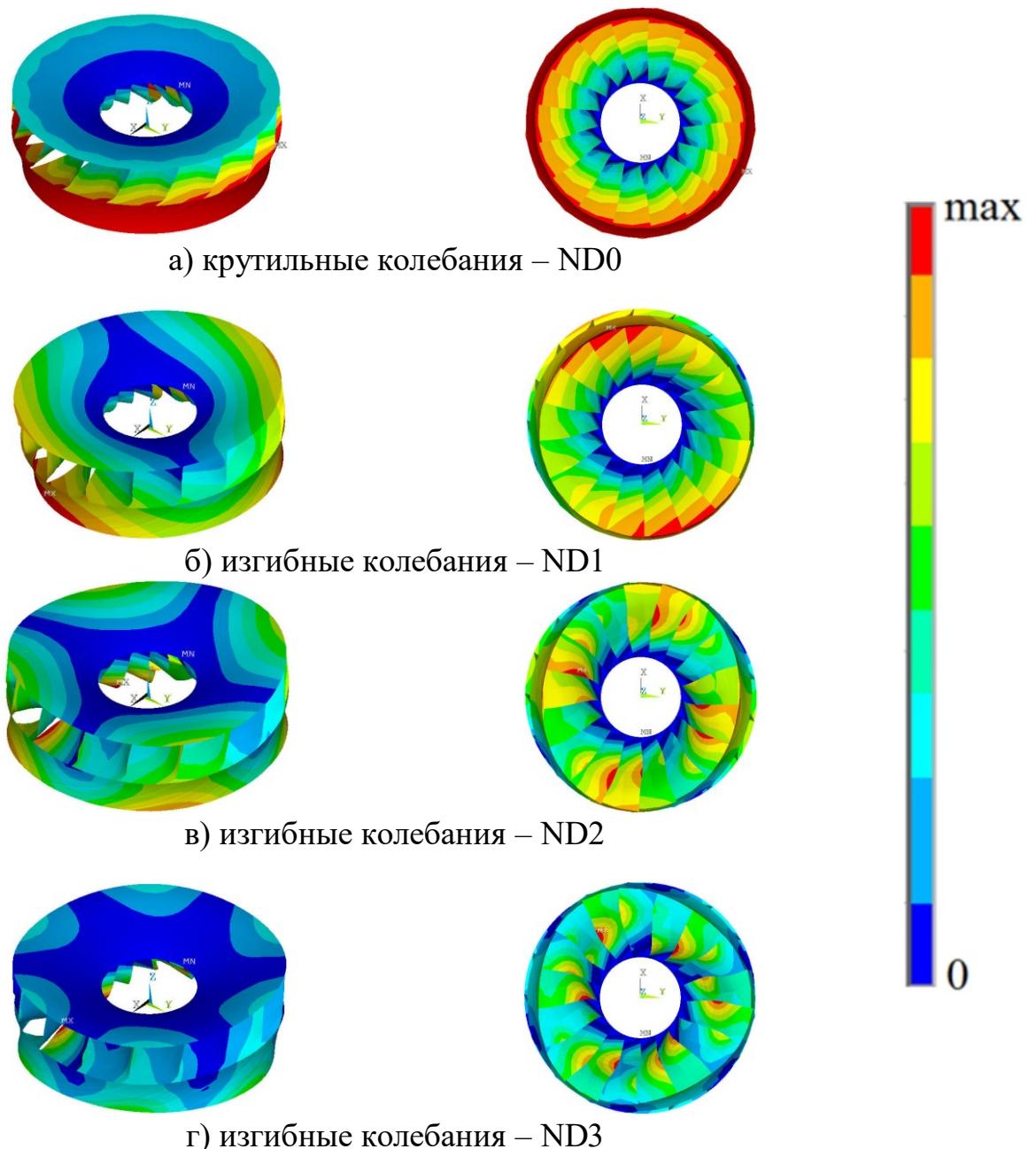


Рисунок 8. Распределение динамических напряжений в разных лопастях РК при изгибных и кручильных формах колебаний для турбины РО-типа

Для ПЛ-турбин решающим фактором является индивидуальная геометрия лопастей, которая определяет не только локальную концентрацию напряжений, но и индивидуальные амплитудно-частотные характеристики (АЧХ) и формы собственных колебаний (рис. 9), которые после длительной эксплуатации могут существенно отличаться даже для разных лопастей одного и того же РК (с учетом исходной разницы в геометрии и материалах, воздействия кавитации и коррозии, последствий многократных ремонтов). Соответственно, на каждом конкретном режиме работы ГА статические и динамические напряжения в разных лопастях тоже будут отличаться.

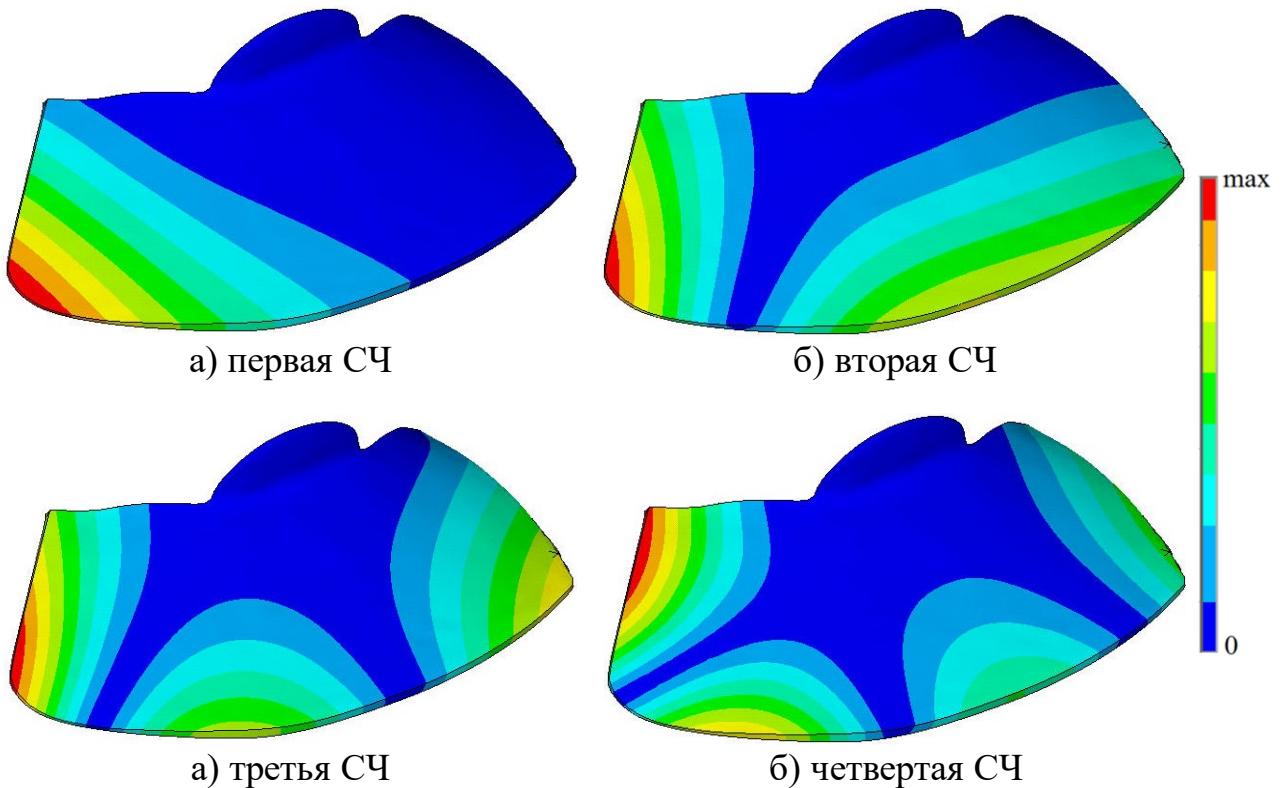


Рисунок 9. Характерные формы собственных колебаний лопасти ПЛ-турбины

Неравенство напряжений (σ_m , σ_a) в идентичных точках разных лопастей одного и того же РК турбин разных типов на практике приводит к необходимости расчета ресурсных параметров для каждой лопасти в отдельности, поскольку невозможно определить заранее лопасть с минимальным ресурсом только по результатам обследования. В целях оценки ресурса наибольший интерес и наибольшую сложность представляет определение амплитуд динамических составляющих напряжений. Экспериментальный метод не получил широкого распространения в силу сложности реализации в условиях ГЭС, высокой стоимости и необходимости длительного останова ГА. Классический расчетный метод, используемый при проектировании и основанный на последовательном решении гидравлической и прочностной задач с применением современных компьютерных технологий, при длительных сроках службы оказывается либо малоэффективным в силу существенного влияния индивидуальных особенностей ГТ, либо слишком затратным по времени и компьютерным ресурсам

при попытке учета этих особенностей. В работе предложены два инженерных расчетно-экспериментальных метода оценки динамических напряжений, основными преимуществами которых являются учет индивидуальности ГТ и всего диапазона режимов работы, использование только штатных СВМ, относительно небольшие временные затраты, низкие требования к вычислительной технике, достаточная для оценки ресурса степень точности.

Первый метод – «энергетический» – базируется на связи динамических напряжений с общими потерями энергии водотока, которые влияют на КПД, что позволяет для любого режима работы определить относительные динамические напряжения σ_a/σ_m только на основании эксплуатационной характеристики ГТ для каждой пары значений «мощность-напор». Правомерность и целесообразность предложенного «энергетического» подхода подтверждена хорошим совпадением результатов выполненных расчетов с данными натурных экспериментов для многих крупных ГА (рис. 10).

Второй метод – «обратный метод расчета» – основан на знании закономерностей поведения ГТ в процессе эксплуатации, а также природе и спектральном составе действующих нагрузок. В рамках этого подхода строится расчетная модель ГТ, имеющая ряд неизвестных параметров, которые определяются на основании сопоставления результатов проведенного МКЭ-расчета и данных фактических измерений в контролируемых точках, например, по данным СВМ. Динамические напряжения определяются расчетным способом как суммарный отклик системы на заданное воздействие. В дальнейшем эта модель позволяет определять напряженно-деформированное состояние (НДС) ГТ в любой интересующей зоне на различных режимах эксплуатации без проведения натурных измерений. На рис. 11 приведен пример подбора жесткостей опорных узлов (ПП, ТП, ГП) по фактически измеренным перемещениям (U) с соответствующим индексом.

В выводах к главе 4 отмечено, что в силу значительного влияния индивидуальных особенностей на фактическое ТС и ресурс ГТ после длительной эксплуатации использование или обобщение полученных для других турбин результатов и/или прогнозов является необоснованным. Наиболее эффективным является индивидуальный подход, основанный на расчетной оценке, учитывающей влияние режимных факторов, включая переходные и нестационарные процессы, которые вносят значительный вклад в накопление усталостных повреждений и исчерпание ресурса ГТ, несмотря на малую относительную продолжительность по сравнению с работой ГА вблизи номинальных параметров.

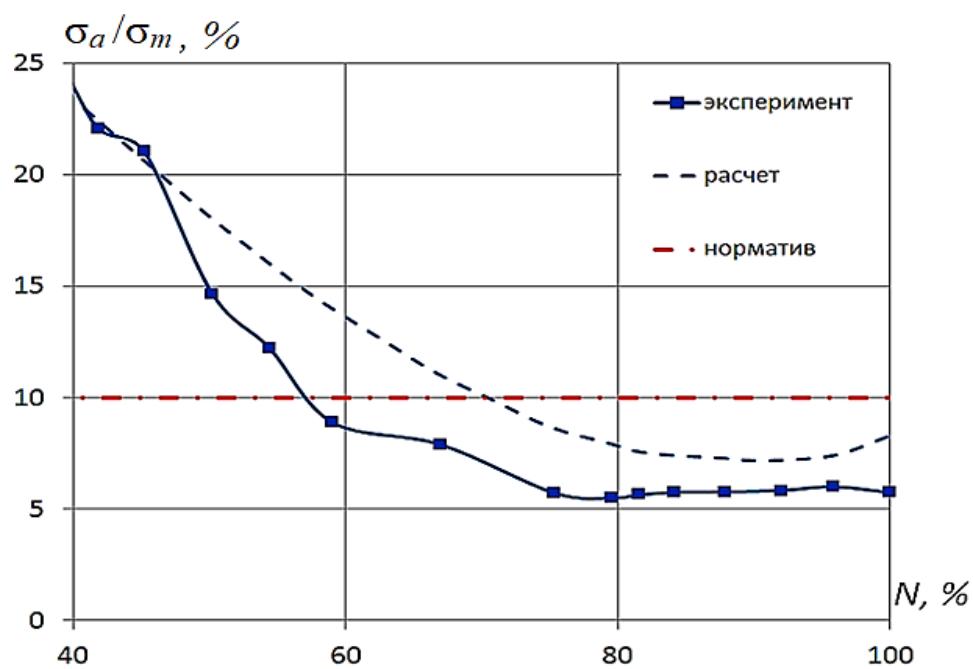


Рисунок 10. Пример сопоставления расчетных и экспериментальных динамических напряжений для крупной турбины РО-типа

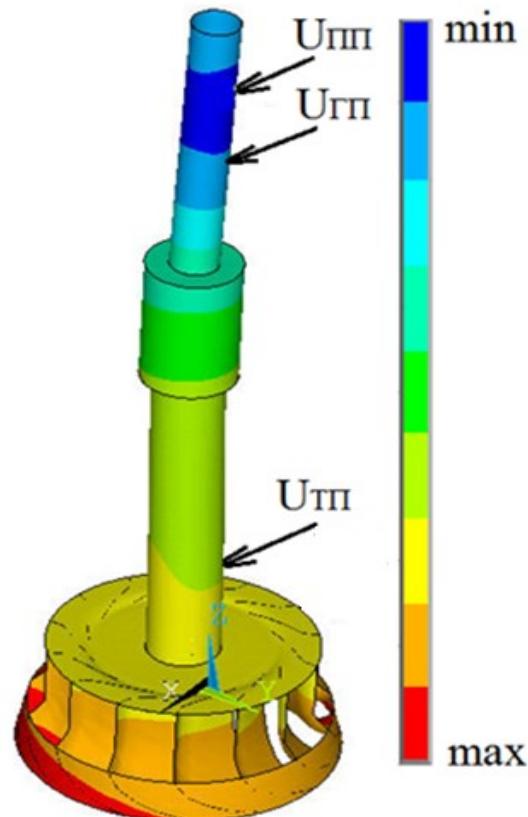


Рисунок 11. К определению неизвестных параметров расчетной модели

В главе 5 представлена методология количественной оценки и прогнозирования индивидуального ресурса гидротурбин при длительной эксплуатации в условиях часто меняющихся режимных факторов, объединяющая доминирующий механизм повреждения, критерии предельного состояния, ресурсные параметры, концепцию «приемлемого риска», специализированные методы и методики расчета, коэффициенты запаса и

принципы прогнозирования ресурса ГТ, позволяющая учитывать все необходимые конструктивно-технологические и эксплуатационные факторы. Предложенный методический подход является логическим продолжением используемого в настоящее время нормативного подхода (РД 24.122.14-89, РД 24.122.15-89), главным недостатком которого является невозможность учета влияния фактических режимов эксплуатации. Подход позволяет строить долгосрочный прогноз изменения ТС с позиций усталостной прочности и трещиностойкости в условиях часто меняющихся режимных факторов, а также управлять индивидуальным ресурсом ГТ в зависимости от приоритетных задач эксплуатации оборудования. Общая логическая структура предлагаемого подхода представлена на рис. 12.

Количественная оценка индивидуального ресурса гидротурбин базируется на математическом моделировании процессов накопления повреждений с позиций усталостной прочности (до появления усталостных трещин в неповрежденной конструкции) и трещиностойкости (до достижения трещиной критических размеров в конструкции с имеющимися или потенциально возможными дефектами). Предложенная методика расчета предусматривает суммирование повреждений при многочастотном нагружении с существенно изменяющимися в процессе работы характеристиками цикла, что характерно для фактических условий эксплуатации ГА. Разработанные алгоритм расчета индивидуального ресурса ГТ и методика прогнозирования остаточного ресурса позволяют учитывать вклад каждого режимного блока, оценивать фактическую скорость накопления повреждений, строить долгосрочный прогноз изменения ресурсных параметров (на период продления срока службы или до достижения ГТ предельного состояния в условиях фактической эксплуатации).

Остаточный ресурс ГТ по критерию усталостной прочности определяется по принципу «слабого звена» по величине остаточного повреждения λ_{ocm} и может быть интерпретирован в терминах времени T_{ocm} , вычисляемому как разность суммарного времени эксплуатации до достижения индивидуального предельного состояния $[T]$ и фактически отработанного времени T_ϕ :

$$\lambda_{ocm} = [\lambda] - \lambda_\Sigma(T_\phi) \text{ или } T_{ocm} = [T] - T_\phi,$$

где $[T]$ определяется из условия $\lambda([T]) = [\lambda] = 1$,

$$\lambda_\Sigma(T_\phi) = \sum_{i=1}^m \lambda_i(T_\phi), \quad \lambda_i(T_\phi) = \frac{[n_\sigma(i)]}{n_\sigma(i)},$$

$$n_\sigma(i): \quad n_\sigma^{\text{стац}}(i) = \frac{\sigma_{-1}(N) - \psi_\sigma \sigma_m}{\sigma_a} \quad \text{или} \quad n_\sigma^{\text{нестац}}(i) = \frac{\sigma_{-1}(N)}{\sigma_a + \psi_\sigma \sigma_m},$$

где $n_\sigma(i)$ коэффициент запаса на i -ом режиме (индексы: «стац» – стационарный, «нестац» – нестационарный, переходный режимы), N – расчетное число циклов нагружения, $\sigma_{-1}(N)$ – условный предел усталости для N циклов, ψ_σ – коэффициент, учитывающий асимметрию цикла (N , σ_{-1}^N , ψ_σ относятся к блоку режимов с номером i), σ_{ocm} – остаточные напряжения.

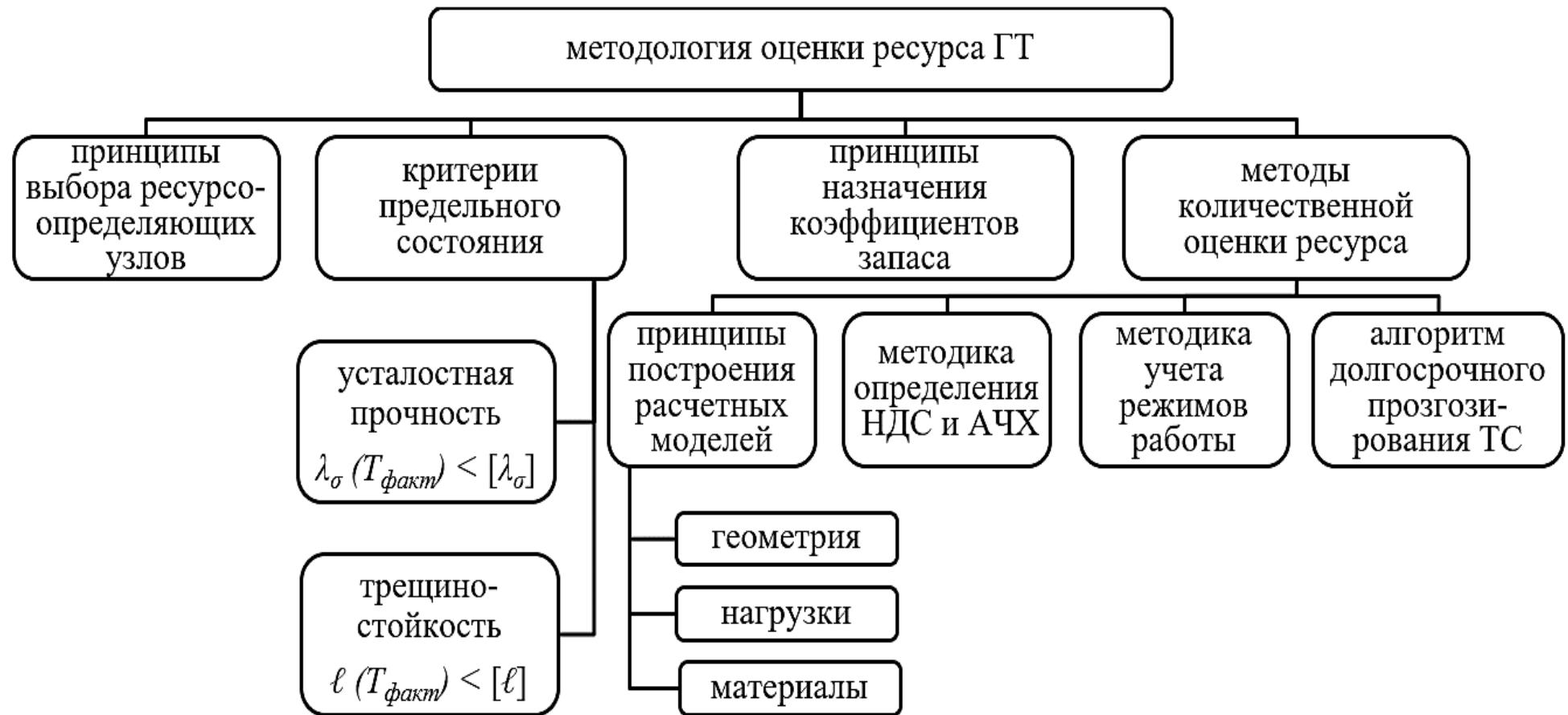


Рисунок 12.Логическая структура подхода к прогнозированию ресурса ГТ в условиях эксплуатации

Оценка ресурса ГТ по критерию трещиностойкости проводится в терминах длины трещины на базе методов механики разрушений по принципу обеспечения невозможности хрупкого разрушения. Распространение трещины во временном разрезе рассматривается с помощью кинетической диаграммы усталостных разрушений (КДУР) с учетом всех определяющих скорость ее развития факторов. Расчетным способом определяются (см. рис. 2) критическая длина трещины ℓ_{kp} , соответствующая началу быстрого роста, предельно допустимые длины трещины $\ell_1=\ell(K_c)$, $\ell_2=\ell([K_c])$ без учета коэффициентов запаса и $[\ell]$, определяющая момент разрушения с учетом запасов по длине трещины $[n_\ell]$ и по свойствам материала $[n_K]$ (рис. 13). Остаточный ресурс в терминах длины трещины – это допускаемое остаточное подрастание трещины $\ell_{ocm}=[\ell]-\ell_\phi$, где ℓ_ϕ – длина трещины в момент T_ϕ .

Важными с практической точки зрения являются величины $\Delta\ell^o=[\ell]-\ell_{kp}$, $\Delta\ell^u=\ell_{kp}-\ell_\phi$ и положение ℓ_{HK} на оси ℓ относительно ℓ_ϕ , ℓ_{kp} и $[\ell]$ (см. рис. 2). Продолжительности периодов медленного (от ℓ_ϕ до ℓ_{kp}) и быстрого роста трещины (от ℓ_{kp} до $[\ell]$), а также положение порога чувствительности методов НК (ℓ_{HK}) определяют стратегию ТОиР после длительной эксплуатации ГТ.

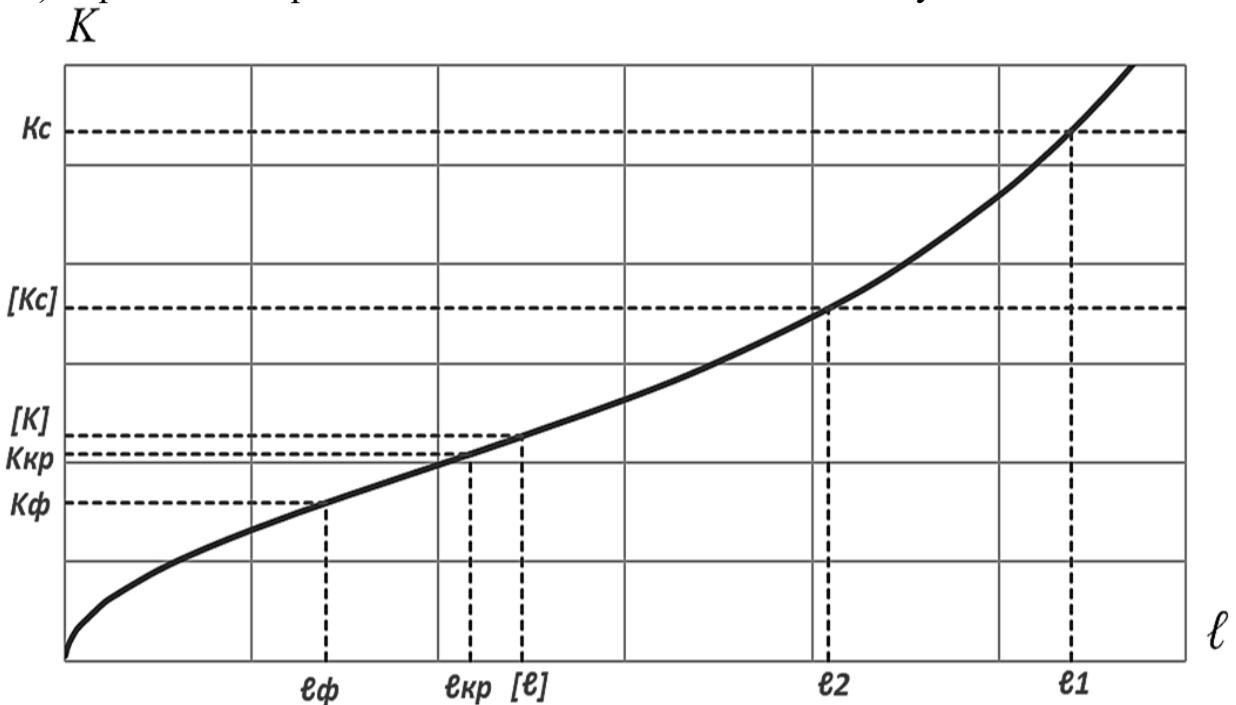


Рисунок 13. Оценка ресурса ГТ по критерию трещиностойкости

Для практических целей остаточный ресурс ГТ (T_{ocm}) определяется в часах эксплуатации из условия достижения предельного состояния по критерию усталостной прочности или трещиностойкости для заданного сценария режимов работы ГА на прогнозируемый период.

Двухкритериальный расчетно-экспериментальный подход в совокупности с концепцией «приемлемого риска» в рамках предложенной методологии оценки и прогнозирования ресурса ГТ при длительной эксплуатации на ГЭС в условиях часто меняющихся режимных факторов дает возможность построить индивидуальный ресурсный прогноз с учетом особенностей конструкции и

условий использования ГА, отследить появление и не допустить катастрофического развития усталостных трещин, своевременно принять обоснованное управленческое решение о необходимом техническом воздействии на ГТ (продление срока службы, ремонт, замена исчерпавших ресурс узлов, вывод из эксплуатации), не допуская отказа или внепланового останова оборудования.

В главе 6 представлена программная реализация изложенного в главе 5 подхода к оценке ресурса в терминах накопленного усталостного повреждения с последующей привязкой к временной шкале – Режимный Ресурсный Калькулятор (РРК). РРК разработан как удобный инструмент для экспресс-оценки и сценарного прогнозирования индивидуального остаточного ресурса ГТ в условиях часто меняющихся режимных факторов (рис.14). РРК можно рассматривать как формализацию и частичную автоматизацию экспертного подхода с целью снижения субъективности оценок и повышения повторяемости результатов. РРК разработан как дополнение к существующим системам мониторинга/диагностики ГА в части ранней идентификации опасных усталостных трещин. Демонстрационная версия РРК на примере рабочего колеса мощной РО-турбины находится в свободном доступе и расположена по ссылке <http://bi.vdi-service.ru:443/>. В 2023 г. завершено тестирование пилотного варианта программного продукта с расширенным, относительно демонстрационной версии, функционалом для ПЛ-турбины (комплекс предиктивной аналитики рабочего колеса гидротурбины), внедренного на одной из крупных российских ГЭС.

Предлагаемая технология – это совокупность цифрового двойника (ЦД) матричного типа (индивидуальной матрицы готовых решений) и унифицированного алгоритма с использованием в качестве исходных данных фактической и прогнозной наработок в каждом режимном блоке. ЦД представляет собой специальным образом структурированную матрицу заранее рассчитанных индивидуальных откликов ГТ на внешние воздействия для каждого режимного блока. Унифицированный для всех типов и размеров ГТ алгоритм осуществляет выбор нужной ячейки матрицы и подсчет исчерпанного и остаточного ресурса по критерию усталостной прочности, суммируя воздействия от каждого режимного блока.

Такой подход не требует установки дополнительной аппаратуры на ГА, позволяет выявлять наиболее «ресурсозатратные» эксплуатационные режимы, выполнять в условиях ГЭС сценарное прогнозирование («Что-если?») с учетом количественной оценки индивидуального ресурса в целях активного управления жизненным циклом ГА, выбора оптимальной стратегии использования агрегатов, принятия обоснованного управленческого решения по организации ТОиР (без использования громоздких динамических 3D-моделей и мощных вычислительных кластеров).

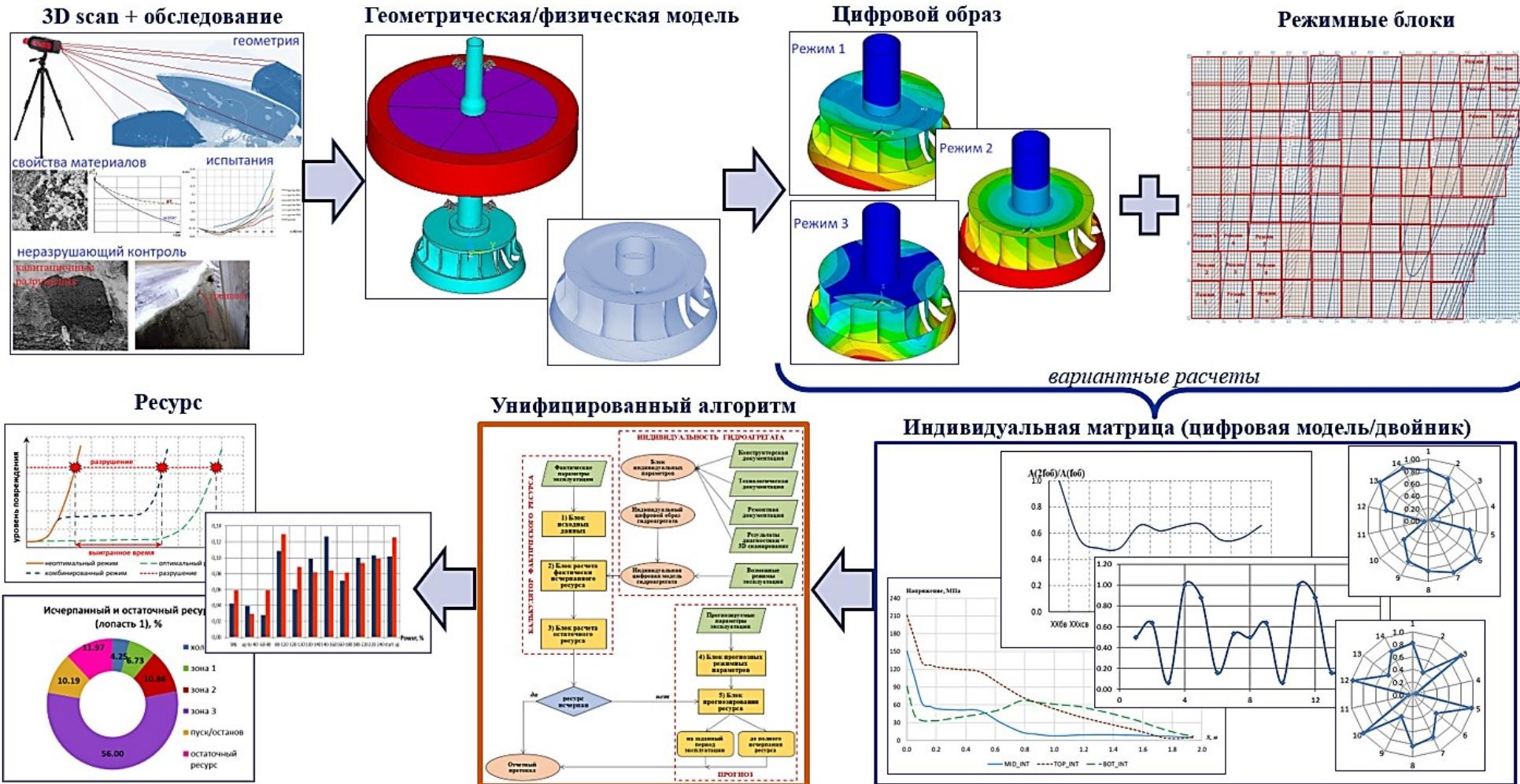


Рисунок 14. Технология оценки и прогнозирования ресурса ГТ с помощью РРК

В заключении диссертации изложены итоги исследования, приведены основные выводы и результаты:

1. В рамках единого системного подхода к проблеме оценки и прогнозирования индивидуального ресурса гидротурбин в условиях фактической эксплуатации разработаны методология и комплекс методов оценки предельного состояния и принципов контроля, мониторинга и диагностики состояния ресурсоопределяющих узлов ГТ, которые позволяют научно аргументировать возможность, условия и сроки обеспечения надежной эксплуатации гидротурбин с имеющимися эксплуатационными дефектами в условиях часто меняющихся режимных факторов.

2. Разработана двухкритериальная схема оценки ресурса ГТ по условиям обеспечения усталостной прочности и трещиностойкости, позволяющая прогнозировать ресурс ГТ после длительной работы в широком эксплуатационном диапазоне, учитывая влияние конструктивно-технологических особенностей, специфику режимов использования оборудования и влияние эксплуатационных дефектов.

3. Предложен комплекс мер по изменению принципов контроля, мониторинга и диагностики технического состояния ГТ после длительной эксплуатации в целях раннего выявления признаков начинающегося разрушения:

- корректировка алгоритмов обработки регистрируемых вибросигналов с акцентом на тренды изменения относительного вклада частотных составляющих на базе предложенных новых диагностических признаков;

- оптимизация методов, объемов и периодичности контроля технического состояния ГТ на базе полученных индивидуальных ресурсных оценок.

4. Получены количественные оценки влияния конструктивного исполнения, технологических особенностей, режимов работы гидроагрегата и качества проведенных восстановительных ремонтов на напряженно-деформированное состояние и индивидуальный ресурс ГТ после длительной эксплуатации.

5. Разработаны новые инженерные методы расчетной оценки статической и динамической составляющей напряжений во всем эксплуатационном диапазоне, позволяющие отказаться от натурного эксперимента и сложных расчетов с использованием пространственных мультидисциплинарных математических 3D-моделей.

6. Разработан алгоритм прогнозирования ресурса ГТ с учетом индивидуальных конструктивно-технологических особенностей и специфики режимов использования ГТ, реализованный в демонстрационном программном средстве «Режимный Ресурсный Калькулятор» и пилотном варианте комплекса предиктивной аналитики рабочего колеса гидротурбины, позволяющих прогнозировать индивидуальный ресурс ГТ в зависимости от возможных сценариев эксплуатации.

7. Разработаны концепция цифрового двойника матричного типа и принципы перехода на цифровые технологии при прогнозировании индивидуального ресурса уникального оборудования на примере крупных гидротурбин. С помощью сформированных индивидуальных цифровых

двойников матричного типа для ряда крупных гидротурбин (более 10) получены новые результаты о влиянии режимных факторов на индивидуальный ресурс ГТ.

Применение предложенных в рамках разработанной методологии подходов и методов позволит решить ряд важных технико-экономических задач, в том числе:

- унификация методов прогнозирования индивидуального ресурса ГТ в условиях фактической эксплуатации, переход от субъективной экспертной оценки к прикладным расчетно-экспериментальным методам прогнозирования ресурса ГТ, обеспечение повторяемости результатов ресурсных оценок, снижение субъективности и влияния человеческого фактора;

- повышение достоверности прогноза индивидуального ресурса, снижение рисков возникновения ресурсных отказов за счет учета фактических конструктивно-технологических, эксплуатационных и ремонтных факторов и влияния обнаруженных эксплуатационных дефектов, не препятствующих дальнейшей эксплуатации

- повышение эффективности работы оборудования за счет совершенствования систем диагностики и выбора оптимальной стратегии его использования на базе сценарного прогнозирования; расширение функционала и повышение эффективности систем вибромониторинга ГА в части ранней идентификации усталостных дефектов;

- повышение надежности и безопасности эксплуатации, снижение риска внеплановых остановов и возникновения аварийных ситуаций;

- уменьшение затрат на техническое обслуживание за счет планирования сроков и объемов восстановительного ремонта на базе прогнозирования индивидуального ресурса с учетом ожидаемых режимов использования оборудования, переход от планово-предупредительных ремонтов к ремонтам «по техническому состоянию», своевременная замена элементов и узлов ГТ по критерию исчерпания ресурса;

- возможность привлечения к прогнозированию индивидуального ресурса ГТ широкого круга специалистов эксплуатирующих организаций и управляющих компаний, не являющихся экспертами в области оценки ресурса, с помощью разработанного программного средства, реализующего разработанную методологию;

- построение системы управления ресурсом ГТ с учетом особенностей режимных факторов и приоритетных целей собственника оборудования.

Результаты работы могут быть использованы в качестве теоретической базы при проектировании новых гидротурбин, предназначенных для эксплуатации в широком режимном диапазоне, а также при разработке новых нормативных документов по прогнозированию индивидуального ресурса ГТ с учетом влияния режимных факторов.

Основные работы по теме диссертации:

1. Sudakov, A. V., Georgievskaya, E. V. Problems of Normalized and Methodological Substantiation of Evaluation of Strength and Remaining Service Life of Hydraulic Turbines // Power Technology and Engineering. 2014. Vol. 48. № 2. P. 117-122. (0,38 п.л./0,32 п.л.).
2. Георгиевская Е.В., Смелков Л.Л. Особенности определения динамических напряжений в лопастях мощных радиально-осевых гидротурбин // Новое в российской электроэнергетике. 2016. № 12. С. 28-43. (0,82 п.л./0,66 п.л.).
3. Георгиевская Е.В. Обеспечение надежности и безопасности эксплуатации гидроагрегатов за пределами проектного срока службы // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2017. Т. 19. № 7-8. С. 33-42. (0,64 п.л.).
4. Георгиевская Е.В. Причины снижения несущей способности конструктивных элементов гидротурбин при длительной эксплуатации // Вестник Московского энергетического института. 2017. № 2. С. 12-19. (0,51 п.л.).
5. Георгиевская Е.В. О связи вибраций и динамических напряжений в лопастной системе гидротурбин // Известия Всероссийского научно-исследовательского института гидротехники им. Б.Е. Веденеева. 2017. № 283. С. 54-65. (0,61 п.л.).
6. Судаков А.В., Георгиевская Е.В. Концепция «приемлемого риска» как инструмент продления ресурса гидротурбин // Тяжелое машиностроение. 2017. № 10. С. 14-17. (0,36 п.л./0,29 п.л.).
7. Петреня Ю.К., Георгиевская Е.В. Проблемы и перспективы оценки ресурса в гидроэнергетике // Известия Российской академии наук. Энергетика. 2017. № 5. С. 3-18. (1,95 п.л./1,48 п.л.).
8. Васильев Ю.С., Петреня Ю.К., Георгиевская Е.В. Ресурс гидротурбин: подходы, мнения, тенденции. обзор российской литературы // Известия Российской академии наук. Энергетика. 2017. № 6. С. 59-73. (0,91 п.л./0,68 п.л.).
9. Об оценке прочности и ресурса энергооборудования с позиций современных возможностей / Е.В. Георгиевская [и др.]. Надежность и безопасность энергетики. 2017. Т. 10. № 3. С. 237-242. (0,47 п.л./0,23 п.л.).
10. Георгиевская Е.В. Влияние переходных процессов на надежность и ресурс мощных турбо- и гидроагрегатов // Фундаментальные и прикладные проблемы техники и технологии. 2017. № 3 (323). С. 22-30. (0,71 п.л.).
11. Васильев Ю.С., Петреня Ю.К., Георгиевская Е.В. О ресурсах гидротурбин: обзор зарубежной литературы // Научно-технические ведомости СПбПУ. Естественные и инженерные науки. 2017. Т. 23. № 2. С. 184-204. (1,60 п.л./1,20 п.л.).
12. Георгиевская Е.В. Энергетический подход к оценке динамических напряжений в гидротурбинах // Научно-технические ведомости СПбПУ. Естественные и инженерные науки. 2017. Т. 23. № 4. С. 88-97. (0,70 п.л.).
13. Георгиевская Е.В. Применение механики разрушений для прогнозирования ресурса радиально-осевых гидротурбин // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2018. Т. 20. № 9-10. С. 71-78. (0,50 п.л.).

п.л.).

14. Долговечность и ресурс агрегатов тепловых, атомных и гидроэлектростанций / Е.В. Георгиевская [и др.]. Энергетик. 2018. № 2. С. 18-22. (0,38 п.л./0,19 п.л.).
15. Георгиевская Е.В. Экспресс-оценка динамических напряжений в элементах гидротурбин в процессе эксплуатации // Известия Всероссийского научно-исследовательского института гидротехники им. Б.Е. Веденеева. 2018. Т. 287. С. 55-62. (0,42 п.л.).
16. Георгиевская Е.В. Оценка долговечности гидротурбин с позиций механики разрушений // Фундаментальные и прикладные проблемы техники и технологии. 2018. № 4-1 (330). С. 27-32. (0,40 п.л.).
17. Георгиевская Е.В. Опыт разработки и применения стандартов по контролю состояния рабочих колес и крепежных элементов гидроагрегатов // Известия Всероссийского научно-исследовательского института гидротехники им. Б.Е. Веденеева. 2019. Т. 291. С. 29-35. (0,39 п.л.).
18. Георгиевская Е.В. Возможности и недостатки современных систем диагностики гидроагрегатов // Фундаментальные и прикладные проблемы техники и технологии. 2019. № 4-2 (336). С. 3-12. (0,76 п.л.).
19. Georgievskaya, E. Hydraulic turbines lifetime in terms of fracture mechanics // Engineering Failure Analysis. 2019. Vol. 105. P. 1296-1305. (1,05 п.л.).
20. Георгиевская Е.В. Оценка надежности энергетического оборудования на ранних стадиях проектирования // Фундаментальные и прикладные проблемы техники и технологии. 2020. № 4 (342). С. 150-157. (0,50 п.л.).
21. Georgievskaya, E. V. Assessment of Strength and Useful Life of Hydraulic Units with Partial Replacement of Equipment // Power Technology and Engineering. 2020. 53(3). P. 641-643. (0,31 п.л.).
22. Георгиевская Е.В., Георгиевский Н.В. Цифровой двойник гидроагрегата: стереотипы и «грязные данные» // Известия Всероссийского научно-исследовательского института гидротехники им. Б.Е. Веденеева. 2021. Т. 299. С. 69-76. (0,40 п.л./0,32 п.л.).
23. Георгиевская Е.В. К вопросу раннего обнаружения трещин в рабочих колесах гидроагрегатов // Проблемы машиностроения и надежности машин. 2021. № 3. С. 40-46. (0,47 п.л.).
24. Георгиевская Е. В., Георгиевский Н. В. Срок службы как параметр обобщенного узла при расчете индекса технического состояния энергетического оборудования // Фундаментальные и прикладные проблемы техники и технологии. 2021. № 4. С. 43-50. (0,59 п.л./0,47 п.л.).
25. Georgievskaya, E. Analytical system for predicting cracks in hydraulic turbines // Engineering Failure Analysis. 2021. Vol. 127. 105489. (1,26 п.л.).
26. Assessing the energy potential of modernizing the European hydropower fleet / E. Georgievskaya [et al.]. Energy Conversion and Management. 2021. Vol. 246. 114655(1,10 п.л./0,12 п.л.).
27. Georgievskaya, E. V. The Problem of Early Crack Detection in the Runner Blades of Hydraulic Units // Journal of Machinery Manufacture and Reliability. 2021. Vol. 50. № 3. P. 216-221. (0,38 п.л.).

28. Георгиевская Е.В., Васильченко К.И., Штильман В.Б. Высокоточные цифровые модели лопастной системы ПЛ-турбин // Известия Всероссийского научно-исследовательского института гидротехники им. Б.Е. Веденеева. 2022. Т. 304. С. 3-14 (0,62 п.л./0,31 п.л.).
29. Георгиевская Е.В., Георгиевский Н.В. Цифровые двойники матричного типа для предиктивной аналитики технического состояния турбомашин // Фундаментальные и прикладные проблемы техники и технологии. 2023. № 6 (362). С. 172-178 (0,44 п.л./0,35 п.л.).
30. Георгиевская Е.В., Чеверда В.А., Дергалев С.В. О стандартизации требований к отчётной документации по оценке технического состояния и остаточного ресурса гидроагрегатов Иркутской ГЭС // Гидротехническое строительство. 2023. № 2. С. 8-14 (0,54 п.л./0,43 п.л.).
31. Vasilchenko K.I., Georgievskaya E.V., Bashmakov A.O. Issues of crack formation in supporting structures of a hydroelectric generator and their remedies // Power Technology and Engineering. 2023. Vol. 57. № 3. P. 388-393 (0,46 п.л./0,21 п.л.).
32. Георгиевская Е.В. Влияние режимов работы гидротурбины на ее индивидуальный ресурс // Гидротехническое строительство. 2024. № 7. С. 35-39 (0,33 п.л.).
33. Способ оценки остаточного ресурса рабочего колеса гидротурбины на запроектных сроках эксплуатации. Патент РФ на изобретение № 2721514 / Георгиевская Е.В., Георгиевский Н.В.; заявл. 17.04.2019 № 2019111714; опубл. 19.05.2020.
34. Способ долгосрочного прогнозирования индивидуального ресурса гидроагрегата в условиях часто меняющихся режимных факторов. Патент РФ на изобретение № 2756781 С2 / Георгиевская Е.В., Георгиевский Н.В.; заявл. 08.04.2020 № 2020113095; опубл. 05.10.2021.
35. Способ определения жесткости направляющих подшипников двухпорных гидроагрегатов по результатам балансировки. Патент РФ на изобретение № 2808322 С2 / Георгиевская Е.В., Георгиевский Н.В.; заявл. 28.11.2022 № 2022130880; опубл. 28.11.2023.
36. Система предиктивной аналитики долгосрочного состояния гидротурбины. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU 2024666912 / Максимов И.Д., Георгиевский Р.Н., Георгиевский Н.В., Георгиевская Е.В.; заявка от 17.07.2024.