

На правах рукописи

Моденов Сергей Николаевич

**ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ И ЭКОНОМИЧНОСТИ
ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ ТУРБИН
ТИПА Т-175-130 (Т-185-130) ПРИМЕНИТЕЛЬНО
К УСЛОВИЯМ ОМСКОЙ ТЭЦ-5**

05.04.12 – Турбомашины и комбинированные турбоустановки

Автореферат
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Екатеринбург – 2011

Работа выполнена в Федеральном государственном автономном образовательном учреждении высшего профессионального образования «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина» на кафедре «Турбины и двигатели» и на Омской ТЭЦ-5

Научный руководитель доктор технических наук, профессор
Бродов Юрий Миронович

Научный консультант кандидат технических наук, доцент
Мурманский Борис Ефимович

Официальные оппоненты доктор технических наук, профессор
Куличихин Владимир Васильевич;

доктор технических наук
Резинских Владимир Федорович;

Ведущая организация ЗАО «Уральский турбинный завод»,
г. Екатеринбург

Защита диссертации состоится 01 июля 2011 г. в 12⁰⁰ на заседании диссертационного совета Д 212.285.07 при ФГАОУ ВПО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н.Ельцина» по адресу: г. Екатеринбург, ул. Софьи Ковалевской, 5, 8-й учебный корпус, ауд. Т-703

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке УрФУ.

Ваши отзывы в двух экземплярах, заверенные печатью организации, просим направлять по адресу: 620002, г. Екатеринбург, К-2, ул. Мира, 19, ФГАОУ ВПО УрФУ, ученому секретарю. Телефон (343) 375-45-74, факс (343) 375-95-62, e-mail: turbine66@mail.ru.

Автореферат разослан « » мая 2011 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета

Аронсон К.Э.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы диссертационной работы определяется тем, что в условиях современного рынка электроэнергии предъявляются повышенные требования к надежности и экономичности генерирующего оборудования ТЭС. К мощным теплофикационным турбинам предъявляются дополнительные требования, обусловленные необходимостью длительной работы турбин в течение отопительного периода без остановов.

Как показывает опыт эксплуатации, у каждого типоразмера турбин в ряду узлов имеются конструктивные недостатки, устранение которых могло бы значительно повысить их надежность. Кроме того, за время, прошедшее с момента ввода в эксплуатацию турбин, появились новые разработки, применение которых также могло бы значительно повысить надежность и экономичность уже эксплуатируемых агрегатов.

Для решения задачи повышения надежности и экономичности эксплуатируемых мощных теплофикационных турбин необходимо провести комплекс натурных исследований в условиях эксплуатации по возможности применения и эффективности реализации ряда разработанных мероприятий для каждого типоразмера турбин.

Турбины Т-175/210-130/15 и Т-185/220-130/15 (турбины типа Т-175-130) ЗАО «УТЗ» в ряду мощных теплофикационных турбин занимают одно из ведущих мест. К настоящему времени в эксплуатации находится 18 турбин типа Т-175-130, из них 16 в РФ, в т.ч. 3 на Омской ТЭЦ-5. *Особенности работы энергосистемы Омской области* обуславливают необходимость большого числа часов использования турбин Т-175-130 на Омской ТЭЦ-5 и их эксплуатацию в течение года с различной нагрузкой (от 50 до 170 МВт). За время эксплуатации турбин на Омской ТЭЦ-5 с 1982 по 2010 г. выполнен комплекс исследовательских работ по повышению их надежности и эффективности. Обобщение этих исследований и опыта эксплуатации турбин, особенно с учетом конкретных условий эксплуатации, представляет несомненный инте-

рес как для эксплуатационного персонала ТЭЦ, так и для разработчиков турбин. Такая обобщенная информация позволит осознанно решать проблемы дальнейшего совершенствования этих (и других типоразмеров) турбин на всех этапах их жизненного цикла.

Целью работы является повышение надежности и экономичности теплофикационных паровых турбин на основе разработки, исследования и опытно-промышленной апробации комплекса эксплуатационных, ремонтных и реконструктивных мероприятий.

Научная новизна состоит в следующем:

- собраны и обобщены данные по надежности работы 16 турбин типа Т-175-130, эксплуатируемых на 11 ТЭЦ; выполнено комплексное исследование показателей надежности этих турбин, дефектов, вызвавших отказы турбин, и повреждений, выявленных в процессе их ремонтов; на основе результатов исследования определены узлы турбин, имеющие наименьшую надежность; собрана и обобщена информация для базы данных по дефектам, вызывающим отказы, а также по повреждениям, выявленным в процессе ремонта турбин;

- на основе статистического анализа показателей надежности с применением непараметрического критерия Уилкинсона обоснована возможность распространения данных, которые получены при исследовании надежности турбин, работающих на Омской ТЭЦ-5, на однотипные турбины с учетом конкретных условий эксплуатации;

- подтверждена возможность и *оценена эффективность работы турбины* Т-175-130 с полностью закрытыми уплотненными регулирующими диафрагмами ЦНД и *новой кольцевой системой* охлаждения выхлопного патрубка, которая обеспечивает поддержание нормального теплового состояния выхлопного патрубка турбины (максимальная температура выхлопного патрубка не превышает 60 °С) и предотвращает эрозионное повреждение выходных кромок лопаток;

- исследованы мероприятия по повышению надежности и эффективности проточной части турбин Т-175-130; подтверждено, что реконструкция ЦНД турбин Т-175-130 путем перехода с трехступенчатой проточной части на двухступенчатую с высотой лопатки последней ступени каждого потока 660 мм в условиях эксплуатации на Омской ТЭЦ-5 обеспечивает круглогодичный положительный эффект (увеличение мощности в зависимости от режимов работы турбины и времени года составляет от 0,7 до 1,5 МВт);

- показано, что установка пластин из биметалла сталь-бронзографита обеспечила снижение сил трения на поверхностях скольжения корпусов подшипников и долговременный (*более 5 лет*) эффект улучшения процесса тепловых расширений турбины.

Практическая значимость работы заключается в том, что полученные результаты уже используются при эксплуатации и ремонте турбин Т-175-130 в условиях Омской ТЭЦ-5, а также при реконструкции других турбин этого типоразмера на ЗАО «УТЗ» и ОАО «Теплоэнергосервис».

Результаты исследования системы тепловых расширений турбин и эффективности реализации мероприятий по их нормализации могут быть использованы на других паровых турбинах.

Исследование комплекса мероприятий по модернизации ЦНД позволяет распространить имеющийся опыт на все турбины Т-175-130 и на основе данных, полученных при анализе режимов работы модернизированного ЦНД, определять целесообразность такой модернизации с учетом режимов работы турбин в условиях конкретных ТЭС.

Комплекс экспериментальных исследований методики ультразвукового контроля обода диска в районе верхних концентраторов Т-образного паза без разлопачивания диска позволил отработать наиболее эффективные технологические приемы, которые включены в РД 34.17.450-98 «Методические указания по ультразвуковому контролю без разлопачивания обода диска в районе верхних концентраторов Т-образного паза».

Достоверность и обоснованность результатов, выводов и практических рекомендаций обеспечиваются: обобщением большого объема статистических данных; использованием опыта отраслевых институтов; высокой точностью применяемых при исследованиях систем измерения и хорошей воспроизводимостью экспериментальных результатов; хорошим согласованием полученных данных с тестовыми данными других авторов; соответствием полученных результатов современным физическим представлениям.

На защиту выносятся:

1) результаты комплексного исследования показателей надежности турбин Т-175-130;

2) результаты исследований эффективности применения мероприятий по нормализации тепловых расширений турбин Т-175-130;

3) результаты реализации комплекса мероприятий по модернизации ЦНД и результаты исследований по оценке целесообразности такой модернизации с учетом режимов работы турбины в условиях конкретной ТЭС.

Личный вклад автора состоит: в сборе, анализе и обобщении статистических материалов по надежности турбин Т-175-130; постановке задач исследования и непосредственном участии в проведении работ по нормализации тепловых расширений турбин и анализе их результатов; участии в экспериментальном исследовании и анализе результатов работ по реконструкции проточной части; участии в реализации мероприятий по мониторингу состояния турбин и обобщению опыта их эксплуатации; обобщению результатов исследования и формулировке рекомендаций для инженерной практики по совершенствованию турбин Т-175/210-130 (Т-185/220-130) ЗАО «УТЗ».

Апробация работы. Основные материалы диссертационной работы обсуждены и доложены: на второй Всероссийской научно-практической конференции «Совершенствование теплотехнического оборудования ТЭС, внедрение систем сервисного обслуживания, диагностирования и ремонта» (Екатеринбург, 1999); III, IV, V, VI Международных научно-практических

конференциях «Совершенствование теплотехнического оборудования ТЭС, внедрение систем сервисного обслуживания, диагностирования и ремонта» (Екатеринбург, 2002, 2004, 2007, 2009).

Публикации. Основное содержание диссертации опубликовано в 9 печатных работах, в том числе *в трех публикациях в изданиях из перечня, рекомендованного ВАК.*

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, 5 глав, заключения, библиографического списка из 156 наименований. Весь материал изложен на 177 страницах, содержит 42 рисунка, 19 таблиц.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность выбранной темы, сформулированы цель, задачи, основные направления исследований, отражены научная новизна и практическая значимость полученных результатов, приведены основные положения, выносимые на защиту.

В первой главе проведен аналитический обзор литературных источников, которые посвящены: методам сбора и анализа информации по надежности работы турбин, анализу мероприятий по повышению надежности и экономичности проточной части теплофикационных турбин в различных условиях эксплуатации, анализу мероприятий по нормализации работы системы тепловых расширений турбин, вопросам совершенствования системы ремонтного обслуживания турбин с учетом их фактического состояния.

Исходя из проведенного анализа литературных данных, с учетом поставленной цели исследования, сформулированы следующие основные задачи исследования:

- 1) анализ основных причин повреждений турбин;
- 2) создание базы данных по дефектам, вызывающим отказы, а также по повреждениям, выявленным в процессе ремонта турбин;

3) разработка и исследование мероприятий по повышению надежности и эффективности проточной части турбин;

4) исследование эффективности реализации комплекса мероприятий по нормализации тепловых расширений турбин в условиях эксплуатации;

5) исследование и промышленная апробация комплекса мероприятий по определению фактического состояния турбин с целью совершенствовать систему их ремонта в условиях эксплуатации.

Вторая глава посвящена анализу и обобщению показателей надежности турбин Т-175-130.

Обобщены количественные характеристики показателей надежности всех 16 турбин Т-175-130, работавших на 11 электростанциях России, за 15-летний период и исследованы аналогичные характеристики показателей надежности для 3 турбин Т-175-130, работающих на Омской ТЭЦ-5. На основе использования непараметрического критерия Уилкинсона выполнен сравнительный статистический анализ показателей надежности всех турбин Т-175-130, находящихся в эксплуатации, и турбин, работающих на Омской ТЭЦ-5. Обоснована возможность распространения данных, которые получены при исследовании надежности турбин, работающих на Омской ТЭЦ-5, на однотипные турбины с учетом конкретных условий их эксплуатации.

Выполнен детальный анализ режимов эксплуатации турбин Т-175-130 в условиях Омской ТЭЦ-5.

Показано, что после устранения дефектов изготовления и монтажа турбин, проявлявшихся в первые годы после пуска турбин, значительно улучшились основные показатели надежности их работы (количество отказов, наработка на отказ, коэффициент готовности), а количество unplanned остановов турбин в год резко уменьшилось (с 14 до 2-х).

Представлены результаты анализа и обобщения данных по дефектам, проявившимся в условиях эксплуатации и явившимся причиной отказов турбин Т-175-130. Результаты анализа, представленные на рис. 1, для основных

элементов турбины показали, что наиболее повреждаемым узлом турбины Т-175-130 является проточная часть (более 37 % всех повреждений). Значительное количество отказов (более 24 %) вызвано повреждениями подшипников турбин и около 17 % дефектами в системе регулирования.

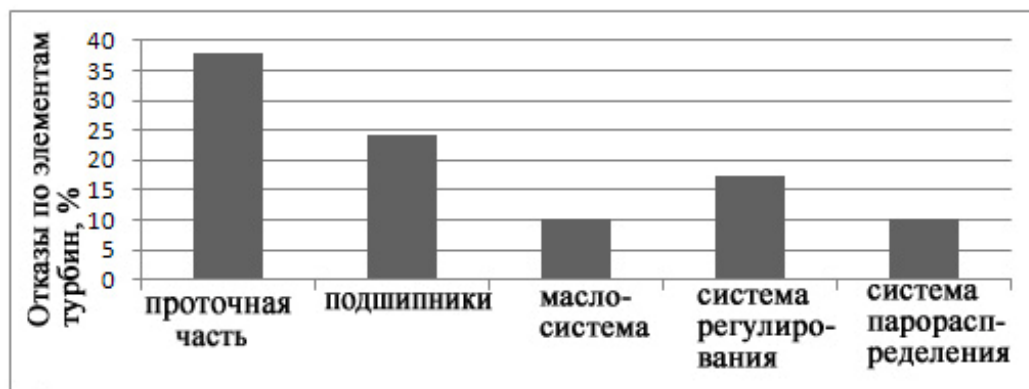


Рис. 1. Распределение отказов в работе турбин Т-175-130 по элементам

Установлено, что наибольшее время требуется для восстановления элементов проточной части (около 60 % от общего времени восстановления) и подшипников (около 25 % от общего времени восстановления).

Выполнено обобщение данных по дефектам, выявленным в процессе ремонта турбин в условиях электростанции (на основе ремонтной документации по 28 ремонтам за 26 лет эксплуатации Омской ТЭЦ-5), а также данных по дефектам отдельных узлов турбин, выявленным при заводском ремонте.

Обобщенный анализ дефектов, выявленных в процессе ремонта турбин, и работ, выполняемых для их (дефектов) устранения, показал:

- наличие большого количества повреждений элементов проточных частей среднего и низкого давления;
- значительное количество дефектов баббитовой заливки подшипников;
- необходимость выполнения большого объема работ по ремонту и замене концевых и надбандажных уплотнений, производимых при каждом вскрытии цилиндров турбин;

- необходимость выполнения работ по исправлению реакций опор цилиндров высокого и среднего давления и нормализации тепловых расширений турбин.

Представлены результаты анализа и обобщение наиболее часто встречающихся (типовых) дефектов и работ, проводимых по их устранению, для следующих основных узлов турбин: ротора, соединительных муфт, корпусов цилиндров и размещенных в них деталей (диафрагмы, обоймы диафрагм, уплотнения, обоймы уплотнений), опорных подшипников, опорно-упорного подшипника, элементов системы парораспределения, ВПУ.

Приведены результаты анализа и обобщения дефектов, выявленных при выполнении в условиях электростанций и в заводских условиях обследований 15 роторов среднего и 12 роторов низкого давления турбин Т-175-130, работающих на различных электростанциях. Результаты анализа и обобщения актов по всем обследованным турбинам позволили сделать следующие основные выводы:

- трещины в шпоночном пазу обнаружены на дисках 17, 26, 27 ступеней турбин при их наработке более 100 тыс. часов и 4 раза на дисках 23 ступени при наработке от 133 до 178 тыс. часов;

- трещины по внутреннему радиусу лопаточного паза обнаружены на дисках 15, 16 и 18 ступеней турбин при наработке от 50 до 103 тыс. часов;

- трещины и сколы по ободу (защелка, фаска) обнаружены на дисках 16, 18, 20 ступеней турбин при наработке от 30 до 70 тыс. часов;

- разрушение обода происходило на 3-х дисках 16 ступени турбин при наработке от 30 до 60 тыс. часов и на 3-х дисках 18 ступени при наработке от 50 до 100 тыс. часов;

- трещины в районе заклепочных отверстий обнаружены на дисках 19, 20, 21 ступеней турбин при их наработке более 80 тыс. часов;

- кольцевые трещины обнаружены в канавках под упорные кольца дисков роторов низкого давления при наработках более 100 тыс. часов.

Анализ повреждений рабочих лопаток обследованных роторов среднего и низкого давления показал, что наблюдается интенсивный эрозионный износ лопаток ряда ступеней. Кроме того, на лопатках 16, 18 ступеней турбин наблюдались обрывы и трещины по рабочей части лопаток; на лопатках 16, 23 ступени и в отдельных случаях на лопатках 18, 19, 20, 23 ступеней наблюдались трещины по хвостовику.

По результатам выполненного исследования определены основные типовые повреждения узлов турбин Т-175-130, устранение которых позволит повысить надежность эксплуатации этих турбин.

В **третьей главе** представлены результаты разработки и реализации мероприятий по повышению надежности проточной части турбин.

Для повышения надежности *проточной части среднего давления*, ликвидации последствий повреждений роторов и предотвращения аварийных ситуаций турбин применительно к условиям Омской ТЭЦ-5, с участием автора разработаны и реализованы следующие мероприятия:

- реконструкция ротора среднего давления с заменой цельнокованных дисков 16-й и 17-й ступеней на насадные;
- замена материала дисков 18-й ступени;
- модернизация лопаточного аппарата 18-й ступени;
- исследование и реализация методики ультразвукового контроля обода диска в районе верхних концентраторов Т-образного паза без разлопачивания диска.

Исследования подтвердили, что выполнение этих мероприятий позволило повысить надежность работы роторов среднего давления турбин и исключить возникавшие ранее повреждения.

Для повышения надежности и экономичности *проточной части низкого давления* на двух турбинах Т-175/210-130 и турбине Т-185/220-130 Омской ТЭЦ-5 выполнена модернизация, при которой в каждом потоке ЦНД удалялся диск промежуточной (второй) ступени, а существующий диск последней

ступени (с новыми лопатками $L = 660$ мм) устанавливался на его место. При этом в качестве диафрагм последних ступеней использовались существующие диафрагмы промежуточных ступеней, а у периферии ступени за лопатками $L = 660$ мм устанавливались обтекатели, обеспечивающие плавный подвод потока пара к выходному патрубку.

При проведении модернизации ЦНД выполнено комплексное исследование по оценке ее эффективности.

На рис. 2 представлено сравнение мощностных характеристик одного потока исходного и модернизированного ЦНД рассматриваемой турбины на конденсационных режимах работы в виде зависимостей $\Delta N = N - N^{ucx} = \varphi(G, p_k)$.

Установлено, что эффективность модернизации на режимах работы турбины при расчетном давлении пара в конденсаторе ($p_k = 6$ кПа) начинает проявляться при расходе пара через поток $G < 35$ кг/с (расход через весь ЦНД – $D < 250$ т/ч) и возрастает с уменьшением расхода пара и повышением p_k . Различие в вентиляционных потерях в ЦНД начинает заметно сказываться на режимах работы турбин при расходе пара через поток $G < 20$ кг/с и также увеличивается с ростом p_k .

Полученные при исследовании данные показали, что как на теплофикационных, так и на конденсационных режимах работы турбины снижение давления пара в конденсаторе приводит к уменьшению расхода пара $D_{экр}$, при котором ЦНД исходного и модернизированного вариантов исполнения равноэкономичны. *Это подтверждает целесообразность выполнения модернизации ЦНД.*

Взаимосвязь режимов работы турбины по расходу пара и давлению в конденсаторе, характеризующая равную экономичность рассматриваемых вариантов, представлена на рис. 3. Показано, что положительный эффект от модернизации имеет место на режимах работы турбины, реализуемых в диапазонах расхода пара, лежащих слева от зависимости $p_k = \varphi(D_{экр})$.

Таким образом, приведенные на рис. 2 и 3 данные показывают, что осуществление вышеописанной модернизации ЦНД в зависимости от режимов эксплуатации может приводить к увеличению и к снижению вырабатываемой турбиной мощности.

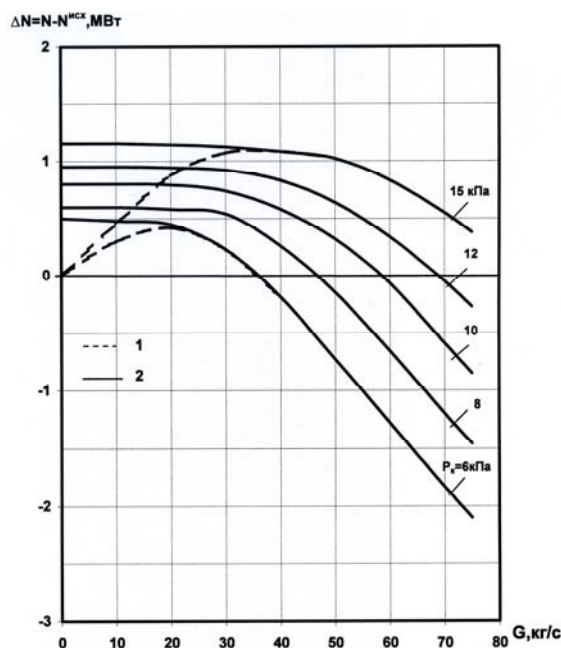


Рис. 2. Сравнение мощностных характеристик одного потока ЦНД исходного и модернизированного исполнения на конденсационных режимах:
 1 изменение мощности основного потока (без учета вентиляционных потерь);
 2 полное изменение мощности (с учетом вентиляционных потерь).

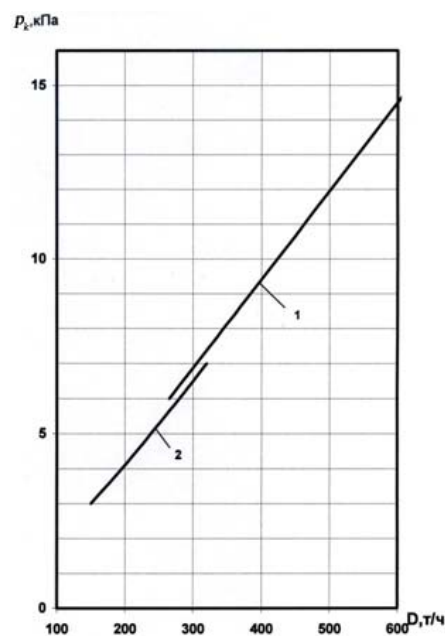


Рис. 3. Связь расходов пара и давления в конденсаторе, соответствующая равной экономичности исходного и модернизированного вариантов ЦНД:
 1 конденсационные режимы;
 2 теплофикационные режимы.

С целью определить эффективность модернизации выполнен сравнительный анализ режимов работы турбин Омской ТЭЦ-5 за периоды: год до модернизации и проработанный год после ее выполнения.

На основе эксплуатационных данных с учетом реального диапазона изменения температуры обратной сетевой воды и ее расхода в условиях Омской ТЭЦ-5 по результатам полного теплового расчета турбоустановки определены максимальные значения расхода пара в ЦНД в каждый конкретный месяц работы. Результаты этого анализа показали, что за весь рассматриваемый пе-

риод (2 года) расход пара в ЦНД не превышал 170 т/ч. Согласно полученным данным, величины прироста мощности ЦНД (и всей турбины) в результате модернизации зависят только от давления пара в конденсаторе и практически прямо пропорциональны ему. Результаты определения величин ΔN при имевших место в конкретные месяцы минимальных и максимальных давлениях пара в конденсаторе приведены на рис. 4.

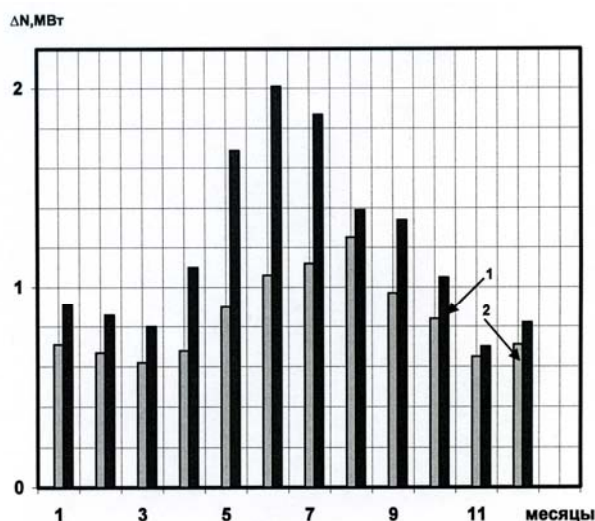


Рис.4. Среднемесячное увеличение мощности ЦНД в результате модернизации: 1,2 - соответственно, при максимальных и минимальных давлениях пара в конденсаторе p_k .

Эти данные показали, что для турбины данного типа в условиях эксплуатации на Омской ТЭЦ-5 положительный эффект от модернизации имеет место в течение всего года. В отопительный период (при $D^{ЦНД} < 100$ т/ч, $p_k \approx 4 \dots 6$ кПа) прирост мощности турбины составляет $\Delta N = 0.7 \dots 0.8$ МВт. В летний период при имевших место режимах эксплуатации $\Delta N > 1$ МВт, а в отдельных случаях (при высоких p_k) - более 1.5 МВт. Среднегодовое увеличение мощности

турбины в результате модернизации ЦНД составляет порядка 1 МВт.

Одновременно с реконструкцией ЦНД на турбинах Омской ТЭЦ-5 осуществлен комплекс мероприятий по повышению эффективности турбоустановок при работе по тепловому графику, составными частями которого является применение кольцевой системы охлаждения выхлопной части и модернизация регулирующих диафрагм путем их уплотнения.

В рамках проведенной работы с участием автора были выполнены экспериментальные исследования, целью которых была оценка надежности и экономичности работы турбины после модернизации ЦНД с закрытыми уплотненными РД, а также проверка эффективности новой системы охлаждения выхлопной части применительно к двухступенчатой проточной

части. Опыты проводились на различных режимах эксплуатации турбоустановки в период максимальных тепловых нагрузок.

Результаты проведенных исследований показали возможность надежной работы турбины с полностью закрытыми уплотненными регулирующими диафрагмами.

При работе турбин с полностью закрытыми уплотненными регулирующими диафрагмами максимальная температура выхлопной части ЦНД (по показаниям штатных приборов) при включенной системе охлаждения не превышала 50 – 60 °С. Эффективность ее работы продемонстрирована на рис. 5, где показана интенсивность роста температуры выхлопной части ЦНД при отключении и столь же быстрое ее уменьшение при включении системы.

В результате исследований определено, что полное закрытие регулирующих диафрагм не приводит к заметным изменениям параметров, характеризующих надежность работы турбины: теплового расширения, осевого сдвига, вибрации и т.п. В то же время отключение кольцевой системы охлаждения при закрытых регулирующих диафрагмах вызывает разогрев выхлопной части. Расход пара в один поток ЦНД на этих режимах (при $p_k = 50 \dots 100$ кПа) не превышал 5 т/ч.

Установлено, что уплотнение регулирующей диафрагмы позволило снизить минимальный расход пара в ЦНД модернизированных турбин от 20 до 60 т/ч при давлении пара в нижнем отборе от 50 до 150 кПа соответственно. Теплота этого пара, ранее отдаваемая циркуляционной воде, используется в системе подогрева сетевой воды, что позволяет увеличить тепловую нагрузку при работе турбины по тепловому графику от 45 до 120 ГДж/ч. Располагаемая тепловая нагрузка увеличивается в таком случае не менее чем на 10 %. Следует особо отметить, что в реальных условиях работы турбин Т-175-130 на Омской ТЭЦ-5 с исходным ЦНД до установки кольцевой системы охлаждения, как правило, не удавалось осуществлять режимы работы турбин с полностью закрытой (даже не уплотненной) регулирующей диафрагмой.

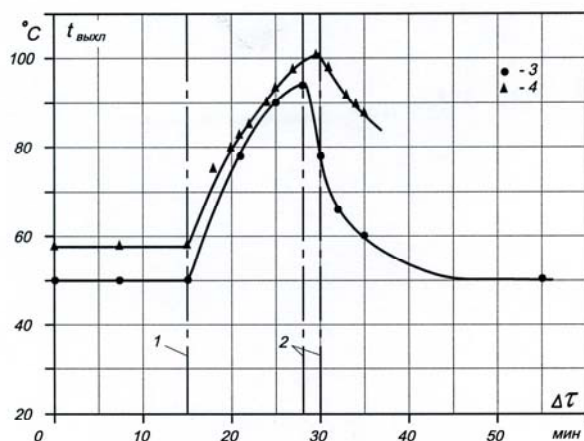


Рис.5. Изменение температуры выхлопной части ЦНД (по штатным приборам)

1,2 отключение и включение системы охлаждения соответственно;

3 режим работы турбины при $p_n=70$ кПа, $p_k=4.5$ кПа;

4 режим работы турбины при $p_n=115$ кПа, $p_k=5.5$ кПа

Опыт эксплуатации турбоагрегата после выполненной модернизации ЦНД показал, что за счет включения в работу кольцевой системы охлаждения выхлопной части ЦНД появилась возможность длительной работы турбины на холостом ходу и в режиме с полностью закрытыми уплотненными регулирующими диафрагмами (максимальная температура выхлопа не превышает 60 °C).

В четвертой главе представлены результаты исследования эффективности мероприятий по нормализации работы системы тепловых расширений турбин Т-175-130.

Исследована работа системы тепловых расширений турбин Т-175-130 Омской ТЭЦ-5. Установлены основные причины нарушений процесса перемещений корпусов подшипников этих турбин:

- заклинивание в поперечном шпоночном соединении «лапы ЦСД – корпус подшипника № 2»;
- заклинивание шпоночного соединения «корпус подшипника – продольная шпонка»;
- наличие повышенных сил трения на поверхностях скольжения корпусов подшипников.

Показано, что выполнение известных регламентных мероприятий по нормализации тепловых расширений (ревизия опорных поверхностей корпусов подшипников, проверка и исправление реакции опор цилиндров, нанесение на поверхности скольжения сухого чешуйчатого графита) позволяет практически полностью нормализовать величину тепловых расширений кор-

пусов цилиндров, *однако дает лишь временный результат*. Зафиксировано, что по мере загрязнения поверхностей появляются нарушения в системе тепловых расширений цилиндров (за 5 лет эксплуатации суммарное значение величины теплового расширения турбоагрегата ст. № 4 уменьшилось с 23.4 до 19.5 мм).

На основе выполненного исследования причин заклинивания шпоночного соединения «корпус подшипника – продольная шпонка» показано, что основной причиной является заклинивание поперечного шпоночного соединения одной из лап цилиндра и неодинаковость тепловых расширений отдельных лап цилиндра турбин в продольном направлении.

Подтверждена целесообразность модернизации узла сочленения «лапа цилиндра – корпус подшипника» с заменой неподвижных шпонок на конструкцию подвижных поворотных шпонок.

При модернизации использованы шпонки конструкции ОАО «ТЕПЛО-ЭНЕРГОСЕРВИС-ЭК» (г. Екатеринбург), снабженные поворотными элементами, исключающими «закусывание» шпонок при развороте лап.

Исследование эффективности модернизации показало, что установка поворотных шпонок позволила стабилизировать величину несимметричности расширений левой и правой лап корпусов ЦВД и ЦСД в поперечном направлении на длительный период и исключить одну из основных причин затруднённых тепловых перемещений корпусов подшипников. Изменения несимметричности расширения лап ЦВД и ЦСД *до и после модернизации* представлены в таблице. Результаты замеров несимметричности расширения лап цилиндров высокого и среднего давления со стороны корпуса подшипника № 2, полученные при испытаниях работы системы тепловых расширений турбин Т-175-130 Омской ТЭЦ-5 на различных режимах работы за 10 лет эксплуатации, представлены на рис. 6.

Выполнено комплексное исследование *по оценке эффективности применения композитных материалов для снижения сил трения на поверхнос-*

тах скольжения. По рекомендации завода-изготовителя турбин (ЗАО «УТЗ») на поверхности скольжения корпусов подшипников были установлены опорные пластины из биметалла сталь-бронзографит, изготовленного по ТУ УЗ.02-23478589-1-97. Сталь-бронзографит является композиционным антифрикционным материалом с коэффициентом трения $K_{тр} = 0.03 \dots 0.05$. Бронзографитовый слой содержит в своем составе: медь, дисульфид молибдена, сульфиды железа, нитриды бария и графит в виде порошка и гранул, покрытых специальной оболочкой.

Несимметричность расширения лап ЦВД и ЦСД

Номер турбины	Время испытаний	Нагрузка турбины, МВт	Несимметричность расширений лап ЦВД, мм	Несимметричность расширений лап ЦСД, мм
ст. № 3	После модернизации	20 без регенерации	0,2	0,15
		100 без регенерации	0,2	0,2
		160 без регенерации	0,1	0,2
		165 с регенерацией	0,25	0,2
ст. № 4	До модернизации	85	1,6	1,5
		165	2,5	2,0
	После модернизации	85	0,2	0,5
		165	0,2	0,7
ст. № 5	До модернизации	85	1,2	1,0
		165	1,6	1,2
	После модернизации	85	0,1	0,5
		165	0,2	0,4

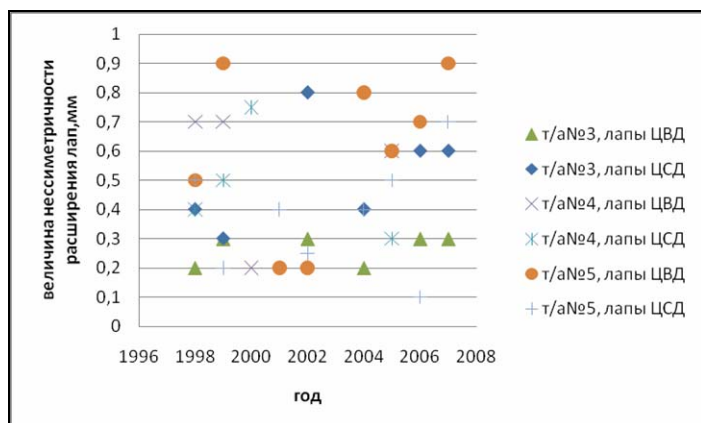


Рис.6 Несимметричность расширения лап цилиндров

Опытом установлено, что применение пластин из композиционного антифрикционного материала сталь-бронзографита обеспечивает снижение сил трения на поверхностях скольжения корпусов подшипников и долговременный (более 5 лет) эффект улучшения процесса тепловых расширений турбины.

Комплекс выполненных работ позволил нормализовать работу систем тепловых расширений турбин Т-175-130.

Пятая глава посвящена вопросам совершенствования системы ремонтов турбин с учетом их фактического состояния.

Показано, что после реализации комплекса модернизаций и наладочных работ надежность и экономичность турбин Т-175-130 Омской ТЭЦ-5 позволили перейти к новой системе планирования ремонтов турбин (*по их фактическому состоянию*). Для реализации этой системы в отношении турбин Т-175-130 необходимо контролировать состояние проточной части (особое внимание должно быть уделено состоянию рабочих лопаток и дисков 16, 18, 20, 23, 25, 26, 28 ступеней), работу системы парораспределения и регулирования, состояние подшипников, работу систем тепловых расширений.

В условиях эксплуатации Омской ТЭЦ-5 проведена апробация ряда методик мониторинга состояния турбины:

- мониторинг вибрационного состояния;
- оптико-визуальный мониторинг проточной части турбины без ее вскрытия;
- мониторинг коррозионного состояния проточной части турбины без ее вскрытия.

Выполнен сравнительный анализ технико-экономических показателей всех систем вибромониторинга, рекомендованных РАО ЕЭС «России» к применению на ТЭС, а также проведено обобщение результатов экспертного

опроса персонала цехов автоматики на ряде ТЭС. Определены достоинства и недостатки этих систем.

Сформирован оптимальный список параметров, контролируемых системой вибромониторинга для турбин Т-175-130.

Представлены результаты реализации системы вибромониторинга. Анализ информации, полученной от систем мониторинга, позволил решить ряд практических задач:

- выявить изменения вибросостояния турбоагрегатов, вызванные возникновением и развитием дефектов;
- проводить анализ влияния режимных параметров турбоагрегата на его вибрационное состояние;
- оценить качество ремонта, а также выявить дефекты, привнесенные в процессе ремонта (оценка качества ремонтных работ).

В условиях Омской ТЭЦ-5 реализован комплекс работ по подготовке к оптико-визуальному контролю проточной части цилиндров среднего и низкого давления (выполнены сверления в корпусах цилиндров для контроля подвижных деталей с помощью эндоскопов без вскрытия цилиндров на остановленной турбине), а также комплекс мероприятий по мониторингу коррозионного состояния проточной части турбин; разработаны методики оценки состояния проточной части. Использование методик оптико-визуального контроля позволило выполнять осмотр рабочих лопаток и дисков 16, 18, 20 ступеней турбин, дефекты которых неоднократно за период эксплуатации приводили к неплановым остановам турбин Т-175/210-130 (Т-185/220-130). При своевременном визуальном выявлении дефектов на ранней стадии стало возможным в плановом порядке выполнять необходимый ремонт и избегать неплановых остановов и длительных простоев турбин, из-за аварийных ремонтов этих ступеней ранее имевших место.

Определены оптимальная периодичность и объемы ремонтных работ для ряда узлов турбины, в том числе проточной части, подшипников, систем парораспределения и регулирования.

Показано, что опытно-промышленная апробация и реализация комплекса мероприятий по мониторингу узлов турбин Т-175-130 Омской ТЭЦ-5 позволила усовершенствовать ранее действующую на Омской ТЭЦ-5 систему организации ремонтов: выполняется ремонт только поврежденных узлов или предупреждающий (профилактический) ремонт тех узлов, которые по данным мониторинга могут вызвать отказ турбины или снижение ее технико-экономических показателей.

Для ряда узлов турбины (проточная часть, подшипники, системы парораспределения и регулирования) обоснован увеличенный межремонтный период (по сравнению с рекомендованным на срок от 1-го до 3-х лет) и определены объемы работ, которые необходимо выполнять при проведении ремонта конкретного узла.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

1. Выполнен анализ показателей надежности 16 турбин Т-175/210-130 производства ЗАО «УТЗ», в том числе 3-х турбин, работающих на Омской ТЭЦ-5, и определены узлы турбин, имеющие наиболее низкую надежность: элементы проточной части и система тепловых расширений.

2. На основе применения непараметрического критерия Уилкинсона выполнен сравнительный статистический анализ показателей надежности работы турбин и обоснована возможность распространения этих данных на однотипные турбины с учетом конкретных условий эксплуатации.

3. На основе анализа и обобщения перечня дефектов, выявленных в процессе ремонтов и обследований турбин, сформирована база данных по типовым дефектам и ремонтным операциям, наиболее часто выполняемым в условиях эксплуатации.

4. Опыт длительной (более 10 лет) эксплуатации турбин подтвердил высокую эффективность и надежность разработанных и реализованных мероприятий по совершенствованию проточной части среднего и низкого давления турбин:

- реконструкции ротора среднего давления с заменой цельнокованных дисков 16 и 17 ступеней на насадные;

- модернизации лопаточного аппарата 18 ступени;

- реализации методики ультразвукового контроля обода диска в районе верхних концентраторов Т-образного паза без разлопачивания диска;

- модернизации ЦНД с переходом на 2-х ступенчатую проточную часть, уплотнением РД и применением кольцевой схемы охлаждения выхлопной части ЦНД.

5. На основе выполненного комплекса экспериментальных исследований отработана методика ультразвукового контроля обода диска в районе верхних концентраторов Т-образного паза без разлопачивания диска, что позволило выявить трещины в диске 18 ступени и предотвратить его разрушение.

6. Установлены основные причины нарушений процесса перемещений корпусов подшипников турбин Т-175-130; сформирован перечень мероприятий, которые позволили практически полностью нормализовать величину тепловых расширений корпусов цилиндров:

- установка поворотных поперечных шпонок;

- установка опорных пластин из биметалла сталь-бронзографита на поверхности скольжения корпусов подшипников.

7. На основе проведенного исследования показано, что установка поворотных поперечных шпонок взамен штатных обеспечила равномерное расширение лап цилиндров в поперечном направлении на длительный период; установка пластин из биметалла сталь-бронзографита обеспечила снижение сил трения на поверхностях скольжения корпусов подшипников и долговре-

менный (*более 5 лет*) эффект улучшения процесса тепловых расширений турбины.

8. На основе обобщения комплекса исследований, промышленной апробации и реализации мероприятий по повышению надежности, экономичности эксплуатации и оценки фактического технического состояния обоснована и реализована возможность совершенствования системы организации ремонтов теплофикационных турбин Т-175-130 в условиях Омской ТЭЦ-5.

Основные положения и результаты диссертационной работы отражены в следующих публикациях автора.

1. **Эффективность модернизации цилиндра низкого давления турбины Т-185/220-12,8 / Л. Л. Симою, Г. Д. Баринберг, Е. И. Эфрос, В. В. Ермолаев, Л. А. Жученко, А. И. Шкляр, Ю. А. Сахнин, С. Н. Моденов, Б. Б. Калинин // Теплоэнергетика. 2007. № 4. С. 32 – 37.**

2. **Нормализация тепловых расширений теплофикационных турбин на Омской ТЭЦ-5 / С. Н. Моденов, Б. Е. Мурманский, Ю. М. Бродов, А. И. Лепяцкий, А. Ю. Сосновский, В. В. Ермолаев // Электрические станции. 2010. № 8. С.47– 51.**

3. **Опыт реализации автоматизированной системы контроля вибрации «Вектор» на теплофикационных турбинах Омской ТЭЦ-5 / С. Н. Моденов, А. И. Лепяцкий, Б. Е. Мурманский, Ю. М. Бродов // Электрические станции 2011. №. 1, С. 14–19**

4. Моденов С. Н. Эксплуатация турбин Т-175/210-130 (Т-185/220-130) проблемы и опыт Омской ТЭЦ-5 / С. Н. Моденов // Материалы Второй Всероссийской научно-практической конференции «Совершенствование теплотехнического оборудования ТЭС, внедрение систем сервисного обслуживания, диагностирования и ремонта». Екатеринбург : УГТУ, 1999. С. 50–53.

5. Моденов С. Н. Проблемы эксплуатации турбин Т-175/210-130 ОАО ТМЗ / С. Н. Моденов, В. К. Гаак // Материалы Третьей международной на-

учно-практической конференции «Совершенствование теплотехнического оборудования ТЭС, внедрение систем сервисного обслуживания, диагностирования и ремонта». Екатеринбург : ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2002. С. 49 – 51.

6. Моденов С. Н. Опыт внедрения системы вибродиагностического контроля турбоагрегатов Омской ТЭЦ-5 / С. Н. Моденов // Энергосбережение и энергетика в Омской области. 2003. № 3. С. 33– 34.

7. Моденов С. Н. Опыт внедрения системы вибродиагностического контроля турбоагрегатов Омской ТЭЦ-5 / С. Н. Моденов, А. И. Лепяцкий // Материалы Четвертой Международной научно-практической конференции «Совершенствование теплотехнического оборудования ТЭС, внедрение систем сервисного обслуживания, диагностирования и ремонта» Екатеринбург: ГОУ –ВПО УГТУ-УПИ, 2004. С. 47– 50.

8. Моденов С. Н. Модернизация роторов низкого давления турбин Т-185/220-130 и Т-175/210-130 на Омской ТЭЦ-5 / С. Н. Моденов, А. И. Лепяцкий // Материалы Пятой Международной научно-практической конференции «Совершенствование теплотехнического оборудования ТЭС, реконструкция ТЭС, внедрение систем сервиса, диагностирования и ремонта». Екатеринбург : ГОУ-ВПО УГТУ-УПИ, 2008. С. 79 – 85.

9. К вопросу совершенствования системы ремонтов турбин с учетом их фактического состояния / С. Н. Моденов, Б. Е. Мурманский, Ю. М. Бродов, А. И. Лепяцкий // Материалы Шестой Международной научно-практической конференции «Российская энергетика – 2009: Совершенствование теплотехнического оборудования, реконструкция ТЭС, внедрение систем сервиса». Екатеринбург : ГОУ-ВПО УГТУ-УПИ, 2009. С. 154 – 157.