



УЧРЕДИТЕЛИ:
МИНИСТЕРСТВО ТОПЛИВА И ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ,
РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ,
НТФ «ЭНЕРГОПРОГРЕСС»,
ФЕДЕРАЦИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ
И ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ ОБЩЕСТВ

Издается
с января 1930 года

ЕЖЕМЕСЯЧНЫЙ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

Электрические станции 5 2002

Содержание

АО СВЕРДЛОВЭНЕРГО — 60 лет

- 2 **Родин В. Н.** Стратегия развития АО Свердловэнерго. Исторический выбор
- 3 **Корюков Г. П.** Основные направления повышения эффективности производства
- 8 **Похорилер В. Л., Грехов Л. Л.** Разработка усовершенствованной технологии пуска дубль-блоков 300 МВт
- 13 **Похорилер В. Л., Вульфев Е. Э., Мительман М. М., Шкляр А. И., Ицкович М. Я.** Режимы остановки турбины К-200-130 с отключением системы смазки при температурах ЦВД и ЦСД до 350°C
- 21 **Баринберг Г. Д., Бусоргин В. А.** Повышение экономичности теплофикационных турбин Ново-Свердловской ТЭЦ
- 23 **Рябчиков А. Ю., Бродов Ю. М., Блинов С. Н., Жугрин Г. А., Бухман Г. Д.** Обобщение опыта модернизации конденсаторов лабиринтового пара энергоблоков мощностью 300 и 500 МВт
- 26 **Ермолаев В. В., Сосновский А. Ю., Шкляр А. И., Великович М. В., Фертиков М. В., Мурманский Б. Е., Мительман М. М.** Комплексный подход к нормализации тепловых расширений турбины
- 32 **Герасимова Е. А.** Теплозащитные конструкции оборудования ТЭС и метод контроля их состояния
- 34 **Стадничук В. С., Коновалов А. В.** Повышение надежности работы оборудования систем газоснабжения электростанций АО Свердловэнерго
- 37 **Гофман Ю. М., Уральцев Л. Я.** Восстановление работоспособности металла котлотурбинного оборудования методом сварки без последующей термообработки
- 39 **Гофман Ю. М., Филиппов А. М.** Эксплуатационная надежность металла корпусных деталей турбин ПВК-200-130 ЛМЗ
- 43 **Гофман Ю. М., Симановская Е. Ю.** Оценка методов прогнозирования эксплуатационной надежности сварных соединений паропроводов
- 49 **Гофман Ю. М., Ширяева Н. В.** Прогнозирование сроков эксплуатации паропроводов из сталей 12МХ(15ХМ)
- 52 **Мурманский Б. Е., Бухман Г. Д., Мительман М. М., Зайцев В. А.** Применение фторсодержащих поверхностно-активных веществ для повышения надежности работы турбоагрегатов
- 54 **Корюкова Л. В., Малюков А. Л., Колмогорова И. В., Шохирев А. А., Белоконова Н. А.** Освоение новых методов контроля — путь к внедрению прогрессивных технологий и режимов
- 57 **Корюкова Л. В., Добров Н. Н., Нохова О. В., Белоконова Н. А.** Опыт реконструкции водоподготовительной установки в АО Свердловэнерго
- 60 **Зайцев С. И., Пайков С. В., Вайсеров В. А.** Реконструкция дымовых труб — гарантия надежной работы электростанций
- 61 **Грехов Л. Л., Биленко В. А., Деркач Н. Н., Гальперина А. И., Струков А. П.** АСУ ТП энергоблока 500 МВт Рефтинской ГРЭС
- 68 **Лесняк С. Г., Молчан О. Д., Жданов Д. Г., Федотов П. Б.** Опыт внедрения АСКУЭ потребителей
- 71 **Алексеев А. А., Суворов А. А., Шелюг С. Н., Молчан О. Д., Исаков С. Г.** Сравнительные испытания счетчиков электрической энергии
- 74 **Осотов В. Н., Абрамов А. Б., Быков А. В.** Опыт комплексного обследования воздушных линий электропередачи
- 77 **Кузнецов В. И., Сазонова И. Г., Коновалова Г. А.** О комплексном обследовании масляных баковых выключателей 110 — 220 кВ
- 78 **Лушин А. Н., Коновалова Г. А., Михайлова Г. Ф.** Опыт эксплуатации высоковольтных вводов выключателей типа ВГБ-35

ХРОНИКА

- 80 **7-я Московская** Международная выставка «PowerTEK — Энергопрогресс'2002»

* *
* *

- 81 **Ляшенко В. С.** (К 70-летию со дня рождения)

АО СВЕРДЛОВЭНЕРГО – 60 лет

Стратегия развития АО Свердловэнерго. Исторический выбор

Родин В. Н., генеральный директор АО Свердловэнерго

К началу 90-х годов на территории Свердловской области был создан мощный энергетический комплекс. Усилиями энергетиков производственного объединения Свердловэнерго была построена развитая электрическая сеть, которая на напряжении 500 кВ была связана с энергосистемами соседних областей. В состав Свердловэнерго входили построенные за 5 десятилетий 12 электростанций общей мощностью 8300 МВт. С начала образования Свердловэнерго пережило целый ряд этапов динамичного развития. Стратегические задачи на каждом этапе были разными, но каждый раз они вытекали из исторической ситуации развития страны и региона.

В истории Свердловэнерго можно выделить несколько этапов, стратегические задачи которых были четко очерчены и успешно решены. Первым таким этапом была реализация плана ГОЭЛРО. Это был этап появления на карте страны первых крупных районных электростанций. Их появление было необходимым условием реализации главной государственной стратегии – превращения России в крупную индустриальную державу. В те годы были построены первые электростанции Свердловэнерго: Егоршинская ГРЭС – 1922 г., ТЭЦ-1 на Уралмаше (сегодня, Свердловская ТЭЦ), Среднеуральская ГРЭС – 1936 г., вошедшие в состав созданного в 1930 г. Уральского управления электростанций и сетей с центром в г. Свердловске.

В 1942 г. происходит первая реструктуризация в уральской энергетике. Уралэнерго было разделено на три энергосистемы: Свердловскую, Челябинскую и Молотовскую. Стратегическая установка первых лет Великой Отечественной войны тоже была предельно конкретной – создание в кратчайшие сроки мощного оборонного комплекса. Отсюда вытекали и стратегические задачи энергетиков. В годы войны мощность электростанций Свердловэнерго возросла в 2 раза.

Послевоенные десятилетия связаны с масштабным энергетическим строительством на территории Свердловской обл. и быстрым расширением энергосистемы на территории соседней Тюменской обл. Эта стратегическая задача была продиктована необходимостью динамичного освоения крупнейшего нефтегазоносного региона и создания мощной системы трубопроводного транспорта углеводородов. В 1980 г. из состава Свердловэнерго была выделена одна из крупнейших в стране энергосистем – Тюменьэнерго.

Последнее десятилетие для энергетического комплекса Свердловской обл. стало временем испытания на прочность. В результате акционирования и частичной приватизации энергетики прекратило свое существование производственное объединение Свердловэнерго. В 1993 г. было образовано РАО “ЕЭС России”, в состав которого вошли расположенные на территории области электрические сети напряжением 500 кВ. В состав РАО “ЕЭС России” вошли и все электростанции, установленная мощность которых превышала на момент акционирования 1000 МВт. Свердловская энергосистема – единственная в России, где таких электростанций оказалось сразу три. Это наши крупнейшие электростанции – Рефтинская, Верхнетагильская и Среднеуральская ГРЭС общей мощностью 6500 МВт. Оставшиеся девять тепловых электростанций общей мощностью около 1800 МВт и электрические сети напряжением 220 кВ и ниже вошли в состав акционерного общества Свердловэнерго, на плечи которого легло энергоснабжение одного из крупнейших промышленных регионов России.

Сейчас можно утверждать, что главную стратегическую задачу надежного энергоснабжения энергопотребителей области в один из самых сложных для страны периодов АО Свердловэнерго выполнило достойно.

В это время не было роста и развития самой энергетики, скорее, это был период выживания. Практически прекратился ввод новых генерирующих мощностей и передающих сетей. Замедлились и темпы воспроизводства уже существующих производственных фондов, повысился средний возраст находящегося в эксплуатации оборудования, большая часть которого уже выработала свой парковый ресурс. Стратегические вызовы времени, к которым можно отнести ожидаемое ужесточение экологических требований к энергетике, удорожание природных и людских ресурсов рано или поздно сделают неконкурентоспособными или просто неприемлемыми применяемые сегодня технологии производства и передачи электроэнергии и тепла.

Сегодня АО Свердловэнерго находится на пороге новых структурных преобразований. Энергетика России готовится к переходу на новый уровень рыночных отношений, предусматривающий снижение регулирующей роли государства и усиление конкуренции. Какие стратегические установки диктует энергетикам предстоящее десятилетие

тие? Существуют разные мнения на этот счет. Например:

энергетика должна перестать быть последним оплотом социализма на пути рыночных преобразований в экономике страны;

энергетика должна обеспечить будущие запросы экономического роста;

энергетика должна стать инвестиционно-привлекательной для частного капитала, только в этом у нее есть шансы на развитие;

энергетика должна быть самофинансируемой, только высокие тарифы дадут энергетике необходимые инвестиционные ресурсы;

энергетика должна обеспечить энергетическую независимость страны;

энергетика, включая электроэнергетику, должна быть главной составляющей экспортного потенциала на длительную перспективу и т.п.

Сложность в определении собственной стратегии развития для АО Свердловэнерго состоит в том, что, с одной стороны, в стране нет ясной официально принятой стратегии развития экономики и собственно топливно-энергетического комплекса страны. С другой стороны, принятые Правительством “Основные направления государственной политики реформирования электроэнергетики Российской Федерации” предполагают радикальные структурные изменения в вертикально-интегрированных региональных энергокомпаниях и выведение из их состава наиболее крупных объектов: электростанций и линий электропередачи “межсистемного значения”. Согласно этому документу целью реформирования энергетики является ресурсное и инфраструктурное обеспечение экономического роста, а стратегической задачей – перевод электроэнергетики в режим устойчивого развития на базе применения прогрессивных техно-

логий и рыночных принципов функционирования, т.е. конкуренции. В соответствии с разработанной в 2000 г. Энергетической стратегией России до 2020 г. предполагается за 20 лет увеличить производство электроэнергии в 2,6 раза, а производство тепла в 1,2 – 1,3 раза. Основным стратегическим направлением будет повышение эффективности энергоиспользования.

Однако имеющиеся неопределенности, в частности, и с судьбой самого АО Свердловэнерго, не меняют главной стратегической задачи энергетиков. Необходимо не только обеспечить простое воспроизводство основных производственных фондов, но и осуществить переход энергетики на новый технологический уровень, позволяющий более эффективно использовать исчерпаемые, а поэтому дорожающие энергоресурсы. При этом мы говорим, что “реформирование электроэнергетики должно проходить при электрическом освещении”, т.е. ответственность за обеспечение надежности электроснабжения потребителей должна быть успешно передана организациям – правопреемникам АО Свердловэнерго. Недавний опыт наших калифорнийских коллег показал, что при реформировании энергетики возрастают риски снижения надежности.

Изложенные стратегические установки учитываются в разрабатываемой в настоящее время программе технического развития АО Свердловэнерго. Программа предусматривает обновление более половины мощностей, эксплуатируемых сегодня акционерным обществом, и осуществление ряда пилотных проектов, подготавливающих технологический прорыв. Ближайшая стратегическая задача АО Свердловэнерго – провести организационно-структурные изменения таким образом, чтобы стратегические задачи развития энергетики региона не оказались “бесхозными”.

Основные направления повышения эффективности производства

Корюков Г. П., главный инженер АО Свердловэнерго

Свердловэнерго функционирует уже 60 лет и обеспечивает энергоснабжение региона с населением 4,7 млн. чел. и территорией 195 тыс. км².

На 12 тепловых электростанциях и в Свердловских тепловых сетях эксплуатируются 119 энергетических и 24 водогрейных котла, 76 турбин, в том числе, четыре пылеугольных энергоблока по 500 МВт, девять пылеугольных и газомазутных энергоблоков по 300 МВт, пять пылеугольных и газомазутных энергоблоков по 200 МВт и 20 турбин по 100 МВт.

В настоящее время на балансе семи предприятий электрических сетей АО Свердловэнерго находится более 9300 подстанций напряжением 6 – 500 кВ суммарной установленной мощностью трансформаторов свыше 20 000 МВ·А, из них 421 подстанция напряжением 35 кВ и выше, 45 600 км воздушных линий электропередачи напряжением 0,4 – 220 кВ, свыше 2700 км кабельных линий, в том числе около 70 км кабельных линий напряжением 35, 110 кВ, из них 22 км – 110 кВ.

Структура оборудования энергосистемы по параметрам острого пара за последние годы практически не изменилась и представлена далее.

Параметры пара	Установленная мощность, %
240 кгс/см ² , 540°C	55,5
130 кгс/см ² , 565°C	21,3
90 кгс/см ² , 500°C	17,8
35 кгс/см ² , 400°C и ниже	5,4

По структуре топлива в энергосистеме используется 61,74% высокозольных и высокоабразивных экибастузских и свердловских углей, 37,2% природного газа и 1,06% мазута.

Для указанного состава оборудования и структуры сжигаемого топлива энергосистема имеет достаточно высокие технико-экономические показатели.

Удельный расход топлива на отпущенную:

электроэнергию, г/(кВт·ч)	359,3
теплоту, кг/Гкал	146,9
Расход электроэнергии на с.н. по отпуску электроэнергии, %	5,42
Расход электроэнергии на отпущенное тепло, кВт·ч/Гкал	29,5

Одно из важнейших направлений повышения эффективности работы энергосистемы – увеличение доли выработки электроэнергии на тепловом потреблении, которая за последние 10 лет выросла с 10% в 1990 г. до 15,6% в 2001 г.

Немалую положительную роль при этом сыграла проводимая в энергосистеме долговременная политика по созданию мощных теплофикационных комплексов (ТФК) на основе малозатратной реконструкции действующих ГРЭС. Так, в 1996 – 1998 гг. введены в эксплуатацию ТФК Верхнетагильская ГРЭС – г. Новоуральск и Серовская ГРЭС – г. Серов. Практически превращена в ТЭЦ Нижнетуриная ГРЭС, которая обеспечивает теплом всех потребителей района.

Сегодня от предприятий Свердловэнерго получают тепло 15 городов и поселков области с населением более 2 млн. чел., отпуск тепла потребителям в 2001 г. составил 25,4 млн. Гкал, за счет чего было выработано около 6 млрд. кВт·ч электроэнергии на тепловом потреблении и сэкономлено примерно 1,2 млн. т условного топлива.

Первый комплекс дальнего теплоснабжения был создан в 60-х годах на базе реконструкции и расширения Среднеуральской ГРЭС (СУГРЭС), от которой тепло для г. Свердловска подается по 30-километровой трассе. Сегодня это одна из крупнейших в стране единая система централизованного теплоснабжения (СЦТ) мощностью 3500 Гкал/ч, которая обеспечивает теплом и горячей водой потребителей г. Екатеринбурга, Березовского, Верхней Пышмы и Среднеуральска. Кроме СУГРЭС, тепло в СЦТ поступает еще от четырех ТЭЦ и двух водогрейных котельных.

Следует отметить, что в последние годы, в основном из-за несовершенства действующей политики установления тарифов на топливо и энергию, в городах области интенсифицировался процесс строительства индивидуальных теплоисточников. Безусловно, это может быть целесообразным для отдельных категорий потребителей (малоплотная, коттеджная застройка, небольшие населенные пункты и т.п.). Но строительство локальных теплоисточников в зоне действия системы централизованного теплоснабжения ведет к снижению эффективности теплофикации, перерасходу ресурсов, требует поставки дополнительного количества топлива в область и ухудшает экологическую обстановку в городах.

С 1999 г. по инициативе Свердловэнерго все заявки на строительство новых локальных теплоисточников в г. Екатеринбурге рассматриваются на специально созданной при городской администрации комиссии, в которой участвуют все заинтересованные организации. Это позволило несколько упорядочить ситуацию. Представляется целесообразным принятие соответствующих мер на региональном и федеральном уровнях, создание по опыту Дании, Швеции, ФРГ и других развитых стран правовой базы для стимулирования развития теплофикации как наиболее эффективного способа экономии топлива, улучшения экологической обстановки городов.

С целью повышения теплофикационной мощности энергосистемы модернизированы более 30 турбин с увеличением существующих, организацией новых отборов тепла, переводом в режим работы с противодавлением и ухудшенным вакуумом.

На СУГРЭС по проекту ЛМЗ выполнена модернизация турбины К-300-240 (ст. № 11) с организацией отбора тепла до 200 Гкал/ч, что позволило своевременно обеспечить растущие тепловые нагрузки областного центра и отказаться от дорогостоящего расширения СУГРЭС блоками Т-250. Уже более 10 лет на Ново-Свердловской ТЭЦ успешно эксплуатируется турбина типа Т-110/120-130 ТМЗ, переведенная в режим противодавления с установкой фальш-ротора без рабочих лопаток. На Качканарской ТЭЦ выполнена модернизация турбины ПР-25 ТМЗ с увеличением тепловой и электрической мощности, а на Свердловской ТЭЦ в 1998 г. установлена противодавленная турбина ПР-12, замедившая РОУ.

Внедряются новые энергосберегающие технологии. На Среднеуральской ГРЭС введена в эксплуатацию самая крупная в стране газотурбинная расширительная станция (ГТРС) с турбиной 11,5 МВт, которая предназначена для использования энергии перепада давления природного газа, ранее терявшегося в редуцированных клапанах ГРП. Указанной работе предшествовал большой комп-

лекс исследовательских, расчетных, проектных работ, показавших высокую эффективность использования этого энергосберегающего мероприятия.

Технологической схемой ГТРС предусмотрен подогрев природного газа перед турбиной до 135°C, который осуществляется за счет тепла уходящих газов котлов ТГМП-114 энергоблоков 300 МВт.

В рамках технического перевооружения на трех энергоблоках 200 МВт Верхнетагильской ГРЭС выполнена замена цилиндров высокого и среднего давления (в сборе), стопорных и регулирующих клапанов. На котлах ПК-47 этих энергоблоков завершена замена регенеративных воздухоподогревателей на трубчатые. В 2000 г. выполнена модернизация проточной части ЦНД одной турбины К-200-130 ЛМЗ с целью повышения ее экономичности и исключения ступеней Баумана.

Продолжается большая целенаправленная работа по повышению экологической безопасности производства. Совместно с УГТУ-УПИ разработаны и реализованы проекты целого ряда новых высокоплотных маслоохладителей различных типов-размеров, в которых применяются нержавеющие витые трубки и оригинальный способ их вальцевания. На электростанциях АО Свердловэнерго модернизировано свыше 100 маслоохладителей.

Широко внедряется высокоэффективная пневмогидроимпульсная очистка маслосистем, позволяющая при высоком качестве очистки резко сократить время промывки и уменьшить количество фланцевых соединений маслопроводов.

В последние годы на многих электростанциях энергосистемы стали широко применяться фторсодержащие поверхностно-активные вещества для обработки валов турбоагрегатов в местах выхода из картеров с целью ликвидации утечек масла, что снижает пожароопасность и повышает надежность фундаментов.

На восьми турбинах К-300-240 и К-500-240 ПО “Турбоатом” выполнена головная модернизация неотключаемого элемента тепловой схемы турбоустановок – холодильников эжекторов лабиринтового пара, что резко повысило надежность работы блоков.

На всех электростанциях среднего и высокого давления физически и морально устаревшие питательные насосы заменены на высокоэкономичные типа ПЭ. Намечается установка головных насосов “половинной” производительности ПЭ-160-140 производства КТЗ, в конструкции которых применены встроенные подшипники на водяной смазке и торцевые уплотнения. Торцевые уплотнения в АО Свердловэнерго нашли широкое применение на сетевых насосах СЭ-2500-180, СЭ-2500-60, на питательных насосах ПЭ-580-185, ПЭ-250-45 и др. На блоке 200 МВт Верхнетагильской ГРЭС установлены и успешно эксплуатируются головные

образцы конденсатных насосов КсВ 320-50/160, выполненные с промежуточным отбором конденсата на блочную обессоливающую установку и возвратом его в насос для дальнейшего повышения давления.

Важным направлением повышения эффективности и ремонтпригодности котельных агрегатов энергосистемы является широкое использование для водяных экономайзеров интенсифицированных поверхностей нагрева из труб плавникового профиля, с приварными плавниками, мембранных и оребренных труб. Для изготовления высокоэффективных поверхностей в энергосистеме введена в работу установка высокой производительности (2,7 м/мин) по ленточному оребрению труб. Модернизация водяных экономайзеров выполнена на 17 котлах типа ПК-14 и ТГМ-96.

Постоянно ведутся работы по усовершенствованию действующих и освоению принципиально новых золоулавливающих устройств на пылеугольных котлах.

На шести пылеугольных котлах ПК-14 Верхнетагильской и Серовской ГРЭС взамен труб Вентури установлены принципиально новые золоуловители мокрого типа – батарейные эмульгаторы, изготовленные из стеклопластиковых материалов. В ходе их длительной эксплуатации выявился ряд серьезных дефектов, связанных с конструктивными недостатками и несоответствием применяемых материалов. В связи с этим в период 1999 – 2001 гг. на четырех котлах проведена реконструкция с переходом на батарейные эмульгаторы II поколения (с кассетами сотовой конструкции, состоящими из эмульгаторных элементов квадратного сечения). Эмульгаторы выполнены из титана, степень очистки по результатам проведенных испытаний составляет 99,0 – 99,3%.

На двух котлах Е-50 Артемовской ТЭЦ установлен другой тип эмульгатора – кольцевой, изготовленный также из титана. Пятилетний опыт эксплуатации этих эмульгаторов показал надежность их работы при обеспечении степени очистки газов на уровне 99,0 – 99,3%.

На пылеугольных и газомазутных энергетических и водогрейных котлах выполнен большой комплекс технологических и реконструктивных мероприятий по снижению выбросов окислов азота. На ряде котлов ПК-14 Серовской и Верхнетагильской ГРЭС совместно с Уралтехэнерго выполнены схемы ступенчатого сжигания топлива с перераспределением пыли и воздуха по горелкам, что позволило снизить выбросы окислов азота на 40 – 50%, до 550 – 600 мг/м³. Однако при этом КПД котла снижается на 1,5 – 1,8%. На трех газомазутных котлах ТГМП-114 энергоблоков 300 МВт Среднеуральской ГРЭС выполнена модернизация горелочных устройств с переходом на малотоксичные горелки (конструкция ВТИ и Ха-

рьковского ЦКБ “Энергопрогресс”) с вводом газов рециркуляции непосредственно в горелки. Модернизация оказалась весьма эффективной; выбросы окислов азота были снижены примерно в 8 раз до уровня, ниже нормативного.

Для оперативной настройки топочных режимов и контроля работы кислородомеров на энергетических и водогрейных котлах энергосистема использует современные приборы, в частности, фирмы “Тесто”.

При диагностике состояния теплозащитных конструкций тепломеханического оборудования (котлы, турбины, паропроводы) и строительных конструкций (дымовые трубы) широко применяется тепловизионная техника. Проводится ежегодное обследование состояния более 40 единиц оборудования до и после ремонта с выдачей данных для оформления тепловых паспортов. Идет отработка методики контроля дымовых труб.

На электрическом оборудовании энергосистемы достижения научно-технического прогресса используются для ресурсосбережения и повышения эффективности диагностики.

Широко проводившиеся в предшествующие годы мероприятия по модернизации для поддержания работоспособности электрических устройств и улучшения их технических характеристик (использование при перемотке генераторов новых изоляционных материалов, замена дугогасительных устройств старых баковых выключателей 110 – 200 кВ вновь разработанными, повышенной отключающей способности и др.) позволили продлить срок службы этого оборудования. Однако к настоящему времени на большей его части достигнут уже критический износ основных базовых элементов, которые не поддаются ремонту и требуют полной замены.

Проводятся замены статоров и роторов генераторов мощностью 300 и 500 МВт, отработавших ресурс, при этом статоры с изношенными сердечниками и обмотками реконструируются на заводах-изготовителях (замена железа и обмотки статора), а роторы перематываются на собственной базе. Блочные трансформаторы собственных нужд и сетевые трансформаторы модернизируются с повышением динамической стойкости. Реконструируемые линии электропередачи выполняются с полимерными и стеклянными изоляторами. Энергосистема продолжает совершенствовать защиту оборудования центров питания ограничителями перенапряжения 0,4 – 500 кВ, рационализировать схемы защиты электроустановок с продолжительным периодом эксплуатации (свыше 30 лет) от атмосферных перенапряжений путем отказа от установки трубчатых разрядников, искровых промежутков, подвески грозозащитных тросов взамен физически изношенных на воздушных линиях электропередачи 110, 220 кВ (за исключением подходов этих ВЛ к ОРУ электростанций и под-

станций). За 15-летний период осуществления названных мер не выявлено негативных явлений.

Учитывая существенные затраты на проведение ремонтных кампаний, в АО Свердловэнерго большое внимание уделяется внедрению мероприятий, направленных на продление межремонтного периода оборудования и переход к ремонтам по фактическому состоянию. Активно и успешно осваиваются нестандартные виды диагностики электротехнического оборудования (вибродиагностика, измерение частичных разрядов, диэлектрических потерь, термовидение, оптико-электронный контроль и др.). Турбогенераторы, силовые трансформаторы, коммутационные аппараты 110, 220 кВ, кабельные и воздушные линии электропередачи 110 кВ и выше, другое ответственное электрооборудование ремонтируются преимущественно по фактическому техническому состоянию, оцениваемому по результатам диагностики.

Значительный объем работ по техническому перевооружению на базе новых технологий проводится в топливно-транспортных цехах электростанций: модернизированы два крана – перегружателя угля с заменой грузовых тележек и электрического оборудования; на трех электростанциях введены в эксплуатацию резервные “бульдозерные подачи” угля со склада на производство. Рефтинская ГРЭС перевела пять технологических бульдозеров Т-330 с двигателями воздушного охлаждения на двигатели водяного охлаждения, увеличив тем самым их межремонтный ресурс в 8 раз.

Большое внимание в энергосистеме уделяется техническому перевооружению средств контроля и управления технологическими процессами. В 1998 г. на пылеугольном энергоблоке мощностью 500 МВт Рефтинской ГРЭС внедрена полномасштабная автоматизированная система управления (АСУ ТП) на базе программно-технического комплекса (ПТК) “Телеперм-МЕ” фирмы Сименс. Система обеспечила значительное повышение эффективности работы всех подсистем контроля и управления энергоблоком и, как следствие, повышение надежности и экономичности работы оборудования. Опыт освоения ПТК “Телеперм-МЕ” на Рефтинской ГРЭС стимулировал дальнейшее внедрение этого оборудования. В декабре 2001 г. на газотурбинной расширительной станции Среднеуральской ГРЭС смонтирована, налажена силами специалистов АО Свердловэнерго и пущена в эксплуатацию аналогичная АСУ ТП на аппаратуре ПТК “Телеперм-МЕ”. В ближайших планах энергосистемы – внедрение полномасштабных АСУ ТП на базе ПТК “ТПТС-51” реконструируемого газомазутного энергоблока мощностью 300 МВт Среднеуральской ГРЭС с теплофикационной турбиной.

Внедряются и другие современные информационные и информационно-управляющие цифровые технологии:

на энергоблоке № 11 мощностью 300 МВт СУГРЭС внедрена информационная система контроля технологических параметров на микропроцессорных технических средствах ПТК “Саргон” разработки НВТ “Автоматика”;

на Первоуральской ТЭЦ внедрена АСУ ТП химической водоподготовки на базе микропроцессорных контроллеров фирмы “Omron”. Аналогичные технические средства внедряются в настоящее время и на ВПУ других электростанций энергосистемы.

В энергосистеме ведется целенаправленная работа по снижению отказов в работе оборудования, что позволило в 1990 – 2000 гг. обеспечить устойчивую тенденцию к снижению числа отказов в работе оборудования (см. рисунок).

Одним из серьезных факторов повышения эффективности производственно-хозяйственной деятельности энергосистемы явились работы по внедрению интегрированной системы R/3 фирмы SAP из Германии, модули которой могут работать в реальном масштабе времени и охватить производственно-хозяйственную деятельность всех уровней. В систему может вводиться и обрабатываться информация о любой хозяйственной и производственной операции, начиная с любого рабочего места, участка, цеха, предприятия и акционерного общества в целом.

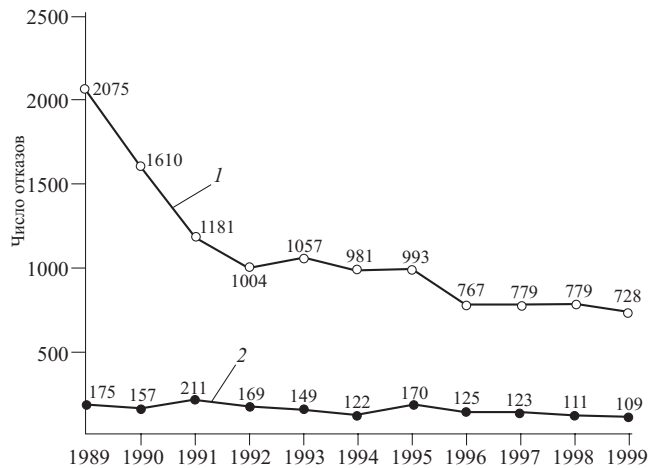
Все модули системы R/3 взаимосвязаны (интегрированы) и автоматически взаимодействуют между собой на основе единой (интегрированной) базы данных. Два модуля, которые имеются только в системе R/3 - задачи сбыта электрической и тепловой энергии, а также задачи техобслуживания и ремонта, позволяют замкнуть автоматизацией все сферы производственно-хозяйственной деятельности.

В 2001 г. было ускорено внедрение системы R/3 на всех предприятиях АО Свердловэнерго. К настоящему времени все предприятия электрических сетей и тепловых электростанций энергосистемы подготовлены к продуктивному старту по основным модулям.

На основе возможностей системы R/3 специалистами АО Свердловэнерго разработаны и сданы комиссии задачи АСКУЭ межсистемных перетоков, которые по своей функциональной насыщенности не имеют аналогов.

Внедрение системы R/3 на всех предприятиях Свердловэнерго явится качественно новым шагом в дальнейшем развитии автоматизации производственно-хозяйственной деятельности.

Проблемы учета энергии, прежде всего, связаны с регулированием взаимоотношений между энергоснабжающей организацией (поставщиком) и потребителем, которое возможно только на основе достоверного учета. Для обеспечения его в АО Свердловэнерго проводится оснащение узлов



Распределение отказов по годам:

1 – отказы; 2 – недостатки

учета тепловой и электрической энергии современными средствами измерений. На предприятиях Свердловэнерго создаются автоматизированные системы коммерческого учета тепловой энергии (АСКУТЭ) и автоматизированные системы коммерческого учета энергии (АСКУЭ).

Внедрение АСКУТЭ и АСКУЭ позволит реализовать следующие задачи:

- измерение и контроль параметров;
- контроль и учет производства, потребления энергоресурсов;
- составление балансов выработки, потребления и потерь;
- определение фактических и нормативных величин потерь;
- расчет балансов по предприятию в целом;
- контроль за соблюдением договорных величин по расходу теплоносителей, теплоснабжению, электропотреблению;
- информационное обеспечение оперативного персонала и руководства предприятий АО Свердловэнерго.

Работе по созданию АСКУТЭ предшествовали обследование и инвентаризация всех имеющихся узлов поставщика и потребителя с анализом их состояния и принятие решений по реконструкции каждого конкретного узла. На ряде предприятий разработаны и согласованы технические задания. Проведены проектные, монтажные и наладочные работы. Организована работа по метрологическому обеспечению и поэтапная сдача систем в промышленную эксплуатацию (Свердловская ТЭЦ, Первоуральская ТЭЦ, СУГРЭС).

Использование АСКУЭ предусматривает внедрение систем автоматизированного учета электроэнергии четырех уровней:

- межсистемных перетоков;
- электростанций;
- межсетевых перетоков;
- промышленных предприятий.

В АСКУЭ межсистемных перетоков будет поступать информация с 33 объектов, в том числе с 9 потребительских подстанций. АСКУЭ электростанций реализована уже на 8 ТЭС с передачей данных в центр сбора информации (ЦСОИ) Свердловэнерго. Выполнены проекты АСКУЭ межсетевых перетоков, ведутся подготовительные работы к внедрению. В сетевых предприятиях создаются ЦСОИ АСКУЭ. Поэтапно подстанции оснащаются электронными электросчетчиками и устройствами сбора данных.

Организуется передача данных от АСКУЭ промышленных предприятий в Свердловэнерго и создание системы контроля за потреблением электроэнергии крупными промышленными предприятиями с подстанций Свердловэнерго.

Автоматизированный оперативный контроль учета электроэнергии промышленных предприятий и межсистемных перетоков дает экономический эффект порядка 10 млн. руб. в год за счет выявления и устранения недостатков учета электроэнергии.

Большое внимание в энергосистеме уделяется работе с персоналом: повышению уровня профессиональной подготовки, организации безопасности труда.

Профессиональная подготовка персонала осуществляется на базе образовательных структур г. Екатеринбурга и в собственном учебном комбинате. Заключено генеральное соглашение с Уральским государственным техническим университе-

том о совместной деятельности по подготовке и переподготовке специалистов с высшим образованием для Свердловэнерго. Реализуется программа подготовки инженерных кадров в вузах города с целевым направлением молодых специалистов на предприятия энергосистемы.

В АО Свердловэнерго действует "Положение о системе управления охраной труда", обязательное для всех его предприятий. Создан институт общественных инспекторов по охране труда, насчитывающий в настоящее время 273 общественных уполномоченных. С участием общественности проводится работа комитета по охране труда, который рассматривает все несчастные случаи и разрабатывает мероприятия по предотвращению травматизма.

С 1999 г. проводится смотр-конкурс по профилактике производственного травматизма и безопасному проведению работ, с ежеквартальным подведением итогов. Все это позволило снизить травматизм, коэффициент частоты которого уменьшился от 3,9 в 1992 г. до 0,5 в 2001 г.

Основными направлениями деятельности энергосистемы на ближайшие годы будут оставаться повышение надежности и экономичности работы оборудования, разработка и реализация технических решений по перспективному развитию тепло- и электроснабжения потребителей.

Прорабатываются варианты реконструкции и технического перевооружения электростанций с применением современных, в том числе, парогазовых и газотурбинных технологий.

Разработка усовершенствованной технологии пуска дубль-блоков 300 МВт

Похорилер В. Л., канд. техн. наук, Грехов Л. Л., инж.

Уральский государственный технический университет – Рефтинская ГРЭС

На большинстве отечественных энергоблоков, в том числе и на дубль-блоках 300 МВт, используется типовая пусковая схема с одноступенчатым байпасированием турбины [1 – 6]. Применительно к этой схеме разработана и используется, так называемая, унифицированная технология пуска блока. При всех известных достоинствах этих решений им свойственны и определенные недостатки. Одним из самых серьезных недостатков является проблема регулирования температуры пара промперегрева (ППП) в пусковых режимах. При унифицированной технологии пуска стартовое тепловыделение в топке котла и начальный режим его растопки выбираются из условия получения "толчковых" параметров свежего пара, необходи-

мых по условиям прогрева элементов ЦВД. В то же время ротор ЦВД (РВД) существенно уступает по массивности и диаметру ротору ЦСД (РСД) современных мощных турбин, в частности, турбин на сверхкритические параметры пара (СКД). В турбинах СКД РСД вообще является наиболее термонапряженным элементом в переходных режимах.

В связи с тем, что в однобайпасной пусковой схеме через ППП при развороте турбины проходит только пар, поступающий в ЦВД, его расход оказывается непропорционально малым по сравнению с расходом топлива, что приводит к быстрому росту температуры пара на входе в ЦСД. В результате при пусках турбины, в особенности при пус-

ках из холодного состояния, в РСД возникают чрезмерные (до 200°C и более) разности температур по радиусу, что более чем в 2 раза превышает ее допустимые значения. В этой связи основная задача регулирования температуры пара ППП при пусках по унифицированной технологии – снижение уровня этой температуры с целью ограничения температурных разностей и напряжений в РСД.

Основным вариантом пускового регулирования температуры пара ППП на дубль-блоках 300 МВт [4] является использование пускового байпаса 8 тракта ППП (рис. 1). С его помощью часть холодного пара с выхлопа ЦВД 2 подается в трубопровод “горячего” промперегрева (ГПП) 9 помимо тракта ППП 6. Перемешивание этого пара с горячим паром, прошедшим тракт ППП, и обеспечивает требуемое снижение температуры пара на входе в ЦСД 3. Это решение достаточно эффективно при сравнительно невысоких тепловых нагрузках топки – при развороте турбины и при начальном ее нагружении. При дальнейшем нагружении блока пропуск значительного расхода пара помимо тракта ППП связан с опасностью перегрева металла змеевиков промпароперегревателя, поэтому использование пускового байпаса ППП ограничивается режимом разворота турбины и начального ее нагружения. “Узким” местом этого варианта является тройник 10, в котором перемешивается холодный и горячий потоки пара ППП. Из-за большого перепада температур в тройнике возникают значительные температурные напряжения, которые вызывают появление трещин и необходимость частого ремонта и замены тройников. Учитывая это, на дубль-блоках 300 МВт Рефтинской ГРЭС от использования пусковых байпасов ППП для регулирования температуры пара перед ЦСД отказались и указанные байпасы были ликвидированы.

Другим вариантом пускового регулирования температуры пара промперегрева является использование для этой цели пусковых впрысков низкого давления 11, устанавливаемых в трубопроводах ГПП за ППП (см. рис. 1). Этот вариант – типовой для блоков мощностью 500 и 800 МВт [3]. Для впрыска в пароохладитель используется питательная вода 12, отбираемая из промежуточной ступени питательного насоса. Распыл впрыскиваемой воды осуществляется с помощью механических форсунок. Рассматриваемое решение эффективно при значительных электрических нагрузках блока – не ниже 10% номинальной мощности [3]. Применение его при меньших расходах пара, как правило, не допускается из-за выпадения капель впрыскиваемой воды из парового потока. “Узким местом” при этом являются гибы трубопроводов за впрыскивающим пароохладителем, играющие роль своеобразных центробежных сепараторов.

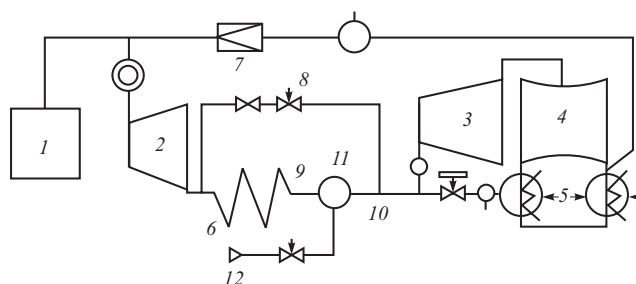


Рис. 1. Принципиальная пусковая схема блока с одноступенчатым байпасированием турбины:

1 – котел; 2 – ЦВД; 3 – ЦСД; 4 – ЦНД; 5 – конденсатор; 6 – промежуточный пароперегреватель; 7 – ПСБУ; 8 – пусковой байпас промперегревателя; 9 – трубопроводы ГПП; 10 – тройник; 11 – впрыскивающий пароохладитель низкого давления; 12 – подвод воды из промежуточной ступени питательного насоса

Попадание капель воды на горячие стенки трубопроводов приводит к их резкому локальному охлаждению с последующим быстрым прогревом после полного испарения капли. При этом в стенках возникают значительные температурные напряжения, изменяющиеся циклически. Число таких циклов может быть достаточно большим даже в процессе одного пуска. Естественно, что в результате наблюдается растрескивание гибов из-за термической усталости и возникает необходимость их замены. Поэтому пусковые впрыски низкого давления с форсунками механического распыливания не рекомендуется использовать в процессе разворота турбины и ее начального нагружения. Такие впрыски включают в работу при нагрузках блока, превышающих 10% номинальной мощности. Таким образом, данный вариант фактически исключает возможность регулирования температуры пара после ППП в процессе разворота турбины.

Очевидно, что оптимальным вариантом было бы использование в пусковой схеме блока как пусковых байпасов ППП, так и впрысков низкого давления. При этом первые используются при развороте и начальном нагружении турбины, а вторые – при более высоких нагрузках блока. Такое решение реализовано в качестве типового на моноблоках мощностью 300 МВт [5].

Следует отметить, что для расширения диапазона работы впрысков низкого давления в сторону малых расходов пара через тракт ППП Харьковским турбинным заводом было предложено использовать в них форсунки с паровым распыливанием впрыскиваемой воды [3]. Этот вариант был проверен на дубль-блоках 300 МВт Рефтинской ГРЭС. Но решение не получило широкого распространения на электростанциях, так как в процессе эксплуатации выявились его существенные недостатки: сложность конструкции используемых форсунок, их “капризность”, частые выходы из строя. Кроме того, необходимость подвода пара на

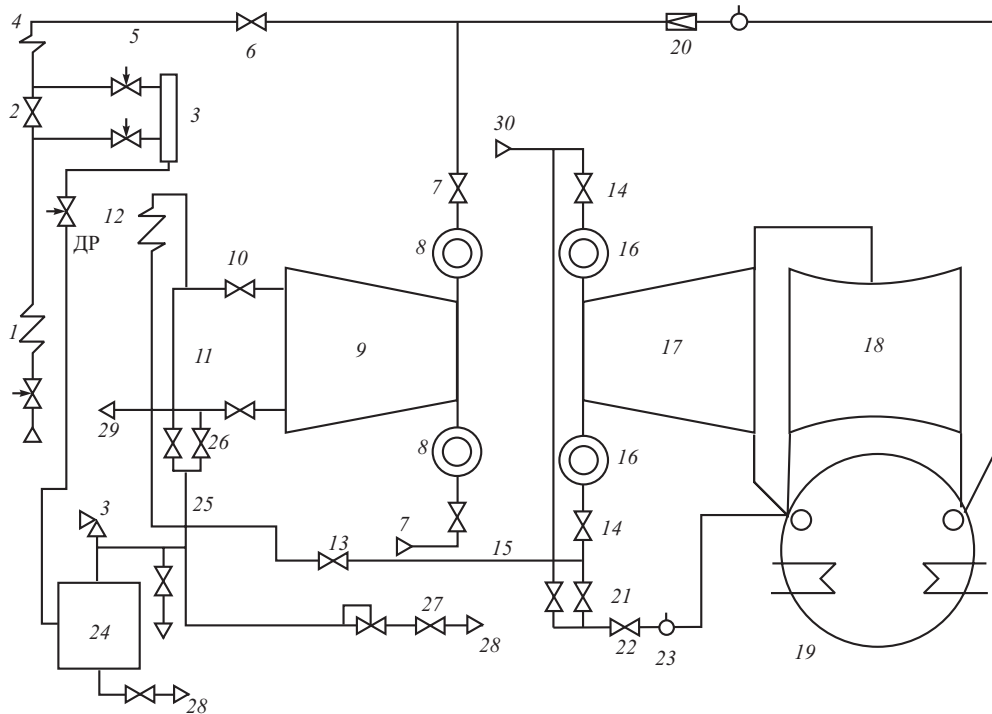


Рис. 2. Принципиальная пусковая схема дубль-блока 300 МВт:

1 – экономайзерный и парогенерирующий тракты котла; 2 – встроенная задвижка (ВЗ); 3 – встроенные сепараторы (ВС); 4 – пароперегревательный тракт котла; 5 – паропроводы свежего пара; 6 – задвижка ГПЗ-1; 7 – задвижка ГПЗ-2; 10, 13, 14, 21, 22, 26, 27 – задвижки; 8 – блок клапанов парораспределения ЦВД; 9 – ЦВД; 11 – трубопроводы ХПП; 12 – промперегреватель котла; 15 – трубопроводы ППП; 16 – клапаны ЦСД; 18 – ЦНД; 19 – конденсатор; 20 – пускосбросное устройство (ПСБУ); 23 – линия обеспаривания тракта промперегрева; 24 – топочный расширитель блока (Р-20); 25 – линия подачи пара от Р-20 в трубопроводы ХПП; 28 – сброс в конденсатор; 29 – ко второму корпусу котла; 30 – от второго корпуса котла

форсунки из системы собственных нужд усложняет схему блока.

Изложенное объясняет тот факт, что на некоторых энергоблоках средства, обеспечивающие пусковое регулирование температуры пара промперегрева, практически отсутствуют. Анализ данных, полученных при пусках таких блоков, показывает, что при этом режим прогрева РСД крайне неблагоприятен. Температура пара перед ЦВД в процессе разворота турбины быстро возрастает до 420 – 440°C даже при пусках блока из холодного состояния, что приводит к интенсивному прогреву наружной поверхности ротора при сравнительно низкой температуре внутренних слоев металла, расположенных вблизи поверхности осевой расточки. При этом разность температур металла ротора по его радиусу возрастает до 200 – 220°C, что более чем в 2 раза превышает величину разности 90 – 100°C, обычно принимаемую для таких роторов в качестве допустимой.

С учетом описанных недостатков существующих вариантов регулирования температуры пара промперегрева была поставлена задача решения этой проблемы принципиально новым способом – за счет изменения самой технологии пуска блока. Было проанализировано несколько вариантов такой технологии; часть из них была проверена экспериментально.

В первом варианте пар после ЦВД делился на два потока. Один поток поступал в промпароперегреватель 12 растапливаемого котла (рис. 2), а второй поток по трубопроводу 29 поступал в ППП второго корпуса, находящегося в резерве, и пройдя его, по трубопроводу 30 поступал на вход в ЦСД. Перемешивание “горячего” потока пара, прошедшего ППП растапливаемого корпуса, и “холодного” потока, поступающего по трубопроводу 30, происходит на входе самого ЦСД. Таким образом, ППП второго (нерастапливаемого) корпуса котла фактически выполняет функции пускового байпаса растапливаемого корпуса.

Недостатком этого варианта является возможность его использования только в случае готовности к пуску обоих корпусов котла. Если на одном из них производятся ремонтные работы, то этот вариант использовать нельзя.

Были проанализированы и экспериментально опробованы варианты пуска блока, в которых разворот турбины до 1000 – 1200 1/мин и прогрев ЦСД на этой частоте производятся посторонним паром, подаваемым помимо ЦВД из системы общестанционных собственных нужд. В условиях Рефтинской ГРЭС для этой цели могут быть использованы два варианта: с помощью РОУ ГПП и с помощью РОУ ХПП.

В нормальных режимах работы блока РОУ ГПП подает пар от него в общестанционный коллектор собственных нужд с температурой около 380°C. При пуске пароохладитель этой РОУ используется для снижения температуры пара СН перед ЦСД пускаемой турбины. При нормальной работе блока РОУ ХПП подает пар с выхлопа ЦВД в общестанционный коллектор пара СН с температурой 250°C.

Достоинством этого варианта является возможность непосредственного использования пара СН для подачи в ЦСД без дополнительного регулирования его температуры. Достоинством обоих вариантов является возможность начала разворота турбины и прогрева ЦСД еще до начала растопки котла. В этих случаях достаточно длительные выдержки на частоте вращения 1000 – 1200 1/мин, необходимые для прогрева РСД, практически не оказывают влияния на продолжительность пуска блока.

Существенным недостатком этих вариантов являются дополнительные потери на пуск, связанные с потреблением стороннего пара из общестанционных коллекторов СН. Следует учесть, что при растопке “своего” котла значительное количество пара сбрасывается в конденсатор и не используется. Необходимо также, чтобы в коллекторах СН имелся пар в необходимом количестве. Определенные проблемы для ГРЭС представляет и необходимость подчинения режима работы системы пара СН условиям пуска одного из блоков.

Этих недостатков лишен вариант пуска блока, основанный на использовании для разворота турбины “собственного” пара, генерируемого в растопочном расширителе блока 24 (Р-20). Именно этот вариант и был принят как основной для усовершенствованной технологии пуска блока. В ее основу было положено также то обстоятельство, что (как показали многочисленные исследования и опыт эксплуатации) ротор ЦВД при развороте и вращении с частотой до 1300 1/мин может работать при безрасходном режиме достаточно длительное время без опасности его недопустимого разогрева. Это обстоятельство широко используется в технологии пуска, применяемой на зарубежных энергоблоках с двухбайпасной пусковой схемой. В отечественной энергетике это обстоятельство использовано в технологии пуска, применяемой на энергоблоках мощностью 800 МВт с однобайпасной пусковой схемой. На этих блоках толчок турбины, разворот до частоты 1200 – 1300 1/мин и прогрев на этой частоте осуществляются паром, подаваемым в ЦСД при безрасходном режиме ЦВД.

Кроме этих двух принципиальных моментов, при разработке усовершенствованной технологии были использованы другие технологические прие-

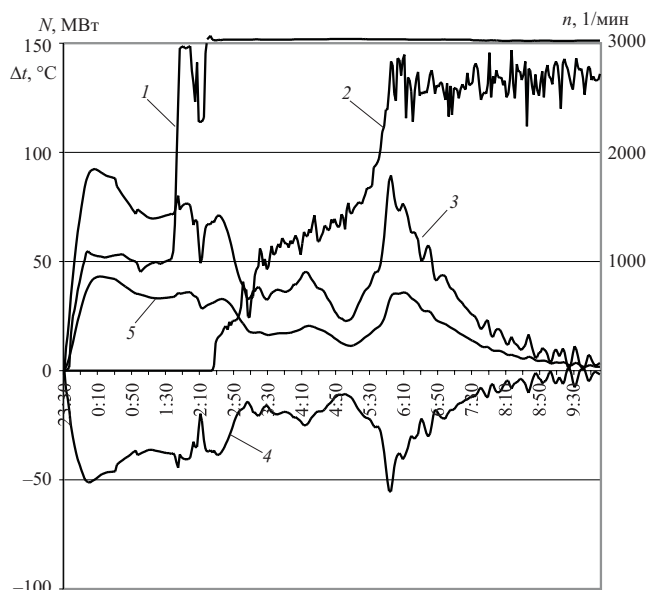


Рис. 3. Изменения температурных разностей в РСД турбины К-300-240 ХТЗ при пуске по усовершенствованной технологии:

1 — частота вращения ротора; 2 — мощность генератора; 3 — $\Delta t_0 = t_1 - t_k$; 4 — $\Delta t_1 = t - t_1$; 5 — $\Delta t_k = t - t_k$; температуры: t_1 — обогреваемой поверхности; t_k — поверхности осевой расточки; t — средняя по сечению ротора

мы, применяемые при пусках блоков большой мощности [3, 6 – 9].

Основные особенности усовершенствованной технологии пуска дубль-блоков 300 МВт, экспериментально проверенной и внедряемой на Рефтинской ГРЭС, сводятся к следующему:

1. Подача пара, генерируемого в растопочном расширителе блока (Р-20), в тракт промперегрева с самого начала растопки котла.

2. Установление стартового тепловыделения в топке котла на уровне, обеспечивающем получение на выходе тракта промперегрева температуры пара, соответствующей температуре ЦСД; параметры свежего пара, сбрасываемого на этой стадии через ПСБУ в конденсатор, не регулируются.

3. Толчок и разворот ротора до 900 – 1000 1/мин и прогрев РСД на этой частоте вращения за счет подачи пара в ЦСД. Клапаны ЦВД при этом закрыты и РВД вращается в безрасходном режиме.

4. Толчок ротора при температуре пара перед ЦСД на 70 – 100°C выше температуры паровпуска ЦСД.

5. Прогрев ротора ЦСД при частоте 900 – 1000 1/мин за счет постепенного повышения температуры пара промперегрева на выходе из котла до 380 – 420°C; регулирование температуры пара промперегрева производится за счет постепенного повышения расхода топлива.

6. После завершения прогрева РСД на частоте 900 – 1000 1/мин повышение температуры свежего пара до уровня, соответствующего тепловому состоянию ЦВД.

7. Подача пара в ЦВД и повышение частоты вращения ротора до 3000 1/мин.

8. Включение генератора в сеть.

9. Отключение подачи пара в тракт промперегрева от Р-20.

10. Перевод котла на прямоточный режим при нагрузке 40 – 45 МВт и температуре среды перед ВЗ 380 – 390°C.

11. Нагружение блока до 90 – 100 МВт при фиксированном положении РК ЦВД, соответствующем достижению номинального давления свежего пара при указанной нагрузке.

12. Нагружение блока до 140 – 150 МВт при номинальном давлении свежего пара.

13. Растопка второго корпуса котла и подключение его к работающему блоку. Нагружение блока до номинальной мощности.

Рассмотрим некоторые из перечисленных позиций более подробно.

При использовании данной технологии в ходе проведения горячей отмывки поверхностей нагрева котла (рис. 2) открывают задвижку 26 и подают пар из Р-20 в тракт ППП; сброс пара осуществляется в конденсатор по линии обеспаривания 23 (задвижки 13, 21, 22 открыты). После завершения горячей отмывки начинают повышение расхода топлива, подаваемого в котел. Расход топлива при этом регулируют, исходя из достижения на выходе тракта ППП температуры пара, примерно на 150°C превышающей температуру паровпуска ЦСД. Свежий пар сбрасывается через ПСБУ в конденсатор. ГПЗ-2 (7) и стопорный клапан ЦВД при этом открываются для обеспечения их прогрева; регулирующие клапаны ЦВД закрыты.

В связи с тем, что при таком режиме растопки тепловыделение в топке котла ниже, чем при традиционной технологии пуска, когда подача топлива определяется необходимостью получения толчковой температуры свежего пара около 300°C при пуске из холодного состояния, скорость роста температуры свежего пара за котлом и ее абсолютное значение ниже, чем при традиционном режиме пуска. Задвижку 10 открывают при необходимости предварительного прогрева ЦВД и его перепускных труб. При пусках из неостывшего состояния, если температура пара от Р-20 ниже температуры металла ЦВД, эта задвижка закрыта.

При повышении температуры пара в линии обеспаривания 23 (перед задвижкой 22) до значения, на 70 – 100°C превышающего температуру паровпуска ЦСД, производят толчок ротора путем подачи пара в ЦСД. Для этого приоткрывают задвижки 14 и клапаны 16. Клапаны ЦВД при этом закрыты. После толчка устанавливают частоту

вращения ротора в пределах 900 – 1000 1/мин. При этой частоте производится выдержка продолжительностью 40 – 50 мин, необходимая для начального прогрева ротора ЦСД.

После завершения начального прогрева РСД на частоте 900 – 1000 1/мин начинают постепенно повышать температуру пара на выходе ППП со скоростью около 1°C/мин за счет увеличения подачи топлива. Частота вращения ротора при этом не изменяется. В таком режиме производится повышение температуры пара промперегрева до 400 – 420°C.

Выбор этого уровня температуры объясняется следующими соображениями. Как указывалось ранее, при пуске по традиционной технологии с разворотом турбины паром, подаваемым в ЦВД, в процессе повышения частоты вращения до номинальной температура пара после ППП быстро возрастает до 420 – 440°C. Именно этого уровня температур и следует ожидать при переходе на “нормальную” схему движения пара с пропуском его через ЦВД. Поэтому прогрев РСД при температуре пара перед ЦСД до 380 – 420°C исключает заметный скачок этой температуры при повышении частоты вращения до номинальной путем подачи пара в ЦВД. При реализации рассматриваемого этапа растут расход свежего пара и его температура. При достижении последнего уровня, соответствующего толчковому значению (в соответствии с тепловым состоянием ЦВД), включают в работу пусковые впрыски высокого давления для поддержания этого уровня температуры.

После завершения прогрева ротора ЦСД начинают подачу свежего пара в ЦВД. При этом вначале при закрытой задвижке 10 прогревают перепускные трубы ЦВД, приоткрывая регулирующие клапаны ЦВД, после чего открывают задвижку 10 и повышают частоту вращения ротора до номинальной открытием клапанов ЦВД. Одновременно полностью открывают клапаны ЦСД и задвижку.

14. При повышении частоты вращения до номинального значения начинают уменьшать сброс пара в конденсатор по линии обеспаривания 23 тракта ППП, приоткрывая задвижки СЗГ (22). При этой операции контролируют положение регулирующих клапанов ЦВД, не допуская их полного закрытия, так как это приведет к безрасходному режиму ЦВД, что при номинальной частоте вращения опасно. Положение РК ЦВД необходимо поддерживать таким образом, чтобы у них оставался определенный запас для регулирования частоты вращения при синхронизации генератора.

После включения генератора в сеть задвижку СЗГ 22 на линии обеспаривания тракта ППП закрывают полностью. Подачу пара в тракт ППП прекращают перед переводом котла на прямоточный режим работы, полным закрытием клапанов Др-2 и задвижки на линии, связывающей ВС и Р-20.

Нагружение блока производится при фиксированном положении клапанов ЦВД, обеспечивающем достижение номинального давления свежего пара при нагрузке 90 – 100 МВт. Этот прием позволяет исключить операцию повышения давления в перегревательном тракте до номинального уровня перед открытием встроенной задвижки 2. При этом упрощаются операции и сокращается продолжительность пуска блока.

Рассматриваемый технологический прием впервые был опробован на моноблоках мощностью 300 МВт [8], а в дальнейшем внедрен на блоках 500 МВт [9]. На дубль-блоках 300 МВт эта технология не получила широкого распространения из-за того, что соответствующая “Типовая инструкция ...” была выпущена до того, как она была предложена и испытана.

Продолжительность нагружения блока до 140 – 150 МВт может быть существенно сокращена, так как ротор ЦСД – “критический” элемент, по условиям прогрева которого определяется продолжительность выдержки на начальной нагрузке, имеет температуру, достигающую 430 – 440°C.

Опытная проверка описанной технологии пуска показала, что ее применение позволяет исключить возникновение недопустимых температурных напряжений в роторе ЦСД (рис. 3). При этом можно отказаться от традиционных средств регулирования температуры промперегрева (байпасов

ГПП; пусковых впрысков низкого давления как с механическими, так и с паровыми форсунками), что заметно упрощает пусковую схему блока.

Список литературы

1. Плоткин Е. Р., Лейзерович А. Ш. Пусковые режимы паровых турбин энергоблоков. М.: Энергоатомиздат, 1980.
2. Освоение энергоблоков (пусковые режимы, металл, водоподготовка и автоматика) / Под ред. Дорошука В. Е., Боллобана П. Е., Давыдова Н. М., Злепко В. Ф. и др. М.: Энергия, 1971.
3. Котельные и турбинные установки энергоблоков мощностью 500 и 800 МВт. Создание и освоение / Под ред. Дорошука В. Е., Рубина В. Б. М.: Энергия, 1979.
4. Типовая пусковая схема дубль-блока мощностью 300 МВт. М.: СЦНТИ Энергонот ОРГРЭС, 1969.
5. Типовая пусковая схема моноблока 300 МВт. М.: ОНТИ ВТИ, 1976.
6. Совершенствование пусковой схемы и пусковых режимов дубль-блоков 300 МВт / Похорилер В. Л., Грехов Л. Л., Макаров И. Н., Пивник Б. Е. Екатеринбург: УГТУ, 1999.
7. Похорилер В. Л., Данилов С. Н., Фискинд Э. Э. Регулирование температуры вторично перегретого пара при пусках блока 500 МВт. – Электрические станции, 1982, № 10.
8. Новая технология нагружения блоков СКД / Бритвин О. Е., Говоруевский Е. Е., Израилев Ю. Л. и др. – Тр. ВТИ, 1978, вып. 14.
9. Оптимизация пусковых режимов моноблока мощностью 500 МВт / Похорилер В. Л., Палей В. А., Данилов С. Н., Фискинд Э. Э. – Теплоэнергетика, 1985, № 4.
10. Типовая инструкция по пуску из различных тепловых состояний и останову дубль-блока 300 МВт. М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1972.

Режимы остановки турбины К-200-130 с отключением системы смазки при температурах ЦВД и ЦСД до 350°C

Похорилер В. Л., канд. техн. наук, Вульфев Е. Э., Мительман М. М., Шкляр А. И., Ицкович М. Я., инженеры

УГТУ-УПИ – АО Свердловэнерго – АО ЛМЗ

В настоящей статье освещаются результаты работ по совершенствованию режимов остановки турбин типа К-200-130 (и ее модификаций), связанных с проведением ремонтных работ, требующих отключения валоповоротного устройства (ВПУ) и системы смазки (СС). Работы выполнялись на кафедре турбин и двигателей УГТУ-УПИ совместно с заводом – изготовителем турбины (ЛМЗ) и рядом электростанций (Верхнетагильская ГРЭС, Сургутская ГРЭС-1). Эти работы входят в комплекс аналогичных работ, выполняемых также ВТИ, ТМЗ и др. [1 – 9].

Целью исследования является сокращение продолжительности простоя турбин при проведении ремонтных работ, требующих отключения СС и остановки ВПУ. К ним относятся работы на маслопроводах и других элементах СС; работы, требующие вскрытия подшипников турбины и генератора, вскрытия проточной части турбины, выем-

ки ротора генератора. Многие из таких работ сами по себе непродолжительны, например, устранение течей масла, устранение неисправностей датчиков относительных расширений роторов, осевого сдвига, установка балансировочных грузов на роторах ЦНД. Однако существующие до последнего времени инструктивные документы определяют возможность отключения СС при сравнительно низких температурах металла высокотемпературных цилиндров (ЦВД, ЦСД). Так, для рассматриваемой в статье турбины такая возможность определяется температурами ЦВД и ЦСД, не превышающими 170°C. Естественное остывание до указанной температуры у турбины К-200-130 занимает от 4 до 5 сут [1], что существенно увеличивает время простоя при проведении указанных ремонтных работ. Применение различных вариантов принудительного расхолаживания только частично упрощает рассматриваемую проблему [1], так как

процесс расхолаживания сам по себе достаточно продолжителен. Так, воздушное расхолаживание до 170°C занимает для рассматриваемых турбин от 16 до 24 ч [10]. Расхолаживание паром под нагрузкой занимает меньше времени – 6–10 ч, но обеспечивает снижение температуры цилиндров только до 230–250°C для ЦВД и до 300–320°C для ЦСД. Последующее естественное остывание ЦВД и ЦСД до требуемой температуры (150–170°C) занимает до 1–2 сут, так как скорость этого процесса уменьшается по мере снижения абсолютной температуры металла цилиндров. Кроме того, расхолаживание под нагрузкой на многих электростанциях с турбинами К-200-130 не используется из-за трудностей практической реализации этого режима.

Изложенные соображения определили повышенный интерес к работам по изучению возможности отключения СС и начала соответствующих ремонтных работ при температурах металла ЦВД (ЦСД), заметно превышающих указанные 170°C.

Как показывает анализ работ [1, 5–7], возможность отключения СС и ВПУ при повышенных температурах ограничивается следующими причинами:

образованием в неподвижном роторе разности температур Δt_p по его диаметру D_p , приводящей к тепловому прогибу ротора, который, в свою очередь, может привести к недопустимому изменению радиальных зазоров в проточной части;

разогревом шейки ротора в зоне подшипников после отключения СС до температуры, превышающей температуру, допустимую по условиям надежности баббитового слоя в опорных и упорном подшипниках.

Рассмотрим более подробно вопросы, связанные с проблемой теплового прогиба ротора и обусловленным им изменением радиальных зазоров. Как указывалось, причиной прогиба является разность температур по диаметру (разность “верх – низ”) ротора, которая, в свою очередь, появляется вследствие: теплообмена ротора с элементами статора, в которых имеют место температурные неравномерности, обусловленные разностью температур “верх – низ” корпуса цилиндра (Δt_k) или теплоотвода от шейки ротора к элементам подшипника.

Величина Δt_p в зоне подшипников может быть с достаточной точностью оценена по непосредственно замеряемым температурам баббита подшипников. Как будет показано далее, для роторов ЦВД и ЦСД турбины К-200-130 влияние этой составляющей Δt_p на изменение радиальных зазоров невелико; наиболее важной является первая из перечисленных составляющих. Однако измерить Δt_p в зоне проточной части практически невозможно, поэтому основную роль здесь играют расчетные методы [2–4, 6].

Анализ [6] показывает, что для установившегося (регулярного) режима остывания цилиндра связь между величинами Δt_p и Δt_k можно представить следующим образом:

$$\Delta t_p = K \Delta t_k; K = K_1 K_2 K_3 K_4, \quad (1)$$

где K_1, K_2, K_3, K_4 – коэффициенты, учитывающие особенности процессов теплообмена между элементами статора и ротора при остывании турбины.

В приведенной формуле K_1 учитывает снижение температурной разности вследствие лучистого теплообмена между наружным корпусом (НК) и обоймой цилиндра. Его величина может быть приближенно оценена зависимостью

$$K_1 = 1/[1 + 2\lambda_m/(\alpha_l D_{об})], \quad (2)$$

где λ_m – коэффициент теплопроводности металла; $D_{об}$ – наружный диаметр обоймы; α_l – приведенный коэффициент теплоотдачи, вычисляемый по формуле

$$\alpha_l = 5,7 \cdot 10^{-8} \varepsilon_n (T_{об}^4 - T_{нк}^4)/(T_{об} - T_{нк}), \quad (3)$$

где $T_{об}, T_{нк}$ – температуры обоймы и НК соответственно, К.

При лучистом теплообмене между обоймой и НК можно считать, что приведенная степень черноты системы тел примерно равна 0,7 ($\varepsilon_n = 0,7$). С учетом этого α_l составляет около 22 Вт/(м²·К) при средней температуре обоймы и НК, равной 250°C и 30 Вт/(м²·К) при средней температуре 300°C. При этих условиях для ЦВД турбины К-200-130 величина $K_1 = 0,297 \div 0,366$, а для ЦСД – $K_1 = 0,311 \div 0,381$.

Коэффициент K_2 в зависимости (1) учитывает термическое сопротивление при теплопередаче от обоймы к диафрагме. Его величину можно оценить по зависимости

$$K_2 = \left(1 + 2 \frac{\lambda_m}{\lambda_v} \frac{\delta_v}{D_{об}}\right)^{-1}, \quad (4)$$

где $\lambda_v = 4,6 \cdot 10^{-2}$ Вт/(м²·К) – коэффициент теплопроводности воздуха; δ_v – зазор (“толщина воздушной прослойки”) между обоймой и диафрагмой. Принимая $\delta_v = 2,0$ мм, получим (для турбины К-200-130): для ЦВД $K_2 = 0,307$, для ЦСД $K_2 = 0,321$; при $\delta_v = 0,5$ мм получим для ЦВД $K_2 = 0,630$, для ЦСД $K_2 = 0,654$.

Коэффициент K_3 учитывает соотношение диаметров вала ротора D_p и диафрагмы $D_{дф}$

$$K_3 = D_p/D_{дф}. \quad (5)$$

Для турбины К-200-130 имеем: для ЦВД $K_3 = 0,409$; для ЦСД $K_3 = 0,387$.

Коэффициент K_4 учитывает снижение разности температур по диаметру ротора вследствие осевой расточки теплоты по валу ротора на участке между соседними дисками. В первом приближении $K_4 = 0,66 \div 0,75$. Такая величина была получена для ЦВД турбины Т-100-130 по результатам моделирования процесса его остывания [7].

Результаты расчета коэффициентов K_1, K_2, K_3, K_4 и общих коэффициентов K для ЦВД и ЦСД турбины К-200-130 приведены в табл. 1.

Как видно из данных таблицы, на величину K_2 существенное влияние оказывает величина зазора δ_b между обоймой и диафрагмой. Так, для ЦВД при $\delta_b = 2,0$ мм $K_2 = 0,307$, а при $\delta_b = 0,5$ мм $K_2 = 0,639$, т.е. изменяется примерно в 2 раза. Это оказывает заметное влияние на значение общего коэффициента K . Наибольшие значения K для ЦВД составляют от 0,028 до 0,034 – при зазоре 2,0 мм и от 0,058 до 0,072 – при зазоре 0,5 мм. Для ЦСД эти значения изменяются в пределах от 0,029

до 0,036 при зазоре 2,0 мм и от 0,059 до 0,072 – при зазоре 0,5 мм.

Как следует из данных табл. 2, в большинстве опытов разности температур “верх – низ” ЦВД составляют не более 20°C. Это значит, что разности температур по диаметру ротора составляют $\Delta t_p^{ЦВД} = 0,5 \div 1,5^\circ\text{C}$. В одном из опытов разность $\Delta t_k^{ЦВД}$ достигла значения 43 – 45°C, при этом $\Delta t_p^{ЦВД} = 1,5 \div 3,0^\circ\text{C}$. В корпусе ЦСД, как правило, наблюдаются значительно более высокие разности $\Delta t_k^{ЦСД}$ – до 60 – 70°C. Соответствующие им разности температур по диаметру ротора ЦСД составляют $\Delta t_p^{ЦСД} = 2,0 \div 5,0^\circ\text{C}$.

Обычно для расчета максимального теплового прогиба ротора V_{\max} вследствие разности температур Δt_p используется формула

$$V_{\max} = bDtpL^2 / (8D)\rho, \quad (6)$$

Т а б л и ц а 1

Результаты расчета коэффициентов K для ЦВД и ЦСД турбины К-200-130

Цилиндр	Коэффициент									
	K_1		K_2		K_3	K_4	K			
	$t = 250^\circ\text{C}$	$t = 350^\circ\text{C}$	$\delta_b = 2,0$ мм	$\delta_b = 0,5$ мм			$t = 250^\circ\text{C}$		$t = 350^\circ\text{C}$	
					$\delta_b = 2,0$ мм	$\delta_b = 0,5$ мм	$\delta_b = 2,0$ мм	$\delta_b = 0,5$ мм		
ЦВД	0,297	0,366	0,307	0,639	0,409	0,66 – 0,75	0,0246 – 0,0280	0,0512 – 0,0582	0,0303 – 0,0344	0,0631 – 0,0718
ЦСД	0,311	0,381	0,321	0,654	0,387	0,66 – 0,75	0,0255 – 0,0290	0,0520 – 0,0590	0,0312 – 0,0355	0,0636 – 0,0723

Т а б л и ц а 2

Результаты отработки режимов останковки турбины К-200-130 с отключением СС

Параметр	Номер опыта					
	1	2	3	4	5	6
$t_{\text{ЦВД}}, ^\circ\text{C}$ (верх/низ)	205/197	252/239	302/299	295/250	315/299	348/337; 350/345
$t_{\text{ЦСД}}, ^\circ\text{C}$ (верх/низ)	195/160	238/170	282/268; 300/230	278/215	298/230	370/320
$t_{\text{max}}^{\text{оп}}, ^\circ\text{C}$	65	77	84	76	77	90
Номер ОП	1	1	1	2	1	1
$\tau_{\text{max}}^{\text{оп}}, \text{ч}$	9	10	13	10	8	11
$t_{\text{max}}^{\text{уп}}, ^\circ\text{C}$	64	69	79	86	85	97
$\tau_{\text{max}}^{\text{уп}}, \text{ч}$	13	14	17	13	12	18
$\Delta t_{\text{ЦВД}}$:						
начальное	8	13	3	45	20	11
конечное	10	0	4	43	20	10
$\Delta t_{\text{ЦСД}}$:						
начальное	35	68	14; 70	62	68	50
конечное	20	65	37; 57	60	60	50

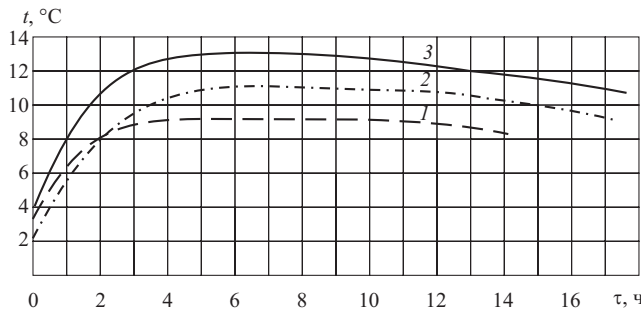


Рис. 1. Изменение температурной разности “верх – низ” в опорном подшипнике № 1 (ОП-1) после отключения СС:

1 – опыт № 2 (отключение СС при температуре около 250°C);
2 – опыт № 3 (отключение СС при температуре около 300°C);
3 – опыт № 6 (отключение СС при температуре около 350°C)

где β – коэффициент линейного расширения металла ротора; D_p – диаметр вала ротора; L – расстояние между опорными подшипниками. Эта формула выведена для теплового прогиба корпуса цилиндра или однопролетного ротора [13 – 15]. Для РВД турбины К-200-130 при $L_{\text{ЦВД}} = 4,72$ м и $D_p = 0,45$ м для разности $\Delta t_p^{\text{ЦВД}} = 1,0^\circ\text{C}$ получим $Y_{\text{МРВД}}^{(1)} = 0,08$ мм. Это означает, что при максимально возможной разности в роторе ЦВД, составляющей, как было показано ранее, $3,0^\circ\text{C}$, изменение радиального зазора в проточной части цилиндра составит не более 0,24 мм.

Для ЦСД при $L_{\text{ЦСД}} = 4,32$ м и $D_p = 0,58$ м при разности температур в роторе $\Delta t_p^{\text{ЦСД}} = 1,0^\circ\text{C}$ получим $Y_{\text{МРСД}}^{(1)} = 0,0523$ мм. Это означает, что при максимально возможной разности температур в $5,0^\circ\text{C}$ изменение радиального зазора в проточной части ЦСД составит не более 0,26 мм.

Приведенные значения изменения зазоров существенно ниже их абсолютного значения. Следует к тому же отметить, что, как показывает анализ, формула (6) дает завышенное значение прогиба, так как роторы современных турбин являются многопролетными и деформация соседних пролетов происходит совместно. При этом максимальное значение прогиба на данном пролете уменьшается, как минимум, в 2 раза [12].

Все изложенное ранее относится только к изменению зазоров, обусловленному тепловым прогибом роторов под воздействием температурной разности Δt_p , возникающей вследствие теплового взаимодействия невращающегося ротора с корпусом, в котором имеется разность температур “верх – низ” Δt_k . Вместе с тем, как указывалось ранее, в зоне опорных подшипников в невращающемся роторе возникают разности температур $\Delta t_{\text{оп}}$, значения которых, как правило, выше, чем Δt_p . На рис. 1 приведены кривые изменения такой разности в роторе ЦВД в зоне переднего опорного подшипника

(ОП-1) в опытах с отключением СС при температурах ЦВД, примерно равных 250, 300 и 350°C.

Во всех опытах разность температур $\Delta t_{\text{оп}}$ возрастает в первые часы после отключения СС и достаточно быстро достигает максимального уровня.

Следует отметить, что максимальные значения $\Delta t_{\text{оп}}^{\text{макс}}$ зависят от температурного уровня ЦВД в момент отключения СС. Так, для указанных опытов $\Delta t_{\text{оп-1}}^{\text{макс}}$ составляют соответственно 9, 11 и 13°C.

Оценки величины изменения зазоров в проточной части под воздействием $\Delta t_{\text{оп-1}}$ можно выполнить с помощью методики, изложенной в [14]. Используя эту методику, уравнения упругой линии можно записать в следующем виде:

для участка $0 \leq z \leq a$ ($0 \leq u \leq \bar{a}$)

$$y(u) = \frac{\beta \Delta t_{\text{оп}}}{2D_p} L^2 \left[\bar{a}(2 - \bar{a})u - u^2 \right]; \quad (7a)$$

для участка $a \leq z \leq L$ ($\bar{a} \leq u \leq 1,0$)

$$y(u) = \frac{\beta \Delta t_{\text{оп}}}{2D_p} L^2 \left[\bar{a}^2 (1 - u) \right]. \quad (7b)$$

В приведенных соотношениях использованы следующие обозначения: z – расстояние от середины ОП-1; L – расстояние между ОП-1 и ОП-2; $u = z/L$; $2a$ – осевая ширина подшипника; $\bar{a} = a/L$.

Очевидно, что максимальное значение Y_{max} соответствует участку $0 \leq u \leq \bar{a}$; ему соответствует значение координаты u_m

$$u_m = \bar{a} \left(1 - \frac{\bar{a}}{2} \right). \quad (8)$$

Примем значение осевой ширины ОП-1 (с запасом) $a = 0,5$ м ($\bar{a} = 0,1059$), тогда $u_m = 0,1$ и значение максимального прогиба РВД под воздействием $\Delta t_{\text{оп-1}}$, равной 9, 11 и 13°C, составляет соответственно 0,029, 0,035 и 0,042 мм. Очевидно, что полученные значения пренебрежимо малы по сравнению с фактическими зазорами в проточной части турбины. Следовательно, влиянием разности температур, возникающей в роторе в зоне опорного подшипника ($\Delta t_{\text{оп-1}}$), на изменение зазоров в проточной части турбины можно пренебречь.

Следует отметить, что при проведении опытов по отключению СС нередко контролируют вертикальные перемещения консоли ротора с помощью индикатора, установленного в зонах ОП-1 или ОП-2. Аналогичные измерения выполнялись и в описываемых опытах. Результаты измерений, полученные в некоторых из них, представлены на рис. 2.

Максимальные значения зафиксированы в опыте № 6 и не превышают 0,24 мм, что свиде-

льствует о правильности выводов по изменению радиальных зазоров, сделанных ранее.

Заканчивая рассмотрение данного вопроса, следует отметить, что приведенные оценки изменения радиальных зазоров вследствие теплового прогиба ротора имеют в большей степени психологический, а не практический характер. Дело в том, что диафрагменные и концевые уплотнения ЦВД и ЦСД современных турбин имеют, так называемую, "гибкую" конструкцию, при которой сегменты уплотнительных колец подпружинены. Если при неподвижном роторе его тепловой прогиб приведет к тому, что зазор между ротором и уплотнительными элементами статора будет выбран, ротор отожмет пружину и никаких повреждений не последует. Не опасно также и вращение ротора с помощью ВПУ, так как окружные скорости на поверхности вала ротора при этом очень малы. Поэтому тепловой прогиб неподвижного ротора препятствует только немедленному последующему пуску. Если необходим пуск турбины после восстановления работы СС и ВПУ, то нужно обеспечить непрерывное вращение ротора (с помощью ВПУ) в течение 0,5 – 1,0 ч, чтобы в нем произошло выравнивание температурного поля. Если же останов турбины с отключением СС предполагает ее длительный простой, то никаких проблем не возникает в принципе: все температурные различия в роторе исчезнут полностью в процессе остывания турбины. Одновременно исчезнет и тепловой прогиб ротора, так как он вызван упругими деформациями металла.

Изменение температуры баббита. Ранее было показано, что изменение радиальных зазоров в проточной части турбины вследствие теплового прогиба ротора не ограничивает предельную температуру металла при отключении СС. С учетом этого основной проблемой становится изменение температуры баббита подшипников после отключения СС. При ее решении возникают два вопроса. Первый из них – выбор допустимой температуры баббита $[t_6]$ после отключения СС. В описываемых экспериментах по согласованию с заводом-изготовителем (ЛМЗ) было принято значение $[t_6]$, равное 100°C . Детально вопрос выбора $[t_6]$ рассмотрен в статье [11]. Как показывают анализ и опытная проверка, приведенные значения $[t_6]$ выбраны с очень большим запасом, так как даже на работающей турбине повреждения баббита подшипников можно ожидать при температурах, превышающих 180°C . Во многом выбор значения $[t_6]$ был определен тем фактом, что шкала штатных приборов, используемых на электростанциях для измерения температур баббита подшипников, ограничена 100°C .

Таким образом, основным фактором, препятствующим раннему отключению СС, является опасность недопустимого разогрева баббита подшипников. При работе СС шейка ротора в зоне под-

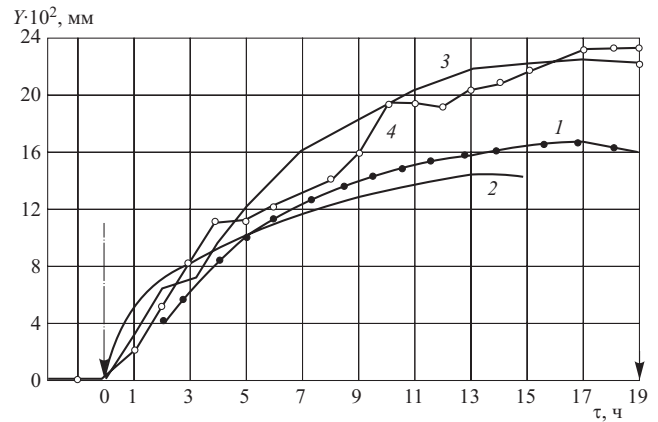


Рис. 2. Вертикальное перемещение ротора ЦВД в зоне ОП-2 в опытах с отключением СС:

1 – опыт № 1; 2 – опыт № 2; 3 – опыт № 3; 4 – опыт № 6

шипников омывается маслом, обеспечивающим ее охлаждение до температур, близких к температуре масла. При отключении СС интенсивность теплоотвода от ротора в этой зоне падает, а за счет передачи теплоты по телу ротора от более нагретой паровпускной зоны к холодной шейке температура последней и баббита подшипников начинает расти. Вначале, после отключения СС, этот рост происходит быстро (рис. 3), так как отвод теплоты от шейки ротора маслом прекращается, а тепловой поток в осевом направлении от зоны паровпуска сохраняется из-за значительной разницы температур в этой зоне и в зоне подшипников. Однако по мере возрастания температуры шейки ротора характер теплообмена меняется: возрастает тепловой поток от шейки ротора к относительно холодным элементам конструкции опоры подшипников и падает тепловой поток по телу ротора от зоны паровпуска. Поэтому по мере роста температуры шейки ротора скорость этого роста падает, и, наконец, при определенной температуре постепенно тепловое состояние шейки ротора стабилизируется. Проблема заключается в том, при какой температуре ротора произойдет стабилизация, будет ли эта температура ниже того допустимого значения, при достижении которого возникает опасность повреждения баббита подшипников.

Очевидно, что основным фактором, определяющим максимальное значение температуры шейки ротора, является температура ротора в зоне паровпуска в момент отключения СС. О величине последней судят по замеряемой температуре корпуса в зоне паровпуска. Кроме того, заметное влияние оказывают конструктивные особенности цилиндра и турбины в целом: наличие или отсутствие внутреннего корпуса; расстояние от зоны паровпуска цилиндра до шейки ротора; конструкция опорных и упорного подшипников; число опорных подшипников между ЦВД и ЦСД (один или два); схема подвода пара и его движения в цилиндре.

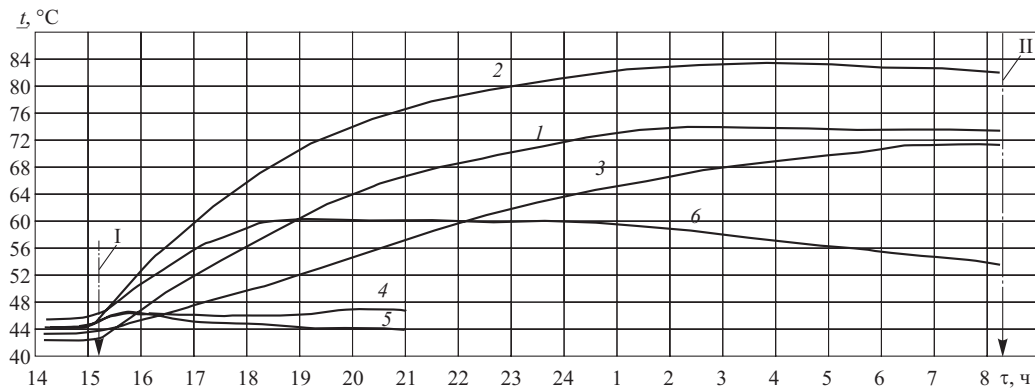


Рис. 3. Изменение температуры баббита опорных подшипников (ОП) турбины К-200-130 после отключения системы смазки в опыте № 3 (отключение СС при температурах ЦВД, ЦСД около 300°C):

1 – ОП-1 (низ); 2 – ОП-1 (верх); 3 – ОП-2; 4 – ОП-4; 5 – ОП-5; 6 – ОП-3; I – отключение СС; II – включение СС

ре (петлевая или прямоточная); число потоков в цилиндре; протяженность зоны концевых уплотнений. Заметное влияние оказывает также режим остановки турбины, предшествующий отключению СС – естественное остывание или принудительное расхолаживание (в последнем случае имеет значение способ расхолаживания – паром под нагрузкой или с помощью воздуха на остановленной турбине). Важную роль играет температура агента, омывающего ротор в зоне концевых уплотнений (КУ), в период, предшествующий отключению СС.

Учет всех перечисленных факторов расчетным путем практически невозможен, поэтому основным способом определения теплового состояния турбины, при котором допустимо отключение СС, является эксперимент. При экспериментальной отработке технологии остановки турбин К-200-130 использовалась следующая технология. После остановки блока производилось воздушное расхолаживание турбины. Схема и технология, используемые при этом, описаны в работе [10]. При снижении температуры паровпуска ЦВД и ЦСД до требуемого уровня расхолаживание прекращали. После этого отключали ВПУ и прекращали подачу масла на подшипники. Опыты с отключением СС на турбинах рассматриваемого типа были выполнены для широкого диапазона температур ЦВД и

ЦСД – от 200 до 350°C включительно. Основные результаты опытов приведены в табл. 2. Опыты проводились последовательно. Сначала был выполнен опыт с отключением СС при температуре ЦВД/ЦСД около 200°C (опыт № 1). Результаты опыта опубликованы в статье [4]. Результаты этого опыта были положительными, что определило возможность проведения опытов с отключением СС при более высоких температурах ЦВД/ЦСД – около 250°C (опыт № 2) и 300°C (опыт № 3). Все перечисленные опыты были выполнены на Верхнетагильской ГРЭС (ВТГРЭС). Для распространения технологии остановки с отключением СС при повышенных температурах на другие электростанции с турбинами рассматриваемого типа опыты с отключением СС при температурах ЦВД/ЦСД около 300°C были повторены на Сургутской ГРЭС-1 (опыты № 4 и № 5). Последним был выполнен опыт с отключением СС при температуре около 350°C (опыт № 6, ВТГРЭС).

Динамика изменения температур баббита опорных подшипников в одном из опытов (опыт № 3) показана на рис. 3. В других опытах качественная картина изменения температур ОП была аналогичной. В табл. 3 приведены максимальные значения температуры для каждого ОП и для колодок УП во всех опытах.

Т а б л и ц а 3

Максимальные значения температур ОП и УП

Номер опыта	$t, ^\circ\text{C}$ ЦВД/ЦСД	$t_{\text{max}}, ^\circ\text{C}$						
		ОП-1 (верх)	ОП-1	ОП-2	ОП-3	ОП-4	ОП-5	УП
1	205/195	–	65,0	60,0	51,0	57,5	57,5	64,0
2	252/238	76,5	68,0	62,0	62,0	–	68,0	69,0
3	302/300	84,0	74,0	72,0	46,0	46,0	60,0	79,5
4	295/315	–	–	76,0	60,0	–	62,0	86,0
5	315/298	64,0	–	–	–	–	–	85,0
6	348/370	90,0	79,0	85,0	–	–	58,0	97,0

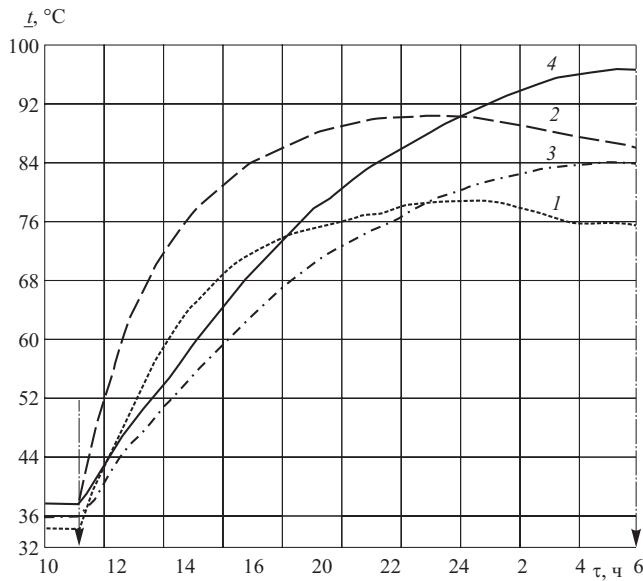


Рис. 4. Динамика изменения температуры наиболее горячих элементов ОП-1, ОП-2 и УП в опыте № 6 (отключение СС при температурах ЦВД/ЦСД около 350°С):

1 – ОП-1 (низ); 2 – ОП-1 (верх); 3 – ОП-2; 4 – наиболее горячая колодка УП (сторона ЦВД)

В опытах на турбинах ВТГРЭС (опыты № 1, 2, 3, 6) наибольшие значения температуры опорных подшипников зафиксированы у ОП-1, расположенного со стороны выхлопа ЦВД. Следует отметить, что в опытах, проведенных на турбинах других типов, как правило, наибольшие значения температуры наблюдаются у ОП-2, расположенного со стороны паровпуска ЦВД. Этому можно дать следующее объяснение. Для вывода ЦВД на требуемый температурный уровень в опытах на ВТГРЭС использовалась схема воздушного расхолаживания с впуском воздуха в зоне паровпуска через специально выполненные для этой цели штуцера [10]. При этом была реализована, так называемая, “прямочная” схема движения воздуха, при которой остывание паровпускной части происходит быстрее, чем выхлопной, и распределение температур по длине ЦВД постепенно выравнивается. Так, в опыте № 3 разность температур по длине ЦВД находилась в пределах 25 – 35°С. В то же время такая схема расхолаживания способствует снижению температуры ОП-2 и УП.

Очевидно, что если для расхолаживания ЦВД использовать “противоточную” схему (например, с впуском воздуха через предохранительные клапаны промперегрева и сбросом его через паровпускную часть и РОУ-1 в конденсатор), то можно заметно снизить максимум температуры ОП-1. Эти соображения подтверждают результаты опыта № 5, в котором, в отличие от других опытов, использовалась именно такая схема расхолаживания. При этом температура выхлопной части ЦВД сни-

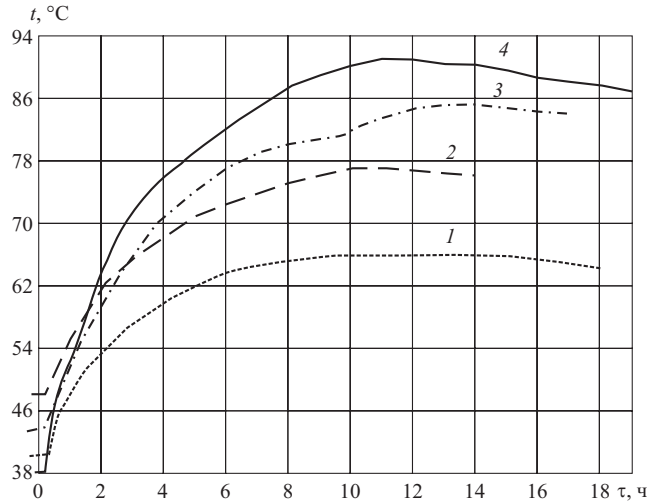


Рис. 5. Динамика изменения температуры наиболее горячей точки опорных подшипников (ОП-1, верх) в различных опытах с отключением СС при температурах ЦВД/ЦСД:

1 – 200°С (опыт № 1); 2 – 250°С (опыт № 2); 3 – 300°С (опыт № 3); 4 – 350°С (опыт № 6)

зилась до 100°С, а максимум температуры ОП-1 не превысил 64°С (при 84°С в опыте № 5).

Следует также отметить, что опорный подшипник № 2 расположен значительно дальше от ЦВД, чем ОП-1. При этом зона передних концевых уплотнений имеет значительно большую протяженность, чем зона задних концевых уплотнений. К тому же между опорным подшипником № 2 и ЦВД расположен упорный подшипник. Наконец, опорно-упорный подшипник относится к зоне ротора среднего давления (РСД); между РВД и РСД имеется соединительная муфта, узел которой представляет дополнительное термическое сопротивление.

Изложенные ранее соображения объясняют, почему в большинстве случаев наибольшая температура в режиме остывания при отключенной СС зафиксирована у ОП-1. Максимальная температура упорных колодок в большинстве опытов была ниже, чем температура ОП-1. Однако, чем выше был температурный уровень цилиндров в момент отключения СС, тем меньше это различие. Наконец, в опыте № 6 (отключение СС при температурах ЦВД/ЦСД около 350°С) максимальная температура УП превысила температуру ОП-1 и достигла 97°С (рис. 4).

Приведенные на рис. 5, 6 кривые изменения температур ОП-1 и УП в различных опытах свидетельствуют об однозначной зависимости их максимальных значений от температурного уровня цилиндров в момент отключения СС.

Как указывалось ранее, в рассматриваемых опытах по согласованию с АО ЛМЗ предельная температура баббита t_6 подшипников была принята равной 100°С. Таким образом, как свидетель-

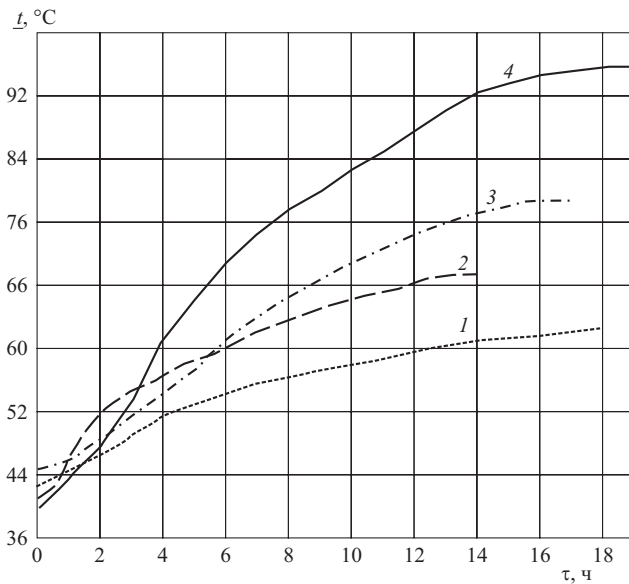


Рис. 6. Динамика изменения температур наиболее горячих колодок упорного подшипника в опытах с отключением СС при различных температурах ЦВД/ЦСД:

обозначения соответствуют рис. 4

ствуют результаты опыта № 6, максимально возможный уровень температур ЦВД/ЦСД, при которых допустимо отключение СС, составляет (при принятом значении предельной температуры баббита) около 350°C.

Вместе с тем, следует отметить, что значение $[t_6] = 100^\circ\text{C}$ принято с излишним запасом. Как показано в [7, 11], даже на работающей турбине повреждение баббита подшипников наступает при температурах, превышающих 180°C. Пластическое деформирование баббита в статических условиях нагружения происходит при температурах, превышающих 200°C. Это свидетельствует о возможности принятия более высоких значений предельной температуры баббита. Так, в аналогичных опытах на турбинах АО ТМЗ было принято значение $[t_6] = 120^\circ\text{C}$.

По результатам описанных опытов на ряде ГРЭС внедрена технология остановки турбин с отключением СС при средних температурах паровпуска ЦВД/ЦСД 280 – 320°C. Эта технология используется с 1991 г.

Список литературы

1. Похорилер В. Л. Принудительное расхолаживание паровых турбин. М.: Энергоатомиздат, 1989.
2. К выбору момента отключения валоповоротного устройства паровых турбин / Куличихин В. В., Авруцкий Г. Д., Гуторов В. Ф. и др. – Электрические станции, 1977, № 10.
3. О возможности сокращения длительности простоев паровых турбин в ремонтах / Куличихин В. В., Гуторов В. Ф., Вартамян М. Г. и др. – Электрические станции, 1974, № 4.
4. Отработка режима остановки турбины К-200-130 ЛМЗ при повышенной температуре металла высокотемпературных цилиндров / Похорилер В. Л., Вульфев Е. Э., Мительман М. М. и др. – Электрические станции, 1992, № 5.
5. Исследование возможности остановки ВПУ и отключения системы смазки турбины Т-250 / 300-240 ТМЗ при повышенной температуре / Плоткин Е. Р., Куличихин В. В., Радин Ю. А. и др. – Электрические станции, 1992, № 2.
6. Отработка режимов остановки турбин с отключением системы смазки и ВПУ при повышенных температурах высокотемпературных цилиндров / Похорилер В. Л., Вульфев Е. Э., Шкляр А. И. – Тр. УГТУ. Совершенствование турбин и турбинного оборудования. Екатеринбург, 1998.
7. Голошумова В. Н. Исследование и совершенствование режимов остановки теплофикационных паровых турбин: Автореф. дис. на соиск. уч. степени канд. техн. наук. Екатеринбург: УГТУ, 1999.
8. Скопылатов В. Ф., Матушевский Е. В., Красанцов В. Н. К выбору момента отключения маслонасосов системы смазки при остановке турбины типа К-800-240-3. – Электрические станции, 1980, № 11.
9. Условия отключения ВПУ в зависимости от температуры ЦВД / Плоткин Е. Р., Радин Ю. А., Кортенко В. В., Губанов Д. Е. – Электрические станции, 1994, № 7.
10. Похорилер В. Л., Вульфев Е. Э., Бухман Г. Д. Совершенствование технологии воздушного расхолаживания турбины К-200-130. – Электрические станции, 1985, № 7.
11. Голошумова В. Н., Похорилер В. Л. О выборе допустимой температуры баббита подшипников при отключении системы смазки остановленной турбины. – Тр. УГТУ. Совершенствование турбин и турбинного оборудования. Екатеринбург, 1998.
12. Похорилер В. Л., Голошумова В. Н. Расчет теплового прогиба двухпролетного ротора паровой турбины. Тр. УГТУ. Совершенствование турбин и турбинного оборудования. Екатеринбург, 1998.
13. Ильинский И. В. Температурный прогиб роторов паровых турбин. – Котлотурбостроение, 1947, № 3.
14. Похорилер В. Л. Расчет температурных деформаций цилиндров паровых турбин. – Теплоэнергетика, 1965, № 11.
15. Похорилер В. Л. Особенности остывания турбины К-200-130. – Электрические станции, 1966, № 9.

Повышение экономичности теплофикационных турбин Ново-Свердловской ТЭЦ

Баринберг Г. Д., доктор техн. наук, Бусоргин В. А., инж.

ОАО ТМЗ – Ново-Свердловская ТЭЦ

На Ново-Свердловской ТЭЦ (НС ТЭЦ) установлено пять турбин Т-110/120-130 четвертой и пятой модификаций ОАО “Турбомоторный завод” (ОАО ТМЗ), обладающих высокой экономической эффективностью и надежностью в эксплуатации. Несмотря на это, НС ТЭЦ в сотрудничестве с ОАО ТМЗ постоянно работали над вопросами дальнейшего повышения их эффективности. В настоящей статье изложены технические мероприятия, внедренные в турбинах за последние 7 лет.

Увеличение пропускной способности, электрической мощности и тепловой нагрузки турбин. Турбины Т-110/120-130, установленные на НС ТЭЦ, разработаны для пропуска максимального расхода свежего пара 485 т/ч. В этих турбинах при номинальном расходе свежего пара 480 т/ч, двухступенчатом подогреве сетевой воды и давлении в верхнем отопительном отборе 0,1 МПа обеспечивается электрическая мощность 110 МВт и тепловая нагрузка 732 ГДж/ч. Разрешенная максимальная электрическая мощность на конденсационном режиме составляет 120 МВт.

Между тем, на ТЭЦ имелись резервы по производительности котельного оборудования и требовалось найти оптимальные пути повышения пропускной способности теплофикационных турбин, которая определяется пропускной способностью ступеней давления и регулирующей ступени ЦВД. При наличии запасов по пропускной способности ступеней давления ЦВД, определяемых в эксплуатации давлением в камере регулирующей ступени ($P_{p.c.}$), при заданном расходе пара на турбину $P_{p.c.} < P_{p.c.}^{\max}$, где $P_{p.c.}^{\max}$ – максимально допустимое давление в камере регулирующей ступени по условиям плотности разъема цилиндра.

Возрастание расхода пара на турбину можно достигнуть или за счет повышения пропускной способности регулирующей ступени путем увеличения сопел в сопловых сегментах или путем снижения давления в камере регулирующей ступени за счет увеличения примерно на 5% выходных площадей диафрагм ряда ступеней давления, расположенных после регулирующей ступени, отгибом выходных кромок направляющих лопаток. На НС ТЭЦ использовались оба метода. Пропускная способность турбины ст. № 3 увеличена до 520 т/ч, а остальных турбин – до 515 т/ч. Это позволило увеличить номинальную мощность каждой турбины примерно на 7 МВт, тепловую на-

грузку примерно на 46 ГДж/ч и за счет увеличения выработки электроэнергии на тепловом потреблении получить экономию условного топлива на турбину около 5000 т/год. В результате выполненных исследований максимальная мощность на конденсационном режиме увеличена до 125 МВт.

Повышение давления в верхнем отопительном отборе. В связи с отключенным сервомотором ЧНД в турбине Т-110/120-130, ст. № 3 из-за перехода на работу с ротором-проставкой ЦНД в этой турбине появилась возможность повышения давления в камере верхнего отопительного отбора с 0,245 МПа до 0,294 МПа при двухступенчатом подогреве сетевой воды. Это позволило повысить температуру подогрева сетевой воды после ПСГ, частично вытеснить нагрузку пиковых водогрейных котлов и получить экономию топлива. Кроме того, в условиях загрязнения труб поверхности теплообмена ПСГ из-за недостаточно чистой сетевой воды это дает возможность увеличить продолжительность работы турбины до очередной чистки ПСГ с требуемой электрической мощностью и тепловой нагрузкой, поддерживая температуру прямой сетевой воды в допустимых пределах.

Осерадialные бандажные уплотнения. В ступенях давлений ЦВД установленных турбин была осуществлена замена бандажных уплотнений радиального типа на осерадialные.

Конструкция осерадialного бандажного уплотнения (рис. 1) была разработана для ликвидации возникшей в первых турбинах Т-250/300-240 низкочастотной вибрации ротора [1]. В этом уплотнении радиальные зазоры выполнены значительными (до 4–5 мм) вместо 1,0–1,2 мм в уплотнениях радиального типа, а протечка пара определяется осевыми зазорами, что при эксплуатации исключает влияние радиального зазора на изменение протечек пара по периметру уплотнения и предотвращает возникновение аэродинамических сил, вызывающих низкочастотную вибрацию ротора.

Поддержание зазора в эксплуатации неизменным обеспечивается выполнением боковых сторон гребней ротора и статора перпендикулярно оси ротора и наличием положительного перекрытия (Δh) между смежными гребнями.

Осерадialные уплотнения обладают высокой экономичностью и надежностью, так как из-за

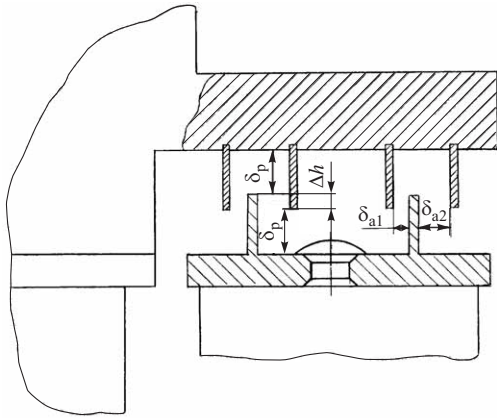


Рис. 1. Осерадиальное бандажное уплотнение ступени давления

значительных радиальных зазоров не изнашиваются в эксплуатации. Высокая экономичность обеспечивается также тем, что поток пара в каждом элементарном лабиринте поворачивается на 180° , а это снижает коэффициент расхода до 0,3 (против 0,8 для уплотнений радиального типа) [2].

Осерадиальные бандажные уплотнения применяются на всех турбинах ОАО ТМЗ и благодаря компактности и простоте конструкции внедряются на турбинах ТЭЦ вместо уплотнений радиального типа. Наиболее высокая их эффективность обеспечивается при отношении радиального зазора к полусумме смежных с гребнем осевых зазоров [1]

$$2,5 \geq \frac{\delta_p}{0,5(\delta_{a1} + \delta_{a2})} \geq 1,5,$$

где δ_p – радиальный зазор; δ_{a1} , δ_{a2} – смежные с гребнем аксиальные зазоры.

По опытным данным замена бандажных уплотнений радиального типа на осерадиальные в ступенях давления ЦВД турбины Т-110/120-130 позволила повысить КПД на 1,3 – 1,5%.

Организация отбора пара для собственных нужд ТЭЦ. В стране имеется значительное число чисто отопительных ТЭЦ (также и на НС ТЭЦ), на которых установлены турбины типа Т. На указанных ТЭЦ, как правило, имеется потребность в ограниченном количестве пара для удовлетворения собственных нужд, например, для разогрева мазута, питания эжекторов пиковых подогревателей, деаэраторов, подачи на калориферы котлов. Для этих целей на НС ТЭЦ в основном используется редуцированный свежий пар, что снижает экономичность. Повышение экономичности может быть достигнуто организацией в установленных турбинах регулируемых отборов пара.

На НС ТЭЦ имеется потребность в ограниченном количестве пара до 45 – 50 т/ч давлением 1,0 – 1,2 МПа для удовлетворения собственных нужд. По выполненным исследованиям конструктивно отбор пара до 70 т/ч в турбинах Т-110/120-130 может

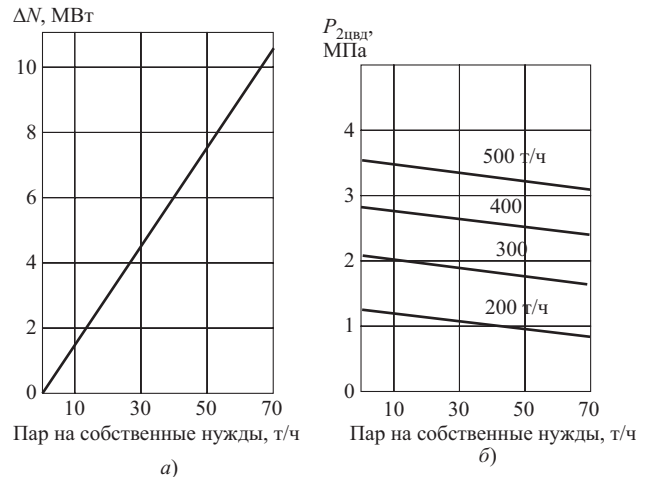


Рис. 2. Графики зависимости повышения электрической мощности (а) и зависимости давления в ресивере ЦВД – ЦСД (б) в турбине Т-110/120-130 от величины отбора пара на собственные нужды ТЭЦ;

200, 300, 400, 500 – расход свежего пара на турбину

быть организован из ресивера ЦВД – ЦСД. Принято решение о выполнении этого отбора в турбине Т-110/120-130, ст. № 5.

Зависимость повышения мощности турбины Т-110/120-130 от величины отбора пара на собственные нужды показана на рис. 2, а. При определении эффективности организации этого отбора принято, что конденсат пара собственных нужд возвращается в систему регенерации с температурой 100°C . Повышение мощности турбины происходит как в результате прохождения отбираемого пара через ступени ЦВД, так и благодаря потоку пара, идущему на подогрев конденсата в системе регенерации.

Как видно из рис. 2, б, отбор пара на собственные нужды ТЭЦ до значения 70 т/ч давлением 1,0 – 1,2 МПа может быть обеспечен при расходах свежего пара на турбину от 200 т/ч и выше.

Для обеспечения параллельной работы этого отбора с другими источниками пароснабжения, например, РОУ, на трубопроводе отбора пара установлен защитно-регулирующий клапан (ЗРК) изготовления ОАО ТМЗ, на который воздействует система регулирования турбины. ЗРК выполняет функции по регулированию расхода и давления пара, а также защиты турбины от увеличения частоты ее вращения при сбросе электрической нагрузки.

Уплотнение регулирующих диафрагм низкого давления. При охлаждении конденсатора циркуляционной водой и работе турбины Т-110/120-130 по тепловому графику, что имеет место на четырех турбинах НС ТЭЦ, повысить экономичность можно в результате уменьшения пропуска пара в конденсатор увеличением плотности регулирующих диафрагм ЦВД путем уменьшения изгибной жесткости поворотного кольца (ПК)

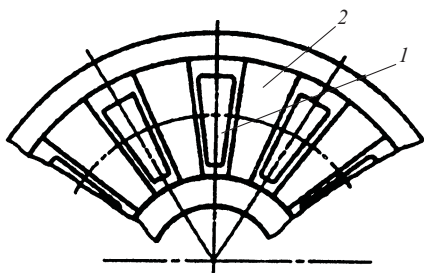


Рис. 3. Поворотное кольцо регулирующей диафрагмы ЦНД турбины Т-110/120-130 после модернизации:

1 – окна; 2 – пазы

каждой диафрагмы. Это достигается тем, что со стороны подвода пара между каналами ПК от внутренней до наружной радиальной поверхности выполнены сквозные пазы, боковые поверхности которых параллельны соседним боковым поверхностям каналов [3]. При работе турбины на ПК действует усилие от перепада давления пара, от которого ПК деформируется в большей степени, чем жесткая диафрагма, что обеспечивает плотность прилегания ПК к телу и ободу последней. Плотная регулирующая диафрагма ЦНД, связанная с реконструкцией поворотного кольца регулирующей диафрагмы ЦНД турбины Т-110/120-130 и разработанная ОАО ТМЗ, внедрена на четырех турбинах ТЭЦ. Общий вид модернизированного поворотного кольца показан на рис. 3.

По расчетным данным экономия условного топлива от уплотнения регулирующих диафрагм ЦНД турбины Т-110/120-130 может достигнуть 2140 т/год на одну турбину [4].

Следует отметить, что решение о внедрении уплотненных регулирующих диафрагм в турбине Т-110/120-130 всех модификаций было принято только после тщательных исследований облопачивания ЦНД в условиях уменьшения вентиляционного расхода пара, так как при этом происходит разогрев выхлопной части, что может вызвать повышение вибрации турбоагрегата и ухудшение вибрационного состояния рабочих лопаток.

В результате исследований, выполненных ОАО ТМЗ, было установлено, что для ступеней ЦНД с высотой рабочих лопаток последней ступени 550 мм работа турбины с уплотненной диафрагмой ЦНД может быть разрешена при наличии системы охлаждения выходного патрубка и рабочих лопаток последней ступени.

Список литературы

1. Баринберг Г. Д. Осерадиальные бандажные уплотнения и их эффективность. М.: ЦНИИТЭИтяжмаш, 1988, вып. 1.
2. РТМ 108.020.033-86. Уплотнения лабиринтных стационарных паровых и газовых турбин и компрессоров.
3. Пат. 1592524 (РФ). Поворотная регулирующая диафрагма паровой турбины / Иванов С. Н., Рабинович А. В., Аронский Е. Н. и др. Оpubл. в Б. И., 1990, № 34.
4. Баринберг Г. Д. Тепловая экономичность турбины Т-100/120-130 на режимах работы по тепловому графику при наличии и отсутствии пропуска пара в ЦНД. – Электрические станции, 1990, № 4.

Обобщение опыта модернизации конденсаторов лабиринтового пара энергоблоков мощностью 300 и 500 МВт

Рябчиков А. Ю., канд. техн. наук, Бродов Ю. М., доктор техн. наук, Блинков С. Н., Жугрин Г. А., Бухман Г. Д., инженеры

Уральский государственный технический университет – АО Свердловэнерго

В статье представлен опыт АО Свердловэнерго и УГТУ – УПИ по разработке, проектированию и изготовлению высокоэффективных и надежных конденсаторов лабиринтового пара (охладителей) для эжекторов системы концевых уплотнений турбин К-300-240 ХТЗ и К-500-240 ХТЗ Рефтинской ГРЭС.

Эжекторные установки системы концевых уплотнений типа ЭУ-8М турбины К-300-240 и ЭУ-16 турбины К-500-240 предназначены для отсоса паровоздушной смеси из крайних отсеков уплотнений роторов турбин. Конструктивно эжекторы выполнены в виде единого двухсекционного аппарата с автономными, параллельно работающими секциями [1, 2].

Эжекторная установка (рис. 1) состоит из двух пароструйных аппаратов одинаковой производительности, которые могут быть включены как порознь, так и одновременно. Эжекторы размещены в одном корпусе и имеют отдельные охладители первой ступени и общий охладитель второй ступени. Кроме того, в установку входят камера смешения, корпус и водяная камера [1, 2].

Сопла обоих эжекторов устанавливаются в камере смешения и разделены перегородкой, а диффузоры размещены между трубными системами охладителей первой и второй ступеней в корпусе эжекторной установки. Охладители первой ступени и диффузоры разделены вертикальными перегородками.

Трубные системы охладителей образованы U-образными трубками, концы которых развальцованы в общей трубной доске. Трубная доска крепится между фланцами корпуса и водяной камеры при помощи болтов и воротниковых шпилек. Для повышения эффективности и вибрационной надежности трубных систем в межтрубном пространстве охладителей установлены поперечные перегородки, обеспечивающие движение паровоздушной смеси в несколько ходов.

Эжектируемая паровоздушная смесь подводится в один из охладителей первой ступени и конденсируется в нем. Несконденсировавшийся пар и воздух поступают в камеру смешения на всас эжектора. Паровоздушная смесь после диффузора, сжатая до давления несколько выше барометрического, поступает в охладитель второй ступени, конденсируется в нем, после чего воздух и остаток пара выбрасываются в атмосферу. Отвод дренажа из охладителей первой и второй ступеней осуществляется через коллекторы, выполненные на фланце корпуса. При увеличении расхода эжектируемой паровоздушной смеси включается в параллельную работу второй эжектор и, таким образом, осуществляется ступенчатое количественное регулирование работы эжекторной установки. Подвод и слив охлаждающего конденсата осуществляются в нижней части водяной камеры [1, 2].

В процессе эксплуатации турбин Рефтинской ГРЭС неоднократно отмечались срывы в работе (резкое ухудшение эффективности) эжекторных установок.

Проведенное обследование состояния трубных систем охладителей эжекторов концевых уплотнений ЭУ-8М и ЭУ-16 Рефтинской ГРЭС показало, что причиной их неудовлетворительной работы является периодическая потеря герметичности трубок. Периодически во время останова блока производилась частичная разборка эжекторной установки, гидропрессовка и отглушение поврежденных трубок.

Трубки конденсатора лабиринтового пара на турбинах К-300-240 и К-500-240 Рефтинской ГРЭС выполнены из сплава МНЖ5-1, диаметр трубок 19/17 мм, срок эксплуатации 20 – 25 лет. Наружная поверхность трубок покрыта отложениями черного цвета, сильно замасленными (со средней удельной загрязненностью 560 – 580 г/м²), поскольку пар из лабиринтовых уплотнений, поступающий в конденсатор эжектора, приносит на внешнюю поверхность трубного пучка масло, взвешенные частицы карбидов железа и кремния. Химический анализ состава отложений показал, что минеральная часть отложений – оксидная (9,7% – Fe₂O₃, 12,3% – CuO), потери при прокаливании составили 58,3%, нерастворимая часть – 19,4%. Визуальный осмотр образцов трубок под отложениями показал равномерную шерохова-

тость поверхности без локальных повреждений, угрожающих целостности трубок.

Внутренняя поверхность трубок покрыта оксидными отложениями со средней удельной загрязненностью 20 – 22 г/м². Химический состав отложений: 47,3% – Fe₂O₃, 41,4% – CuO, потери при прокаливании составили 10%. Поверхность трубок под отложениями имеет значительные повреждения локальной (питтинговой) коррозией, а также имеются отдельные продольные трещины. Измерение глубины питтингов показало, что они достигают 265 – 270 мкм.

Анализ полученных результатов позволил сделать вывод о том, что причиной повреждаемости трубок охладителей эжекторных установок является локальная коррозия их внутренней поверхности, представленная как питтингообразованием, так и продольным растрескиванием.

По условиям эксплуатации в системе водоподготовки Рефтинской ГРЭС предусмотрено введение аммиака в основной конденсат после БОУ перед эжекторной установкой. Эта мера должна обеспечивать связывание углекислоты и повышение pH конденсата. Известно, что присутствие аммиака, гидразина, аминов и азотосодержащих реагентов в воде является причиной питтинговой и межкристаллитной коррозии трубок из медных сплавов, особенно в местах повышенных напряжений: гибов, вальцовки и др. Считаем, что именно присутствие аммиака в конденсате вызвало развитие трещин и питтингов на трубках конденсатора лабиринтового пара.

Разрушение трубок конденсаторов лабиринтового пара происходило в основном в первых ступенях охладителей, причем, на входе паровоздушной смеси в трубный пучок. Результаты вибрационных расчетов трубных систем серийных охладителей эжекторных установок ЭУ-8М и ЭУ-16 показали, что амплитуды вибрации трубок периферийных рядов недопустимо большие и это может приводить к повреждениям трубок. В результате осмотра трубной системы выяснилось, что на периферийных рядах трубок наблюдаются повреждения вибрационного характера – подрезы у трубной доски и нижней перегородки. Это свидетельствует о неудовлетворительной виброндежности трубной системы и необходимости специальных мер, исключающих такие разрушения.

На основе проведенного обследования были сформулированы следующие основные выводы и рекомендации:

разрушение поверхности трубок конденсаторов лабиринтового пара эжекторных установок ЭУ-8М и ЭУ-16 на Рефтинской ГРЭС вызвано в основном локальной коррозией (питтингообразованием и продольным растрескиванием) со стороны охлаждающей воды (основного конденсата), содержащей аммиак, введение которого в воду пе-

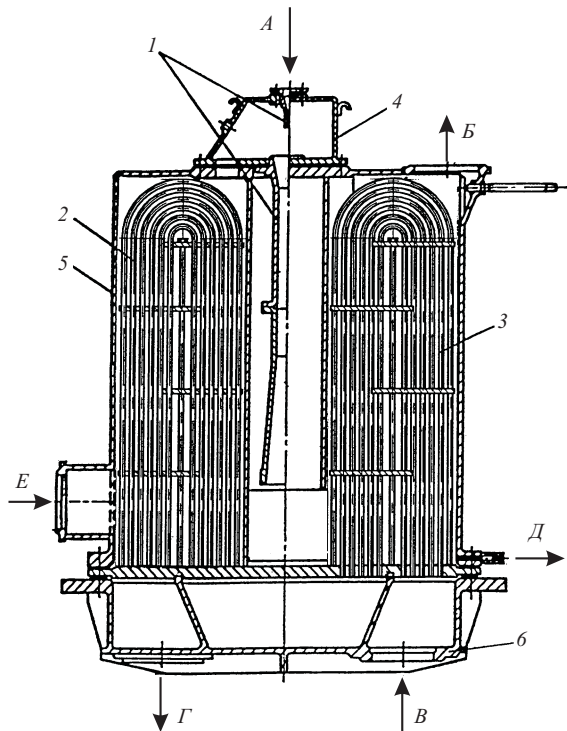


Рис. 1. Эжектор с конденсатором лабиринтного пара [1]:

1 – эжектор пароструйный; 2 – охладитель первой ступени; 3 – охладитель второй ступени; 4 – камера смешения; 5 – корпус; 6 – водяная камера; А – подвод рабочего пара; Б – выхлоп паровоздушной смеси; В – подвод охлаждающего конденсата; Г – отвод охлаждающего конденсата; Д – отвод конденсата из охладителей первой и второй ступеней; Е – подвод паровоздушной смеси

ред эжекторными установками и обуславливает данный вид коррозии;

повреждение трубок также происходит вследствие неудовлетворительной вибрационной надежности трубных систем конденсаторов лабиринтного пара эжекторных установок;

присутствие аммиака в конденсате ограничивает возможность применения медных сплавов, поэтому целесообразна замена трубок из сплава МНЖ5-1 на трубки из нержавеющей стали;

для повышения эффективности работы теплообменной поверхности целесообразно использовать профилированные трубки [3];

для повышения герметичности вальцованных соединений целесообразно использовать новый способ крепления трубок в трубных досках [4], уже прошедший апробацию на аналогичных аппаратах;

с целью повышения вибрационной надежности охладителей необходимо изменить компоновку трубного пучка с переходом от трубок диаметром 19/17 мм из МНЖ5-1 на трубки диаметром 16/14 мм из сплава 12Х18Н10Т с изменением системы расстановки поперечных перегородок трубных систем и установкой специальных демпфирующих поясов (скреп) на гйбах трубок [3].

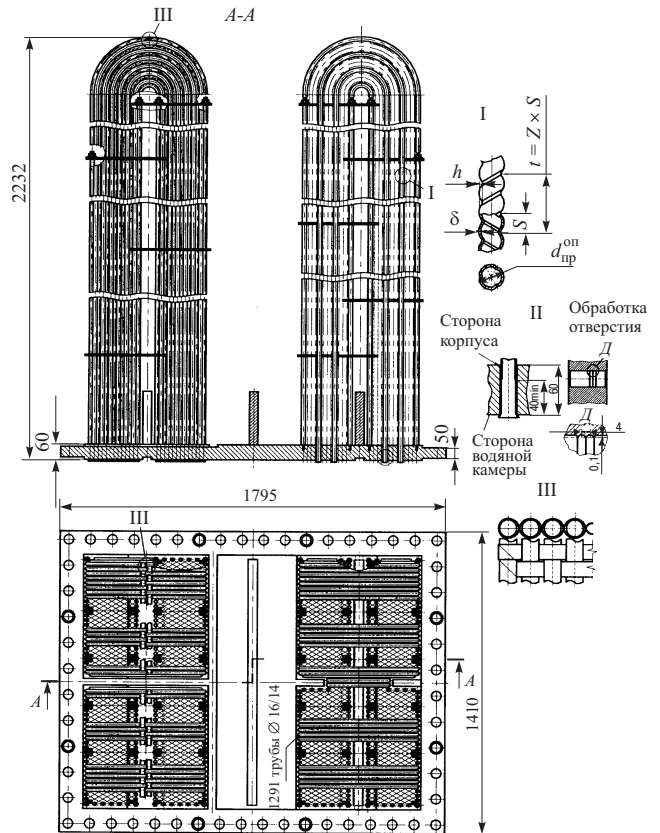


Рис. 2. Конденсатор лабиринтного пара ЭУ-16 турбины К-500-240 ХТЗ

Все эти рекомендации были реализованы при модернизации конденсаторов лабиринтного пара эжекторных установок ЭУ-8М и ЭУ-16.

Проведенные теплогидравлические расчеты серийных и модернизированных конденсаторов лабиринтного пара показали, что предлагаемые конструкции трубных систем по охлаждающей способности будут превосходить серийные. При этом гидравлическое сопротивление трубной системы конденсатора лабиринтного пара при замене гладких трубок на профильные из нержавеющей стали увеличивается примерно в 4 раза. С целью исключения вибрационных разрушений была проведена оптимизация системы расстановки поперечных перегородок в трубных пучках, дополнительно для повышения виброненадежности охладителей первой ступени эжекторов ЭУ-16 потребовалась установка на двух периферийных рядах в области гйба U-образных трубок специальных демпфирующих поясов (скреп).

На основе проведенного исследования были разработаны, спроектированы и изготовлены модернизированные трубные системы (рис. 2) для охладителей эжекторов концевых уплотнений турбин Рефтинской ГРЭС.

К настоящему времени на Рефтинской ГРЭС проведена плановая замена охладителей эжекторных установок ЭУ-8М и ЭУ-16 на восьми энергоблоках. Накопленный опыт эксплуатации показал высокую эффективность и надежность модернизированных конденсаторов лабиринтового пара эжекторов концевых уплотнений турбин. Результаты испытаний модернизированных эжекторных установок подтвердили результаты их расчета, а также целесообразность и эффективность всех технических решений, реализованных в этих аппаратах.

Комплексный подход к нормализации тепловых расширений турбины

Ермолаев В. В., канд. техн. наук, Сосновский А. Ю., Шкляр А. И., Великович М. В., Фертиков М. В., инженеры, Мурманский Б. Е., канд. техн. наук, Мительман М. М., инж.

ОАО «Теплоэнергосервис-ЭК» – АО Свердловэнерго

Проблемы, связанные с затрудненными перемещениями корпусов подшипников, периодически возникают почти на всех типах многоцилиндровых паровых турбин. В последние 5 – 10 лет из-за сложившейся в энергетике ситуации, приведшей к частым пускам, остановам и работе на переменных режимах турбин большой единичной мощности, случаи затрудненных перемещений корпусов подшипников участились.

Нарушения процесса теплового расширения многоцилиндровых турбин, проявляющиеся в скачкообразном перемещении корпусов подшипников, повышенных, против нормативных, кручения поперечных ригелей фундаментов (наклонах корпусов подшипников), невозвращении цилиндров в исходное положение после полного остывания турбины, повышенном нагреве колодок упорного подшипника, вызывают увеличение вибрации, износ радиальных и осевых уплотнений цилиндров, поломку соединительных болтов муфт, повреждения подшипников [1].

Нарушения нормального процесса тепловых расширений приводят к увеличению времени пуска турбины, дополнительным неплановым пускам и остановам, ограничению мощности агрегата, и, как следствие, – к лишним затратам топлива.

В качестве основных причин нарушения нормальной работы систем тепловых перемещений в [2] указывают:

большие силы трения между подошвой корпуса подшипника и фундаментной рамой;

заклинивание шпоночного соединения «корпус подшипника – продольная шпонка».

Для нормализации работы систем тепловых расширений различных типов турбин многими организациями предлагался ряд конструктивных и

Список литературы

1. *Паровая турбина К-300-240 ХТГЗ* / Под ред. Косяка Ю. Ф. М.: Энергоиздат, 1982.
2. *Паровая турбина К-500-240 ХТГЗ* / Под ред. Саввина В. И. М.: Энергоатомиздат, 1984.
3. *Повышение эффективности и надежности теплообменных аппаратов паротурбинных установок* / Под ред. Бродова Ю. М. Екатеринбург: УГТУ, 1996.
4. *Опыт применения нового высокоплотного соединения труб с трубными досками в теплообменных аппаратах турбоустановок* / Бродов Ю. М., Рябчиков А. Ю., Бухман Г. Д., Великович В. И. и др. – Тяжелое машиностроение, 1998, № 9.

эксплуатационных мер, обобщением которых стал комплекс мероприятий, рекомендуемый [1]. Опыт работ по нормализации тепловых расширений показал, что выполнение единичных мероприятий не всегда приносит требуемые результаты. С другой стороны, выполнение всего объема рекомендованных [1] мероприятий, гарантирующее устранение причин нарушений, является весьма трудоемкой и дорогостоящей работой.

Опыт наладки турбоагрегатов в Свердловэнерго показывает, что для надежного и долговременного исключения причин затрудненных тепловых перемещений корпусов подшипников необходимо: обеспечить стабильные характеристики поверхностей скольжения корпусов подшипников с приемлемым коэффициентом трения;

исключить защемления в поперечных шпоночных соединениях;

минимизировать усилия, действующие на цилиндры и корпуса подшипников турбины со стороны присоединенных трубопроводов.

За 10 лет, прошедших со времени выхода в свет [1], разработаны и внедряются новые материалы и покрытия для снижения и стабилизации сил трения на поверхностях скольжения корпусов подшипников. Среди них, в качестве наиболее перспективных, можно назвать: съемные пластины из композиционных материалов, в которых применяется бронза; различные эпиламирующие составы, наносимые на поверхности скольжения корпусов подшипников.

Хорошо зарекомендовало себя и получило широкое распространение использование для снижения сил трения на поверхности скольжения корпусов подшипников металлофторопластового покрытия. Не оправдало себя применение спецпасты

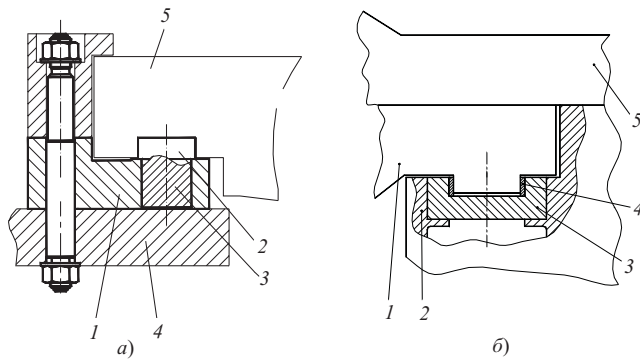


Рис. 1. Поворотные поперечные шпонки конструкции ОАО «Теплоэнергосервис-ЭК»:

a – для турбин ЛМЗ и ТМЗ: 1 – основание; 2 – поворотный зуб; 3 – шип; 4 – корпус подшипника; 5 – лапа цилиндра; *б* – для турбин НПО «Турбоатом»: 1 – лапа с выступом; 2 – корпус подшипника; 3 – диск с пазом; 4 – регулировочные пластины; 5 – опорная лапа

ВТИ – ЛМЗ, изготавливаемой из дисульфида молибдена.

Исследования, выполненные на турбинах типа Т-100/120-130 ТМЗ и К-300-240 ХТЗ, установленных на станциях Свердловэнерго, показали, что наиболее эффективным способом исключения защемлений в поперечных шпоночных соединениях является замена штатных поперечных шпонок на поворотные поперечные шпонки [3, 4]. Принципиальные схемы поворотных шпонок для различных типов устройств сочленения цилиндров и корпусов подшипников, которые были разработаны ОАО «Теплоэнергосервис-ЭК» и начиная с 1994 г. широко устанавливаются на турбинах различных типов, показаны на рис. 1. Опыт эксплуатации модернизированных турбин (более 20) показал высокую надежность поворотных шпонок.

Конструкция поворотной поперечной шпонки допускает свободные угловые перемещения в горизонтальной плоскости лап цилиндров и опорных «крыльев» корпуса подшипников относительно друг друга, сохраняя при этом способность передавать осевые усилия от лап цилиндра на корпус подшипника. При температурных деформациях цилиндров и корпусов подшипников лапа цилиндра вместе с поворотным элементом имеет возможность поворачиваться в горизонтальной плоскости относительно корпуса подшипника, компенсируя изменение положения лапы в горизонтальной плоскости. Для снижения сил трения на контактные поверхности поворотных шпонок могут наноситься твердосмазочные покрытия ВТИ (возможно использование съемных пластин конструкции ВТИ).

ВТИ также рекомендована схема определения «осевой податливости» модернизированных узлов сочленения цилиндров и корпусов подшипников (поворотных шпонок и разрезных шпонок ЦКТИ).

Для турбин типа Т-100/120-130 ТМЗ целесообразность замены поперечных шпонок на поворот-

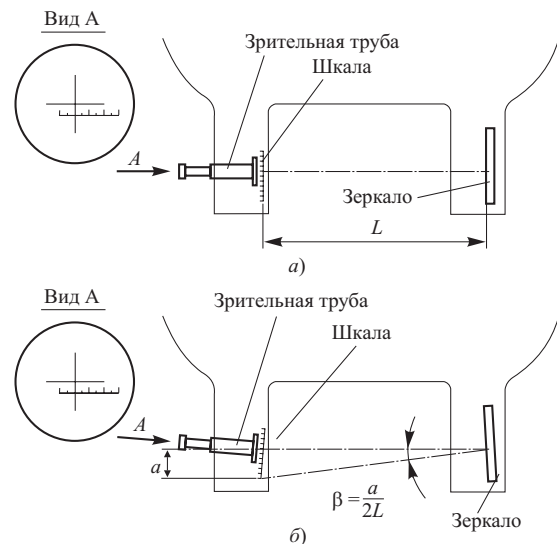


Рис. 2. Определение разворотов лап цилиндра и «крыльев» корпусов подшипников:

a – выставление нулевого положения для измерения угла поворота; *б* – определение суммарного разворота

ные поперечные шпонки определялась по взаимным угловым перемещениям лап цилиндров и опорных «крыльев» корпусов подшипников. Исследования проводились на двух турбинах Ново-Свердловской ТЭЦ: ст. № 2, имеющей модернизированную систему тепловых расширений, и ст. № 3, имеющей штатную систему тепловых расширений. Аналогичные исследования были выполнены ОАО «Теплоэнергосервис-ЭК» после модернизации системы тепловых расширений на турбине Т-100/120-130 ст. № 3 Северной ТЭЦ Ленэнерго. На всех турбинах исследования выполнялись во время пусков из холодного состояния.

Для определения взаимных угловых перемещений лап цилиндров и «крыльев» корпуса подшипников была разработана специальная оптическая установка [5], позволяющая измерять суммарные развороты (угловые деформации) лап цилиндров и суммарные развороты опорных «крыльев» корпусов подшипников. Комплект оснастки для определения суммарного разворота «крыльев» корпуса подшипников или опирающихся на них лап цилиндра (рис. 2, *a*) содержит две вертикальные стойки: на одной из стоек закреплена зрительная труба типа «Микко» ЗТЗ0Х, имеющая прицельную сетку, и шкала с подсветкой; на другой стойке закрепляется отражающее зеркало. Стойки комплекта устанавливаются попарно на лапы цилиндра, опирающиеся на корпус подшипника и на опорные «крылья» корпусов подшипников. Перед проведением исследований зрительная труба и отражающее зеркало выставляются таким образом, чтобы перекрестие окуляра совпадало с началом отсчета (серединой шкалы). При угловом перемещении (развороте) лап или «крыльев» корпуса подшипников видимая точка шкалы, совпадающая

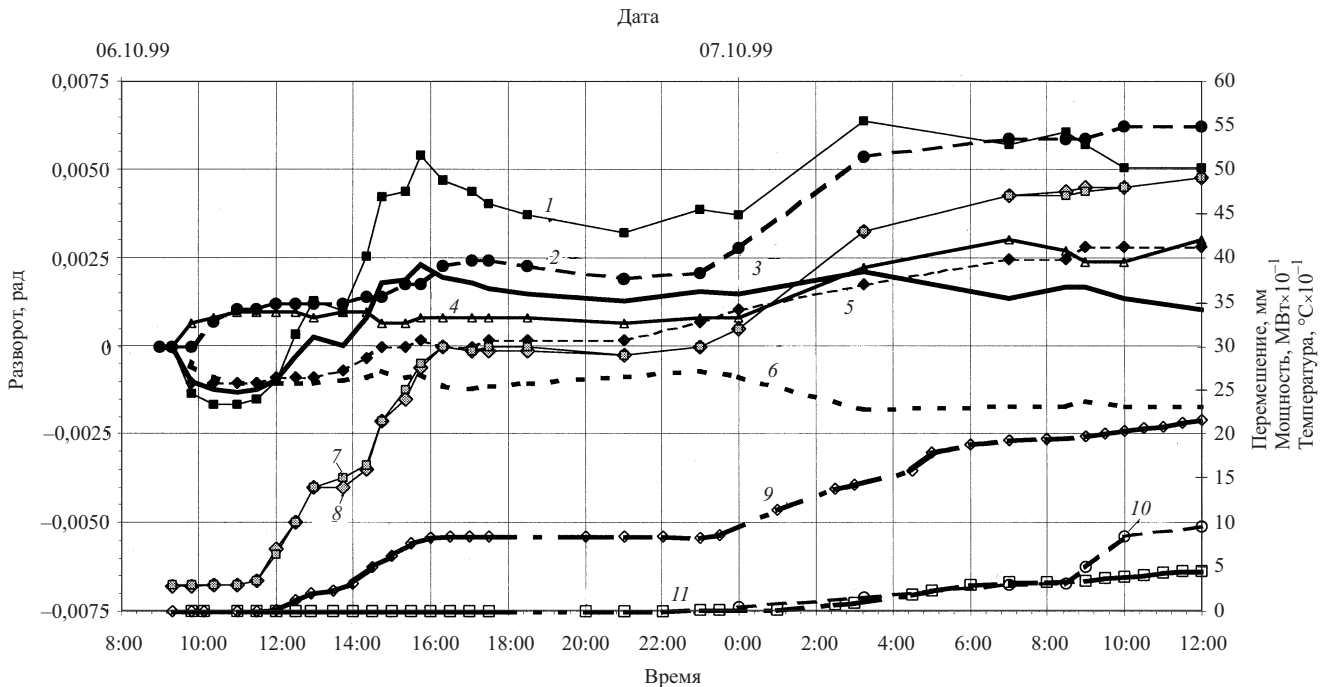


Рис. 3. Изменение суммарных разворотов лап цилиндров и опорных “крыльев” корпусов подшипников турбины Т-110 ст. № 2 Ново-Свердловской ТЭЦ во время пуска:

1 – разворот лап ЦВД; 2 – разворот “крыльев” со стороны ЦСД; 3, 6 – взаимные угловые перемещения “крыла” и лапы соответственно ЦВД и ЦСД; 4 – разворот “крыльев” со стороны ЦВД; 5 – разворот лап ЦСД; 7, 8 – температура металла фланцев ЦВД соответственно слева и справа; 9, 11 – абсолютное перемещение соответственно КПП и КП2; 10 – активная мощность

с перекрестием, смещается от начального положения на величину a (рис. 2, б). Суммарный разворот лап или “крыльев” корпуса подшипников β определяется по формуле $\beta = a/2L$.

При обработке результатов измерений разворотов лап цилиндров и “крыльев” корпуса подшипников принималось, что увеличение суммарного угла разворота соответствует схождению лап цилиндра и деформированию “крыльев” корпусов подшипников в сторону от цилиндров.

Взаимные угловые перемещения лап цилиндров и “крыльев” корпуса подшипников определялись как половина разности суммарных угловых деформаций лап цилиндра и соответствующих “крыльев” корпуса подшипников: применяемая методика не позволяет выделить угловые деформации каждой лапы из пары и каждого опорного “крыла”. Такой подход основан на допущении, что угловые деформации симметричны, и позволяет оценить минимально возможные значения взаимных угловых перемещений.

Для более наглядного представления и оценки результатов измерений, выполненных на турбинах с поворотными поперечными шпонками, было введено понятие “эквивалентного зазора”, который соответствует зазору в паре “призматическая поперечная шпонка – паз”, обеспечивающему отсутствие контактов элементов сочленения при тех же их взаимных угловых перемещениях, какие зафиксированы для поворотных шпонок. “Эквива-

лентный зазор” определяется как значение взаимных угловых перемещений лап цилиндров и “крыльев” корпуса подшипников, умноженное на ширину лапы.

Кроме указанных специальных измерений, во время испытаний регистрировались параметры работы системы тепловых расширений: абсолютные тепловые перемещения корпусов подшипников, изменения уклонов корпусов подшипников или соответствующих ригелей, поперечные перемещения лап ЦВД и ЦСД относительно корпусов. Параметры, характеризующие режим работы турбоагрегата (частота вращения ротора, нагрузка, температуры цилиндров и др.), регистрировались по показаниям штатных приборов.

Анализ результатов исследований показал, что во всех испытаниях перемещения лап цилиндров и опорных “крыльев” корпусов подшипников имеют качественно одинаковый характер. На рис. 3 в качестве примера показано изменение суммарных разворотов лап и “крыльев” во время пуска турбины Т-100/120-130 ст. № 2 Ново-Свердловской ТЭЦ. В начальный период пуска (после подачи пара на уплотнения и до начала интенсивного прогрева цилиндров) лапы деформировались в стороны от оси турбины, а “крылья” корпуса подшипников деформировались от цилиндров (рис. 4, а). Характер деформации “крыльев” оставался неизменным за все время пуска. С началом интенсивного прогрева стенок ЦВД при увеличении расхо-

да пара через турбину лапы деформируются к оси турбины, причем суммарный разворот лап превышает суммарный разворот “крыльев” (рис. 4, б). По мере прогрева цилиндра взаимное угловое перемещение лап цилиндра и опорных “крыльев” корпуса подшипников несколько уменьшается, но совпадения разворотов лап и “крыльев” не происходит.

Характер изменения угловых перемещений лап ЦСД совпадает с характером изменения угловых перемещений лап ЦВД.

В табл. 1 представлены данные по взаимным угловым перемещениям лап и соответствующих “крыльев” и необходимых для этих перемещений зазорах. Отрицательные значения взаимного углового перемещения лапы и “крыла” соответствуют случаю, когда контакт в паре “паз – шпонка” штатного шпоночного соединения происходит по диагонали, направленной к цилиндру, а положительные – по диагонали, направленной от цилиндра.

Анализ результатов обработки данных, полученных во время проведения исследования, показал, что “эквивалентный зазор” для всех поперечных шпонок турбины, имеющей штатную систему сочленения, не превышает 0,29 мм. В то же время для турбин, оборудованных поворотными поперечными шпонками, “эквивалентный зазор” составляет 0,34 – 0,60 мм (при номинальном чертежном зазоре в поперечных шпонках – 0,05 – 0,06 мм, и максимальном, допускаемом заводом-изготовителем зазоре – 0,18 мм).

Исследования, выполненные на турбинах “Теплоэнергосервис-ЭК” ХТГЗ Рефтинской ГРЭС ст. № 2 (оборудованной поворотными шпонками) и турбине ст. № 5 (имеющей штатную систему сочленения), показали, что на этих турбинах свободные взаимные угловые перемещения лап и опорных “крыльев” корпусов подшипников приблизительно в 4 раза превышают значения, соответствующие штатным зазором в шпоночных соединениях [5].

Таким образом, на основании выполненных исследований можно утверждать, что в штатных призматических поперечных шпонках гарантиро-

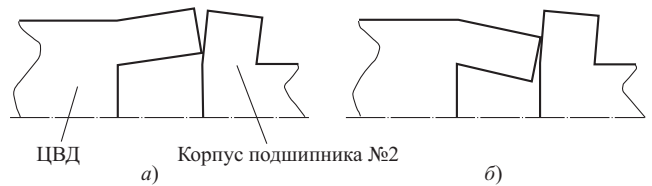


Рис. 4. Изменение взаимного положения лап цилиндров и опорных “крыльев” корпусов подшипников во время пуска:

а – при подаче пара на уплотнения; б – при увеличении пропуска пара через турбину

ванно происходит заклинивание в паре “паз – зуб шпонки” с последующим пластическим деформированием элементов сочленения. Другими словами, у турбин, оснащенных штатными поперечными шпонками, наряду с возникновением дополнительных нерасчетных сил трения на продольной шпонке, может происходить неконтролируемое изменение зазоров на поперечных шпонках. В связи с этим рекомендации ВТИ по периодическому измерению “осевой податливости” модернизированных шпоночных соединений целесообразно использовать также для контроля штатных и ромбовидных поперечных шпоночных соединений.

Кроме изменения взаимного положения ротора и цилиндра, как показал расчетный анализ, с увеличением зазоров в поперечных шпонках возрастает негативное влияние присоединенных трубопроводов на работу системы тепловых расширений турбины. Использование ромбовидных поперечных шпонок, рекомендованных [1], не позволяет полностью исключить защемления и пластические деформации в узлах сочленения, поскольку в этом случае взаимные угловые перемещения лап и опорных “крыльев” корпусов подшипников, при сохранении минимального (чертежного) зазора в пазу шпоночного соединения, увеличиваются только в 3 раза по сравнению с обычной призматической шпонкой.

Поворотные поперечные шпонки, обеспечивая свободные угловые перемещения, обеспечивают и

Т а б л и ц а 1

Взаимные угловые перемещения и соответствующие “эквивалентные зазоры” лап цилиндров и опорных “крыльев” корпусов подшипников

ТЭЦ, номер турбины	Взаимное угловое перемещение опорного крыла и лапы, рад × 10 ³				“Эквивалентный зазор” в узле сочленения, мм			
	со стороны ЦВД		со стороны ЦСД		со стороны ЦВД		со стороны ЦСД	
	min	max	min	max	min	max	min	max
Ново-Свердловская ТЭЦ:								
ст. № 2	-1,3	2,3	-1,8	0	-0,34	0,60	-0,47	0
ст. № 3	-1,1	0,8	-1,0	0	-0,29	0,20	-0,25	0
Северная ТЭЦ Ленэнерго:								
ст. № 3	0	2,3	-1,5	0	0	0,60	-0,39	0

нестесненные поперечные перемещения лап относительно корпусов подшипников. В табл. 2 представлены данные о максимальных разностях поперечных перемещений лап относительно корпусов подшипников слева и справа, зарегистрированных на исследуемых турбинах Т-100-130 ТМЗ, и соответствующих размахам изменения уклонов ригелей и максимальных абсолютных перемещениях корпусов подшипников.

Из представленных данных видно, что для всех турбин, независимо от типа поперечного шпоночного соединения, характерна повышенная асимметрия поперечных перемещений лап (более 1 мм).

Анализ результатов исследований, выполненных на турбинах различных типов, показывает, что для турбин, имеющих штатную систему сочленения цилиндров и корпусов подшипников, увеличенная разница поперечных перемещений лап относительно корпуса подшипника может свидетельствовать как о наличии защемлений на одной из лап, так и об увеличении зазоров на поперечных шпонках до значений, обеспечивающих нестесненные перемещения лап относительно корпуса подшипников. Таким образом, диагностировать защемление лап на поперечных шпонках по разнице поперечных перемещений лап нельзя. Защемление лапы на поперечной шпонке наиболее надежно можно определить при непрерывном отслеживании перемещений лап относительно корпусов подшипников. Признаком защемления является отсутствие перемещений одной из лап. Тем не менее, для турбин, оборудованных неподвижными поперечными шпонками, при увеличении разницы поперечных перемещений лап относительно корпуса подшипников, как и указано в [1], необходимо проводить ремонт или модернизацию поперечных шпоночных соединений.

Разница поперечных перемещений лап для турбин, оборудованных поворотными поперечными шпонками, обеспечивающими свободные нестесненные поперечные перемещения лап относительно корпусов подшипников, обусловлена осо-

бенностями цилиндра (равномерностью нанесения изоляции, разной толщиной стенок и др.). Соответственно и принятый в настоящее время критерий оценки состояния системы тепловых расширений по разности поперечных перемещений лап относительно корпусов подшипников для турбин, оборудованных поворотными шпонками, неинформативен.

Что касается минимизации усилий от присоединенных трубопроводов, то этой части рекомендаций, изложенных в [1], на ТЭС уделяется явно недостаточное внимание, так как считается, что для определения влияния присоединенных трубопроводов на работу системы тепловых расширений требуется разрезка трубопроводов. Кроме того, в [1] основное внимание уделено паропроводам высокого давления и отсутствуют рекомендации по трубопроводам регенеративных и теплофикационных отборов.

Опыт ОАО “Теплоэнергосервис-ЭК” по обследованию трубопроводов 15 турбин типа Т-100/120-130 ТМЗ различных энергосистем показал, что практически на всех турбоустановках имеются значимые отступления от проектных решений в части расположения элементов систем компенсации тепловых расширений трубопроводов теплофикационных и регенеративных отборов, а именно – разворота стяжек линзовых компенсаторов. В результате на цилиндры турбин действуют повышенные нерасчетные усилия и моменты со стороны трубопроводов теплофикационных и регенеративных отборов. Расчетный анализ проектных положений элементов трубопроводов не всегда оправдано, поскольку в 60 – 70-х годах, когда проектировался основной парк эксплуатируемых ныне турбин, расчеты трубопроводов выполнялись, как правило, вручную, с множеством допущений и упрощений.

Совместно со Свердловэнерго ОАО “Теплоэнергосервис-ЭК” разработана и опробована методика определения влияния присоединенных тру-

Т а б л и ц а 2

Параметры работы систем тепловых расширений

ТЭЦ, номер турбины	Максимальная разность поперечных перемещений лап, мм			Максимальное абсолютное перемещение корпуса подшипников, мм				Размах изменения уклона ригеля, мм/м	
	передние ЦВД	задние ЦВД	передние ЦСД	№ 1		№ 2		ригель 1	ригель 2
				справа	слева	справа	слева		
Ново-Свердловская ТЭЦ (пуск перед капитальным ремонтом):									
ст. № 2	1,0	1,5	0,7	22,7	22,0	8,1	8,1	0,89	0,72
ст. № 3	0,7	1,6	1,0	21,2	21,2	8,3	8,0	0,58	0,79
Северная ТЭЦ Ленэнерго (пуск после капитального ремонта):									
ст. № 3	1,1	1,2	0,8	21,6	21,9	4,6	4,3	0,41	0,35

бопроводов на работу системы тепловых расширений во время эксплуатации и настройки системы компенсации тепловых расширений трубопроводов отборов низкого давления без разрезки труб, обеспечивающая минимизацию объема ремонтных работ.

По этой методике были разработаны рекомендации по изменению настройки системы компенсации тепловых расширений трубопровода отбора пара на ПСГ-1 турбоустановки Т-100/120-130 ТМЗ ст. № 2 Ново-Свердловской ТЭЦ. В результате выполнения рекомендованных работ разница опорных реакций задних лап ЦСД уменьшилась до 1 т (до выполнения работ разница составляла около 9 т). Учитывая, что при определении опорных реакций лап определяется не массовая нагрузка на лапу, а сила, которую необходимо приложить к лапе для ее подъема, выполнение мероприятий по реконструкции трубопровода позволило снизить уровень усилий, действующих на цилиндр со стороны трубопровода.

Важным фактором, определяющим вибрационное состояние турбоагрегата, является также и состояние заделки фундаментных рам. Повышенная податливость фундаментных рам может являться и результатом некачественного выполнения монтажных работ и возникнуть в процессе эксплуатации под влиянием повышенных усилий, действующих как вдоль оси турбины (силы трения на поверхностях скольжения корпусов подшипников и на продольных шпонках), так и боковых усилий (боковые усилия и моменты, приложенные к продольным шпонкам). Необходимо отметить, что конструкция крепления фундаментных рам к ригелям фундамента не рассчитана на действие боковых усилий. Поэтому, если имели место повышенные усилия со стороны присоединенных трубопроводов, необходимо проверить качество заделки фундаментных рам. Для этой цели ОАО «Теплоэнергосервис-ЭК» разработало методику обследования фундаментных рам с применением специального вибровозбудителя с пневмоприводом. Кроме станций Свердловэнерго, методика была опробована и успешно применена на турбинах электростанций Челябэнерго, Башкирэнерго, Тюменьэнерго и Ульяновскэнерго. Исследования, выполненные при помощи вибровозбудителя, позволили в ряде случаев подтвердить достаточную жесткость крепления фундаментных рам к ригелям фундамента и избежать выполнения дорогостоящих работ по перезаливке фундаментных рам. В ряде случаев, наоборот, была диагностирована недостаточная жесткость крепления фундаментных рам к фундаменту (Ново-Свердловская ТЭЦ, Ульяновская ТЭЦ-1 и др.).

Опыт проведения работ по нормализации тепловых расширений и вибрационного состояния турбоагрегатов Свердловэнерго показал, что для выявления действительных причин затрудненных

перемещений корпусов подшипников и изменения вибрационного состояния необходимо ориентировочно за год до капитального ремонта проводить предремонтные комплексные обследования турбоагрегата. В объем предремонтного комплексного обследования должны входить:

исследование вибрационного состояния опор турбины на различных режимах ее работы;

исследование работы системы тепловых расширений турбины;

обследование системы компенсации тепловых расширений присоединенных трубопроводов.

Совокупность полученных данных позволяет оценить состояние системы тепловых расширений турбины, заблаговременно выявить причины затрудненных перемещений и определить необходимый и достаточный объем ремонтных работ.

Выводы

1. Подход к вопросам исследования и нормализации тепловых расширений турбин должен быть комплексным и включать в себя анализ причин изменения сил трения, появления закусываний в шпоночных соединениях и действия трубопроводов.

2. Применение поворотных поперечных шпонок позволяет не только исключить закусывания и пластические деформации в поперечном шпоночном соединении, но и сохранить неизменным влияние присоединенных трубопроводов на работу системы тепловых расширений турбины в течение всего срока эксплуатации.

3. Оптимизацию усилий и моментов, действующих на турбину со стороны присоединенных трубопроводов регенеративных и теплофикационных отборов, в большинстве случаев можно выполнить с проведением минимального объема работ без разрезки трубопроводов.

4. Для определения необходимого и достаточного объема ремонтных работ по нормализации тепловых расширений необходимо за год до ремонта выполнить комплексное обследование технического состояния турбоустановки.

Список литературы

1. РД 34.30.506-90. Методические указания по нормализации тепловых расширений цилиндров паровых турбин тепловых электростанций. М.: ВТИ, 1991.
2. Трухний А. Д. Стационарные паровые турбины. М.: Энергоатомиздат, 1990.
3. Пат. 2134797 (РФ). Опора корпуса турбомашины. Оpubл. в Б. И., 1999, № 23.
4. Пат. 2146332 (РФ). Устройство сочленения корпуса и опоры / Евсеев Я. И., Сосновский А. Ю., Ермолаев В. В. Оpubл. в Б. И., 2000, № 7.
5. Исследование системы тепловых расширений турбин «Теплоэнергосервис-ЭК» ХТЗ Рефтинской ГРЭС / Ермолаев В. В., Сосновский А. Ю., Евсеев Я. И., Шкляр А. И. и др. – В сб.: Совершенствование турбин и турбинного оборудования. Екатеринбург: УГТУ – УПИ, 1998.

Теплозащитные конструкции оборудования ТЭС и метод контроля их состояния

Герасимова Е. А., канд. техн. наук

АО Свердловэнерго

В последние годы существенно возросло внимание к проблемам энергосбережения и эффективного использования топливно-энергетических ресурсов. Заметная роль в решении этих проблем принадлежит надежной работе теплозащитных конструкций высокотемпературного оборудования ТЭС, такого, как котлы, турбины и паропроводы. Высококачественные конструкции тепловой защиты являются крупным резервом экономии топлива и оказывают значительное влияние на экономичность эксплуатации энергетического оборудования [1].

Известно, что теплозащитные конструкции выбираются в зависимости от технических свойств теплоизоляционных материалов и нормативной плотности теплового потока с изолированных поверхностей. Основными документами, регламентирующими назначение теплозащитных конструкций, являются отраслевой стандарт "Типовые проектные решения по применению теплозащитных конструкций для трубопроводов и оборудования электростанций" (1988) и СНиП 2.04-14-88 "Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов" (1989). Заложенные в них нормативы плотности теплового потока не соответствуют требованиям энергосбережения в настоящее время.

На предприятиях АО Свердловэнерго находится в эксплуатации оборудование, отработавшее свой нормативный ресурс. На более 70% единиц оборудования теплозащитные конструкции выполнены по проектам до 1956 г. Технический уровень состояния конструкций тепловой защиты оборудования является неудовлетворительным с точки зрения тепловых потерь в окружающую среду и не отвечает современным требованиям энергетики. Физический износ морально устаревших теплозащитных конструкций энергооборудования, отсутствие большого ассортимента фасонных огнеупорных и дефицитных теплоизоляционных материалов, заложенных в заводских проектах, приводят к резко возросшим объемам их ремонтов.

Ремонт теплозащитных конструкций оборудования (обмуровка котлов, тепловая изоляция турбин и трубопроводов) является сложным, многооперационным и трудоемким процессом, требующим больших затрат ручного труда и достаточно высокой квалификации исполнителей, а также большой замены огнеупорных и теплоизоляционных материалов, давно снятых с производства на отечественных заводах [2].

С введением в действие циркуляра Ц-01-94(Т) "Организация контроля за состоянием и ремонтом обмуровки и тепловой изоляции оборудования ТЭС в целях снижения тепловых потерь и температур поверхности изоляции до нормативных значений" (1994) стали актуальными вопросы реконструкции теплозащитных конструкций с точки зрения снижения сверхнормативных тепловых потерь, повышения надежности работы наиболее часто ремонтируемых узлов, корректировки технологии проведения ремонтов обмуровки котлов и тепловой изоляции турбин.

С целью доведения теплозащитных конструкций до действующих значений нормативной плотности теплового потока КО Энергоремонта разработаны проекты реконструкции обмуровки котлов типа ТП-35, ТП-200, НТ-200, ПК-14, ЛМЗ и др. Обмуровка реконструирована на более чем 30 котлах среднего давления. В результате внедрения новых конструкций снижены температуры наружной поверхности обмуровки, тепловые потери в окружающую среду доведены до нормы, уменьшены присосы холодного воздуха в топку, повышен КПД котла. Во внедренных конструкциях обмуровок использованы огнеупорные и теплоизоляционные материалы заводов Уральского региона. Применение высокоэффективных теплоизоляционных материалов на основе муллитокремнеземистого и базальтового волокон в виде плит, фетра, картона в различных комбинациях в зависимости от особенностей изменяемой теплозащитной конструкции позволило в значительной степени снизить потребление пенодиатомового кирпича марки ПД-350 по ТУ 36.16.22-27-91 Инзенского комбината (Ульяновская обл.) и известково-кремнеземистых изделий марки ИКИ-225 по ГОСТ 24748-81 Апрельского завода теплоизоляционных изделий (Московская обл.).

С целью совершенствования технологии проведения ремонта обмуровок котлов, а также для повышения надежности работы отдельных часто ремонтируемых узлов по техническим требованиям Свердловэнерго освоены заводами Уральского региона новые виды огнеупорной продукции.

Двухслойные плиты для накаркасной обмуровки по ТТ 102-10-97 размером 1000 × 500 × 80 мм рекомендованы для замены футеровочных известково-кремнеземистых панелей марки ПФИ-600 по ТУ 36.16.22-23-88, используемых при ремонте стен топок котлов типа П-39 и П-57. При разработке плит исключены недостатки панелей ПФИ-600,

а именно: повышены механическая прочность за счет послойного армирования и надежность при попадании открытого пламени на плиту за счет увеличения толщины шамотобетонного слоя.

Внедрение горелочных блоков высокоглиноземистого состава с температурой применения до 1600°C по ТТ 202-9-98 позволило увеличить срок эксплуатации обмуровки амбразур горелок в 1,5 – 2 раза за счет повышения термостойкости, прочности и устойчивости к золовому износу по сравнению с традиционно используемыми для этих целей шамотными изделиями общего назначения марок ША или ШБ по ГОСТ 390-96.

Выполнение амбразур горелок блоками массой до 50 кг достаточно трудоемкое и дорогостоящее мероприятие. Разработанная по ТТ 202-29-99 наварочная масса для ремонта упомянутых горелочных блоков восстанавливает разрушенные участки обмуровки амбразур, исключая полную замену массивных блоков. Внедрение наварочной массы сокращает продолжительность ремонта амбразур горелки при сохранении ее надежной работы.

В технологии ремонта теплозащитных конструкций турбин в настоящее время наметилась тенденция по замене изоляции из минераловатных изделий и полученной методом напыления из асбестосодержащих смесей на съемную, многообразного использования. Съемные конструкции тепловой изоляции турбин из изделий на основе базальтового и муллитокремнеземистых волокон позволяют снизить тепловые потери с поверхности оборудования, достигнуть рекомендуемых значений темпов охлаждения и выравнивания температур по поверхности цилиндров и, как результат, повысить маневренность при выводе турбины в горячий резерв. Кроме того, применение волокнистых материалов улучшает условия работы ремонтного и обслуживающего персонала, обеспечивает быстрый доступ к корпусу турбины в случае аварии или для текущего ремонта.

Внедрение съемных теплозащитных конструкций цилиндров турбин на предприятиях Свердловэнерго производится с 1993 г. по проектам АО Энергозащита, НПЦ Теплотехнология, КО Энергоремонта. Однако высокая стоимость 1 м теплозащитной конструкции из изделий на основе базальтового и муллитокремнеземистого волокон ограничивает широкое внедрение съемной изоляции в настоящее время.

Основной теплозащитной конструкцией цилиндров турбин остается тепловая защита, нанесенная напылением в соответствии с инструкцией № 015-87 “Технологическая инструкция по нанесению тепловой изоляции методом напыления смесей сухих асбестоперлитовых и асбестовермикулитовых” (1983). Однако в последние годы при выполнении тепловой защиты турбин методом напыления возникают трудности из-за отсутствия рекомендованного отвердителя – жидкого стекла антипирена из нефелина Гомельского химического

комбината. Производство антипирена находится за пределами России, что переводит его в разряд дефицитных материалов. Отсутствие отвердителя жидкого стекла в напыляемых смесях приводит к значительному увеличению сроков набора прочности теплозащитного покрытия в естественных условиях. В качестве замены проработаны и внедрены составы с оптимальным количеством добавки нового вида отвердителя, обеспечивающего быстрое твердение напыляемого покрытия без снижения его теплофизических характеристик.

С целью организации паспортизации тепловой изоляции и оценки фактического состояния теплозащитных конструкций высокотемпературного оборудования на предприятиях Свердловэнерго на основании методики тепловых испытаний ОРГРЭС (1982) разработана, апробирована и с 1997 г. внедрена экспресс-методика контроля состояния тепловой изоляции с помощью приборов инфракрасной техники. Методика позволила диагностировать состояние тепловой изоляции в процессе эксплуатации энергооборудования, корректировать объемы ремонтов обмуровки котлов, оценить качество выполненного ремонта обмуровки и тепловой изоляции и эффективность вновь разработанной конструкции теплозащитного покрытия, составить паспорт по данным оценок до и после выполненного ремонта в соответствии с [3].

Выход методики [4] делает законным использование термографического обследования теплозащитных покрытий для паспортизации тепловой изоляции энергооборудования.

Термографическое обследование теплозащитных конструкций предусматривает дистанционную регистрацию тепловых полей оборудования по его собственному инфракрасному излучению с помощью инфракрасных камер и пирометров. Основа термографического метода – использование основных законов теплового излучения, устанавливающих взаимосвязь между температурой поверхности тела, его энергией излучения и излучательной способностью объектов излучения и окружающей среды. Данный метод позволяет определить температурные распределения по поверхности оборудования, оценить общие тепловые потери с поверхности оборудования, обнаружить поверхностные и скрытые дефекты в процессе эксплуатации оборудования по тепловым аномалиям, которые сопровождают возникновение таких дефектов, в ряде случаев возможно обнаружение узлов и частей конструкции, находящихся в предаварийном состоянии.

Выводы

1. Проведена реконструкция морально устаревших теплозащитных конструкций обмуровок котлов среднего давления с целью доведения их до нормативных значений тепловых потерь.

2. Разработаны и освоены новые виды огнеупорной продукции предприятиями Уральского региона – двухслойные плиты для накаркасной обмуровки, горелочные блоки высокоглиноземистого состава, наварочная масса для ремонта горелочных блоков.

3. Внедрен термографический метод контроля состояния теплозащитных конструкций высокотемпературного оборудования ТЭС для паспортизации тепловой изоляции.

Список литературы

1. *Воронков С. Т.* Специальные конструкции тепловой защиты энергооборудования ТЭС.– Энергетик, 1994, № 6.
2. *Воронков С. Т.* Эксплуатация и ремонт обмуровки котлов ТЭС.– Электрические станции, 1996, № 7.
3. Ц-01-94 (Т). Организация контроля за состоянием и ремонтом обмуровки и тепловой изоляции оборудования ТЭС в целях снижения потерь тепла и температур поверхности изоляции до нормативных значений.
4. РД 153-34.0-20.364-00. Методика инфракрасной диагностики тепломеханического оборудования. М.: ОРГРЭС, 2000.

Повышение надежности работы оборудования систем газоснабжения электростанций АО Свердловэнерго

Стадничук В. С., Коновалов А. В., инженеры

АО Свердловэнерго

В системе АО Свердловэнерго установлены 125 газоиспользующих котлов, из них 25 – водогрейных. Газификация большинства электростанций с подводом газа и монтажом газорегуляторных пунктов (ГРП) началась в 1965 – 1966 гг., массовый перевод на газ пылеугольных котлов осуществлялся в 1975 – 1988 гг. Требования ранее действовавших НТД при проектировании, изготовлении и монтаже газового оборудования значительно отличались от требований современных норм и правил в газовом хозяйстве.

Вследствие этого, смонтированное оборудование ГРП и газопроводов к котлам не рассчитывалось в полном объеме на номинальное давление газа до ГРП, на котлах было установлено большое число газовой арматуры с ручным приводом, в том числе чугунной, а схемы автоматики не предусматривали ряда технологических защит и блокировок, установку запальных и защитно-запальных устройств (ЗУ и ЗЗУ) на горелках.

Для приведения газового оборудования в соответствие с требованиями новых нормативно-технических документов в Свердловэнерго разработан комплексный план технических мероприятий по реконструкции схем газоснабжения и усовершенствованию систем автоматики. Учитывая масштабность и крупные финансовые затраты, мероприятия плана рассчитаны на перспективу и реализуются комплексно в периоды ремонтов оборудования. Все работы, включая проектирование, техническое руководство, монтаж и наладку новых схем газоснабжения, выполняются в основном собственными силами Энергоремонта, службы СТАИ – АСУ ТП и теплотехнической службы Свердловэнерго.

Согласно требованию циркуляра Ц-03-97(Т) “О защите газопроводов от повреждений на участке от ГРП до горелок котлов” все элементы газо-

проводов от ГРП до отсечных клапанов котлов должны быть рассчитаны на давление газа до ГРП, поэтому были обследованы объекты газового хозяйства для выявления элементов, не рассчитанных на высокое давление газа, выполнены поверочные расчеты на прочность и конструкторские проработки для усиления или замены “слабых” элементов.

Одновременно проводились работы по замене чугунной газовой арматуры на стальную, установке дополнительных предохранительно-сбросных клапанов, реконструкции расходомерных узлов и выводу из работы байпасов ГРП.

Выполнение указанных мероприятий позволило повысить надежность схем газоснабжения без организации технологической защиты по высокому давлению газа после ГРП с установкой дополнительных предохранительно-запорных клапанов (ПЗК) на линиях редуцирования.

Проведение комплекса работ по приведению газоиспользующих котлов в соответствие с требованиями “Правил безопасности в газовом хозяйстве” повышает взрывобезопасность котлов при розжиге на газе.

Реконструкция схем газоснабжения котлов в Свердловэнерго проводится по нескольким вариантам:

1. С установкой двух газовых задвижек с электроприводом перед каждой горелкой.
2. С установкой газовых блоков фирмы “АМАКС”.
3. С установкой перед каждой горелкой ПЗК фирмы “АТЭК” и газовой арматуры с электроприводом.

Наиболее распространенной является схема по варианту 1 (рис. 1).

Схема по варианту 2 монтируется на водогрейном котле КВГМ-100 Первоуральской ТЭЦ, по ва-

рианту 3 – на котле ТГМП-114 Среднеуральской ГРЭС.

В качестве аппаратного обеспечения используются ЗУ и ЗЗУ отечественного производства. Опыт эксплуатации показывает, что практически каждому типу ЗЗУ свойственны недостатки, в основном из-за низкой селективности контроля факела горелки и узкого диапазона настройки и работы запальных устройств (таблица).

Особую сложность представляет использование ЗУ и ЗЗУ на пылегазовых котлах в связи с повышенной температурой, запыленностью, заносом датчиков и запальных устройств золой и шлаком.

При установке ЗУ и ЗЗУ для повышения надежности их работы предусматривается выполнение следующих условий:

подвод воздуха для охлаждения и обдувки ЗУ и ЗЗУ с напора дутьевых вентиляторов котла;

размещение датчиков контроля факела и ЗУ в специальных закладных трубах, месторасположение которых определяется при проведении натурных испытаний так, чтобы срез закладной трубы размещался в зоне стабильного разрежения;

заглубление активной зоны запального устройства в закладную трубу на 150 – 200 мм от ее среза со стороны топки, выходной участок закладной трубы во избежание обгорания должен выполняться из жаропрочной стали;

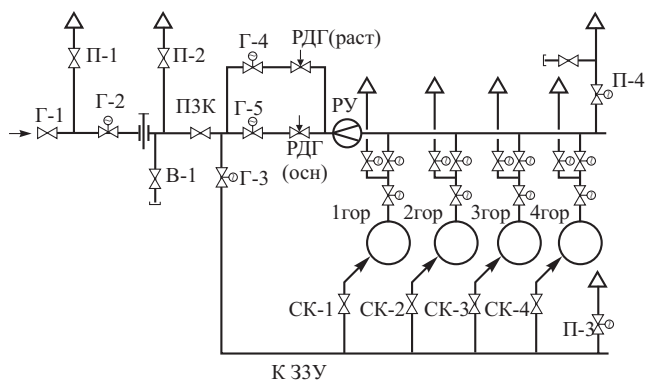


Рис. 1. Принципиальная схема газоснабжения котла:

Г-1 – Г-5 – запорная арматура; ПЗК – предохранительно-запорный клапан; СК-1 – СК-4 – соленоидные клапаны из комплекта ЗЗУ; РДГ (раст), РДГ (осн) – растопочный и основной регуляторы давления газа; П-1 – П-4 – продувочные газопроводы; 1 гор – 4 гор – горелки котла; В-1 – подача воздуха для опрессовки; РУ – расходомерное устройство

установка закладной трубы с отрицательным уклоном не менее 15° во избежание образования отложений продуктов сгорания при работе на твердом топливе.

Выбор варианта установки ЗЗУ для конкретного котла осуществляется с учетом конструктивных особенностей горелок, параметров работы, типа и длины применяемых устройств.

Характеристика запальных устройств, применяемых на котлах АО Свердловэнерго

Тип ЗУ	Способ контроля пламени ЗУ	Давление газа перед запальником, кгс/см ²	Расход газа на запальник (расчетный), м ³ /ч	Давление воздуха перед запальником, кгс/м ²	Расход воздуха на запальник, м ³ /ч	Длина активной части запальника, мм	Полная длина запальника, мм	Примечание
ЗСУ-П	Пневматический	0,1 – 0,2	25,0	50 – 600	150	800	До 5000	Для надежной работы требуются воздухоудовки с высоким давлением воздуха и регуляторы давления газа и воздуха в коллекторах на запальники
ЗСУ-ПИ1	Ионизационный	0,15 – 1,4	25,0	Воздух не требуется	Воздух не требуется	900	До 6500	Запальник не требует подвода воздуха. Надежная работа запальника при изменении давления газа в рабочем диапазоне. При давлении газа ниже 0,2 кгс/см ² – неустойчивая работа На пылегазовых котлах попадание золы в запальник приводит к снижению надежности
ЗЗУ-И	Ионизационный	0,01 – 0,5	6,5	То же	То же	500	До 2000	Может работать без регулятора давления газа на запальники только при малой длине запальника и небольших топочных возмущениях
ЗСУ-ПИ5	Ионизационный	0,01 – 1,4	25,0	" "	" "	1000	До 6000	Устранены недостатки ЗСУ-ПИ1, перспектива для широкого применения

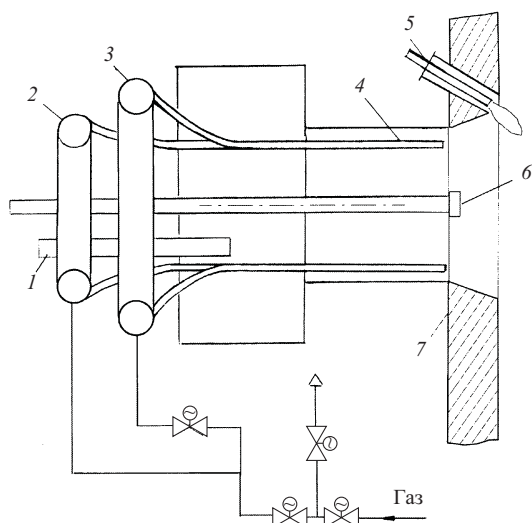


Рис. 2. Установка ЗЗУ в двухканальной газомазутной горелке:

1 – датчик контроля факела; 2 – растопочный газовый коллектор; 3 – основной газовый коллектор; 4 – газораздающие трубки; 5 – запальное устройство; 6 – мазутная форсунка; 7 – обмуровка топки

Базовой моделью ЗЗУ выбрана аппаратура ЗСУ-ПИ1 с ионизационным контролем факела ЗУ производства фирмы Энерготеплоавтоматика (г. Казань, директор Власов И. И.), находящаяся в эксплуатации более 5 лет. В настоящее время предполагается замена на более современную модель типа ЗСУ-ПИ5 этого же производства.

В качестве приборов контроля факела для котлов с односторонним расположением горелок используются датчики типа СГ-01 производства фирмы “Фарватер” (г. Санкт-Петербург), которые заменяются на УКП производства НПП “Элис” (г. Екатеринбург). При встречном расположении горелок устанавливаются приборы ФДЧС-1МК НПП “Элиза” (г. Саров). Из-за недостатка средств для замены на водогрейных котлах до сих пор применяются ЗЗУ-И таллинского завода “Ильмарине” с ионизационным контролем факела ЗУ и горелки, на части энергетических котлов устаревшая аппаратура ЗСУ-П фирмы “Энерготех” (г. Казань) с пневматическим контролем факела запальника.

Для контроля общего факела в топке котлов применяются приборы контроля “Факел-2”, “Факел-3” (ПО Союзэнергоавтоматика) в комплекте с

фотоэлектронным датчиком ФДГС-900.3. НПП “Элиза” (г. Саров).

При освоении схем с установкой перед горелками запорной арматуры с электроприводом вместо управляемой вручную на некоторых котлах в процессе розжига растопочных горелок с низким гидравлическим сопротивлением и недостаточным диапазоном регулирования по газу срабатывала защита при понижении давления газа при одновременном открытии обоих запорных органов перед горелками. Для предотвращения отключения котлов оперативный персонал вынужден применять при розжиге горелки ступенчатое открытие одного из запорных органов. Такая операция исключена при использовании горелок с несколькими газовыми каналами, один из которых рассчитан на 20 – 25% номинального расхода газа на горелку и используется как растопочный. Схема подвода газа к многоканальной горелке показана на рис. 2. При использовании таких горелок необходимость в дополнительном растопочном регулирующем клапане на газопроводе к котлу отпадает. Представляется перспективным также применение газовых блоков с ПЗК и индивидуальными регулирующими клапанами перед горелками.

Выводы

1. Целесообразен комплексный подход к проблемам повышения надежности работы газового оборудования с одновременным решением вопросов совершенствования систем газоснабжения, конструкции горелок и технических средств контроля и управления.

2. Накопленный опыт позволяет сделать вывод о работоспособности применяемых современных схем розжига котлов на газе, однако недостатки выпускаемых отечественной промышленностью ЗУ и ЗЗУ, нерациональное их размещение в горелках отрицательно влияют на надежность работы газоиспользующих котлов.

3. При выборе типа применяемой аппаратуры и схемного оформления следует учитывать конкретные условия работы котлов, исходя как из соотношения цена – качество, так и технических характеристик ЗЗУ и горелочных устройств. Переход к современным техническим средствам контроля и управления сдерживается высокими затратами и оправдан после освоения и достижения надежной работы всех элементов применяемых схем, и в первую очередь – ЗЗУ.

Восстановление работоспособности металла котлотурбинного оборудования методом сварки без последующей термообработки

Гофман Ю. М., канд. техн. наук, Уральцев Л. Я., инж.

Свердловэнергоремонт

Большая часть котлотурбинного оборудования АО Свердловэнерго уже выработала свой парковый ресурс, поэтому постоянно возрастает потребность в различных способах восстановления работоспособности металла.

Наиболее экономически целесообразными являются способы восстановления элементов оборудования сваркой без последующей термической обработки.

В Свердловэнерго применяются три основных варианта сварки без последующей термообработки:

1. Сварка “нахолодно” высоколегированными электродами на никелевой основе.

2. Метод заварки с подогревом и “термоотдыхом”.

3. Сварка (наплавка) электродами, соответствующими марке основного металла, с применением мягкой прослойки, выполняемой малоуглеродистыми электродами.

Первый вариант при ремонте корпусных деталей применяется наиболее часто. Сварка электродами на никелевой основе выполняется в соответствии с РД 108.021.112-88.

За более чем 30-летнюю практику применения этого метода сварки выполнено порядка 100 различных заварок на литых корпусных деталях паровых турбин и более 200 – на корпусных пароводяной арматуры. “Холодная” ремонтная заварка электродами на никелевой основе является экономичным и достаточно надежным методом восстановления работоспособности металла котлотурбинного оборудования.

Повторных ремонтов мест заварок практически не было за исключением описанного далее случая.

На крышке ЦВД турбины ПР-25-90/10/10,9 стационарный № 2 Качканарской ТЭЦ в 1971 г. после 10 тыс. ч наработки в радиусном переходе была обнаружена трещина. Материал крышки 20ХМФЛ, параметры свежего пара $P = 90$ кгс/см², $T = 535^\circ\text{C}$. После удаления дефектного металла размеры выборки составили $300 \times 70 \times 48$ мм. Выборка была заварена “нахолодно” электродами марки ЦТ-28 – лужение в два слоя и заполнение оставшейся части выборки электродами марки ЭА-395/9. Во время капитального ремонта 1983 г. (наработка турбины составила 92 тыс.ч) в зоне сплавления ремонтной заварки с основным метал-

лом обнаружена трещина. После удаления дефектного металла и предыдущей наплавки размеры выборки составили уже $400 \times 100 \times 70$ мм. Эта выборка также была заварена по описанной технологии.

Во время капитального ремонта 1987 г. (наработка турбины составила 116 316 ч) вновь в зоне сплавления ремонтной заварки с основным металлом обнаружена трещина. Тогда из района повреждения была сделана вырезка металла для исследований. Результаты исследований и испытаний образцов показали, что хотя механические свойства металла находятся в пределах нормы, но имеет место высокое значение отношения предела текучести к пределу прочности $\sigma_T/\sigma_B = 0,89$, свидетельствующее о низкой деформационной способности металла. Кроме того, при определении трещиностойкости металла по методике ВТИ выяснилось, что критическое раскрытие составляет всего 0,08 мм при норме для стали 20ХМФЛ не менее 0,25 мм. Все это говорило о низком сопротивлении основного металла развитию трещины.

На основании этого, после удаления дефектного металла и аустенитной наплавки (размеры выборки составили $600 \times 180 \times 100$ мм) было принято решение отремонтировать крышку методом заварки с “термоотдыхом”.

По второму варианту восстанавливают крупные детали (крышки турбины, барабан котла), которые очень сложно подвергнуть термической обработке после сварки.

Послесварочные напряжения в сварном соединении, которые в процессе эксплуатации могут вызвать появление дефектов, в данном варианте удается уменьшить за счет ряда технологических мероприятий.

Первым технологическим мероприятием является выполнение предварительного и сопутствующего подогревов до температуры от 150 до 350°C в зависимости от марки стали свариваемого изделия. При этом необходимо четко определить места размещения термоэлектрических преобразователей для измерения температуры. Оптимальным является зачеканивание: двух термоэлектрических преобразователей на основном металле детали (“термопар”) на расстоянии не более 50 мм от кромки выборки дефектного металла, размещенных в диаметрально противоположных сторонах под углом 45° к продольной оси выборки на по-

верхности со стороны выборки (наружная поверхность), и трех “термопар” на противоположной поверхности, при этом две “термопары” должны располагаться примерно под “термопарами” на наружной, а третья – под центром выборки. Если невозможно разместить “термопары” под выборкой на “внутренней” поверхности детали, то число “термопар” на наружной поверхности удваивается (добавляются две термопары соответственно с противоположных сторон от продольной оси выборки). В обоих случаях контроль температуры подогрева регистрируется автоматически с помощью соответствующих приборов (чаще всего, многопозиционного самопишущего потенциометра типа КСП-4).

Вторым технологическим мероприятием, уменьшающим послесварочные напряжения, является выполнение нешироких валиков (ширина валика не более трех диаметров применяемого электрода) определенной длины, причем каждый рядом расположенный валик должен перекрывать предыдущий на 40 – 50% ширины валика. Этим достигается, так называемый, отпускающий эффект – для зоны термического влияния предыдущего валика. Такими валиками в один слой покрывается вся поверхность выборки и прилегающие к ней зоны шириной 10 – 15 мм. Затем этот слой механическим способом зачищается до чистоты R_z80 всей наплавленной поверхности и проверяется визуальным осмотром и магнитно-порошковым методом на отсутствие недопустимых дефектов (трещин, несплавлений, зашлаковок, пор и др.).

Затем точно в такой же последовательности выполняется второй слой. Этим вторым слоем наплавленного металла за счет “отпускающего эффекта” улучшается состояние зоны термического влияния по всей поверхности сплавления основного металла с наплавленным.

В дальнейшем заварка выборки осуществляется как сварка обычного стыкового соединения многослойным швом. После заварки всей выборки выполняется третье технологическое мероприятие – термоотпуск.

Разогревшемуся в процессе заварки выборки основному и наплавленному металлу дают остыть на спокойном воздухе до температуры предварительного подогрева (но не ниже 200°C), а затем во всей зоне сварочных работ (границы выборки + прилегающие зоны шириной не менее 100 мм)

поддерживают эту температуру в течение 1 – 3 ч путем нагрева газопламенными горелками.

Время выдержки определяется объемом наплавленного металла и максимальной толщиной изделия в зоне сварочных работ.

После выдержки осуществляется замедленное охлаждение под термоизоляционным материалом (например, асбестовое полотно слоем не менее 15 мм) до окружающей температуры. В зоне сварочных работ проводятся мероприятия по предотвращению сквозняков.

Восстановленные по такой технологии: крышка ЦВД турбины ПР-25-90/10/0,9 на Качканарской ТЭЦ на настоящее время отработала после ремонта 73,5 тыс. ч, дефектов в месте заварки не обнаружено; задний верхний барабан котла системы КТО (ЛМЗ) ст. № 6 Среднеуральской ГРЭС после ремонта на настоящее время отработал 7200 ч, дефектов не обнаружено; барабан котла типа БКЗ-80-13, ст. № 1 Качканарской ТЭЦ после ремонта на настоящее время отработал 10 тыс. ч, дефектов не обнаружено.

По третьему варианту в основном восстанавливали коллекторы из теплоустойчивых сталей 12X1MФ или 15X1M1Ф, которые при общепринятой технологии сварки требуют термообработки – высокого отпуска. Необходимость ремонта коллекторов возникала из-за износа тела коллектора пароводяной струей при повреждении места приварки трубы к коллектору. Место износа облицовывается в два слоя малоуглеродистыми электродами типа УОНИ 13/45 с последующим заполнением выборки электродами, применяемыми для сварки теплоустойчивых сталей.

Мягкая прослойка является высокопластичным локализатором, обладает высокой деформационной способностью, способствует поглощению энергии деформации и торможению развития трещин. При этом жаропрочные свойства существенно не изменяются, так как при наложении первого слоя происходит некоторое его легирование за счет расплавления кромки легированного тела коллектора, а во втором слое некоторое легирование происходит при расплавлении кромки мягкой прослойки легированным электродом.

Отремонтированные по изложенной технологии коллекторы отработали свыше 100 тыс. ч и показали надежность предложенного метода.

Эксплуатационная надежность металла корпусных деталей турбин ПВК-200-130 ЛМЗ

Гофман Ю. М., канд. техн. наук, Филиппов А. М., инж.

Свердловэнергоремонт

В процессе длительной эксплуатации в литых корпусных деталях турбин происходит образование дефектов – трещин. Этому способствуют особенности технологии изготовления, наличие структурной и механической неоднородности, наличие технологических литейных дефектов [1, 2]. Причины образования трещин, кинетика их развития, факторы, влияющие на повреждаемость отливок деталей корпусов, на сегодняшний день изучены еще недостаточно. Представляло интерес на основе анализа повреждаемости ряда турбин ПВК-200-130 производства ЛМЗ определить общие закономерности в образовании и развитии дефектов, изучить структурные изменения в металле и механические характеристики длительно работающей стали на различных стадиях эксплуатации и разработать методы устранения дефектов. Отдельно рассмотрены причины трещинообразования на примере некоторых корпусных деталей.

Для исследования выбраны пять турбин (№ 7 – 11, условное обозначение № 1 – 5 по порядку) блоков 200 МВт Верхнетагильской ГРЭС. Для выявления дефектов наружная и внутренняя поверхности корпусов ЦВД и ЦСД контролировались во время каждого капремонта визуально и с помощью МПД. При исследовании металла корпусных деталей применялись методики оптической и электронной микроскопии, проводилось определение механических свойств на пятикратных цилиндрических разрывных образцах по ГОСТ 1497. Для металлографических исследований использовался микроскоп МИМ-8, для изучения тонкой структуры применялся микроскоп УЭМВ-100К. Фольга готовилась следующим образом: после механического утонения проводилось химическое травление в реактиве состава (в миллилитрах): H_2O_2 400, HF 25 и H_2O 75. Окончательное утонение проводилось в электролите состава: 100 мл хромового ангидрида, 540 мл уксусной кислоты и 28 мл H_2O . Для измерений твердости использовался стационарный прибор Бриннеля, замеры проводились шариком диаметром 5 мм при нагрузке 150 кг с выдержкой 30 с по ГОСТ 9012. Оценка сопротивляемости металла развитию трещин осуществлялась по методике ВТИ, согласно которой испытывались ударные образцы с двумя надрезами и определялось критическое раскрытие трещины при рабочей температуре. Твердость по Бриннелю при рабочей температуре измерялась при нагрузке 7500 Н, шарик диаметром 5 мм, выдержка 30 с.

Анализ повреждаемости корпусных деталей показал, что впервые трещины были обнаружены после 20 – 30 тыс. ч эксплуатации. Места расположения трещин не имели четкой закономерности. Глубина выборок находилась в достаточно широких пределах: от 10 до 120 мм. Наиболее глубокие выборки были заварены. После 40 – 60 тыс. ч эксплуатации на всех проверенных корпусах ЦВД трещины выявляли в тех же районах. Трещины выявляли на радиусных переходах преимущественно на наружной поверхности отливок. С увеличением срока эксплуатации до 100 тыс. ч образование трещин происходило аналогичным образом, число выявляемых трещин значительно увеличилось. Трещины располагались на внутренней поверхности в районе старых заварок и ближе к выхлопной части. На самих ремонтных заварках и по линии сплавления дефектов обнаружено не было. На наружной поверхности образование трещин было отмечено на радиусных переходах к патрубкам отборов и в районе выхлопной части.

Некоторые изменения в характере повреждаемости корпусных деталей произошли после наработки 90 – 120 тыс. ч: были обнаружены дефекты на фланцах цилиндров на перемычках между отверстиями шпилек. Исследования, выполненные на вырезанных образцах после замены корпуса ЦВД, показали, что дефекты являются протяженной литейной пористостью. Пористость имеет вид разветвленных скоплений мелких и крупных несплошностей, заполненных окислами.

После эксплуатации в течение 150 – 170 тыс. ч трещины обнаруживали на радиусных переходах к регулирующим клапанам и штуцерам отборов. Глубина выборок достигала 70 – 90 мм. При этом процесс трещинообразования на внутренней поверхности получил дальнейшее развитие. Так, на корпусе ЦСД одной из турбин глубина выборок изнутри в районе первой ступени ротора достигала 70 – 90 мм. Число трещин, выявленное при различных сроках наработки на корпусах ЦВД и ЦСД, приведено в табл. 1.

Данные о числе пусков турбин в зависимости от срока наработки приведены далее.

Номер турбины	Наработка, тыс. ч	Число пусков
1	168 000	635
	33 000	161
2	170 000	529
	26 000	136

3	172 000	275
	23 000	70
4	170 000	280
	23 000	68
5	167 000	279

Наибольшее число трещин было обнаружено на корпусах турбин № 1 и 2. Эти же турбины имели при 170 тыс. ч эксплуатации наибольшее число пусков. Из табл. 1 видно, что образование трещин на разных турбинах происходило после различных сроков эксплуатации. Прослеживается тенденция увеличения общего числа трещин от времени эксплуатации. На некоторых деталях трещин не было выявлено совсем.

Существенные изменения в характере повреждаемости выявлены после обследования корпусов турбин, наработавших свыше 180 тыс. ч. К ним можно отнести образование трещин, идущих от фланцевого разъема во входные патрубки боковых регулирующих клапанов в районе паровпусков. Конструктивные особенности корпусов не позволяют произвести полную выборку таких дефектов. К этому следует добавить, что увеличилось общее число трещин, выявленных на наружной и внутренней поверхности.

В ходе эксплуатации в соответствии с действующими инструкциями проводился металлографический анализ структуры металла. Описание характера структуры отдельных корпусных деталей приведено в табл. 2.

При наработке до 100 тыс. ч корпуса и крышки ЦВД и ЦСД имели различные структуры: ферри-

токарбидную, феррито-бейнитную и бейнитную. С увеличением времени наработки до 140 – 170 тыс. ч структура всех исследованных корпусных деталей становится примерно одинаковой: ферритокарбидной с большим количеством карбидов в теле ферритных зерен. Имеются выделения крупных карбидов по границам ферритных зерен. В структуре металла некоторых корпусов отмечается наличие бейнитных участков.

Тонкая структура стали исследовалась на вырезках, сделанных из корпусов ЦВД турбин № 1, 2, 5. Установлено, что в ферритных зернах имеет место высокая плотность дислокаций. Дислокации образуют сложные переплетения и ячеистую структуру. Границы ячеек широкие, на них наблюдаются выделения дисперсных округлых карбидов VC. Такие карбиды встречаются также и в свободных от дислокаций участках феррита. Наряду с этими карбидами, в феррите встречаются карбиды в виде толстых стержней и больших округлых частиц, а также небольшое число карбидов Mo₂C. По границам зерен обнаружены крупные карбиды Me₂₃C₆.

В процессе эксплуатации накоплена небольшая повреждаемость в виде микропор размером порядка 0,1 мкм, расположенных по границам ферритных зерен. Дислокационная структура и повреждаемость соответствуют середине фазы установившейся ползучести.

Особый интерес представляло изучение причин образования трещин в горячих зонах корпусных деталей турбин после различных сроков эксп-

Т а б л и ц а 1

Номер турбины	Число трещин, шт.						
	Срок наработки, тыс. ч						
	20 – 30	40 – 50	60 – 80	90 – 120	140 – 160	170 – 220	Всего
1	20	33	4	10	38	21	126
2	5	17	13	20	36	15	106
3	10	1	18	24	19	20	92
4	5	–	10	16	20	27	86
5	–	4	3	13	8	42	78
Общее число трещин	40	55	48	83	121	125	488

Т а б л и ц а 2

Деталь	Структура металла после наработки		
	40 – 50 тыс. ч	90 – 110 тыс. ч	140 – 170 тыс. ч
Корпуса и крышки ЦВД	Ферритокарбидная или феррито-бейнитная с небольшим количеством бейнита	Ферритокарбидная или бейнитная	Ферритокарбидная с большим количеством карбидов по границам и в теле зерен
Корпуса и крышки ЦСД	–	Бейнитная или ферритокарбидная	Ферритокарбидная с большим количеством карбидов по границам и в теле зерен или феррито-бейнитная с небольшим количеством бейнита

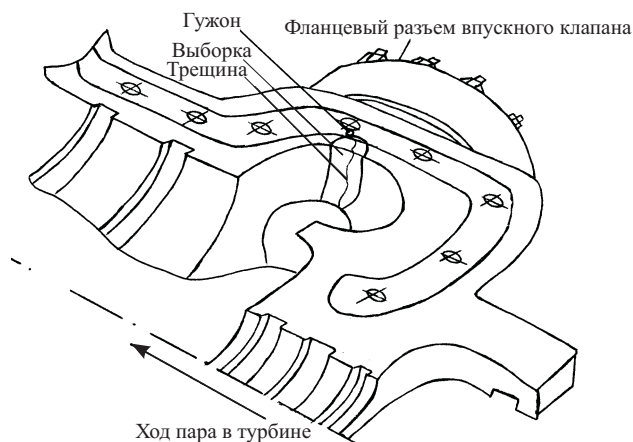
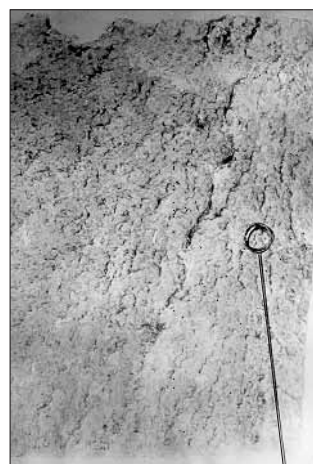


Рис. 1. Эскиз места расположения трещины на корпусе ЦСД

луатации. Для оценки характера повреждения было проведено исследование образцов, вырезанных из мест развития глубоких трещин.

На ЦСД одной из турбин трещина была обнаружена после 235 тыс. ч эксплуатации. Располагалась трещина в самой горячей части корпуса – в районе паровпуска с выходом на поверхность разъема (рис. 1). Следует отметить, что за время эксплуатации корпус контролировался 6 раз в объемах, установленных действующим РД. Все обнаруженные трещины были выбраны и наиболее глубокие выборки заварены. В периоды последних ремонтных кампаний при наработке турбины 150 – 170 тыс. ч устранение дефектов вызывало значительные затруднения. Трещина у паровпуска из-за недоступности не была устранена полностью. Была сделана вырезка из зоны трещины так, что одна сторона вырезанного образца была поверхностью излома, образовавшегося при распространении трещины.

Как показало проведенное исследование, в изломе имеются два вида поверхностей разрушения. Вниз от поверхности разъема расходятся прерывистые бороздки различной высоты, что характерно для усталостного разрушения (рис. 2). При удалении от кромки образца размер бороздок уменьшается и на расстоянии 15 – 20 мм ступеньки сменяются мелким ямочным рельефом. В этом участке излома обнаружено большое число ямок различных размеров, вытянутых в одном направлении, что характерно для вязкого внутризеренного разрушения. По данным металлографических исследований структура стали корпуса ферритокарбидная. Трещины, идущие от поверхности излома, имеют транскристаллитный характер. Электронно-микроскопические исследования тонкой структуры показали наличие участков с различной плотностью дислокаций. Образование такой структуры происходит, как правило, при действии динамической нагрузки. В процессе эксплуатации в структуре металла накопилась высокая поврежда-



а)
(×2)



б)

Рис. 2. Вид поверхности излома образца из корпуса ЦСД, вырезанного в месте трещины в районе паровпуска:

а – общий; б – у внутренней образующей паровпускного отверстия

емость в виде микропор размером 0,7 – 0,9 мкм. Одиночные поры расположены по границам ферритных зерен, но имеются и цепочки пор. Механические свойства металла корпуса ЦСД удовлетворяют требованиям технических условий ЛМЗ для отливок.

Проведенное исследование показало, что причиной образования трещин является совместное действие механизмов ползучести и циклической усталости. Установлена возможность восстановления целостности данного участка методом сварки. Устранение дефекта производилось следующим образом: на горизонтальном участке разъема в месте примыкания к отверстию под шпильку установлен “гужон” на глубину порядка 200 мм. В вертикальной плоскости со стороны отверстия под

паровпуск трещина выбрана до установленного "гужона". Выборка заварена с проваркой (лужение) первых слоев электродами ЦТ-28 (на никелевой основе) при последующем заполнении электродами ЭА-395/9.

После заварки вертикального участка сделана выборка на горизонтальном участке по верхней образующей паровпускного патрубка, затем заварена по указанной технологии. Учитывая усталостный характер трещин, было выполнено усиление паровпускных камер слева и справа в зоне выявленных дефектов с установкой для дополнительной жесткости косынки из паропроводной трубы (сталь 12Х1МФ), заглубленной в тело цилиндра на 25 – 30 мм.

Через 2 года эксплуатации, что составило 18 000 ч, турбина была остановлена для анализа состояния отремонтированных участков. Осмотр с применением неразрушающего контроля показал отсутствие дефектов и турбина была допущена для дальнейшей эксплуатации.

На корпусе ЦВД той же турбины были обнаружены две трещины, идущие от поверхности разреза вниз по кромке отверстия под паровпуск. Трещины были полностью выбраны механическим способом, глубина выборок достигала 50 мм. Для усиления жесткости конструкции в тело цилиндра были врезаны косынки из стали 12Х1МФ. Сварка производилась аналогичным образом.

В процессе эксплуатации турбин для определения механических свойств были сделаны вырезки из отдельных корпусных деталей для исследования. По данным механических испытаний прочностные характеристики, ударная вязкость и твердость металла некоторых корпусных деталей не удовлетворяет требованиям, предъявляемым к металлу в состоянии поставки. Результаты определения механических свойств металла корпусов ЦВД четырех турбин после 150 000 ч эксплуатации приведены далее.

Параметр	Номер турбины			
	1	2	3	5
σ_b , МПа	478	510	455	422
$\sigma_{0,2}$, МПа	312	392	250	290
δ , %	33,6	26,4	28,5	28,4
ψ , %	75,0	76,8	74,1	72,8
КСУ, кДж/м ²	1400	100	1100	100
НВ	137	146	135	126

По РД 34.17.440-96: $\sigma_{0,2} > 260$ МПа; НВ > 145 ; КСУ > 300 кДж/м².

Разница в механических свойствах, определенных на корпусных деталях, связана, очевидно, с неоднородностью структуры и свойств в различных сечениях крупных отливок.

В период с 1988 по 1995 г. произведена замена цилиндров высокого и среднего давления трех турбин с наибольшим количеством выявленных

дефектов и максимальным числом пусков. К моменту замены турбины отработали 220 – 235 тыс. ч и имели 700 пусков.

Корпуса ЦСД, вновь установленные вместо замененных, отличались конструкцией паровпусков. Толщина стенки корпуса отливки в районе паровпуска между паровпускным патрубком и отверстием под шпильку не превышает 50 мм, толщина стенки корпуса в месте крепления направляющего аппарата – 40 мм. На одной из замененных турбин на внутренней поверхности крышки ЦСД глубокая трещина была выявлена после наработки 64 тыс. ч и 125 пусков. Трещина находилась на стенке паровпуска со стороны стенки корпуса и имела выход на поверхность разреза. На другой турбине, отработавшей порядка 30 тыс. ч и 120 пусков, трещина была выявлена на стенке паровпуска от разреза вниз со стороны внутренней поверхности. Быстрое образование трещин в обоих случаях было связано с недостаточной конструктивной прочностью корпусов цилиндров в районе паровпуска.

Таким образом, можно заключить:

1. На корпусных деталях в ходе эксплуатации образование трещин происходит уже после 20 – 30 тыс. ч.

Повреждаемость каждой турбины индивидуальна, что связано с исходным состоянием структуры стали. С увеличением времени наработки число выявляемых трещин увеличивается.

2. За время эксплуатации было заварено около 220 выборок, глубина которых превышала 10% толщины стенки. Заварки выборок производились аустенитными электродами. При последующем контроле трещин на заварках не обнаруживали.

3. На отдельных корпусных деталях при наработке свыше 180 тыс. ч обнаружено образование дефектов, которые невозможно удалить полностью из-за конструктивных особенностей отливок. Так, на корпусе ЦВД турбины № 1 на внутренней поверхности были выявлены трещины, распространяющиеся от фланцевого разреза во входные патрубки боковых регулирующих клапанов. Произвести полную выборку трещин на внутренней поверхности паровпускных патрубков не представлялось возможным. Корпус ЦВД турбины № 1 был заменен после 200 тыс. ч эксплуатации.

4. Причиной образования наиболее существенных дефектов на внутренней поверхности в районе паровпусков является совместное воздействие механизмов ползучести и циклической усталости. На вновь установленных турбинах образование трещин было отмечено после 30 тыс. ч эксплуатации. Наиболее вероятной причиной трещинообразования является недостаточная конструктивная прочность корпусных деталей в районах паровпусков из-за уменьшения толщины стенки практически в 2 раза.

5. Оценка состояния металла показала, что металл корпусов после длительной эксплуатации имеет ферритокарбидную или феррито-бейнитную структуру. Предел прочности, определенный на вырезанных образцах, составляет 420 – 510 МПа, предел текучести 250 – 390 МПа при требовании по РД $\sigma_{0,2} > 260$ МПа. Пластические свойства металла высокие. Ударная вязкость двух из четырех испытанных корпусов ниже требований РД (300 кДж/м^2). По данным электронно-микроскопических исследований в процессе эксплуатации накоплена небольшая повреждаемость в виде отдельных микропор размером 0,1 мкм, расположенных по границам ферритных зерен, что соответствует середине фазы установившейся ползучести.

Проведенный анализ показал, что корпусные детали могут надежно эксплуатироваться при

условии выполнения комплекса мероприятий по контролю металла, предусмотренного действующими РД. Замена литых деталей должна производиться при следующих условиях:

образование трещин в таких местах, где невозможно полное их удаление;

образование дефектов в районе паровпусков, вызванных исчерпанием ресурса металла отливок.

Список литературы

1. Вайнман А. Б., Мартынова О. И., Новгородцева Л. Б. Исследование механизма образования трещин в литых корпусах паровых турбин высокого давления. – Теплоэнергетика, 1998, № 8.
2. Березина Т. Г. Разрушение литых корпусных деталей турбин из сталей 20ХМЛ и 15Х1М1ФЛ. – В кн.: Изменения структуры, свойств и накопление поврежденности при ползучести в теплоустойчивых сталях.

Оценка методов прогнозирования эксплуатационной надежности сварных соединений паропроводов

Гофман Ю. М., канд. техн. наук, Симановская Е. Ю., инж.

Свердловэнергоремонт

Обеспечение надежности работы энергооборудования ТЭС с каждым годом становится все более важным, так как старение оборудования опережает ввод новых мощностей. Существующая тенденция к продлению ресурса энергооборудования сверх расчетного срока вызывает необходимость совершенствования техники определения остаточного срока службы паропроводов из теплоустойчивых сталей и, в первую очередь, это относится к сварным соединениям как слабым элементам в системе паропроводов, длительно эксплуатирующихся в условиях ползучести.

В статье рассматриваются пять методов прогнозирования остаточного срока службы сварных соединений, их преимущества и недостатки на примере поврежденных и неповрежденных сварных соединений из сталей 15Х1М1Ф и 12Х1МФ, работающих при $T > 500^\circ\text{C}$, сведения о которых представлены в таблице. Все методы прогнозирования сравниваются с результатами лабораторного металлографического исследования микроповреждаемости.

1. Металлографическое исследование микроповреждаемости проводится по вырезкам согласно [1]. Микроповреждаемость (поры) определяется металлографическим анализом микрошлифов, выполненных по поперечному сечению сварного соединения. Оценка состояния сварного соедине-

ния проводится в соответствии с [2] по 5-балльной шкале:

Ip – микроповрежденность оптическими методами металлографии не выявляется;

IIп – единичные поры ползучести размером до 2 мкм числом 1 – 3 поры на поле, охватываемом окуляром микроскопа при увеличении $\times 1000$;

IIIп – укрупнение пор ползучести до 2,5 – 3 мкм, появление новых пор размером до 1 – 2 мкм. Общее число пор на поле, охватываемом окуляром микроскопа при увеличении $\times 800 \div 1000$, от 5 до 8;

IVп – увеличение размера пор ползучести до 2,5 – 5 мкм, появление цепочек пор по границам зерен или скоплений (до 10 – 15 пор) на поле, охватываемом окуляром микроскопа при увеличении $\times 800 \div 1000$. Появление трещин надрывов длиной до 2 – 5 мкм, берущих начало от пор ползучести;

Vп – увеличение протяженности отдельных микротрещин до 200 – 300 мкм; появление макротрещин по границам зерен вплоть до развития магистральной трещины.

Остаточный ресурс определяется исходя из работы [3].

Результаты исследования представленных в таблице сварных соединений приведены далее.

Сварное соединение № 1 – в поперечном сечении в зоне термовлияния (ЗТВ), на глубине 12 мм выявлено максимальное число пор – 10 шт.

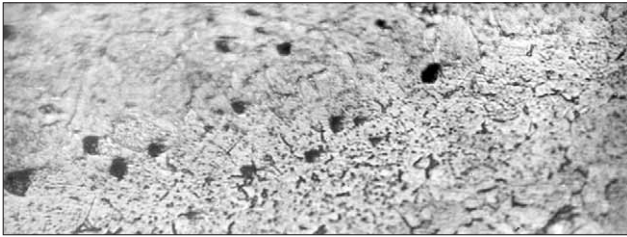


Рис. 1. Зона термовлияния сварного соединения № 1, поперечное сечение, $\times 500$

(рис. 1). Следует отметить, что поры были обнаружены и в наплавленном металле – максимальное их число 15 шт. было обнаружено в центральной части наплавленного металла, на глубине 1/2 толщины сечения шва. Состояние сварного соединения № 1 соответствует IVп стадии, истощение ресурса составляет 80 – 90%, остаточный ресурс будет порядка 15 тыс. ч.

Сварное соединение № 3 повредилось с образованием продольной трещины длиной порядка 62% периметра сварного шва (рис. 2). При металлографическом исследовании поперечного сечения вырезанного темплата были обнаружены поры в ЗТВ и в наплавленном металле. Состояние сварного соединения оценено Vп стадии, истощение ресурса – 100%.

Сварное соединение № 4 повредилось с образованием продольной трещины длиной порядка 20% периметра сварного шва (рис. 3). При металлографическом исследовании было обнаружено порядка 15 пор в ЗТВ, а в металле трубы, примыкающей к ЗТВ, до 10 пор. Состояние сварного соединения оценено Vп стадии, истощение ресурса – 100%.

Сварное соединение № 5 неповрежденное. Максимальное число пор, 15 шт., обнаружено в ЗТВ и в наплавленном металле на глубине 1/2 толщины сечения сварного соединения. Состояние сварного соединения оценено IVп стадии, истощение ресурса – 80%, остаточный ресурс будет порядка 30 тыс. ч.

Сварное соединение № 6 неповрежденное. Максимальное число пор – 4 шт. – обнаружено в ЗТВ на глубине 6 мм от наружной поверхности. В

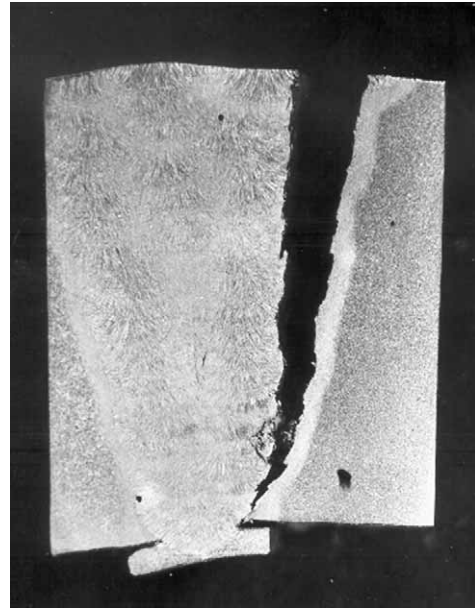


Рис. 2. Сквозная трещина в сварном соединении № 3 длиной 62% периметра

центральной части наплавленного металла на глубине 1/3 толщины сечения обнаружено 6 пор. Состояние сварного соединения оценено II – IIIп стадии, истощение ресурса – 70%, остаточный ресурс будет порядка 60 тыс. ч.

Сварное соединение № 7 неповрежденное. На поперечном сечении вырезанного темплата на глубине 1 – 2 мм от наружной поверхности ЗТВ были обнаружены единичные поры, а в средней части сечения была обнаружена трещина вдоль линии сплавления (рис. 4), что соответствует Vп стадии, для которой истощение ресурса составляет 100%.

Сварное соединение № 8 неповрежденное. Максимальное число пор – 8 шт. – было обнаружено в ЗТВ на глубине 10 мм от наружной поверхности (рис. 5). В средней части наплавленного металла обнаружено до 4 пор. Состояние сварного соединения соответствует IIIп стадии, истощение ресурса – 70 – 80%, остаточный ресурс будет порядка 35 тыс. ч.

2. Оценка остаточного ресурса по структурному фактору проводится согласно [2]. Остаточ-

Номер сварного соединения	Диаметр трубы, мм, материал	Среда	Время наработки, тыс. ч	Состояние сварного соединения
1	273/183, 15X1M1Ф	$T = 545^{\circ}\text{C}, P = 25,5 \text{ МПа}$	138	Неповрежденное
3	377/257, 15X1M1Ф	$T = 545^{\circ}\text{C}, P = 25,5 \text{ МПа}$	124	Поврежденное, длина трещины примерно 62% периметра
4	426/394 12X1MФ	$T = 545^{\circ}\text{C}, P = 2,5 \text{ МПа}$	249	Поврежденное, длина трещины примерно 20% периметра
5	377/257, 15X1M1Ф	$T = 545^{\circ}\text{C}, P = 25,5 \text{ МПа}$	117	Неповрежденное
6	377/257, 15X1M1Ф	$T = 545^{\circ}\text{C}, P = 25,5 \text{ МПа}$	138	То же
7	273/221, 12X1MФ	$T = 510^{\circ}\text{C}, P = 10,0 \text{ МПа}$	301	“ “
8	273/183, 15X1M1Ф	$T = 543^{\circ}\text{C}, P = 25,5 \text{ МПа}$	138	“ “

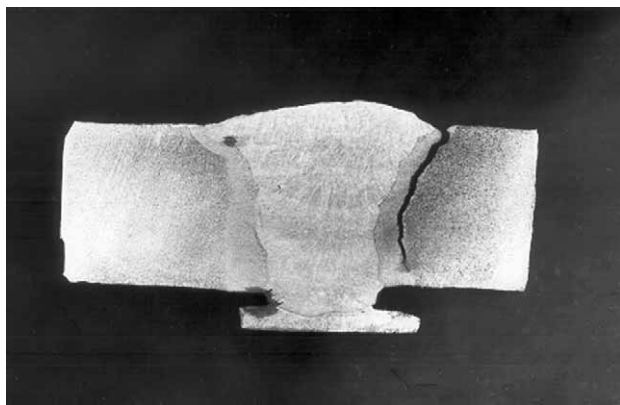


Рис. 3. Продольная трещина длиной 20% периметра в сварном соединении № 4

ный ресурс оценивается по результатам исследования микроструктуры и микроповреждаемости зон термического влияния (ЗТВ) сварных соединений с наружной поверхности при увеличении от $\times 500$ до $\times 1000$. Для этого делается шлиф, затем по реплике или переносным микроскопом оценивается число микропор и определяется стадия микроповреждаемости по шкале микроповреждаемости ВТИ [2] и соответствующий ей процент исчерпания ресурса по [3]. Практика показывает, что результаты исследования микроповреждаемости с наружной поверхности и на поперечном сечении различны.

Так, при исследовании сварного соединения № 1 был сделан шлиф на наружной поверхности и по поперечному сечению шва. В обоих случаях оценивалось число пор по шкале ВТИ [2]. На наружной поверхности в ЗТВ было выявлено 5 пор (рис. 6) при увеличении $\times 500$. В поперечном сечении в ЗТВ, на глубине 12 мм, выявлено максимальное число пор – 10 шт. – при увеличении $\times 500$ (рис. 1). Состояние сварного соединения, оцененное по результатам исследования, с наружной поверхности соответствует IIIп стадии, для которой исчерпание ресурса составляет 70 – 80%, по поперечному сечению соответствует IVп стадии, для которой исчерпание ресурса уже будет 80 – 90%.

Другой пример – при исследовании шлифа, сделанного с наружной поверхности сварного соединения № 8, в ЗТВ были обнаружены 4 поры на поле микроскопа при увеличении $\times 500$ (рис. 5). При исследовании шлифа с поперечного сечения вырезанного темплета в ЗТВ на глубине 10 мм от наружной поверхности были обнаружены 8 пор на поле микроскопа при увеличении $\times 500$ (рис. 7). Состояние металла сварного соединения № 8, исходя из результатов исследования поперечного сечения, соответствует IIIп стадии, исчерпание ресурса 70 – 80%, в то время как по результатам исследования с наружной поверхности состояние металла соответствует IIп стадии, исчерпание ресурса 50 – 70%.

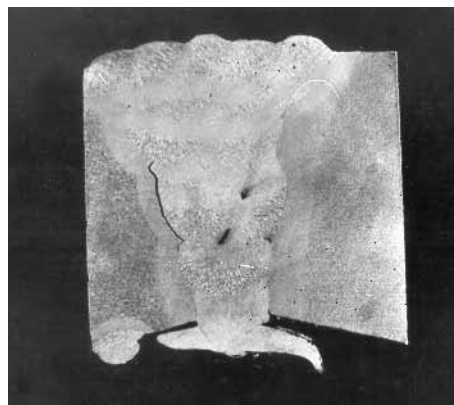


Рис. 4. Поперечное сечение сварного соединения № 7

Рассмотрим еще один пример – сварной стык № 7 (диаметр труб 273/221 мм, сталь 12Х1МФ) после наработки 301 тыс. ч. При исследовании ЗТВ на наружной поверхности были обнаружены единичные поры, характерные для начала IIIп стадии, для которой исчерпание ресурса составляет 50 – 60%. На поперечном сечении вырезанного темплета была обнаружена трещина вдоль линии сплавления в средней части сечения шва (рис. 4), что соответствует Vп стадии и 100%-ному исчерпанию ресурса.

Таким образом, анализ микроповреждаемости с наружной поверхности и по поперечному сечению сварных соединений показывает существенную разницу в оценке остаточного ресурса.

3. *Оценка остаточного ресурса по силовому фактору.* Согласно методике оценки по силовому фактору, изложенной в [3, 4], остаточный ресурс оценивается сопоставлением остаточных долговечностей с расчетными значениями эквивалентных напряжений.

Рассмотрим метод оценки остаточного ресурса по силовому фактору на примере сварного соединения № 3 главного паропровода (трубы диаметром 377/257 мм, сталь 15Х1М1Ф), заваренного проволокой Св-08ХМФА, которое повредилось

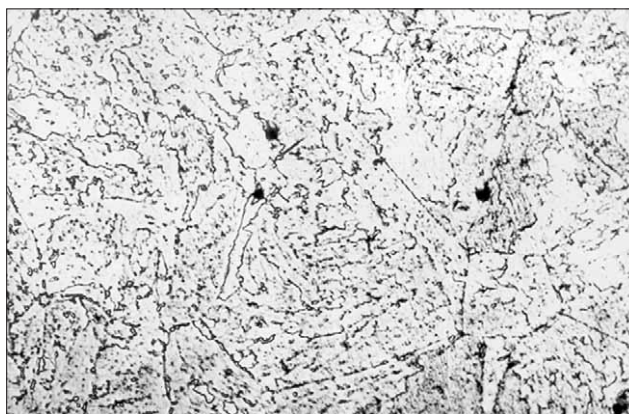


Рис. 5. Зона термовлияния сварного соединения № 8, вид сверху, $\times 500$

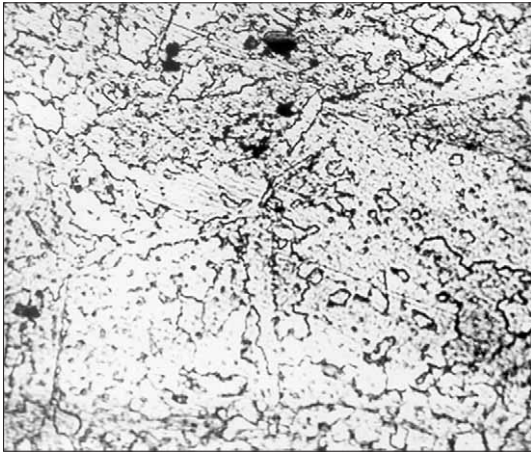


Рис. 6. Зона термовлияния сварного соединения № 1, вид сверху, × 500

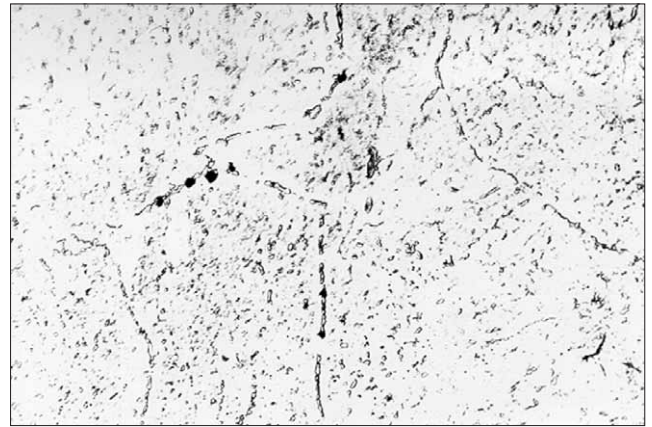


Рис. 7. Зона термовлияния сварного соединения № 8, поперечное сечение, × 500

после наработки 124 тыс. ч с образованием продольной трещины длиной порядка 62% периметра сварного шва. Трещина развилась с наружной поверхности по высокотемпературной границе ЗТВ (рис. 2). Расчет трассы на прочность, выполненным по программе “Рампа-90, версия 2.2.,” были получены следующие значения эквивалентных напряжений в районе сварного соединения № 3: $\sigma_{\text{ЭКВ}}^{\text{№3}} = 68,3$ МПа. Из [4] взята диаграмма остаточной долговечности для труб из стали 15X1M1Ф диаметром 245/155 мм с металлом шва 09X1MФ при $T = 545^\circ\text{C}$ (рис. 8). Из рис. 8 видно, что при уровне эквивалентных напряжений $\sigma_{\text{ЭКВ}} = 68,3$ МПа остаточный ресурс составляет примерно 250 тыс. ч. А фактически мы имеем разрушенный стык.

В сварном соединении № 1 при расчете на прочность по программе “Рампа-90, версия 2.2.” эквивалентное напряжение составило

$\sigma_{\text{ЭКВ}}^{\text{№1}} = 63$ МПа. Остаточный ресурс будет порядка 300 тыс. ч, в то время как по результатам металлографического исследования состояние металла сварного стыка № 1 соответствует IVп стадии, для которой исчерпание ресурса составляет 80 – 90%.

В неразрушенном сварном соединении № 5 (из труб диаметром 377/257 мм, сталь 15X1M1Ф), время наработки которого 117 тыс. ч, эквивалентные напряжения составляют $\sigma_{\text{ЭКВ}}^{\text{№5}} = 85,5$ МПа. Соответствующий им остаточный ресурс по рис. 8 будет примерно 100 тыс. ч. Анализ микроповреждаемости показал, что состояние металла сварного соединения № 5 соответствует концу IIIп – началу IVп стадии по [2], для которых исчерпание ресурса будет 80%. Исходя из этого остаточный ресурс будет порядка 30 тыс. ч, что значительно ниже значения, определенного силовым методом.

В сварном соединении № 6 (из труб диаметром 377/257 мм, сталь 15X1M1Ф), время наработки которого 138 тыс. ч, эквивалентные напряжения составляют $\sigma_{\text{ЭКВ}}^{\text{№6}} = 69$ МПа. По рис. 8 остаточный ресурс составляет примерно 220 тыс. ч. Состояние металла сварного соединения соответствует IIIп стадии по [2], исчерпание ресурса составляет 70%,

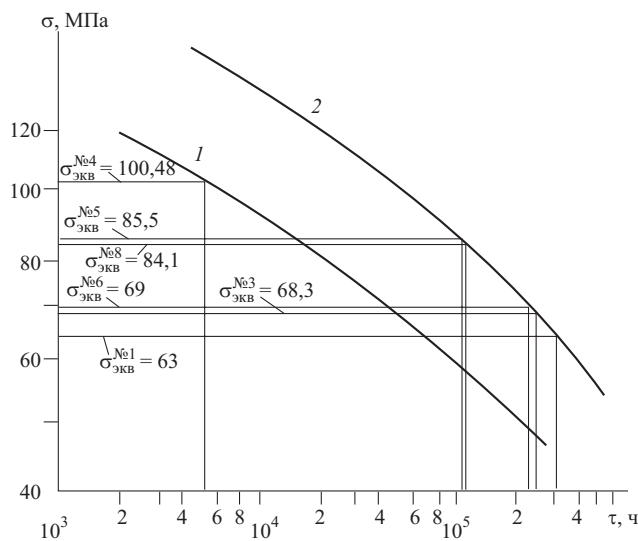


Рис. 8. Схема оценки остаточного ресурса по силовому фактору:

1 – сталь 12X1M1Ф; 2 – сталь 15X1M1Ф

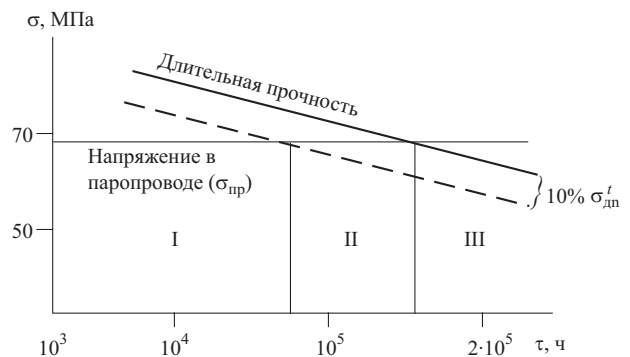


Рис. 9. Схема оценки остаточного ресурса расчетно-аналитическим методом

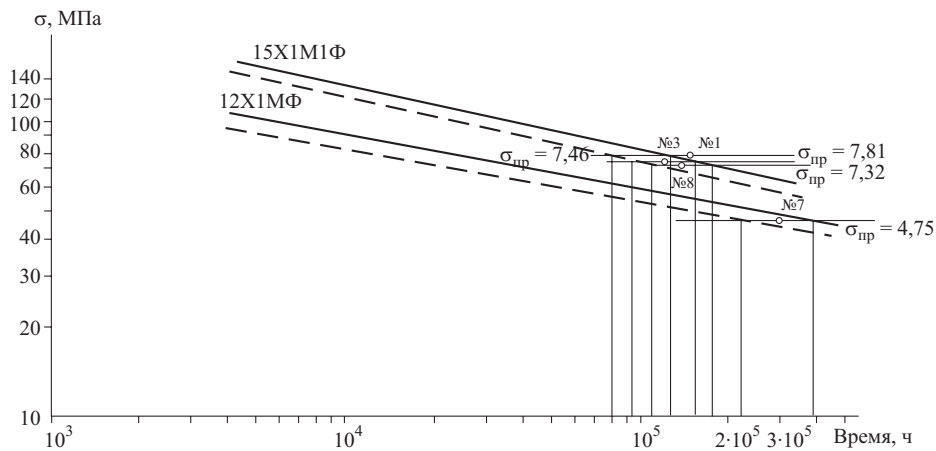


Рис. 10. Примеры оценки остаточного ресурса расчетно-аналитическим методом

согласно чему остаточный ресурс будет примерно 60 тыс. ч.

Сварное соединение № 4, выполненное из труб диаметром 426/394 мм, сталь 12X1M1Ф, повредилось после наработки 249 тыс. ч с образованием продольной трещины длиной порядка 20% периметра сварного шва по низкотемпературной границе ЗТВ (рис. 3). В результате расчета на прочность получены эквивалентные напряжения в районе сварного соединения № 4, значения которых оказались выше допускаемых напряжений для стали 12X1M1Ф для 103 тыс. ч: $\sigma_{\text{экв}}^{\text{№4}} = 100,48$ МПа более $[\sigma] = 93,0$ МПа. Таким образом, разрушение сварного соединения связано с высоким уровнем эквивалентных напряжений, действующих на данном участке паропровода. Остаточный ресурс, оцененный по силовому фактору, составляет примерно 4 – 5 тыс. ч (рис. 8).

Метод по силовому фактору дает существенно завышенные значения остаточного ресурса. Реальная оценка остаточного ресурса происходит в случае действия эквивалентных напряжений выше допускаемых.

4. Метод магнитной памяти (ММП) изложен в [5, 6] и основан на использовании необратимых изменений магнитного состояния ферромагнитных изделий в зонах концентрации напряжения (КН) и деформации. В зонах КН происходит не только изменение свойств и микроструктуры металла, но и изменение намагниченности металла, отражающей фактическое состояние трубопроводов и оборудования. ММП позволяет по характеру распределения остаточной намагниченности металла выявлять участки сварных соединений на стадии предразрушения и разрушения, т.е. осуществлять раннюю диагностику труб, предрасположенных к повреждениям [6].

Экспертные испытания ММП проводились на одном из главных паропроводов, на десяти сварных стыках, работающих на параметрах $P = 25,5$ МПа, $T = 545^\circ\text{C}$, время наработки на мо-

мент проверки составляло 138 тыс. ч. Контроль сварных стыков ММП выполнялся ведущим инженером ООО “Энергодиагностика” прибором типа ИКН-1М-4. Им же был проведен УЗК приборами типа А-1212.

По результатам контроля дефектов повреждаемости (микрповреждаемости) не было выявлено. Один стык был забракован по дефекту в корне шва (непровар), остальные признаны годными.

Для проведения сравнительного металлографического исследования были выбраны два стыка: № 1, забракованный ММП из-за непровара, № 8 – без дефектов, но по данным прогноза по другим критериям он должен иметь существенные повреждения.

В результате исследования вырезанного темплета из сварного соединения № 1 установлено, что непровар отсутствует и имеется небольшой дефект в корневой части шва в виде несплошности размером 0,2 – 0,5 мм по всему периметру шва, который в процессе эксплуатации не развивался. Следует отметить, что выявленные дефекты являются допустимыми в соответствии с РТМ1с-93, что совпадает с результатами проведенного ультразвукового контроля по ОП 501 ЦД 97. Состояние металла сварного соединения № 1, оцененное по результатам исследования микрповреждаемости поперечного сечения, соответствует IVп стадии по [2], для которой исчерпание ресурса составляет 80 – 90%.

Второй пример – сварное соединение № 8, по результатам ММП признано годным. Состояние сварного соединения, оцененное по результатам исследования микрповреждаемости поперечного сечения вырезанного темплета, соответствует IIIп стадии, исчерпание ресурса составляет 70 – 80%.

Подробно результаты экспертного испытания ММП приведены в [7].

Оба примера показывают, что в сварных соединениях № 1 и № 8 имеет место порообразование и сварные соединения отработали порядка 80 – 90% своего ресурса, а ММП не зафиксировал данное

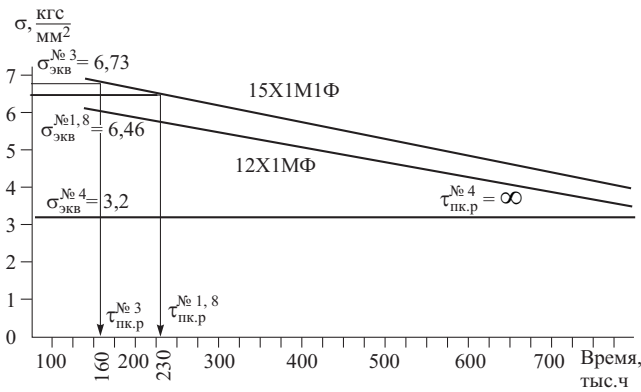


Рис. 11. Схема оценки паркового ресурса расчетным методом

состояние. Таким образом, следует, что данная этим методом оценка состояния сварных соединений не соответствует их фактическому характеру.

5. *Расчетно-аналитический метод.* Службой металлов и сварки Свердловэнерго предлагается метод прогнозирования остаточного ресурса по длительной прочности на основании ранее проведенных работ [8]. Схематически данный метод показан на рис. 9. Берется длительная прочность сварного соединения после длительной наработки. Строится кривая длительной прочности сварных соединений и линия начала повреждаемости, которая составляет 90% данной кривой, а затем наносится линия, соответствующая приведенным напряжениям, действующим в сварном соединении. Кривые длительной прочности сварных соединений для сталей 12X1M1Ф и 15X1M1Ф с металлом шва 09X1M1Ф при температуре 545°C определены Хромченко Ф. А. в [3, 4]. Приведенные напряжения рассчитываются по формуле

$$\sigma_{пр} = P(D - S_{факт}) / 200S_{факт}$$

где $S_{факт}$ — фактическая толщина стенки в районе сварного соединения, оценивается ультразвуковой толщинометрией.

В результате этих построений на графике выделяются три зоны:

- I — зона надежной эксплуатации;
- II — зона повреждаемости;
- III — зона опасной эксплуатации.

Рассмотрим этот метод на примерах.

Сварное соединение № 1: диаметр 273/183 мм, сталь 15X1M1Ф, параметры $P = 25,5$ МПа, $T = 545^\circ\text{C}$, время наработки 138 тыс. ч. По данным металлографического исследования состояние металла сварного соединения соответствует IVп стадии, истощение ресурса 80–90%. Из [3] бралась кривая длительной прочности для сварных соединений из стали 15X1M1Ф с металлом шва 09X1M1Ф и диаметром 245/155 мм при $T = 545^\circ\text{C}$ (рис. 10). Приведенные напряжения в сварном соединении № 1 составляют: $\sigma_{пр}^{№1} = 7,81$ кгс/мм². Как

видно из рис. 10, при наработке 138 тыс. ч сварной стык попадает в зону опасной эксплуатации. Сварное соединение № 8: диаметр 273/183 мм, сталь 15X1M1Ф, параметры $P = 25,5$ МПа, $T = 545^\circ\text{C}$, время наработки 138 тыс. ч. по данным металлографического исследования состояние металла соответствует IIIп стадии, истощение ресурса 70–80%. При уровне приведенных напряжений $\sigma_{пр}^{№8} = 7,32$ кгс/мм² сварное соединение № 8 попадает в зону повреждаемости (рис. 10).

Поврежденное сварное соединение № 3: диаметр 377/257 мм, сталь 15X1M1Ф, параметры: $P = 25,5$ МПа, $T = 545^\circ\text{C}$, время наработки 124 тыс. ч — образовалась трещина примерно 62% длины сварного шва. При уровне приведенных напряжений $\sigma_{пр}^{№3} = 7,46$ кгс/мм² сварное соединение попадает в зону повреждаемости (рис. 10).

Полученные расчетно-аналитическим методом данные по оценке остаточного ресурса сварных соединений согласуются с результатами оценки по микроповреждаемости.

6. *Расчетные методы оценки остаточного ресурса.* Согласно расчетным методам оценки по [9] остаточный ресурс определяется

$$\tau_{o,p} = \tau_{пк,p} - \tau_n \text{ или } \tau_{o,p} = \tau_{и,p} - \tau_n,$$

где $\tau_{пк,p}$ — парковый ресурс; $\tau_{и,p}$ — индивидуальный ресурс; τ_n — длительность наработки.

Парковый ресурс определяется сопоставлением эквивалентных напряжений, оцениваемых как приведенные напряжения от внутреннего давления для номинальных размеров труб и проектных параметров пара, с допускаемыми номинальными напряжениями $[\sigma]$ для данной стали при соблюдении условия

$$\sigma_{экв} = \sigma_p \leq [\sigma] = \sigma_{дп}/n,$$

где n — запас прочности, равный 1,5.

Индивидуальный ресурс устанавливается сопоставлением эквивалентных напряжений $\sigma_{экв}$ с номинальной долговечностью (длительной прочностью) стали $\sigma_{дп}$, при соблюдении условия $\sigma_{экв} \leq \sigma_{дп}$. Эквивалентные напряжения определяются как суммарные и включают в себя приведенные напряжения от внутреннего давления, изгибающие напряжения и компенсационные.

Схематически данный метод рассмотрен на рис. 11. Строится кривая допускаемых номинальных напряжений для сталей 12X1M1Ф или 15X1M1Ф и наносятся номинальные приведенные напряжения, рассчитанные по формуле

$$\sigma_p = P(D - S) / 200S.$$

При пересечении этих двух линий определяется парковый ресурс.

Применим этот метод для сварных соединений № 1, 8, 3, 4 (рис. 11).

Номинальные приведенные напряжения для них составляют:

$$\sigma_p^{\text{№}1,8} = 6,46 \text{ кгс/мм}^2; \sigma_p^{\text{№}3} = 6,73 \text{ кгс/мм}^2; \sigma_p^{\text{№}4} = 3,2 \text{ кгс/мм}^2.$$

$$\text{Парковый ресурс: } \tau_{\text{пк.р}}^{\text{№}1,8} = 230 \text{ тыс. ч; } \tau_{\text{пк.р}}^{\text{№}3} = 160 \text{ тыс. ч; } \tau_{\text{пк.р}}^{\text{№}4} = \infty.$$

$$\text{Остаточный ресурс: } \tau_{\text{оп}}^{\text{№}1,8} = 230 - 138 = 92 \approx 100 \text{ тыс. ч; } \tau_{\text{оп}}^{\text{№}3} = 160 - 124 = 36 \text{ тыс. ч} \approx 40 \text{ тыс. ч.}$$

Таким образом, расчетные методы оценки остаточного ресурса не дают однозначных результатов.

Вывод

Рассмотрены пять методов прогнозирования остаточного ресурса сварных соединений в сравнении с результатами лабораторного металлографического исследования вырезанных темплетов.

Анализ результатов показывает, что для прогнозирования надежности работы сварных соединений можно рекомендовать:

при действии высоких эквивалентных напряжений – диагностирование производится по методу силового фактора;

при длительном воздействии приведенных напряжений оценку работоспособности производить расчетно-аналитическим методом;

для уточнения срока эксплуатации использовать метод реплик.

Список литературы

1. РД 10-262-98. Типовая инструкция по контролю металла и продлению срока службы основных элементов котлов, турбин и трубопроводов тепловых электростанций.
2. ОСТ 34-70-690-96. Металл паросилового оборудования электростанций. Методы металлографического анализа в условиях эксплуатации. М.: ВТИ, 1997.
3. Хромченко Ф. А., Ланна В. А. Оценка остаточного ресурса сварных соединений паропроводов для условий ползучести. Материалы научно-технического семинара 17 – 25 апреля 1996 г. Санкт-Петербург, 1996.
4. Хромченко Ф. А., Федосеев А. В., Ланна В. А. Оценка остаточного ресурса длительно эксплуатирующихся сварных соединений паропроводов. – Теплоэнергетика, 1995, № 4.
5. РД 34.17.437-95. Неразрушающий магнитный метод диагностирования сварных соединений трубных систем котлов и трубопроводов энергетических установок. М.: СПО ОРГРЭС, 1995.
6. Дубов А. А. Диагностика котельных труб с использованием магнитной памяти металла. М.: Энергоатомиздат, 1995.
7. Шевнин В. М., Гофман Ю. М., Симановская Е. Ю. Диагностирование сварных соединений трубопроводов энергетических установок методом магнитной памяти. – Безопасность труда в промышленности, 2001, № 5.
8. Гофман Ю. М. Оценка работоспособности металла энергооборудования ТЭС. М., 1990.
9. Хромченко Ф. А., Ланна В. А. Диагностирование и прогнозирование ресурса сварных соединений паропроводов. – Электрические станции, 2001, № 7.

Прогнозирование сроков эксплуатации паропроводов из сталей 12МХ(15ХМ)

Гофман Ю. М., канд. техн. наук, Ширяева Н. В., инж.

Свердловэнергоремонт

В [1] на основании проведенных исследований металла паропроводных труб после наработки 300 тыс. ч было рекомендовано продление срока службы паропроводов из сталей 12МХ(15ХМ), работающих при температуре 510°C и давлении 10 МПа, до 500 тыс. ч.

В настоящее время значительная часть паропроводов отработала порядка 500 тыс.ч. Изменения, которые практически произошли за последние 200 тыс. ч, оценивались на основании исследования 46 паропроводов.

Остаточная деформация после 300 тыс. ч эксплуатации максимально составляла 0,5%, средняя 0,3%, после 500 тыс. ч максимально деформация составляет 0,6; средняя 0,3%.

Анализ изменений остаточной деформации во времени показывает, что накопление деформации

идет в соответствии с классической кривой ползучести для очень малых напряжений, т.е. металл работает на стадии установившейся ползучести.

Карбидный анализ металла после наработки $4,5 \times 10^5$ ч показывает, что 65 – 75% молибдена перешло в карбиды. На рис. 1 показаны данные по прогнозированию изменений содержания молибдена в карбидах в процессе длительной эксплуатации, которые были приведены в [1], и нанесены данные последних анализов. Как видно, прогноз подтвердился. Фазовый анализ карбидных осадков после $4,5 \times 10^5$ ч наработки не выявил появления новых карбидов, в частности, карбида типа Me_6C .

Поскольку образования нового карбида не происходит, то и нет предпосылок для изменений длительной прочности. Так, на рис. 2 показаны данные по косвенной оценке длительной прочности

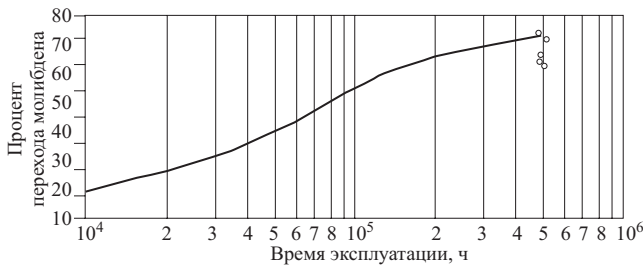


Рис. 1. Изменение содержания молибдена в карбидах в стали 12МХ в зависимости от времени эксплуатации

методом горячей твердости, из которого следует, что значение горячей твердости практически не изменяется.

Следует также отметить, что механические свойства металла после 5×10^5 ч работы по сравнению с 3×10^5 не изменяются, остаются на уровне требований технических условий на поставку труб.

Структура металла труб при анализе на оптическом микроскопе также не претерпела изменений и представляет собой феррит с равномерно распределенными участками перлита. Перлитные участки неплотные, дифференцированные, имеют зернистое строение, по границам ферритных зерен наблюдаются выделения карбидов. Анализ на повреждаемость проводился на поперечных образцах, вырезанных из растянутых зон гибов, по всей толщине стенки. Пор обнаружено не было. Типичная структура гнutoго участка трубы показана на рис. 3.

Как известно, повреждаемость металла можно оценить по изучению дислокационной структуры и поражению микропорами. Электронно-микроскопическому исследованию подвергались два гива после 400 тыс. ч эксплуатации, для чего изготавливалась фольга из образцов, вырезанных из растянутых зон гибов на расстоянии 1 мм от наружной поверхности. Установлено, что плотность

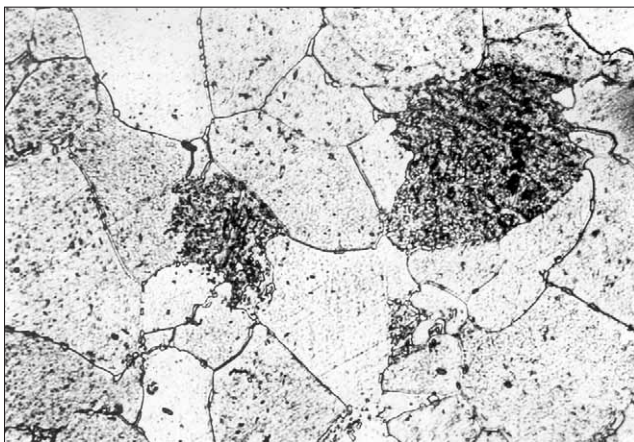


Рис. 3. Микроструктура металла труб из стали 12МХ после 450 тыс. ч эксплуатации ($\times 500$)

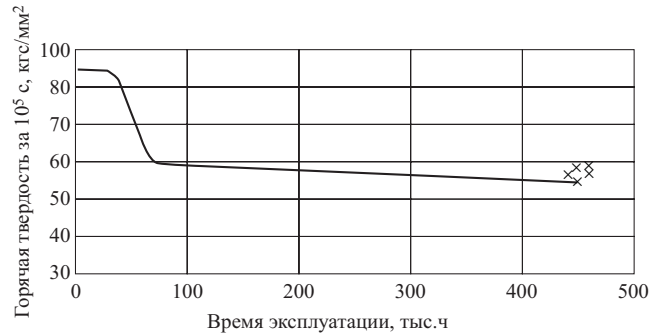


Рис. 2. Изменение горячей твердости металла труб из стали 12МХ в процессе эксплуатации

дислокаций в феррите различная: имеются участки вблизи границ зерен с высокой плотностью дислокаций, где наблюдается формирование ячеистой дислокационной структуры с размером ячеек 0,5–0,8 мм. Встречаются участки с низкой дислокационной плотностью. Карбиды внутри ферритных зерен – типа Mo_2C , по границам ферритных зерен встречаются крупные карбиды неправильной формы типа Me_{23}C_6 , образующие местами цепочки.

В структуре гибов наблюдается невысокая повреждаемость в виде одиночных микропор, располагающихся по границам ферритных зерен. Большая часть пор имеет размеры 0,4–0,7 мм, хотя встречаются и более крупные поры. Состояние металла гибов соответствует второй половине фазы установившейся ползучести.

Таким образом, исследование металла после $4,5 \times 10^5$ ч работы показало, что по всем показателям состояние металла можно оценить как весьма удовлетворительное, соответствующее II стадии установившейся ползучести, и можно прогнозировать надежную эксплуатацию еще на 250 тыс. ч.

Для продления срока службы паропроводов, выполненных из стали 12МХ (15ХМ), следует



Рис. 4. Трещина на литом тройнике, образовавшаяся после 325 тыс.ч эксплуатации ($\times 100$)



Рис. 5. Межкристаллитные трещины в литом тройнике ($\times 100$)

также оценить надежность сварных соединений и литых элементов (тройников, колен).

Сварные соединения на паропроводах из сталей 12МХ и 15ХМ выполнены на конических подкладных кольцах электродами ЦЛ-14 с предварительным подогревом до 250 – 300°C и последующим высоким отпуском на 680 – 710°C. Структура металла шва и зоны термического влияния за 4×10^5 ч работы не претерпела существенных изменений. Пор ползучести по границам зерен при оценке микроповреждаемости зон сварного соединения не обнаружено. Результаты мехиспытаний как сварного соединения, так и наплавленного металла показывают, что свойства удовлетворяют действующим нормам.

Исследование сварных соединений после 4×10^5 ч эксплуатации показывает, что в ряде сечений имеются технологические дефекты, представляющие собой несплавления, поры, шлаковые включения, размеры которых превышают установленные нормы для металлографического анализа. Однако длительная эксплуатация этих стыков не привела к развитию дефектов, что подтверждает высокую сопротивляемость наплавленного металла типа Э-МХ развитию дефектов. В практике длительной эксплуатации не было случаев повреждения сварных соединений, заваренных электродами ЦЛ-14, что говорит о возможности надежной дальнейшей эксплуатации.

Литые детали – это тройниковые соединения и колена. После 300 тыс. ч эксплуатации на ряде тройниковых соединений появились трещины в зоне сопряжения магистрального направления с отводящим патрубком (рис. 4). При исследовании поврежденных тройников установлено, что трещины располагаются по границам зерен (рис. 5). Карбидный анализ показал, что 60 – 65% молибдена перешло в карбиды. Рентгеноструктурный анализ карбидного осадка показал присутствие следующих карбидов: Me_3C , $Me_{23}C_6$, Me_7C_3 , Mo_2C и Me_6C .

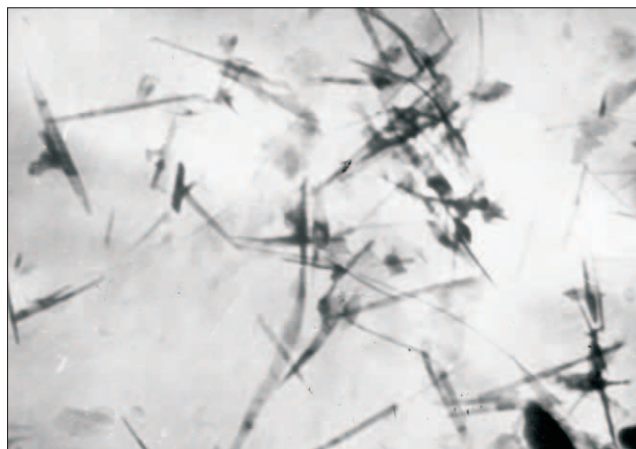


Рис. 6. Нитевидные полупрозрачные карбиды Me_6C в структуре литого тройника ($\times 26000$)

Электронно-микроскопическое исследование экстракционных угольных реплик подтвердило наличие нитевидных, полупрозрачных карбидов, по своей морфологии относящихся к Me_6C (рис. 6). Горячая твердость равна 800 МПа при 510°C. Допустимая горячая твердость для стали 20ХМЛ – 900 МПа, т.е. ее значение понизилось на 10%. Снижение горячей твердости – косвенный показатель снижения длительной прочности. Снижение длительной прочности объясняется также образованием карбида Me_6C , так как образование данного вида карбида происходит за счет обогащения карбида Mo_2C молибденом, т.е. приграничные зоны существенно обедняются молибденом.

Упрощенный расчет толщины стенки тройника при $\sigma_{доп}$ за 3×10^5 ч, равном 53 МПа [2], показал, что она должна быть не менее 46 мм. Фактическая толщина стенки поврежденных тройников – 45 – 46 мм.

Исходя из того, что трещины идут по границам зерен, длительная прочность падает, что косвенно показывает снижение длительной горячей твердости и образование карбида Mo_6C , следовательно, что разрушение литых тройников происходит из-за исчерпания прочности и тройники должны после 350 тыс. ч заменяться или подвергаться ВТО.

Вывод

Паропроводы из сталей 12МХ(15ХМ), работающие при температуре 510°C, давлении 10 МПа, могут длительно надежно эксплуатироваться, при этом требуется периодически проводить контроль в соответствии с действующими РД-10-262-98.

Список литературы

1. Гофман Ю. М. Оценка работоспособности металла энергооборудования ТЭС. М.: Энергоатомиздат, 1990.
2. Нормы расчета на прочность стационарных котлов и трубопроводов пара и горячей воды. – Тр. ЦКТИ, 1999.

Применение фторсодержащих поверхностно-активных веществ для повышения надежности работы турбоагрегатов

Мурманский Б. Е., канд. техн. наук, Бухман Г. Д., Мительман М. М., Зайцев В. А. инженеры

АО Свердловэнерго

В последние годы в различных отраслях промышленности находят широкое применение композиции фторсодержащих поверхностно-активных веществ (ФПАВ) [1, 2].

В результате обработки фторсодержащее поверхностно-активное вещество адсорбируется поверхностью и образует на ней тонкий слой толщиной 30 – 50 Å, который снижает поверхностную энергию в 1000 раз (с 3000 – 5000 до 4 – 6 мН/м). Полученное покрытие обладает высокой (до 400°C) термической стабильностью и выдерживает значительные удельные нагрузки (до 300 кгс/мм²). ФПАВ используются для обработки твердых как металлических, так и неметаллических поверхностей с целью их упрочнения, придания антикоррозионных, антифрикционных свойств для увеличения ресурса и повышения надежности работы узлов и агрегатов. В зависимости от состава и концентрации растворов ФПАВ возможно придание тех или иных требуемых свойств обрабатываемым поверхностям:

снижение поверхностного натяжения, что приводит к приобретению поверхностями водо- и маслоотталкивающих свойств и исключает смачивание углеводородными маслами;

существенное повышение износостойкости режущего инструмента и технологической оснастки различного назначения;

значительное снижение коэффициента трения и момента трогания покоя, в результате чего незначительно нагруженные подшипники качения могут работать без смазки, что особенно важно при высоких температурах, ведущих к пригоранию консистентной смазки.

В течение последних 5 лет в АО Свердловэнерго выполнен комплекс исследовательских работ по опытному применению ФПАВ с целью повышения надежности работы ряда узлов турбоагрегатов и вспомогательного оборудования, в том числе:

снижение протечек масла из подшипников;

устранение нарушений процесса нормального теплового расширения цилиндров турбин;

повышение надежности работы механизма парораспределения.

Снижение протечек масла из подшипников. Как показано в [3], 25% отказов турбин происходит из-за повреждений подшипников, при этом 13% повреждений опорных подшипников и 12% повреждений упорно-опорных подшипников сопровождаются течами масла, которые ведут к его

потерям, повышению пожароопасности, промасливанию фундаментов и, как следствие, их повреждению и др.

На ряде станций АО ЛМЗ опробовало технологию снижения протечек масла за счет использования покрытий, обладающих олеофобными свойствами и являющихся одним из вариантов композиций фторсодержащих поверхностно-активных веществ. Применение этой технологии дало хорошие результаты.

Свердловэнерго совместно с рядом научно-исследовательских организаций провели работу по подбору состава, обладающего способностью изменять поверхностную энергию таким образом, что ранее создававшаяся на поверхности стойкая масляная пленка преобразуется в отдельные капли, которые под действием центробежной силы отрываются от поверхности в зону уплотнений, не попадая по валу за пределы подшипника. Состав содержит раствор фторсодержащих поверхностно-активных веществ на основе эпилама в специально подобранных растворителях.

Покрытие по достаточно простой технологии наносится на участки вала в зоне масляных уплотнений. Как показывает накопленный авторами опыт, для обработки всех шеек валопровода турбины типа К-500-240 достаточно 8 ч.

В ряде случаев устранение протечек эпиламирующим составом оказывается единственным эффективным мероприятием, возможным к применению в межремонтный период. Так, на одной из турбин появившуюся вскоре после пуска агрегата из капитального ремонта течь масла не удавалось устранить многократными переборками масляных уплотнений. После обработки эпиламирующим составом течь прекратилась и не наблюдается уже более 3 лет.

На турбинах типа К-300-240 ХТЗ и К-500-240 ХТЗ, имеющих встроенные подшипники ЧНД, наблюдается попадание масла в конденсат отсоса пара из уплотнений ЧНД. При этом содержание масла значительно превышает разрешенную норму 0,1 мг/л, что приводит к большим потерям конденсата. После обработки поверхности ротора эпиламирующим раствором содержание масла в конденсате снизилось до 0,02 мг/л, что значительно ниже нормы.

К настоящему времени в Свердловэнерго по описанной технологии для устранения протечек масла были обработаны эпиламирующим раство-

ром роторы более 15 турбин различной мощности, а также роторы вспомогательного оборудования (дымососа и воздуходувки котла, питательных турбо- и электронасосов и др.).

Устранение нарушений процесса нормального теплового расширения цилиндров турбин. Для нормализации тепловых расширений цилиндров турбин, в соответствии с [4, 5], рекомендовано на поверхностях скольжения опор применять металлофторопластовую ленту (МФЛ), а на поперечных шпонках опорных лап цилиндров турбин и вертикальных шпонках цилиндров – гальванопокрытия на основе серебра – двуокиси рения.

Харьковское ЦКБ Энергопрогресс совместно с Харьковским государственным автомобильно-дорожным институтом провели лабораторные испытания по применению покрытия поверхностей скольжения опор ФПАВ на основе эпилама – “Сорбис-0,5”. Испытания показали, что покрытия более эффективны, чем металлофторопластовая лента и гальванопокрытия на основе серебра – двуокиси рения, и обеспечивают гарантированную суммарную длину “пробега” контактных поверхностей, соответствующую максимальному “пробегу” опор турбин за 30 лет эксплуатации при расчетных удельных нагрузках.

Свердловэнерго выполнило экспериментальное покрытие поверхности скольжения и продольных шпонок опоры № 1 турбоагрегата К-300-240 ХТЗ ст. № 4 Рефтинской ГРЭС с целью упрочнения и придания им антифрикционных свойств эпиламирующим раствором, аналогичным по своим свойствам раствору ЦКБ Энергопрогресс. Для обработки была разработана специальная технология.

Покрытие ФПАВ наносилось на чугунную раму, а стальная поверхность скольжения корпуса подшипника не обрабатывалась. По данным испытаний Харьковского ЦКБ в такой паре трения (подвижный элемент – Ст.3 без покрытия, а неподвижный элемент – чугун с покрытием ФПАВ) обеспечивается оптимальный эффект перемещения деталей, проходящий без задиров и заеданий со значительным уменьшением коэффициента трения.

Пуск турбины после капитального ремонта и последующая эксплуатация показали, что тепловые расширения цилиндра происходят равномерно (без скачков).

ЦКБ Энергопрогресс в 2001 г. также выполнило покрытие скользящих поверхностей и шпоночных соединений опор № 1, 2 турбин К-300-240 ЛМЗ и ПТ-60-90 ЛМЗ. На обеих турбинах получены положительные результаты.

Для окончательных выводов об эффективности покрытия необходимо наблюдение за тепловыми расширениями обработанных турбин в процессе длительной эксплуатации.

Повышение надежности работы механизма парораспределения. Большинство отказов турбин

Т-100-130 ТМЗ и ее модификаций вызвано повреждениями механизма парораспределения. Наиболее распространенная причина этих отказов – заклинивание кулачкового вала из-за разрушения сепаратора роликового подшипника. Как показал анализ отказов этого узла, разрушение сепаратора роликового подшипника происходит из-за нарушения работы подшипника вследствие пригара смазки.

Для упрочнения поверхности, придания ей антикоррозионных и антифрикционных свойств с целью отказа от применения консистентных смазок в роликовых подшипниках механизма парораспределения была разработана специальная технология, обеспечивающая полную обработку сепаратора и роликов подшипника. По этой технологии был обработан опытный комплект из шести подшипников и установлен на турбоагрегате Т-100-130 Среднеуральской ГРЭС. После 1 года эксплуатации турбоагрегата была выполнена ревизия, показавшая хорошее состояние подшипников. К настоящему времени обработанные подшипники отработали без замечаний более 1,5 лет, в то время как аналогичные подшипники без обработки работали не более 6 – 8 мес.

Вывод

Комплекс работ, выполненных в АО Свердловэнерго, показал, что применение фторсодержащих поверхностно-активных веществ позволяет повысить надежность эксплуатации узлов и агрегатов: снизить протечки масла из подшипников, устранить нарушения процесса нормального теплового расширения цилиндров турбин, устранить причины повреждений подшипников качения, связанные с выгоранием смазки и коррозией поверхностей качения. В дальнейшем возможно применение ФПАВ для решения и других проблем энергооборудования.

Список литературы

1. Полевой С. Н., Евдокимов В. Д. Упрочнение металлов: Справочник. М.: Машиностроение, 1986.
2. Материалы типа “эпилам” для влагозащиты микросборок и узлов на печатных платах / Синюгина Л. А., Белов Е. Н., Комлевский А. В. и др. – Технологии, оборудование, материалы (Приложение к журналу “Экономика и производство”), 1999, № 7.
3. Анализ повреждаемости роторов, подшипников и систем маслоснабжения паровых турбин / Мурманский Б. Е., Плотников П. Н., Руденко А. С., Демшин В. И. – В сб.: Совершенствование турбин и турбинного оборудования. Екатеринбург, 2000.
4. РД 34-30-506-90. Методические указания по нормализации тепловых расширений паровых турбин тепловых электростанций.
5. Применение твердосмазочных покрытий для нормализации температурных расширений цилиндров паровых турбин/ Дон Э. А., Михайлова А. Н., Складчиков В. П. и др. – Энергетик, 1997, № 11.

Освоение новых методов контроля — путь к внедрению прогрессивных технологий и режимов

Корюкова Л. В., Малюков А. Л., Колмогорова И. В., Шохирев А. А., инженеры, Белоконова Н. А., канд. техн. наук

АО Свердловэнерго

Существующие методы химического контроля, регламентированные устаревшими отраслевыми руководящими документами, не позволяют решить целый ряд проблем, возникающих как при эксплуатации водоподготовительных установок (ВПУ), так и при организации водно-химических режимов (ВХР) оборудования ТЭС. Химический контроль, выполняемый на ТЭС, не в полной мере отражает специфические особенности природных загрязнителей исходной воды и их влияние на надежность водно-химического режима.

В условиях осуществления реконструкции на ВПУ, оптимизации ВХР, а также постоянно возрастающих требований к охране водного бассейна значимость химического контроля существенно увеличивается. Появление на рынке новых приборов лабораторного и автоматического контроля, внедрение в практику автоматизированных микропроцессорных систем контроля, включая сетевые технологии передачи электронной информации, требуют профессиональной подготовки специалистов нового поколения.

Подготовка таких специалистов и оснащение лабораторий химической службы новыми приборами аналитического контроля осуществляется постоянно, начиная с 1996 г.

Испытательная аналитическая лаборатория службы оснащена приборами спектрального анализа типа Waring, Спираль-17М для выполнения объема химконтроля по экологическому мониторингу и качеству питьевой воды. Кроме того, в случае необходимости, выполняется анализ состава металла для уточнения его марки, а также возможно проведение анализа с целью получения более достоверных данных по содержанию ряда соединений в питьевой воде.

Применение спектрального метода для контроля турбинных масел, наряду с другими методами, позволяет создать направление по диагностике состояния маслonaполненного оборудования, что очень важно для повышения его надежности.

Лаборатория по мониторингу и диагностике в химической службе оснащена приборами химического контроля, которые используются не только для прямых измерений, но и для разработки новых, нестандартных методов контроля.

Использование приборов по определению общего и неорганического углерода (C-mat, фирмы "Штроляйн"), а также спектрофотометра СФ-2000 позволило разработать экспресс-методы для определения содержания органических веществ в обрабатываемой воде на стадии предочистки, а так-

же для контроля анионита на обессоливающих установках. Разработанные методы контроля с 2000 г. используются в практике водоподготовки и оперативного обнаружения источника попадания нефтепродуктов в конденсатно-питательный тракт Рефтинской ГРЭС.

Наличие современных приборов в химической службе и на электростанциях Свердловэнерго позволяет решать ряд проблем, связанных с эксплуатацией ВПУ и оптимизацией ВХР ТЭС.

Для оценки ведения ВХР на блоках Рефтинской ГРЭС, с целью определения продуктов коррозии (Cu, Zn, Fe) по пароводяному тракту, используется прибор Спираль-17М с пакетом специального программного обеспечения. Освоение этого метода контроля с использованием современных приборов позволило значительно сократить время на выполнение анализов, дефицитные реактивы и повысить достоверность и точность определений.

Жидкостный хроматограф "Стайер" используется для химического контроля содержания анионов и катионов в различной технологической воде ТЭС. Применение хроматографического анализа, наряду с традиционными методами, позволило разработать типовую программу технического обследования состояния водно-химического режима барабанных котлов среднего и высокого давления.

Проведение более углубленных обследований с использованием новой приборной базы сделало возможным выявление ряда проблем, на которые прежде не обращалось должное внимание. Определение микроколичеств содержащихся в питательной и котловой воде катионов и анионов решает проблему определения правильности ведения коррекционной обработки, pH котловой воды и непрерывной продувки. Понимание химии происходящих процессов, в зависимости от теплофизических и химических показателей, приведет к грамотному формированию системы химико-технологического мониторинга и управлению водно-химическим режимом барабанных котлов.

Проведение наладки и оптимизации эксплуатируемого водоподготовительного оборудования ТЭС требует учета особенностей конкретного оборудования и условий его работы. В этом контексте показательное сотрудничество химслужбы с разработчиками и производителями промышленных приборов химического контроля.

Использование различных методов контроля позволило совместно с фирмой "Семикондактор" создать новый тип прибора для контроля измене-

ния состава исходной воды с целью корректировки дозы коагулянта. Прибор прошел промышленные испытания на ВПУ Первоуральской ТЭЦ. Приборами контроля подобного типа (АЖТ-94), разработанными по техническому заданию химической службы, оснащена предочистка Первоуральской ТЭЦ, где осуществляется непрерывный контроль качества известково-коагулированной и осветленной воды после механических фильтров. Включение в работу реконструированных осветлительных фильтров с двухметровым уровнем загрузки и новым алгоритмом управления позволит отключать фильтр по его грязеемкости и качеству обработанной воды.

Нормативная база по оценке состояния ВХР блоков, работающих на кислородно-аммиачном режиме, является недостаточной.

Несмотря на выполнение всех нормативных показателей ВХР, на ТЭС существуют проблемы, связанные:

- с повреждаемостью поверхностей нагрева, классифицируемые металловедами как коррозионные;

- с ростом удельной загрязненности и появлением в составе отложений малотеплопроводной рыхлой составляющей;

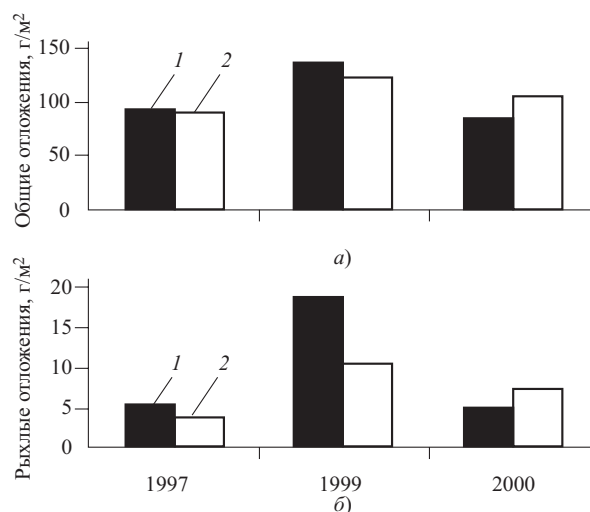
- с длительными растопками, обусловленными высоким содержанием железа и меди в воде, особенно в период прогрева пароперегревательного тракта котла и др.

Перечисленные проблемы не могут быть решены с использованием существующих методов контроля и даже организацией химико-технологического мониторинга с рекомендуемым парком приборов автоматического химконтроля. Задача эта непростая. Механизм формирования защитной пленки сложный, недостаточно изученный и, прежде всего, зависит от качества теплоносителя.

Показатели, характеризующие качество питательной воды (ПТЭ), не являются предельными. Они указаны, исходя из эксплуатационных данных и чувствительности применяемых в энергетике методик химического контроля. Даже при электропроводности питательной воды ниже $0,3 \text{ мкСм/см}$, содержании железа и меди ниже норм ПТЭ в пароводяном тракте идут коррозионные процессы.

Пределы по изменению $\text{pH} = 7,5 \div 8,5$ и содержанию кислорода $200 - 400 \text{ мкг/дм}^3$ для высокочувствительного кислородно-аммиачного режима весьма значительны, и их граничные значения могут быть установлены для конкретной воды и конкретной схемы.

Коррозионные явления усиливаются в пароводяном тракте при попадании в цикл блока органических веществ. Источники попадания органики известны. Этой проблеме посвящен ряд работ ВТИ и МЭИ. Цель этих работ сводится к определению наличия различных органических кислот (муравьиной, уксусной и др.) по тракту блока. В условиях эксплуатации выполнить подобные определения невозможно.



Удельная загрязненность поверхностей нагрева НРЧ-2 блока 500 МВт № 7 Рефтинской ГРЭС:

а, б – соответственно общие и рыхлые отложения; 1 – огневая; 2 – тыл

В течение 3 лет химслужбой совместно с эксплуатационным персоналом Рефтинской ГРЭС проводился комплекс исследовательских, технологических и наладочных работ, связанных с решением проблемы формирования и сохранения защитной пленки.

За этот период было установлено следующее: изменение pH (разница между pH питательной воды и острым паром) является функцией величины органических кислотных соединений, попадающих в тракт котла.

В результате проведенных промышленных и лабораторных исследований химслужбой отработана методика, позволяющая оперативному персоналу отслеживать влияние органики по тракту блока. По водопаровому тракту новый метод контроля позволяет с помощью корректирующих агентов (O_2 , pH) сохранять защитную пленку, а в пароперегревательном тракте ослабить или предотвратить коррозионные процессы. Чувствительность метода достаточно высока и составляет $0,5 \text{ мкг/дм}^3$ по соединениям железа. Разработанный метод оценки влияния на поверхности нагрева коррозионной составляющей органики позволит:

- правильно сформировать схему размещения приборов АХК;

- автоматизировать систему управления ВХР;
- создать систему диагностики работы отдельных элементов по тракту блока;

- оптимизировать ВХР в достижении показателей качества, отражающих специфику органических соединений, попадающих в тракт блока.

Особое внимание должно быть уделено анализу пусков-остановов энергоблока. Насколько правильно и грамотно был остановлен блок, с точки зрения ВХР, настолько эффективнее будет осуществлена водная отмывка тракта.

Прибор	Расход пробы, л	Температура пробы, °С	X_I^H	X_{25}^H	X_I	X_{25}	pH	pH _{лаб}	pH ₂₀₁
КАЦ-037	15	35,5	0,133	0,089	–	–	–	–	–
“Deltacon pH”	7,66	36,3	0,120	0,078	0,200	0,155	7,71	7,64	7,85

Проведение комплекса технических мероприятий по оптимизации ВХР на блоках 300 и 500 МВт Рефтинской ГРЭС позволило уменьшить скорость роста отложений, а применение аммиачной консервации с последующей гидродинамической промывкой в период растопки привело к снижению как общей, так и рыхлой части отложений (рисунок).

Критерием оценки содержания органических веществ в тракте энергоблока является изменение рН в остром паре. Поэтому для контроля величины органических веществ в тракте необходима установка высокоточных автоматических приборов химконтроля: кондуктометров и рН-метров. Коррекция дозировки кислорода должна осуществляться в зависимости от качества питательной воды.

Для контроля качества “особо чистой воды” нормируемая погрешность измерения должна составлять 0,01 мкСм/см для УЭП и 0,01 для рН.

Замер рН потенциометрическим методом в “особо чистой воде” сопряжен с рядом трудностей, основной из которых является высокая чувствительность к потоку пробы через датчик, температуре и др. В связи с этим интерес представляет использование кондуктометрического метода измерения рН.

В сентябре – октябре 2001 г. фирмой “Технопрокур” для проведения промышленных испытаний предоставлены два прибора АХК “Deltacon рН” и “FAM Охуtrace” производства швейцарской фирмы “SWAN”.

Прибор “Deltacon рН” использует методику расчета рН в соответствии с “VGB directive 450 L, 1998”, основанную на замере УЭП пробы до и после Н-колонки. Следует отметить, что аналогов подобного прибора в России не существует.

Кислородомер “FAM Охуtrace” использует амперометрический датчик с кислородселективной мембраной. Прибор аналогичен “МАРК-301Т1”.

Оба прибора относятся к классу цифровых устройств, что повышает точность измерения и позволяет использовать различные функции/сервисы. Существует автоматическая калибровка, а также возможность тонкой настройки прибора. Дополнительные датчики температуры, расхода пробы и давления позволяют учитывать влияние этих факторов на значение измеряемых величин.

Прибор “Deltacon рН” был установлен в боксе химического контроля блоков 500 МВт и подключен к точке питательной воды блока № 10. Аналоговые выходы (УЭП до Н-колонки, УЭП после Н-колонки и расчетное значение рН) были подключены к АСУТП “Телеперм” блока № 10.

На питательной воде блока № 10 штатно установлен цифровой прибор КАЦ-037. Прибор оснащен термокомпенсацией.

Показания приборов на момент сличения приведены в таблице, из которой видно, что разница в показаниях по УЭП Н-катионированной пробы питательной воды между приборами “Deltacon рН” и КАЦ-037 примерно 0,01 мкСм/см, что составляет около 10% измеряемой величины.

Использование прибора “Deltacon рН” на “особо чистой воде” позволяет осуществлять непрямой замер рН при одновременном замере УЭП до и после Н-колонки. Достоверность и воспроизводимость замеров подтверждена в результате промышленных испытаний в течение 1,5 мес непрерывной работы.

Одновременно, в ходе эксперимента, полученные значения по УЭП, рН и содержанию O_2 позволили выявить ряд очень важных закономерностей и взаимосвязей, обеспечивающих формирование и сохранение защитной пленки на поверхностях нагрева.

На основании полученных данных химическая служба Свердловэнерго для создания системы химико-технологического мониторинга рекомендует минимально оснастить систему АХК блоков современными приборами по точкам:

ПВ-прибор “Deltacon рН” (измерение УЭП до/после Н-колонки и расчет рН);

кислородомер “FAM Охуtrace” или аналогичный по точности и надежности измерения;

ОП-кондуктометр с Н-колонкой (тип и точность измерения должны соответствовать датчику Swansensor RC UP, используемому в приборе “Deltacon рН”).

Выводы

Применение современных лабораторных и промышленных приборов химического контроля позволяет химической службе совместно с энергопредприятиями АО Свердловэнерго:

качественно и достоверно выполнять анализ всей технологической воды электростанций;

успешно проводить наладку и оптимизацию режимов работы ВПУ и ВХР электростанций как среднего, так и высокого и сверхкритического давления;

создавать экспресс-методики, позволяющие получать корректные данные по режимам эксплуатации ВПУ и ВХР оборудования;

эффективно, с минимальными затратами построить систему химико-технологического мониторинга.

Опыт реконструкции водоподготовительной установки в АО Свердловэнерго

Корюкова Л. В., Добров Н. Н., Нохова О. В., инженеры, Белоконова Н. А., канд. техн. наук

Первоуральская ТЭЦ – АО Свердловэнерго

Морально и физически устаревшее оборудование, высокочатратные технологии на действующих водоподготовительных установках (ВПУ) заставляют нас заняться конструктивной деятельностью, а не панически ремонтировать несовершенное оборудование, которое к тому же становится небезопасным в эксплуатации. Следует учитывать время и ситуацию, в которой мы находимся.

Осознание необходимости выбора нового пути развития и разработка бизнес-планов на ближайшую перспективу определили основные направления реконструкции действующих ВПУ. Радикальная система техперевооружения химической части заключена в ее особенностях, ее специфике.

Масштабная реконструкция действующей ВПУ невозможна. Поузловая модернизация с внедрением передовых технологий и АСУ позволит каждую технологическую схему (ступень очистки) преобразовать в оптимально работающий узел с минимальными эксплуатационными затратами и высокой степенью надежности.

Именно такой путь модернизации ВПУ был выбран и реализован на Первоуральской ТЭЦ.

Сегодня деятельность всего предприятия становится похожей на отлаженный механизм, функционирующий согласно хорошо прописанным алгоритмам, что предполагает использование информационных технологий и высвобождение человеческих ресурсов.

Все это вместе открывает резервы экономии и оптимизации деятельности как определенного специалиста, так и предприятия в целом.

Это первая электростанция в Свердловэнерго, где близятся к завершению работы по комплексной системе автоматизированного контроля и

управления процессами водоприготовления и водно-химического режима.

Спустя 5 лет после начала реконструкции, проведенной коллективом ТЭЦ, химслужбы Свердловэнерго и ВТИ, получены достаточно высокие технико-экономические показатели, а именно:

расход воды на собственные нужды ВПУ не превышает 8% (рис. 1);

удельный расход соли находится в пределах 1,4 – 1,5 г-экв/г-экв;

изменилась структура отложений: отложения стали рыхлыми, легко удаляемыми при водных отмывках;

скорость роста отложений уменьшилась в 2 раза;

непрерывная продувка на котлах (БКЗ-75) снизилась до 2,5% (рис. 2);

котлы работают в режиме пониженного фосфатирования (1,5 – 2,0 г/дм³) при жесткости питательной воды до 1 мкг-экв/дм³.

Включение в 1996 г. новой ВПУ с противоточной технологией умягчения выявило ряд проблем, без устранения которых прогрессивная технология оказалась бы неработоспособной. Это, прежде всего, низкое качество воды после предочистки, работающей по схеме известкования с коагуляцией в осветлителях ВТИ-400 с фильтрацией в двухкамерных осветлительных фильтрах.

Вода после предочистки отличалась высокой нестабильностью. Одной из причин низкого качества воды по этому показателю является система подогрева исходной воды уходящими газами в контактных экономайзерах. Вследствие неудовлетворительной работы осветлителей и низкой эффективности очистки воды на механических фильтрах имело место “закарбоначивание” средней и блокирующей дренажных систем и нарушение

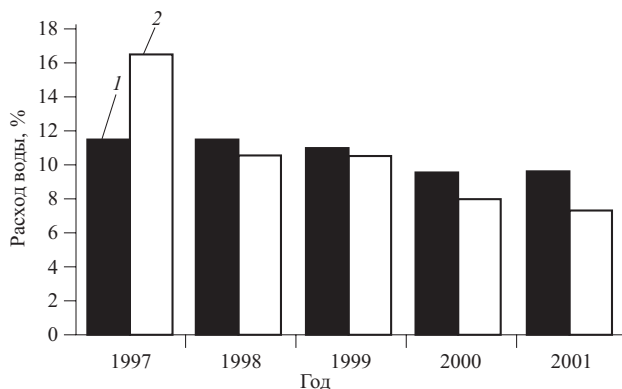


Рис. 1. Расход воды на собственные нужды ВПУ:

1 – норма; 2 – фактический

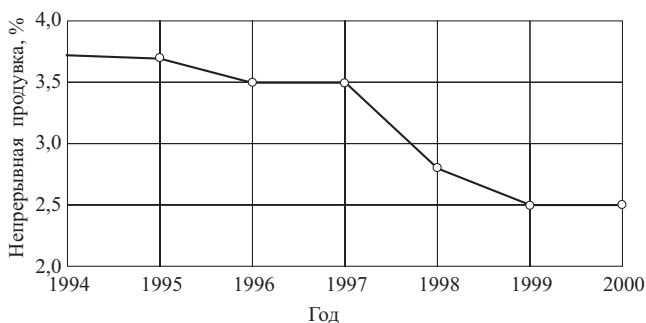


Рис. 2. График непрерывной продувки на котлах БКЗ-75

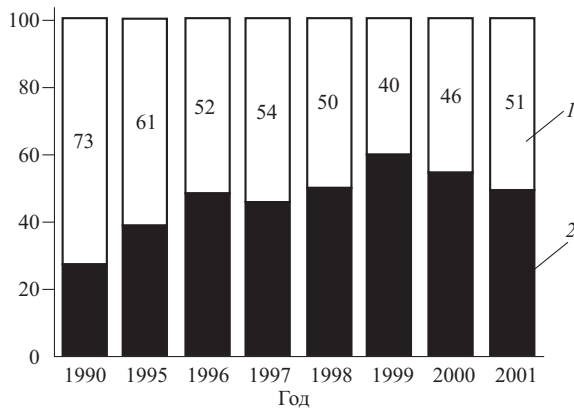


Рис. 3. Баланс питательной воды (в процентах):

1 – химочищенная вода; 2 – конденсат

принципа зажатия слоя в процессе регенерации катионита.

На Первоуральской ТЭЦ существует и другая проблема, связанная с постоянным попаданием специфических органических загрязнителей от промышленных предприятий региона, расположенных выше водозабора.

Резкое изменение качества исходной воды по содержанию органики не только дестабилизирует работу предочистки, но и нарушает ВХР основного контура, снижая рН пара. В составе отложений отмечено высокое содержание органических веществ и карбонатов. Отложения по структуре очень плотные, и при промывке серной кислотой с концентрацией 6 – 8% они удаляются не более чем на 50%.

Доля химочищенной воды в составе питательной достигала в летний период 70% (рис. 3). Непрерывная продувка котлов при фосфатировании, в соответствии с нормативами ПТЭ, увеличивалась до 4% (рис. 2). Скорость роста отложений составила $200 \text{ г}/(\text{м}^2 \cdot \text{год})$. Остаточная загрязненность после химпромывки достигала $400 - 450 \text{ г}/\text{м}^2$.

Работа по реконструкции действующей предочистки производилась последовательно с оценкой результатов каждого этапа.

В 1998 г. была выполнена реконструкция воздухоотделителя, в результате которой содержание углекислоты перед подачей в осветлители снизилось с 20 до $5 \text{ мг}/\text{дм}^3$.

С 1999 по 2000 г. был выполнен комплекс работ по стабилизации температуры и расхода воды, подаваемой на осветлители.

Установленные частотно-регулирующие приводы на насосах-дозаторах извести и коагулянта позволили не только осуществить непрерывную подачу реагентов, но и автоматизировать процесс дозирования реагентов по расходу исходной воды с корректировкой дозы извести по рН воды в зоне смешения. В настоящее время ведутся работы по автоматической корректировке дозы коагулянта в зависимости от качества исходной воды.

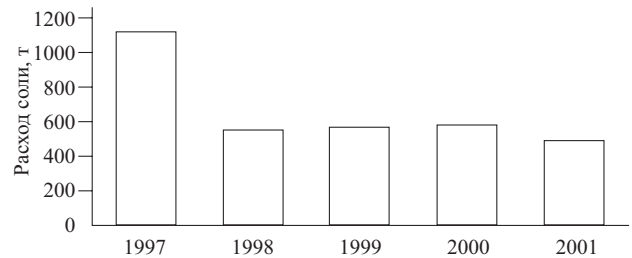


Рис. 4. Расход соли

Качество известково-коагулированной воды значительно улучшилось по содержанию соединений железа, особенно после осветлительных фильтров. В процессе реконструкции из года в год снижается содержание железа и в химочищенной воде (таблица).

Повысилась стабильность воды и, как результат, увеличился межпромывочный период фильтрующих элементов средней дренажной системы в 2 раза.

Большое внимание при работе предочистки уделяется процессу фильтрования воды на осветлительных фильтрах. Двухкамерные осветлительные фильтры переоборудованы в однокамерные. Использование фракционированного антрацита и новой технологии водовоздушной промывки позволило довести расход промывочной воды до $4 \text{ м}^3/\text{м}^3$, что положительно отразилось на общем расходе воды на собственные нужды ВПУ (рис. 1).

В настоящее время ведется реконструкция высвободившихся Na-катионитных фильтров в осветлительные с увеличенной высотой загрузки до 2,0 м. Испытания такого фильтра проведены в промышленных условиях на ТЭЦ. Отработан алгоритм управления процессом водовоздушной промывки осветлительного фильтра с увеличенной высотой загрузки. Фильтр способен работать при скорости фильтрации $15 \text{ м}/\text{ч}$ и выдавать воду с содержанием взвешенных веществ до $1 \text{ мг}/\text{дм}^3$.

Снижение расхода поваренной соли (по годам) показано на рис. 4. Самый низкий уровень расхода соли получен в 2001 г. в результате проведения

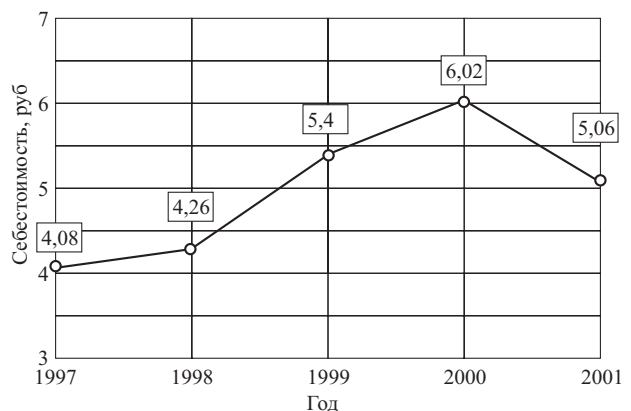


Рис. 5. Себестоимость химочищенной воды

Снижение содержания железа по ступеням очистки исходной воды

Вода	Степень очистки								
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX
1996 г.									
Исходная	490	495	445	863	445	325	312	250	348
Известково-коагулированная	140	148	125	101	190	138	111	118	107
Осветленная	110	121	120	90	180	125	109	116	106
Химочищенная	64,5	53	68	62	74	100	69	66	66
1997 г.									
Исходная	264	340	350	570	460	615	608	637	447
Известково-коагулированная	73	110	73	69,7	665	262	517	489	257
Осветленная	130	164	53	66,7	151	127	124	151	114
Химочищенная	53	60	36	52	102	99	106	110	104
1998 г.									
Исходная	1340	1300	845	2792	1528	1260	752	587	618
Известково-коагулированная	350	444	331	695	1020	397	402	372	287
Осветленная	93	85	110	189	342	162	230	155	93,8
Химочищенная	81	77,4	91	101	145	58	102	89	82,8
1999 г.									
Исходная	668	700	535	1104	1098	426	444	340	759
Известково-коагулированная	71ф	72ф	87ф	92ф	333	192	567	255	487
Осветленная	41	42	93	43	150	84	78	62	81
Химочищенная	36,5	52	67	36	124	54	67	46	59
2000 г.									
Исходная	585	527	483	794	610	455	515	1469	512
Известково-коагулированная	319	441	311	400	350	296	319	595	237
Осветленная	52	83	60	55	80,9	103	90	98	65
Химочищенная	49	56	44	40,5	63,3	67,4	62	81	60
2001 г.									
Исходная	440	511	442	1262	1038	525	306	360	403
Известково-коагулированная	350	305	382	496	451	333	194	172	171
Осветленная	57	83	68	55	88	83,5	67	54	53
Химочищенная	42	52	39	29	49	81,5	48	48	45

полного комплекса реконструкции. Из рис. 5 видно, что, даже несмотря на постоянно растущие цены на исходную воду и реагенты, в результате реконструкции снизилась себестоимость химочищенной воды.

Организация системы химико-технологического мониторинга на данной ТЭЦ, имеющей котлы среднего давления, не предусматривалась в ближайшей перспективе.

Эта задача решилась сама по себе по мере упорядочения работы ВПУ и повышения культуры эксплуатации на ТЭЦ в целом.

Система управления ВХР предусматривает установку минимального парка приборов автоматического химического контроля, в основном, кондуктометров: на линии питательной воды и насыщенных паров после каждого котла.

Управление продувкой предполагается по содержанию питательной воды в зависимости от нагрузки котла.

Технические решения, использованные на ВПУ Первоуральской ТЭЦ, положены в основу реконструкции действующих схем ВПУ на других электростанциях энергосистемы.

Реконструкция дымовых труб – гарантия надежной работы электростанций

Зайцев С. И., Пайков С. В., Вайсеров В. А., инженеры

АО Свердловэнерго

Дымовые трубы тепловых электростанций являются технологическими сооружениями, к которым предъявляются высокие требования по надежности и долговечности. Замыкаясь, как правило, на несколько котлоагрегатов и завершая собой технологический цикл сжигания топлива, дымовые трубы определяют, в конечном итоге, работоспособность всей ТЭС в целом.

Вывод дымовой трубы в ремонт или на реконструкцию приводит к снижению выработки электроэнергии и потере мощности ТЭС на длительный срок.

Современное состояние дымовых труб характеризуется четко прослеживающейся тенденцией к старению, интенсивному износу и снижению их эксплуатационной надежности. Этому способствует ряд факторов.

Основной причиной ухудшения состояния дымовых труб является их эксплуатация в непроектных режимах, связанных со значительным снижением температуры и объемов отводимых дымовых газов при уменьшении промышленных нагрузок. В результате смещения “точки росы” происходят усиленная конденсация отходящих дымовых газов, коррозия и разрушение материалов футеровки, образование пуховки, выход конденсата на наружную поверхность железобетонных стволов, размораживание и разрушение бетона дымовых труб, вплоть до сквозных отверстий.

В дымовых трубах, построенных по проектам, разработанным до 1964 г., применено однорядное армирование при расходе арматуры 50 – 60 кг/м³. Толщина стенок железобетонного ствола верхней части не превышает 180 мм. Теплоизоляция на высоту 30 – 40 м выполнена из просеянного котельного шлака или минераловатных матов (выше – воздушные зазоры). Футеровка (толщиной до 120 мм) – красный глиняный кирпич без торкретзащиты.

Минвата, по данным обследований, достаточно быстро теряет свои теплоизоляционные свойства, котельный шлак также склонен к самоуплотнению с уменьшением сопротивления теплопередаче и все это вместе с недостаточной газоплотностью футеровки, подверженной в отсутствие торкретзащиты усиленной коррозии, приводит к разрушению и отслоению защитного слоя бетона, обнажению и коррозии арматуры стволов дымовых труб. Разрушения бетона достигают глубины 60 – 140 мм, особенно в швах бетонирования, и даже ведут к образованию сквозных трещин. При этом любые дефекты бетона и арматуры в трубах с однорядным армированием несут большую опасность для надежности труб. Осо-

бенно интенсивно эти процессы разрушения происходят при мокрой очистке дымовых газов, что ярко проявилось на дымовых трубах № 1, 2 Первоуральской ТЭЦ АО Свердловэнерго.

В дымовых трубах с вентилируемым зазором вследствие неэффективности работы или поломок вентиляционного оборудования, при недостаточной газоплотности футеровки не достигается требуемого эффекта защиты железобетонного ствола. С течением времени в футеровке вследствие больших перепадов по температуре и давлению между вентзазором и внутренним пространством трубы возникают сквозные вертикальные трещины, футеровка деформируется, что ведет к еще более быстрому износу дымовых труб.

Во многих случаях повреждения дымовых труб предопределяются дефектами при выполнении швов бетонирования стволов и низким качеством возведения футеровки.

На предприятиях Свердловэнерго в эксплуатации находятся 34 железобетонные дымовые трубы, из которых 25 построены по проектам, разработанным до 1964 г., с футеровкой красным кирпичом. На 13 трубах имеется вентилируемый зазор между футеровкой и железобетонным стволом.

Для большинства дымовых труб, за исключением труб Рефтинской ГРЭС, Ново-Свердловской ТЭЦ и Артемовской ПОК, построенных за последние 30 лет, в той или иной степени характерны все перечисленные болезни и дефекты.

Основным направлением капитальных ремонтов и реконструкции дымовых труб в Свердловэнерго было принято усиление железобетонных стволов внешними железобетонными обоймами и частичная или полная замена футеровки из красного глиняного кирпича на цементном растворе на футеровку из кислотоупорного кирпича на кислотостойком растворе с обязательным покрытием футеровки замазкой на основе жидкого калиевого стекла с андезитовой мукой в качестве наполнителя. Указанный состав хорошо зарекомендовал себя при антикоррозионной защите газоходов.

Однако в ряде случаев, как например, на железобетонных трубах № 1, 2 (H = 100 м) Первоуральской ТЭЦ, в результате коррозии и разрушения железобетонной оболочки прочность бетона была снижена на 25 – 40%, что потребовало усиления стволов наружными железобетонными обоймами. Тем не менее, из-за низкой газоплотности футеровки, неэффективной работы вентустановок, в результате воздействия влажных дымовых газов (после мокрой очистки) железобетон стволы продолжал интенсивно разруша-

ться, и потому заменой футеровки и применением силикатной обмазки процесс разрушения железобетонных оболочек невозможно было остановить.

Поэтому, учитывая низкую прочность бетона стволов, незначительный межремонтный период футеровок с защитной силикатной замазкой (не более 10 лет), жесткие требования по срокам проведения реконструкции (в течение одного летнего периода), было принято решение о реконструкции труб с демонтажем футеровки и устройством внутренних газоотводящих стволов из титана по типу “труба в трубе”.

Данное решение обладает целым рядом преимуществ:

высокая стойкость титана (более 50 лет) к химической коррозии и абразивному износу вместе с высокой газоплотностью газоотводящего ствола обеспечивает возможность работы трубы при температуре отводимых газов ниже “точки росы” по SO_2 , SO_3 и H_2O ; полностью исключает воздействие агрессивных газов на железобетонный ствол и, как следствие, его разрушение;

газоотводящий ствол из титана имеет наименьшую массу по сравнению с другими конструкциями и материалами (сталь, стеклофалит и пр.), что значительно снижает нагрузки на железобетонный ствол при его ограниченной несущей способности. Кроме того, появляется возможность вести монтаж газоотводящего ствола укрупненными звеньями, что

ощутимо повышает производительность труда и сокращает время монтажа (позволяет проводить реконструкцию в течение одного летнего периода);

титан допускает устройство внутреннего ствола без дополнительного утепления его (в отличие от ствол из стали);

резко повышается надежность работы и увеличивается срок службы дымовой трубы, практически исключаются все виды ремонтов титанового ствола на протяжении всего периода эксплуатации. Появляется возможность в процессе эксплуатации следить из межтрубного пространства за состоянием конструкций и своевременно принимать необходимые меры по устранению возникающих дефектов.

На сегодня АО Свердловэнерго рассматривает конструкцию “труба в трубе” с установкой внутреннего газоотводящего ствола из титана (или низколегированных сталей) в существующие железобетонные оболочки как основную при реконструкции дымовых железобетонных труб, позволяющую исключить их разрушение, уменьшить расходы на обслуживание, увеличить межремонтные периоды, исключить аварийные простои, намного снизить затраты на ремонты и, в итоге, обеспечить долговечную надежную и безопасную эксплуатацию дымовых железобетонных труб.

По-настоящему экономическое преимущество титана проявится при расчете расходов на весь срок эксплуатации дымовой трубы.

АСУ ТП энергоблока 500 МВт Рефтинской ГРЭС

Грехов Л. Л., инж., Биленко В. А., канд. техн. наук, Деркач Н. Н., Гальперина А. И., Струков А. П., инженеры

Рефтинская ГРЭС – ЗАО Интеравтоматика

В 1997 г. на пылеугольном энергоблоке мощностью 500 МВт (№ 10) Рефтинской ГРЭС была осуществлена модернизация установленных при введении блока в эксплуатацию средств контроля и управления. Модернизированная АСУ ТП была реализована ЗАО Интеравтоматика на базе аппаратуры Teleperm MEXR фирмы Siemens [1]. Внедрение современной АСУ ТП позволило достичь принципиально нового для подобного типа российского энергетического оборудования уровня автоматизации, вполне сопоставимого с аналогичными зарубежными объектами. Прошедшие со времени внедрения 4,5 года эксплуатации новой системы полностью подтвердили правильность принятых решений, обеспечивших существенное повышение качества ведения технологических режимов и значительное улучшение условий работы эксплуатационного персонала.

Характеристики оборудования и исходной СКУ. Постановка задачи модернизации. Энергоблок № 10 (был введен в эксплуатацию в 1980 г.) включает: пылеугольный прямоточный котел П-57-111 ЗиО производительностью 1 650 т/ч на критические параметры свежего пара 25,5 МПа и 545°C и параметры промперегрева 3,92 МПа и

545°C с расчетным КПД брутто 92,2%; турбину К-500-240-2 ПОАТ “Харьковский турбинный завод” номинальной мощностью 500 МВт на давление и температуру свежего пара соответственно 24 МПа и 540°C с девятью нерегулируемыми отборами; генератор ТВМ-500 (Сибэлэктротяжмаш) мощностью 500 МВт, напряжением 36,5 кВ с тиристорным возбуждением и масляно-водяным охлаждением.

Котел имеет Т-образную компоновку с размещением конвективных поверхностей нагрева в двух симметричных опускных шахтах; 24 вихревые горелки установлены в два яруса на боковых стенах топки. Система пылеприготовления – индивидуальная, замкнутая, с восемью молотковыми тангенциальными мельницами, каждая из которых работает на три горелки. В качестве основного топлива предполагалось использовать экибастузский уголь, в настоящее время наряду с ним сжигаются угли других месторождений с существенно отличающимися характеристиками.

Исходная СКУ энергоблока состояла из логических устройств нижнего уровня УЛУ-1, защиты на базе УКТЗ (устройства комплексных технологических защит), аппаратуры регулирования “Каскад” и

информационно-вычислительной системы на основе комплексов М60 и М6000.

На энергоблоке был реализован стандартный для подобного оборудования уровень автоматизации. В типовом объеме введены защиты, блокировки, АВР. Включен в работу “штатный” объем регулирования: регуляторы питания, впрысков, уровней в ПВД, ПНД, деаэраторе и конденсаторе, другие простейшие регуляторы турбинного и вспомогательного оборудования, пусковые регуляторы давления перед ВЗ. Несмотря на ряд попыток, так и не был введен в эксплуатации наиболее важный комплекс регуляторов нагрузки, топлива, воздуха. Полностью отсутствовало пошаговое логическое управление. Таким образом, наиболее сложные и важные задачи управления: пуск, останов, изменение нагрузки, отработка топливных возмущений, в частности, такого сложного и часто имеющего место, как отключение (а затем включение в работу) пылесистемы, выполнялись практически вручную. Действия оперативного персонала осуществлялись через оборудование традиционного щита управления: мнемосхема, индивидуальное и избирательное управление (ключи, кнопки), показывающие и регистрирующие приборы, табло сигнализации.

Важным отличием организации управления энергоблоком № 10, как и других энергоблоков 500 МВт Рефтинской ГРЭС, являлся высокий уровень использования для улучшения действий оперативного персонала средств вычислительной техники. В рамках блочной информационно-вычислительной системы (ИВС) выполнялись расчеты основных показателей эффективности ведения режима, диагностики состояния металла поверхностей нагрева; была реализована функция контроля качества работы оперативного персонала с балльной оценкой его действий. Большинство этих задач было внедрено, как правило, впервые на электростанциях Советского Союза. Также на одной из первых на Рефтинской ГРЭС было осуществлено оптимальное распределение функций между ИВС блочного и станционного уровней, при котором на блоке выполнялись только задачи оперативного характера, необходимые для обеспечения текущей деятельности персонала, а большинство постоперативных задач, в частности, расчета отчетных технико-экономических показателей, были перенесены на общестанционный уровень ИВС.

К началу 1995 г., когда аппаратура контроля и управления проработала около 15 лет, появились серьезные проблемы в эксплуатации. Приборный парк устарел, многие приборы сняты с производства, отсутствовали запасные части к ним; не устраивал персонал станции низкий уровень автоматизации, существующий на блоке. По мере старения оборудования все больше снижалось качество работы блока. Ухудшалась надежность аппаратуры, увеличилось затраты на ее содержание.

Все это определило необходимость модернизации СКУ. Анализ возможных решений по модернизации, изучение характеристик современных ПТК привели к выводу о целесообразности полномасштабной

модернизации на базе единой современной АСУ ТП, в рамках которой решался бы весь комплекс задач контроля и управления энергоблоком, ранее реализуемых на разнообразных средствах. В то же время было решено, что проводимая модернизация практически не должна затрагивать периферийное оборудование АСУ ТП (датчики, исполнительные органы), а устанавливаемая АСУ ТП должна обеспечивать качественный интерфейс с этим оборудованием.

На основе конкурсного рассмотрения различных предложений была выбрана фирма ЗАО Интеравтоматика – совместное предприятие ВТИ, фирмы Siemens и ФГУП “ВО Технопромэкспорт”. Основными аргументами в пользу такого выбора явились:

использование современного ПТК Teleperm MEXR с высокими показателями работоспособности и надежности;

наличие положительного опыта эксплуатации данного ПТК на других энергетических объектах и планируемый (а впоследствии с 1998 г. и осуществленный) выпуск указанной аппаратуры в России – ТПТС51 во ВНИИА им. Духова [1];

готовность оказать весь спектр услуг по проектированию, поставке и наладке функциональных алгоритмов;

наличие специалистов, имеющих опыт разработки и внедрения цифровых систем управления на отечественном энергетическом оборудовании.

Основными задачами при создании модернизированной АСУ ТП были:

существенное повышение объема автоматизации и качества ведения технологических режимов;

изменение характера действий оперативного персонала за счет минимизации операций по непосредственному управлению оборудованием и переноса акцента на координацию работы автоматических устройств и оптимизацию режимов;

обеспечение высокой надежности функционирования аппаратуры управления и значительное снижение трудозатрат на ее обслуживание;

возможность развития системы, расширения ее функциональных возможностей после передачи в постоянную эксплуатацию.

Структура АСУ ТП и особенности ее аппаратной реализации. Общий объем контроля и управления энергоблоком приведен в [таблице](#).

Разработанная в соответствии с этими количественными данными структурная схема АСУ ТП энергоблока представлена на [рис. 1](#).

Нижний, контроллерный уровень включает в себя 16 шкафов аппаратуры Teleperm ME и реализует весь объем задач прямого цифрового управления: защит, блокировок, автоматического регулирования, логических алгоритмов первого уровня, пошаговых программ и отключаемых блокировок, всю предварительную обработку информации для решения задач оперативного контроля и управления и информационно-вычислительных задач.

Верхний уровень АСУ ТП – система оперативного контроля и управления и обработки информации OM650 – реализован на базе шины терминалов

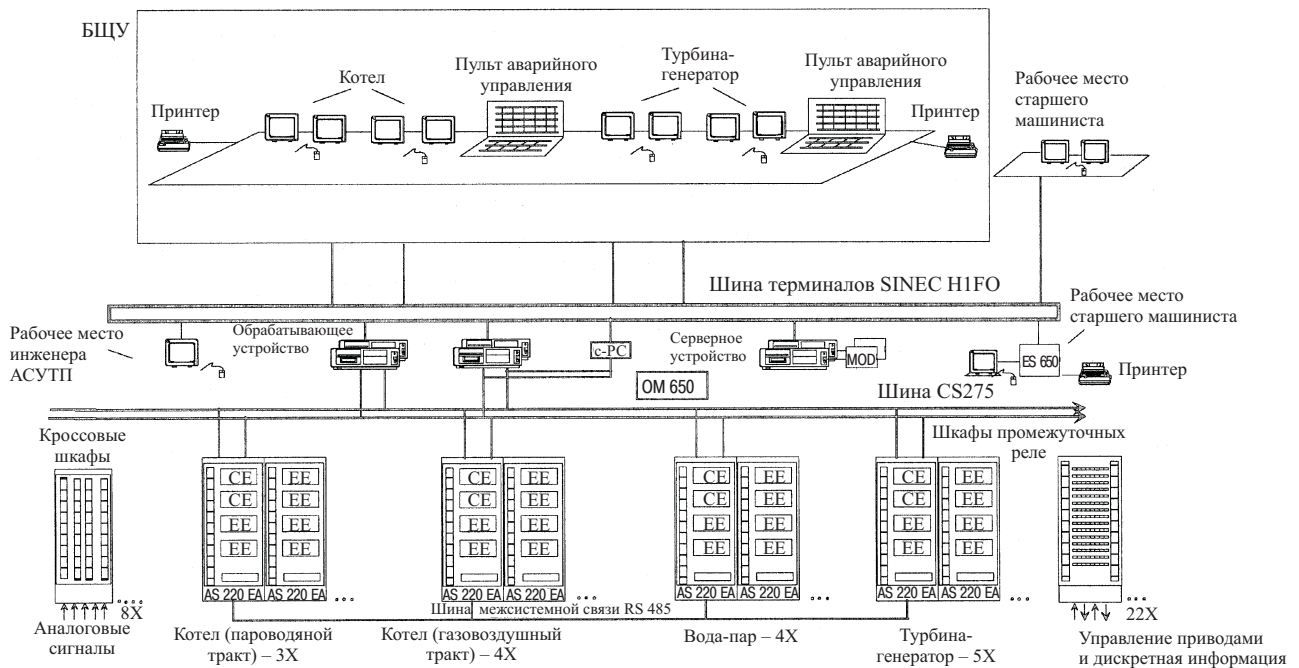


Рис. 1.

SINEC N1F0 (типа Ethernet), связывающей между собой операторские терминалы (ОТ), каждый из которых может обслуживать от одного до четырех видеомониторов; обрабатывающие устройства, служащие для передачи и обработки информации от контроллерного уровня, реализации краткосрочного архива и выполнения расчетных функций; серверное устройство, обеспечивающее также запись накопленной информации на магнитно-оптический диск (MOD). Всего в проекте использовано шесть ОТ (их конкретное применение изложено далее), два дублированных обрабатывающих устройства и одно дублированное серверное устройство.

Связь между нижним и верхним уровнями АСУ ТП осуществляется через магистральные шины CS275. Вначале была предусмотрена единая шина на всю систему, но опыт эксплуатации показал целесообразность ее разделения на две шины с целью уменьшения загрузки: одна – контроллерные шкафы котла, вторая – турбины, генератора и вспомогательного оборудования (“Вода-пар”). Для связи шин между собой использован шинный соединитель (bus-cou-

pler), в функции которого входит передача сигналов синхронизации точного времени шкафов контроллерного уровня и обеспечение связи обеих частей контроллерного уровня с инженерной станцией. Для передачи информации между шкафами контроллерного уровня, что необходимо для реализации алгоритмов, размещенных в различных шкафах (например, общеблочных защит, регуляторов, программ логического управления), служит системная шина RS485, объединяющая все шкафы контроллерного уровня. Такое разделение функций между шинами CS275 и RS485 позволяет обеспечивать независимость скорости обмена информацией, используемой для формирования алгоритмов управления, от объема информации связи между нижним и верхним уровнями АСУ ТП.

Оперативный контур управления реализован в виде восьми видеомониторов (по четыре на каждого машиниста: два терминала по два монитора). Из традиционных средств оставлено только минимальное число кнопок имитации срабатывания защиты и аварийного отключения ответственных механизмов, а

Объем контроля и управления энергоблоком

Технологическая зона	Входные и выходные сигналы АСУ ТП						
	Аналоговые унифицированные сигналы 0 – 5 мА/4 – 20 мА	Температурные сигналы	Дискретные сигналы	Регулирующие клапаны	Задвижки	Двигатели	Логические автоматы
Котел (пароводяной тракт)	81/-	274	14	40	36	-	13
Котел (топливоздушный тракт)	110/8	231	100	51	127	41	21
Турбина-генератор	227/86	218	250	20	116	54	21
Конденсатно-питательный тракт	155/32	152	62	51	206	28	29
Всего	573/126	875	426	162	485	123	84



Рис. 2.

также мозаичный пульт выполнения наиболее ответственных функций управления электротехническим оборудованием.

Никаких резервных ключей, показывающих приборов и обзорных мнемосхем мозаичного типа для управления технологическим оборудованием не предусмотрено. Фотография щита управления представлена на рис. 2.

Наряду с операторскими терминалами машинистов котла и турбины интерфейсные средства АСУ ТП установлены на рабочих местах начальника смены двух энергоблоков и инженера АСУ ТП. Старший машинист имеет в своем распоряжении один ОТ с двумя видеомониторами, используемыми обычно для supervisory контроля и оперативного и постоперативного анализа графиков и протоколов, в частности, для незамедлительного разбора аварийных и нестандартных ситуаций. На рабочем месте инженера, расположенном вне оперативного контура, размещена инженерная станция ES680 (еще две станции временно были поставлены только для процесса наладки) и ОТ с одним видеомонитором. ES680 обеспечивает весь объем функций по загрузке, хранению и коррекции программно-алгоритмической части проекта как верхнего, так и нижнего уровней АСУ ТП. ES680 является абонентом шины терминалов и через нее соединяется с любым из элементов OM650. Связь с контроллерным уровнем выполняется через компьютер связи, соединяющий шину терминалов с одной из шин CS275, а через bus-coupler – и со второй шиной.

При модернизации АСУ ТП энергоблока полностью демонтирована аппаратура, установленная в блоке щитового управления БЩУ: пульты, щиты и вспомогательные панели, панели регуляторов. В помещениях релейных щитов демонтированы шкафы УЛУ-1 (устройства логического управления), выполнявшие функции первого уровня управления и блокировок, и шкафы защит – УКТЗ.

Были сохранены все отечественные датчики технологических параметров, работавшие главным образом с выходными сигналами 0 – 5 мА, а также весь парк основного оборудования: запорные задвижки, регулирующие клапаны с бесконтактными тиристорными пускателями. В части датчиков были закуплены только датчики контроля факела мазутных форсунок и общего факела в топке, 10 типов датчиков электротехнических параметров, а также датчики указателей положения регулирующих клапанов. Датчики электрических параметров и контроля факела были поставлены фирмой Siemens, а датчики указателей положения закуплены у отечественных производителей. Все новые датчики имеют выходной сигнал 4 – 20 мА.

Остались без изменения сборки задвижек РТЗО с магнитными пускателями, а также комплектная трансформаторная подстанция собственных нужд 0,4 кВ и комплектное распределительное устройство 6 кВ с аппаратурой и приводами электродвигателей механизмов. После модернизации все схемы управления арматурой и двигателями работают с использованием существовавших ранее конечных выключателей и блок-контактов приводов. Применение аппаратуры Teleperm ME и OM650 вместе с панелями реле и промышленными клеммниками не только не потребовало увеличения площадей для их установки, но и высвободило помещения релейных щитов и вычислительной техники.

Ввод дискретной информации в Teleperm ME от существующих конечных выключателей и блок-контактов приводов на напряжении 220 В (АС и DC) производится через промежуточные реле. Поскольку контрольные кабели для этих цепей обычно не экранируются, а поставленные промежуточные реле связи имеют малые (около 1,5 Вт) мощности срабатывания, были приняты специальные меры по устранению влияния помех переменного тока на работу реле.

В большинстве случаев значение наведенного напряжения помехи больше напряжения отпускания используемых реле. Это привело бы к отказу управляемости исполнительных органов энергоблока. Влияние помех на реле устранялось с помощью подгрузочных сопротивлений, уменьшающих остаточное напряжение на реле до приемлемого уровня. В последующем, на других объектах были использованы для этих целей либо подгрузочные (резистор-емкость) RC-клеммы, либо RC-цепочки, устанавливаемые на платах вместе с реле. Это снижает выделяемую мощность на резисторах и тепловыделение в помещениях, где устанавливаются шкафы промреле.

Автоматическое управление. Высокая надежность ПТК, его широкие функциональные возможности позволили как существенно увеличить объем функций автоматического управления (пошаговые программы, сложные регуляторы), так и улучшить реализацию и упростить контроль за работой и обслуживание традиционных задач: защиты, блокировки (далее называемые неотключаемыми для отличия от широко используемых в проекте отключаемых

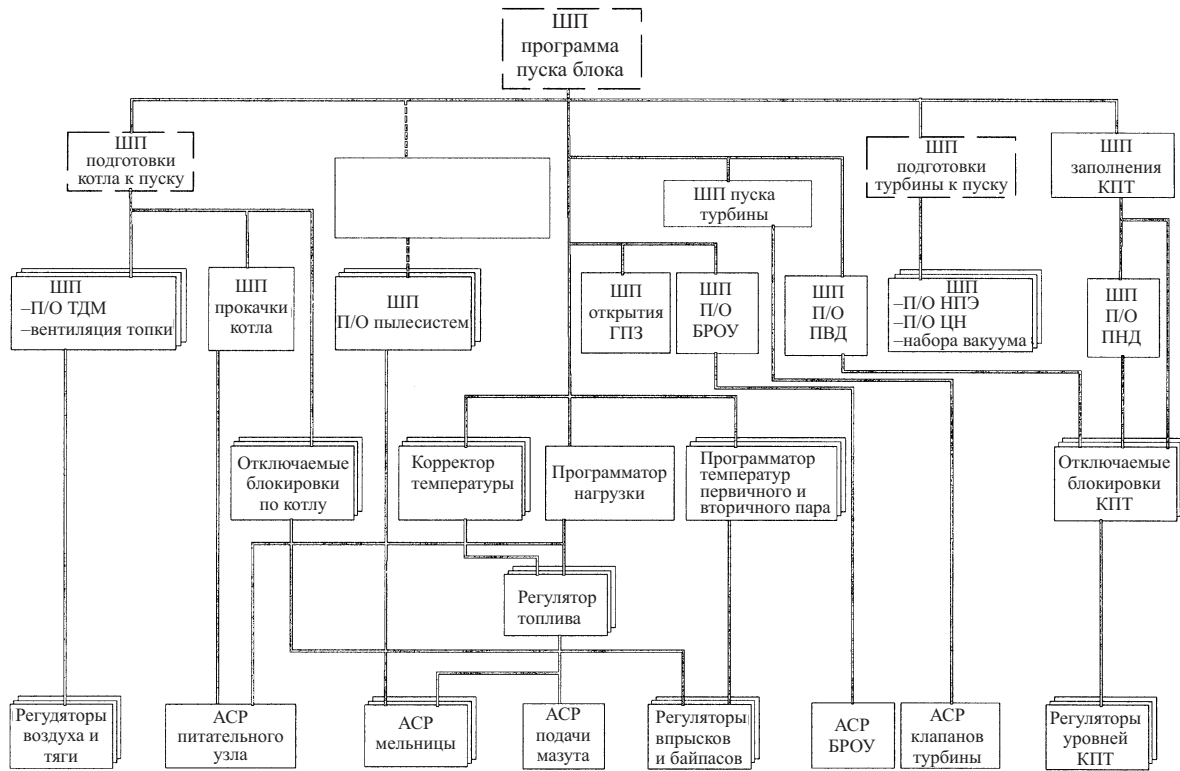


Рис. 3.

блокировок), простейшие регуляторы. Укрупненная алгоритмическая структура управления энергоблоком, охватывающая основные логические программы и узлы автоматического регулирования, представлена на рис. 3.

Защиты. Все защиты реализованы на базе дублированных функциональных модулей; для защит, требующих повышенного быстродействия, цифровая передача информации дублируется проводными соединениями. Везде, где это необходимо, предусмотрена автоматизация ввода-вывода защит и сигнализация их состояния. Вместо физических накладок предусмотрены виртуальные. Ввод-вывод виртуальных накладок, представление детальной информации о работе защит и их состоянии реализуется через специальные видеогаммы, оснащенные отдельным паролем. Предусмотрены также видеогаммы контроля действия защит, сгруппированные по функциональному принципу.

Автоматическое регулирование. Основной базой для обеспечения принципиально нового уровня автоматизации столь сложного объекта, как энергоблок с пылеугольным прямоточным котлом, оснащенный пылесистемой прямого вдувания, явилось обеспечение всережимной работы всего комплекса автоматических регуляторов блока (более 150). Было внедрено большое число новых, ранее неэксплуатировавшихся регуляторов, многие из которых являются практически основными для поддержания стабильного режима работы блока. Часть ранее внедренных регуляторов была существенно усовершенствована

как в части улучшения качества регулирования, так и с позиции расширения режимов эксплуатации.

Принципиально важным явилось внедрение нового комплекса регуляторов процесса горения и нагрузки котла:

- подачи угля и первичного воздуха в мельницу и схемы “переворота” при исчерпании диапазона подачи воздуха;

- суммарного топлива на полутопку с использованием сигнала по его калорийности и “переворотом” на расход питательной воды при исчерпании диапазона расхода топлива;

- температурной коррекции соотношения вода/топливо;

- общего воздуха с коррекцией по содержанию кислорода.

Подробно структурные схемы этих регуляторов и результаты их работы в нормальных и аварийных режимах приведены в [2]. Представленные там графики нормальной эксплуатации энергоблока за сутки, в течение которых происходили и плановое разгрузке-нагрузке, и отключение пылесистем, и 30%-ное изменение калорийности топлива, показывают, что при всех этих возмущениях клапаны впрысков оставались в диапазоне 40 – 60%, а отклонения O_2 не превышали $\pm 0,8\%$, что является достаточно хорошим показателем для пылеугольных котлов. Также вполне удовлетворительным оставалось качество регулирования основных параметров котла в представленных в статье режимах аварийной разгрузки энергоблока при отключениях дымососа и ПТН.

Основными решениями по автоматизации пусковых режимов в части автоматического регулирования явились:

- устройства программного изменения (программаторы) температур первичного и вторичного пара;
- регулятор и настроенный над ним программатор разворота турбины и дальнейший алгоритм управления ее клапанами в процессе пуска;
- программаторы нагружения и разгружения пылесистем (используемые, конечно, и в основном режиме);
- ввод “развязки” между регуляторами питания и давления среды перед встроенной задвижкой;
- регулятор сброса среды из растопочного сепаратора;
- автоматическая смена функций между регуляторами уровней в конденсаторе и деаэраторе;
- программаторы расходов питательной воды при прокачке котла.

Достигнутые результаты получены за счет использования таких методов обеспечения качественной работы сложных многосвязных регуляторов во всем диапазоне режимов, как:

- реализация различных методов развязки между взаимосвязанными контурами регулирования;
- структурные перестроения, включая “переворот”;
- автоматическая смена функций;
- использование ПИД-закона регулирования;
- применение расчетных показателей, например, энтальпии пара;
- непрерывная и дискретная автоподстройка параметров настройки.

Логическое управление. Реализованы все блокировки, предусмотренные в теплотехнической части проекта, а также в полном объеме – управление схемой собственных нужд 6 и 0,4 кВ с блокировками, автоматическим включением резерва и управление системой возбуждения генератора.

Наряду с традиционными неотключаемыми блокировками и АВР в АСУ ТП энергоблока реализовано большое число, так называемых, отключаемых блокировок – логических алгоритмов (часто достаточно сложных), оснащенных виртуальными ключами ввода-вывода, что позволяет значительно упростить наладочные работы и режимы эксплуатации. В число отключаемых блокировок по котлу входят логические программы: открытия встроенных задвижек и дроссельных клапанов подачи пара из растопочного узла в пароперегреватель, управления узлом растопочного сепаратора, управления задвижками и клапанами в линиях впрысков и байпасов. В части турбины это, в первую очередь, программы управления работой регуляторов уровней, в частности, управления упомянутой ранее сменой функций между регуляторами уровней в конденсаторе и деаэраторе. Особую роль среди отключаемых блокировок сыграл уже упомянутый автомат аварийной разгрузки блока, обеспечивающий снижение его нагрузки при отключениях основных механизмов: дутьевого вентилятора, дымососа, ПТН.

Основное значение в автоматизации дискретных операций на блоке и тем самым достижении современного уровня автоматизации пуско-остановочных режимов имело широкое внедрение ранее не используемых на ГРЭС пошаговых программ. Как видно из рис. 3, пошаговое логическое управление (ШП – шаговая программа) используется на разных уровнях иерархической структуры. На основе шаговой логики реализованы и программы пуска-останова отдельных механизмов: тягодутьевых машин, циркуляционных насосов, НПЭ; более сложные программы пуска-останова пылесистемы, вентиляции топки, открытия ГПЗ, и наконец, управление такими сложными процессами, как прокачка котла, заполнение конденсатно-питательного тракта, набор вакуума, пуск-останов ПВД и ПНД. Особое место в ряду пошаговых программ занимает программа пуска турбины, обеспечивающая автоматизацию пуска практически из любого теплового состояния, что достигается широко разветвленной логической структурой, учитывающей разнообразие возможных режимов.

Внедрение предусмотренных проектом (пунктир на рис. 3) пошаговых программ верхних уровней: подготовки котла и турбоустановки к пуску и координирующей программы пуска блока, пока не осуществлено, частично, из-за отсутствия настоятельной необходимости в их использовании. Применение шаговой логики для управления столь важным оборудованием нижнего уровня, как мазутная горелка, проектом не предполагалась из-за необходимости использования при ее розжиге, в основном, ручных операций.

Интерфейс оператора. *Дистанционное управление* основным технологическим оборудованием и узлами автоматизации проводится через мониторы путем вызова на экран виртуальных блоков ручного управления исполнительными органами и алгоритмами. Исключение составляют только ключи управления выключателем генератора и его синхронизации. Для этих ключей и показывающих приборов главной электрической схемы генератора, цепей возбуждения и колонки синхронизации предусмотрен отдельный мозаичный пульт управления.

Проектом предусмотрен также мозаичный пульт аварийного управления. Здесь установлены два типа ключей, один из которых обеспечивает “мягкий” режим останова оборудования через соответствующие алгоритмы технологических защит, а другой непосредственно воздействует на исполнительные органы: стопорные клапаны турбины, соленоиды клапанов мазута, органы подачи пылеугольного топлива, а также управляет маслонасосами смазки турбины.

Видеограммное обеспечение. К видеограммному обеспечению – основному элементу связи оператора энергоблока с технологическим оборудованием – предъявляются особые требования. От полноты их выполнения зависят эффективность управления, обеспечение операторов энергоблока полной информацией о состоянии оборудования и возможностью своевременного вмешательства в процесс управления.

К главным требованиям относятся:

полнота представления обзорной информации по блоку в целом и по каждому функциональному узлу; возможность получения как обобщенной, так и детальной информации;

простота и скорость перехода к требуемой видеопрограмме;

быстрая реакция системы на команды оператора.

ОМ650 во взаимодействии с нижним уровнем управления при разработанной структуре видеопрограмм обеспечила выполнение указанных требований. Это позволило операторам энергоблока вести эффективное управление во всех режимах работы энергоблока только через мониторы при среднем времени от подачи команды до подтверждения ее прохождения не более 1 с. Возможность вызова на видеопрограммы по команде оператора окон управления, расширенных окон и масок управляемых объектов с разрешающими условиями и командными воздействиями позволяет оператору легко ориентироваться в текущей ситуации и выполнять необходимые действия.

Особое внимание обращалось на проблему сигнализации. Сигнализация отклонений работы оборудования не должна отвлекать оператора дублированными или постоянно висящими сигналами с остановленного оборудования. С этой целью для каждого сигнала проведены проверка логики его появления, уточнение статуса и текстовых сообщений. Регулярным анализом последовательности сигнализации при пусковых режимах, в режимах останова блока выявлена излишняя сигнализация и разработаны алгоритмы ее подавления. Протокол сигнализации, куда выводится вся информация об отклонениях режима и происходящих изменениях в технологических схемах, а также о нарушениях в работе средств и алгоритмов АСУ ТП, является одним из основных типов информации, который каждый из операторов энергоблока всегда оставляет на одном из мониторов своей зоны управления.

Дополнительную информацию обеспечивают специализированные видеопрограммы состояния технологических защит, структурных схем регуляторов, пошаговых программ управления, а также результатов технико-экономических расчетов. При наладочных работах и анализе пред- и послеаварийных ситуаций значительную помощь оказывают видеопрограммы с графиками процессов и гистограммами.

Архивирование и протоколирование. Гибкая система построения архивов позволила заметно увеличить объем автоматически регистрируемой и сохраняемой аналоговой и дискретной информации при всех режимах работы энергоблока. В связи с этим теряет актуальность специальная функция регистрации аварийных ситуаций, которая позволяла анализировать состояние объекта в предаварийных режимах и во время развития аварии. Наличие постоянной архивации сигналов дало возможность использовать сохраняемую информацию и для регистрации и анализа аварий. Подобное решение позволяет также анализировать переходные процессы на объекте

управления, качество и устойчивость работы регуляторов. Это значительно облегчает работу наладчиков и эксплуатационного персонала всех цехов электростанции.

Информационно-вычислительные задачи. В целом, постановка и содержание расчетных задач, выполняемых в рамках прежней ИВС, остались без изменения. Существенно изменилась лишь их реализация. Вся обработка информации: контроль достоверности, формирование комбинированных сигналов – были перенесены на контроллерный уровень и в большей части объединены с обработкой сигналов для других задач. С учетом глубокой аппаратной и алгоритмической диагностики входной информации, используемой в функциональных модулях контроллерного уровня, удалось существенно повысить представительность используемых при расчетах данных. Была также значительно снижена цикличность расчета: от 15 мин до 30 с.

Наладка и эксплуатация АСУ ТП. Наладка основного объема существенно функционально расширенной АСУ ТП была произведена в достаточно короткие сроки. Первые пуски энергоблока после реконструкции были осуществлены в последних числах июля 1997 г., а уже в начале сентября того же года АСУ ТП была передана в опытно-промышленную эксплуатацию. За этот короткий период “горячей” наладки (сопровожаемый, кроме того, целым рядом простоев оборудования по технологическим причинам) наряду с сохранением исходного объема автоматизации был введен в эксплуатацию ряд новых регуляторов: пылесистем, разворота турбины, питательного узла при пуске, а также большая группа пошаговых программ: пуска-останова различных механизмов и пылесистем, прокачки котла, заполнения конденсатно-питательного тракта, вентиляции топки, набора вакуума. В период опытно-промышленной эксплуатации АСУ ТП с сентября по ноябрь 1997 г. до передачи ее в гарантийную эксплуатацию был налажен, в основном, весь остальной объем алгоритмов управления. В дальнейшем по мере накопления опыта эксплуатации с учетом необходимости обеспечения работы автоматики в разнообразных режимах эксплуатации оборудования проводилась доводка наиболее сложных алгоритмов, таких, как программа пуска паровой турбины и пуска-останова ПВД, программаторы температур первичного и вторичного пара, схема “переворота” при возникновении различных вариантов ограничений по суммарному расходу топлива.

Прошедшие после окончания наладки более чем четыре года эксплуатации подтвердили правильность найденных решений. Преобладающее большинство внедренных алгоритмов, в том числе, наиболее ответственные и сложные, постоянно находятся в эксплуатации. Все пуски блока проводятся с обязательным использованием программ пуска турбины, ПВД, ПНД, других пусковых программ, программаторов температуры, всего комплекса пусковых регуляторов. Любые изменения нагрузки в рабочем диапазоне осуществляются одним действием

оператора: установкой задатчика нагрузки – суммарного расхода воды в требуемое конечное положение. Качественно обрабатываются без вмешательства оператора отключения пылесистем и несколько других ограничений по подаче топлива. Многократно происходила при отключениях тягодутьевых машин аварийная разгрузка блока с полностью приемлемым качеством поддержания основных параметров.

За прошедшие годы проводилось усовершенствование системы. Было произведено уже упомянутое разделение магистральной шины; установлена более поздняя (пятая по сравнению с третьей, реализованной при внедрении) версия программного обеспечения ОМ650, решившая проблему 2000 г. и обеспечившая целый ряд новых возможностей, в особенности, в части реализации расчетных задач и связи с внешними цифровыми системами. Был внедрен ряд новых алгоритмов управления: регулятор реактивной мощности, корректор частоты сети, управление узлом охлаждения главного трансформатора, учет работы электрооборудования на стороне 500 кВ на повышенном напряжении. Введена в эксплуатацию шаговая программа автоматической проверки импульсной части защит.

Проведенная модернизация АСУ ТП позволила существенно улучшить качество эксплуатации энергоблока. Повысилось качество поддержания технологических параметров в режимах рабочих нагрузок, регулярно соблюдаются все нормативные пусковые показатели. Использование средств АСУ ТП позволило оптимизировать графики пусковых режимов. И сейчас многие режимные зависимости, определенные на блоке № 10 (графики изменения температур, последовательность действий по пуску турбины и ПВД, другие рекомендации), используются в виде функции советчика оператора в ИВС других энергоблоков 500 МВт ГРЭС.

Выводы

1. На пылеугольном энергоблоке 500 МВт № 10 Рефтинской ГРЭС осуществлена первая в России модернизация системы контроля и управления крупно-

го энергоблока с установкой полномасштабной АСУ ТП, реализующей весь объем функций контроля и управления.

2. В результате модернизации существенно увеличен объем автоматизации: практически полная автоматизация режима рабочих нагрузок; автоматизация всех сложных и ответственных этапов пуска и останова энергоблока. Это позволило впервые в российской энергетике обеспечить возможность полного контроля и управления энергоблоком во всех режимах его работы только через видеомониторы без использования резервных традиционных средств.

3. Результаты работы показали возможность достижения на крупном отечественном энергоблоке при сохранении практически в полном объеме исходного периферийного оборудования (датчиков, аппаратуры, исполнительных органов) принципиально нового уровня автоматизации, вполне сопоставимого с лучшими зарубежными аналогами.

4. Более чем четырехлетний опыт применения новой АСУ ТП подтвердил справедливость разработанных и реализованных в процессе наладки разнообразных, часто достаточно сложных алгоритмов управления и обработки информации. Кроме того, в процессе эксплуатации осуществлялось развитие системы как в части аппаратного и программно-алгоритмического усовершенствования средств АСУ ТП, так и в части внедрения новых алгоритмов управления. Полученные на энергоблоке № 10 усовершенствования технологической организации пусковых режимов переносятся на другие блоки 500 МВт с реализацией их в виде функции советчика оператора.

Список литературы

1. *Перспективы* применения на российском рынке технических средств фирмы Siemens для автоматизации теплоэнергетического оборудования / Лыско В. В., Сви́дский А. Г., Бармаков Ю. Н. и др. – Теплоэнергетика, 1997, № 10.
2. *Разработка* и внедрение систем регулирования основных параметров котла в составе АСУ ТП энергоблока 500 МВт Рефтинской ГРЭС / Биленко В. А., Деркач Н. Н., Микушевич Э. Э., Никольский Д. Ю. – Теплоэнергетика, 1999, № 10.

Опыт внедрения АСКУЭ потребителей

Лесняк С. Г., Молчан О. Д., Жданов Д. Г., Федотов П. Б., инженеры

Свердловэнергобыт

Становление рыночных отношений в России привело к обострению проблемы взаимного доверия в сфере расчетов между поставщиками и потребителями энергоресурсов. Введение реальных цен на энергоресурсы существенно увеличило их долю в себестоимости продукции и обусловило более внимательное отношение к их учету со стороны как потребителей, так и поставщиков. Возрос интерес к проблеме минимизации потерь энергоресурсов как в части технических, так и в части коммерческих потерь.

В сфере сбыта электроэнергии эти вопросы в значительной степени могут быть решены совершенствованием существующей системы учета, в частности, внедрением автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ).

С целью упорядочения процесса создания и внедрения АСКУЭ у потребителей Свердловской обл. в дополнение к общеизвестным документам, регламентирующим отношения в сфере производства и сбыта электроэнергии, на территории области действуют следующие документы:

решение Областной энергетической комиссии № 45 от 2/VI 1999 г. “О внедрении автоматизированных систем контроля и учета электрической энергии (АСКУЭ)”;

“Временный порядок создания коммерческих автоматизированных систем контроля и учета энергии и мощности (АСКУЭ) на предприятиях – потребителях электрической энергии на территории Свердловской области”, утвержденный решением региональной энергетической комиссии № 70 от 15/III 2001 г.;

“Перечень параметров электропотребления, вычисленных локальными коммерческими АСКУЭ потребителей, подлежащих передаче в электроснабжающую организацию электронными средствами”, утвержденный главным инженером ОП Свердловэнергобыт 11/II 1999 г.

Внедрение АСКУЭ является взаимовыгодным мероприятием как для потребителя, который получает возможность снизить величину платежей за потребленную электроэнергию и мощность вследствие платы только за фактически используемую максимальную мощность и повышения оперативности и достоверности контроля за собственным потреблением, так и для энергоснабжающей организации за счет более действенного контроля за потреблением клиента, исключая случаи неоплаченного превышения заявленного максимума нагрузки, и за счет сокращения времени оборота денежных средств вследствие повышения оперативности поступления расчетных данных от клиента.

Поэтому недостаточность темпов внедрения АСКУЭ в пределах Свердловской обл. объясняется только отсутствием у ряда предприятий свободных средств для проведения реконструкции существующих систем учета или боязнью недобросовестных потребителей излишней “прозрачности” их потребления при внедрении АСКУЭ.

Подразделениями ОП Свердловэнергобыт проводится организационно-методическая и консультационно-техническая работа среди предприятий потребителей по вопросам совершенствования учета электроэнергии, в том числе и за счет создания и внедрения АСКУЭ в энергохозяйствах предприятий.

На сегодня внедрены коммерческие АСКУЭ и по ним ведутся коммерческие расчеты на пяти промышленных предприятиях, для пяти предприятий разработана техническая документация и на них начаты монтажно-наладочные работы АСКУЭ.

В режиме технического учета эксплуатируется АСКУЭ 35 потребителей.

На пяти предприятиях начаты, но прекращены работы по внедрению АСКУЭ.

Работа с потребителями по оптимизации системы учета проводится начиная со стадии постановки задачи о создании АСКУЭ и заканчивается приемкой АСКУЭ в промышленную эксплуатацию.

На стадии постановки задачи потребителю предоставляется информация о технических требованиях, выполнение которых обязательно при создании АСКУЭ, о наличии на рынке приборов сертифицированных средств учета и о имеющемся опыте разра-

ботки и внедрения АСКУЭ предприятиями-потребителями.

На стадии разработки осуществляется методическая помощь в разработке технического задания, на стадии согласования – контроль полноты и достоверности учета электроэнергии и соответствия его договорным отношениям.

В дальнейшем, на стадиях разработки проектной документации и монтажа системы проводится контроль за соответствием технических решений требованиям ТЗ и оказывается техническая помощь в организации монтажа и наладки коммерческой части системы.

На стадии опытной эксплуатации отслеживаются особенности работы средств учета в условиях предприятия-потребителя, на основании чего составляется акт о готовности системы к метрологическим испытаниям.

На стадии приемки системы на коммерческий учет ведется проверка полноты технической документации, достаточности объема опытной эксплуатации, соответствия системы требованиям Госстандарта, производится пломбирование элементов системы и составление акта приемки ее на коммерческий учет.

Учитывая опыт внедрения и эксплуатации АСКУЭ, а также на основе требований к коммерческим системам учета, приведенных в соответствующих нормативных документах, определены следующие основные критерии оценки и выбора технических средств для АСКУЭ:

- обязательное наличие сертификата об утверждении типа средств измерений и сертификата соответствия требованиям электробезопасности, сертификаты могут быть оформлены как на систему в целом, так и на отдельные компоненты (устройства сбора данных, телефонные и радиомодемы, радиостанции, пакеты для обработки данных учета и программы-драйверы устройств приема – передачи данных);

- современная отечественная и зарубежная микропроцессорная элементная база устройств сбора данных (УСД);

- модульный принцип построения комплекса технических средств;

- высокая степень заводской готовности комплекса технических и программных средств к вводу системы в действие, исключая всякие, даже незначительные, аппаратные доработки устройств на месте установки;

- полная аппаратная и программная совместимость УСД с интеллектуальными счетчиками электрической энергии “Альфа” (АВВ) и другими аналогичными счетчиками;

- возможность аппаратного и программного развития и наращивания системы по мере увеличения точек учета и расширения круга решаемых задач по обработке информации об электропотреблении на предприятии;

- высокая степень защиты коммерческой информации от несанкционированного доступа непосредственно в УСД (пломбирование корпуса, клеммников и

разъемов, защита паролями от корректировки расчетных коэффициентов счетчиков, часов астрономического времени и других констант и параметров настройки, невозможность любой корректировки измеренных и вычисленных параметров электропотребления, фиксация в энергонезависимой памяти УСД даты и времени нескольких последних корректировок вводимых переменных и любых других попыток модификации содержащей в УСД информации);

глубина хранения в УСД измеряемых и расчетных параметров электропотребления по измерительным каналам-группам – не менее 45 сут.;

время сохранения ретроспективной информации по учету энергии, задаваемых констант и параметров в энергонезависимой памяти УСД при отключенном внешнем питании – не менее 5 сут.;

возможность работы системы в двух режимах – в режиме оперативного контроля энергии и мощности (по трехминутным и пятиминутным интервалам усреднения учтенной энергии с одновременной передачей данных в темпе измерений в персональный компьютер верхнего уровня системы) и режиме коммерческого учета (по получасовым, суточным и месячным интервалам, в киловатт-часах и в эквивалентах показаний счетных механизмов счетчиков);

наличие на панели управления УСД цифро-буквенного индикатора и клавиатуры, позволяющих считывать всю накопленную информацию об энергопотреблении, а также вводить и контролировать назначаемые параметры непосредственно на месте установки УСД;

возможность автоматической радиокоррекции астрономического времени в УСД;

автоматический перевод часов УСД при переходе на зимнее и летнее время и связанная с этим коррекция учетных показателей.

Прикладное программное обеспечение системы оценивается по следующим основным показателям:

1) наличие в составе программного обеспечения основных компонентов:

комплекс программ, обеспечивающих передачу данных из УСД в персональный компьютер верхнего уровня системы, ведение журналов учета электрической энергии, контроль отдачи электроэнергии и мощности субабонентам, предъявление информации о потреблении электроэнергии, контроль показаний электрических счетчиков, предъявление информации в графическом виде;

комплекс программ, автоматизирующих анализ и прогнозирование режимов электропотребления;

комплекс программ, обеспечивающих информационно-справочное обслуживание пользователя;

комплекс программ, обеспечивающих диалоговый интерфейс персонала с ПЭВМ;

2) функциональные возможности:

возможность просмотра параметров настройки системы;

возможность вывода информации на печать по запросу;

возможность вывода информации по эквивалентам текущих показаний счетных механизмов электросчетчиков и показаний за любой расчетный период, кратный суткам или месяцу;

возможность ведения реестра счетчиков с указанием типа счетчика, заводского номера, даты последней поверки и т.п.;

систему защиты от несанкционированного доступа к информации;

расчет по суточному графику потребления электроэнергии значения коэффициента заполнения (отношения максимальной усредненной мощности за 30-минутный интервал к средней суточной);

генерирование выходных форм отчетов с возможностью редактирования и хранения в базе данных;

возможность отображения и распечатки информации в графической форме (графики, диаграммы, гистограммы);

выдачу информации по запросам в локальную сеть предприятий, возможность передачи информации по модемной связи в ОП Свердловэнергообл;

возможность экспорта данных в стандартные системы управления базами данных;

возможность работы в локальной сети предприятия;

3) открытость программного обеспечения верхнего уровня системы, возможность его развития и модернизации.

Кроме перечисленных основных критериев оценки технических и программных средств АСКУЭ, при ее выборе должны учитываться:

репутация предприятия – разработчика и производителя системы;

гарантийные обязательства разработчика и изготовителя;

полнота представляемой технической документации (технические условия, технические описания и инструкции по эксплуатации, подробное описание программного обеспечения, инструкции пользователей, рекомендации по проектированию и развертыванию системы и т.д.);

наличие готовых методик метрологической поверки отдельных компонентов и системы в целом;

ремонтпригодность технических средств и другие эксплуатационные характеристики;

наличие системы сервисного обслуживания;

сроки поставки системы;

опыт эксплуатации системы (или КТС) в других энергосистемах и предприятиях потребителей.

Внедрение коммерческих систем у промышленных потребителей сдерживается отсутствием региональных законодательных актов, подтверждающих взаимную выгоду энергоснабжающей организации и потребителя при внедрении АСКУЭ.

Проведение работ в соответствии с приведенными принципами позволяет существенно сократить трудности, возникающие в процессе разработки и внедрения коммерческих АСКУЭ потребителей, и провести процесс внедрения в приемлемые для обеих сторон сроки.

Сравнительные испытания счетчиков электрической энергии

Алексеев А. А., канд. техн. наук, Суворов А. А., инж., Шелюг С. Н., канд. техн. наук,
Молчан О. Д., Исаков С. Г., инженеры

Уральский государственный технический университет – Свердловэнергосбыт Свердловэнерго

В настоящее время в составе систем учета электрической энергии на хозяйственных объектах Российской Федерации находятся в эксплуатации трехфазные и однофазные счетчики активной энергии и трехфазные счетчики реактивной энергии различных систем, типов и конструктивного исполнения [1, 2]. По различным оценкам количество эксплуатируемых однофазных электросчетчиков составляет порядка 44 млн. шт. Подавляющее большинство находящихся в эксплуатации однофазных счетчиков активной энергии – это счетчики индукционной системы. Следующая по численности – группа электронных счетчиков. Также в эксплуатации находится небольшое количество сравнительно недавно появившихся на рынке цифровых однофазных счетчиков.

В современных условиях приобрела актуальность проблема коммерческой составляющей потерь электроэнергии, немалую долю которой занимают потери, вызванные неточным учетом электрической энергии и хищениями электрической энергии в сетях 0,4 (0,22) кВ. По оценкам специалистов потребление электроэнергии в коммунально-бытовом секторе экономики в различных регионах России достигает до 30% общего электропотребления и наблюдается тенденция увеличения доли бытового потребления, особенно в крупных населенных пунктах. По имеющимся данным [3] в коммунально-бытовом секторе потребление электроэнергии увеличилось за 8 лет с 1990 по 1998 г. на 21,5 млрд. кВт·ч (на 12,4%). Потребление электроэнергии на душу населения снизилось с 7255 кВт·ч/чел. в 1990 г. до 5501 кВт·ч/чел. в 1998 г.

Невысокая точность измерений электрической энергии связана в том числе и с тем, что поверка счетчиков производится в соответствии с требованиями ГОСТ 30207-94 (МЭК 1036-90) при практически синусоидальных формах кривых напряжения и тока, в то время как проводившиеся авторами измерения показателей качества электрической энергии показывают, что в бытовых сетях наблюдаются значительные искажения синусоидальности формы кривой тока и напряжения (до 60% и 15% соответственно). В связи с этим большое значение имеет точность измерений электрической энергии средствами учета в условиях искажения формы тока и напряжения, близких к реальной электромагнитной обстановке в сетях общего назначения.

Для оценки точности измерений электроэнергетики при различных видах нагрузки были проведены сравнительные испытания однофазных счетчиков активной энергии. В испытаниях участвовали шесть групп электросчетчиков различных систем:

СОИ-Е73С, СО-И449М1, СОИ-Е73СД – индукционные счетчики;

электронные счетчики СЭТ1-1, ЦЭ6807Б-1;

цифровые счетчики “Альфа” А100.

Каждая из групп содержала по три счетчика соответствующего типа, конструктивного исполнения и марки. Класс точности испытываемых индукционных и электронных счетчиков – 2,0; цифровых – 1,0.

Настоящая работа посвящена исследованию влияния искажений формы кривой тока и напряжения на точность учета. Испытания проводились шестью сериями. Условия и результаты испытаний I, II и III серий подробно описаны [4].

При проведении экспериментальных исследований использовалась активная нагрузка. В качестве переменных сопротивлений нагрузки применялись нагрузочные устройства с $\cos \varphi \approx 1$. Все эксперименты производились при синусоидальном напряжении питания, соответствующем требованиям ГОСТ 13109-97. Регистрация показаний производилась при снятой нагрузке одновременно со всех групп счетчиков. Для оценки результатов, согласно [5 – 7], использовались средние по выборке значения энергии, учтенной счетчиками соответствующего типа. Точность учета оценивалась по относительному отклонению показаний электронных и цифровых счетчиков от соответствующих показаний счетчиков индукционной системы по следующему выражению:

$$\Delta_{\text{эл(цифр)}} = \frac{\overline{W}_{\text{инд}} - \overline{W}_{\text{эл(цифр)}}}{\overline{W}_{\text{инд}}} \cdot 100\%,$$

где $\overline{W}_{\text{инд(эл, цифр)}}$ – средние значения показаний счетчиков соответствующего типа.

Выбор счетчиков индукционной системы в качестве базовых обусловлен тем, что как у нас в стране, так и за рубежом основную массу счетчиков в бытовом секторе составляют индукционные, и, скорее всего, эта тенденция в ближайшие годы сохранится.

Серия испытаний IV. Испытания проводились при практически синусоидальной кривой напряжения и гармонических искажениях формы

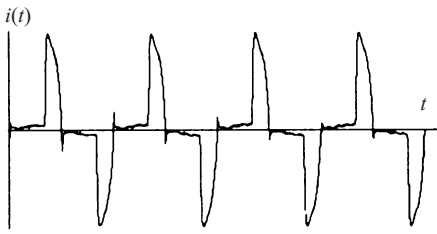


Рис. 1. Форма кривой тока в серии испытаний IV ($K_I = 86\%$)

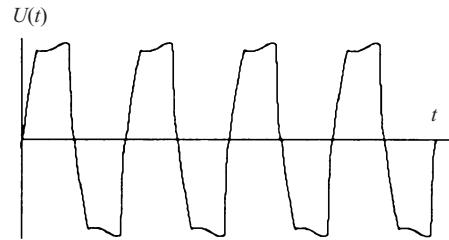


Рис. 2. Форма кривой напряжения в серии испытаний V ($K_U = 20\%$)

кривой тока нагрузки (рис. 1), характерных для бытовой и офисной техники, снабженной, так называемыми, импульсными блоками питания (ИБП). В экспериментах использовались нагрузки мощностью 1800 и 3000 В·А.

Отклонения средних показаний составили в зависимости от мощности нагрузки от 2,77 до 3,85% для электронных счетчиков и от 3,79 до 4,34% для цифровых счетчиков.

Серия испытаний V. Испытания проводились при практически синусоидальной форме кривой тока и значительных искажениях кривой напряжения (рис. 2, коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения составлял $K_U \approx 20\%$).

В данных условиях отклонения средних значений энергии не превышали 1,5% для электронных счетчиков и 1,75% для цифровых счетчиков.

Серия испытаний VI. Испытания проводились при сочетании искаженной формы кривой напряжения и искаженной формы кривой тока. Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения во всех опытах составлял $K_U \approx 20\%$. Коэффициент искажения синусоидальности кривой тока варьировался от 3 до 55%. Формы кривых тока при различных коэффициентах искажения синусоидальности кривой тока показаны на рис. 3.

После обработки экспериментальной информации по серии испытаний VI были получены результаты, показывающие, что в условиях несинусоидальности напряжения при наличии гармонических искажений тока нагрузки относительные отклонения от средних показаний индукционных счетчиков, в зависимости от коэффициента искажения кривой тока, могут изменяться в пределах от 1,46% до 3,86% для группы счетчиков электронной системы, для цифровых электросчетчиков диапазон изменения отклонений показаний составляет от 1,73% до 4,33% соответственно. На рис. 4 приведена графическая иллюстрация результатов.

Приведенные далее выводы могут быть распространены только на те типы счетчиков, которые были представлены на испытания.

Заключения по сериям испытаний I, II, III даются для условий синусоидальности напряжения на входе экспериментальной установки, удовлетворяющих требованиям ГОСТ 13109-97.

1. При синусоидальных токах нагрузки счетчики различных типов обеспечивают примерно равную точность учета электрической энергии, отклонения показаний находятся в пределах класса точности.

2. При наличии гармонических искажений кривой тока нагрузки при условии симметрии сигнала по току относительно нуля (иначе, нулевом среднем значении тока за период) счетчики различных типов также работают в заданном классе точности.

3. При наличии в составе нагрузки нелинейной составляющей у подвергавшихся испытаниям счетчиков электронной системы наблюдается значительное занижение показаний по сравнению с показаниями цифровых и индукционных счетчиков. Предположительно, такие отклонения связаны с наличием в конструкции участвовавших в испытаниях электронных электросчетчиков встроенных трансформаторов тока, не пропускающих постоянную составляющую тока, что приводит к регистрации неполного объема энергии, проходящей через электросчетчик.

Подвергавшиеся испытаниям счетчики цифровой и индукционной систем при синусоидальном напряжении обеспечивали практически равный учет электрической энергии вне зависимости от характера тока нагрузки с отклонениями в пределах класса точности.

Выводы по результатам серий испытаний IV, V, VI:

1. При гармонических искажениях синусоидальности кривой тока, вызванных наличием в составе нагрузки нелинейных электроприемников (например, импульсных блоков питания), в зависимости от мощности нагрузки отклонения показаний электронных счетчиков составили от 2,77% (при мощности нагрузки 1800 В·А) до 3,85% (при мощности нагрузки 3000 В·А); цифровых – от 3,79% (при мощности нагрузки 1800 В·А) до 4,34% (при мощности нагрузки 3000 В·А) соответственно относительно показаний счетчиков индукционной системы.

2. При гармонических искажениях синусоидальности кривой напряжения и при синусоидальности кривой тока отклонения показаний счетчиков

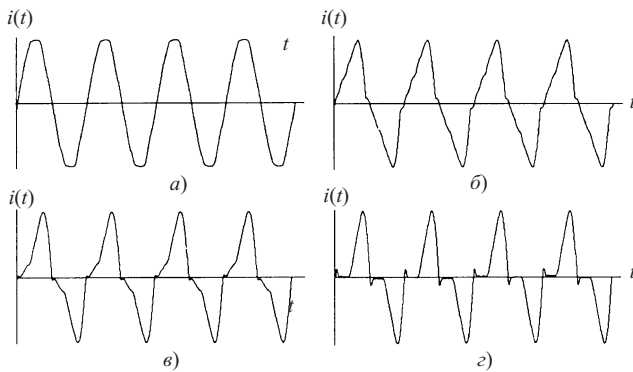


Рис. 3. Форма кривой тока в серии испытаний VI:
a – $K_I = 3\%$; *b* – $K_I = 24,1\%$; *v* – $K_I = 35,2\%$; *z* – $K_I = 55,5\%$

находятся в пределах допустимых погрешностей, определяемых приписанным классам их точности. В таких условиях относительные отклонения показаний составили: 1,46% (доверительные границы 0,10 – 2,81%) для электронных счетчиков; 1,73% (доверительные границы 0,99 – 2,46%) для цифровых счетчиков.

3. При гармонических искажениях синусоидальности кривых напряжения ($K_U \approx 20\%$) и тока в зависимости от коэффициента искажения синусоидальности кривой тока (K_I) у подвергавшихся испытаниям счетчиков электронной и цифровой систем наблюдается существенное (до 5%) расхождение показаний по сравнению с показаниями индукционных счетчиков.

Таким образом, наблюдается устойчивая закономерность различия в показаниях электронных и цифровых счетчиков, с одной стороны, и индукционных, с другой стороны.

Выводы

По результатам проведенных испытаний преждевременно делать выводы о точности измерений количества электрической энергии однофазными счетчиками электрической энергии различных систем измерения в условиях несинусоидальности кривых тока и напряжения. Учитывая реальную электромагнитную обстановку в сетях 0,4 (0,22) кВ, авторский коллектив считает необходимым продолжать сравнительные испытания с использованием эталонных средств измерений количества электрической энергии, основанных на отличных от применяемых в образцовых счетчиках схемах измерений, так как последние по существу такие же, как в серийно выпускаемых счетчиках.

Следует отметить, что в условиях роста коммерческой составляющей потерь электрической энергии в энергоснабжающих организациях России, а этот процесс характерен для стран с переходной экономикой, со значительным объемом хищений электроэнергии и, учитывая электротехни-

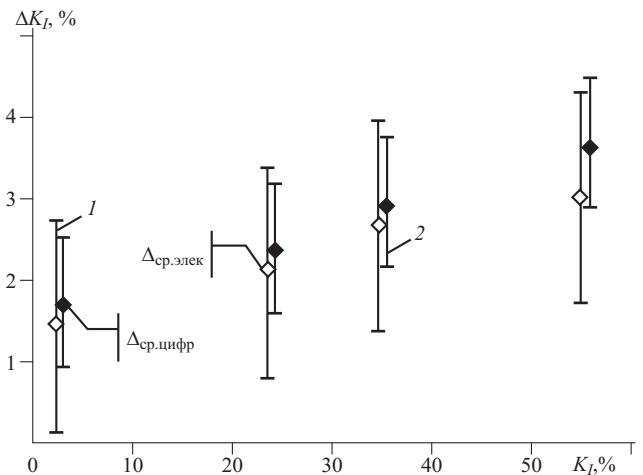


Рис. 4. Серия испытаний VI. Отклонения показаний электронных и цифровых счетчиков при искажениях формы кривой напряжения и тока от показаний индукционных счетчиков:

1 – диапазон отклонений показаний электронных счетчиков; 2 – диапазон отклонений показаний цифровых электросчетчиков

ческую грамотность населения, массовый переход на статические (электронные) счетчики со встроенными трансформаторами тока в бытовом секторе электропотребления следует считать экономически нецелесообразным из-за их более высокой стоимости, меньшего межповерочного интервала и срока службы.

Учитывая необходимость решения вопросов автоматизации учета в бытовом секторе потребителей, реализации мер по предотвращению хищений электроэнергии, осуществляемых путем воздействия на счетчики и измерительные схемы, будущее, очевидно, за микропроцессорными счетчиками с шунтовой схемой измерения токов. При этом не стоит забывать об индукционных счетчиках, которые явно не изжили себя, что доказывает и опыт развитых стран Западной Европы, продолжающих выпускать и использовать индукционные счетчики.

Список литературы

1. Минин Г. П. Измерение электроэнергии. М.: Энергия, 1974.
2. Основы метрологии и электрические измерения / Под ред. Душина Е. М. Л.: Энергоатомиздат, 1987.
3. Перспективы развития Единой энергетической системы России на период до 2010 г. / Смирнов И. М., Ляшенко В. С., Чемоданов В. И. и др. – Электрические станции, 1999, № 9.
4. О точности учета электрической энергии в сетях общего назначения. Сравнительные испытания счетчиков однофазных активной энергии / Алексеев А. А., Суворов А. А., Шелюг С. Н. и др. – Вестник Госэнергонадзора, 2001, № 3.
5. Атамалян Э. Г. Приборы и методы измерения электрических величин. М.: Высшая школа, 1989.
6. Ивашев-Мусатов О. С. Теория вероятностей и математическая статистика. М.: Наука, 1979.
7. Справочник по математике для научных работников и инженеров/ Корн Г., Корн Т. М.: Наука, 1984.

Опыт комплексного обследования воздушных линий электропередачи

Осотов В. Н., канд. техн. наук, Абрамов А. Б., Быков А. В., инженеры

Свердловэлектроремонт

Нормативный (расчетный) срок службы воздушных линий электропередачи (ВЛ) 35 – 220 кВ существенно превышает нормативный срок службы других видов электрооборудования. Элементы ВЛ в течение всего срока эксплуатации подвергаются коррозионному воздействию окружающей среды, приводящему к постепенному снижению их прочностных характеристик, а также динамическим воздействиям, вызывающим возникновение усталостных явлений, способствующих ускоренному старению этих элементов. Нормативный срок службы ВЛ с той или иной степенью точности определяется исходя из усредненных значений этих воздействий при условии строгого соблюдения регламента эксплуатационных работ, предписанных нормативно-техническими документами (НТД), например [1, 2]. Поскольку для каждой конкретной ВЛ реальные воздействия отличаются от расчетных, то естественно, что по истечении расчетного срока службы состояние (остаточный ресурс работоспособности) различных ВЛ будет различным. Поэтому для оценки истинного состояния ВЛ необходимо проведение комплекса диагностических процедур.

Диагностические работы по отдельным элементам и ВЛ в целом, регламентированные [3 – 5], как правило, достаточны для оценки текущего состояния ВЛ. Для прогнозирования остаточного срока службы ВЛ необходимо как применение дополнительных методов исследований, так и специальных алгоритмов анализа уже имеющейся информации [6].

В Свердловской энергосистеме силами базового участка по диагностике силового электрооборудования ЦИДН Свердловэлектроремонта и предприятиями электрических сетей в течение ряда лет ведется обследование состояния ВЛ 110 – 220 кВ со сроком службы более 40 лет. Как правило, обследуются участки ВЛ, расположенные в неблагоприятных эксплуатационных условиях. Хотя обследованные участки ВЛ имеют различное конструктивное исполнение, многие закономерности износа элементов ВЛ имеют общий характер. Далее, в качестве примера приводятся результаты обследования опор ВЛ 220 кВ после 40 – 44 лет эксплуатации (опоры типа “Рюмка”, болотистая местность).

Вид дефекта

Доля общего числа опор, %

Элементы нижней части опор покрыты наносами (грунт, мох и др.)

57

Коррозия элементов в нижней части опор (до 25% сечения)	24
Трещины и разрушение сварных швов	Нет
Коррозионное разрушение нижних элементов, залитых водой	3
Полный коррозионный износ заземляющих спусков (вырываются рукой)	15
Полное разрушение лакокрасочного покрытия	44

Опасный коррозионный износ нижних элементов опор, представляющий непосредственную угрозу работоспособности опоры в целом, обнаружен только на опорах, нижняя часть которых длительное время находилась под водой из-за изменения гидрологической обстановки на трассе по сравнению с первоначальной на момент строительства ВЛ. Существенный коррозионный износ нижних элементов опор, приближающийся к предельно допустимому [2 – 5], обнаружен только на тех опорах, где эти элементы за длительный период эксплуатации покрылись слоем наносов (земля, мох, дерн и т.п.). Характерным видом коррозии в этом случае является местная коррозия в виде питтингов на глубину 2 – 3 мм, уменьшающая площадь поперечного сечения этих элементов на 20% и более. Ускоренному образованию наносов способствует плохая вентиляция приземного слоя около опоры из-за наличия высокой травы и поросли. Представление о зависимости коррозии элементов нижней части опор от наличия наносов и условий естественной вентиляции в приземной зоне дает табл. 1.

Сплошная равномерная коррозия элементов опор выше приземного слоя незначительна (1 – 3%) и практически не зависит от защитных свойств оставшегося лакокрасочного покрытия (за последние 15 – 20 лет первоначальное лакокрасочное покрытие не восстанавливалось).

Язвенная коррозия металла встречается только на опорах, где не сохранилось лакокрасочное покрытие. В основном язвенной коррозии подвержены внутренние поверхности уголков решетки, где глубина язв составляет 0,1 – 0,4 мм, а язвы занимают от 10 до 40% площади поверхности уголков решетки. Язвенная коррозия поясов опор выражена гораздо слабее.

При осмотре опор не выявлено трещин и обрывов элементов решетки из-за развития щелевой коррозии. При проверке прочности сварных соединений, где обнаружены следы щелевой корро-

зии, ударами молотка образования трещин не наблюдалось и узлы не разрушались.

На всех обследованных ВЛ коррозионный износ грозозащитного троса достиг аварийного уровня, что регулярно приводит к его обрывам. В ряде случаев это вызвало опасную деформацию нескольких опор, что потребовало их замены. Поэтому на этих ВЛ грозозащитный трос демонтирован в плановом порядке, хотя это и приводит к увеличению числа отключений ВЛ в грозовой период.

Наиболее сложной задачей при обследовании ВЛ является оценка состояния коррозионного износа металлоконструкций, расположенных под землей (U-образные болты, контуры заземления, металлические подножки опор). Абсолютный метод контроля – откопка и визуальный осмотр этих элементов, требует значительных трудозатрат и оправдан только в тех случаях, когда имеются косвенные доказательства опасной коррозии этих элементов. К основным факторам, определяющим коррозионную ситуацию на конкретном участке ВЛ, можно отнести:

значение удельного электрического сопротивления грунта в зоне расположения металлоконструкций;

значение и распределение естественного потенциала металлоконструкций в грунте;

значение и распределение градиентов электрического поля коррозионных и блуждающих токов;

значение наведенных токов, стекающих с металлоконструкций в землю.

Для выявления опор, где наиболее вероятны коррозионный износ подземных металлоконструкций, проводились следующие работы:

Т а б л и ц а 1

Зависимость коррозии элементов нижней части опор от наличия наносов и условий естественной вентиляции в приземной зоне опор

Условия естественной вентиляции в приземной зоне опор	Хорошие		Плохие	
	число опор, %	53		47
Наличие наносов в нижней части опор	Нет	Есть	Есть	Нет
	число опор, %	58	42	75
Коррозия элементов в нижней части опор	Нет	Есть		Нет
	число опор, %	45		

изучение проектной документации на ВЛ (распределение грунтов по удельному сопротивлению, характеристика трассы, конструкции анкерных устройств, заземляющих контуров и т.п.);

отбор проб грунта около опор и измерение удельного сопротивления его в лабораторных условиях;

измерение наведенных токов, стекающих по U-образным болтам и заземлению U-образных болтов;

измерение значения и определение характера изменения потенциалов U-образных болтов и градиентов электрического поля коррозионных и блуждающих токов;

бурение скважин около U-образных болтов (выборочно) и измерение потенциалов вдоль стенок скважины относительно U-образных болтов;

оценка результатов измерений и определение конкретных опор с наибольшей вероятностью на-

Т а б л и ц а 2

Результаты полевых измерений и реального коррозионного состояния откопанных U-образных болтов, петель анкерных плит и контуров заземления опор (после 40 лет эксплуатации)

№ опоры	Удельное сопротивление грунта, Ом·м	№ U-образного болта	Значение потенциала конструкция – земля, мВ, среднее/максимальное, минимальное	Вероятность протекания через конструкцию блуждающих токов	Состояние U-образных болтов, петель анкерных плит и контуров заземления опор
305	31	3	603/650, 540	Маловероятно	Язвенных коррозионных поражений металла не обнаружено. Максимальный коррозионный износ 5 – 7%
		4	617/640, 590	"	
310	40	1	175/200, 155	Вероятно	Заземляющий спуск прокорродировал и оторвался от контура заземления. Снижение площади поперечного сечения U-образных болтов из-за язвенной коррозии на 10 – 15%. Снижение площади поперечного сечения петель анкерных плит на 25 – 30%
		2	84/100, 52	"	
311	22	1	123/230, –130	Большая вероятность	Заземляющий спуск прокорродировал и оторвался от контура заземления. Снижение площади поперечного сечения U-образных болтов на 20%
		2	–3/110, –120	То же	
311	31	3	–5000/–400, –11 900	" "	Заземляющий спуск прокорродировал и оторвался от контура заземления. Снижение площади поперечного сечения U-образных болтов на 25 – 30%
		4	–3117/–70, –11 000	" "	
321	24	1	388/400, 370	Вероятно	Заземляющий спуск прокорродировал и оторвался от контура заземления. Снижение площади поперечного сечения U-образного болта № 1 на 25 – 30%, болта № 2 на 50%
		2	185/400, –320	Большая вероятность	

личия коррозионных повреждений подземных металлоконструкций;

откопка U-образных болтов и оценка состояния их подземной части.

Обобщая результаты проведенных измерений и сопоставляя их с реальным коррозионным состоянием вскрытых U-образных болтов, петель анкерных плит и контуров заземления, можно сделать следующие выводы:

наибольшие коррозионные поражения подземных металлоконструкций в основном обусловлены электрокоррозией, на что указывает внешний вид коррозионных язв, имеющих локальный характер с достаточно четкими границами. Металлоконструкции, подверженные только грунтовой коррозии, имеют меньший коррозионный износ;

причинами электрокоррозии, как правило, являются блуждающие токи, наиболее вероятными источниками которых могут быть электрифицированные участки железной дороги и газопроводы, проходящие вблизи трассы ВЛ;

искусственными проводниками для протекания блуждающих токов вдоль ВЛ являются грозозащитные тросы, заземленные на всех опорах;

процесс коррозионного износа U-образных болтов взаимосвязан с разрушением заземляющих контуров и заземляющих спусков. В первую очередь разрушаются заземляющие спуски, имеющие меньшее сечение проводников, что приводит к увеличению доли токов, стекающих в землю по U-образным болтам, и ускорению процесса их коррозионного разрушения.

В табл. 2 приведены сравнительные данные о результатах полевых испытаний и реального коррозионного состояния подземных элементов некоторых опор.

Для оценки эффективности описанной методики косвенной оценки коррозионного износа подземных металлоконструкций опор была проведена откопка восьми пар U-образных болтов, предварительно оцененных как коррозионно-опасные (первая группа), и шести пар U-образных болтов, состояние которых предварительно было оценено как удовлетворительное (вторая группа). Результа-

ты вскрытия грунта на опорах первой группы показали:

заземляющие контуры всех U-образных болтов разрушены из-за коррозии и требуют ремонта;

60% U-образных болтов имеют коррозионные поражения более 20% поперечного сечения и требуют ремонта;

40% U-образных болтов имеют коррозионные поражения менее 20% поперечного сечения и в настоящее время их ремонт не требуется.

Результаты вскрытия грунта на опорах второй группы показали:

заземляющие контуры всех U-образных болтов ремонта не требуют;

коррозионный износ у всех U-образных болтов не превышает 7% поперечного сечения.

Выводы

Фактический срок службы большинства элементов ВЛ превышает расчетный.

Продление сроков эксплуатации ВЛ возможно путем замены или ремонта отдельных элементов, для оценки состояния которых необходимо проведение комплексного обследования ВЛ.

Снижение трудозатрат при оценке подземных элементов ВЛ возможно на основе оценки их состояния по косвенным показателям.

Комплексная оценка состояния ВЛ должна проводиться специализированными подразделениями, располагающими квалифицированными специалистами и необходимыми техническими средствами.

Список литературы

1. РД 34.20.501-95. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. М., 1996.
2. РД 34.20.504-94. Типовая инструкция по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35 – 800 кВ.
3. Методические указания по оценке технического состояния воздушных линий электропередачи напряжением 35 – 750 кВ и их элементов. М.: ОРГРЭС, 1996.
4. МУ 34-70-177-87. Методические указания по оценке технического состояния металлических опор воздушных линий электропередачи и порталов открытых распределительных устройств напряжением 35 кВ и выше.
5. РД 34.45-51.300-97. Объем и нормы испытаний электрооборудования. М., 1998.

О комплексном обследовании масляных баковых выключателей 110 – 220 кВ

Кузнецов В. И., Сазонова И. Г., Коновалова Г. А., инженеры

Свердловэлектроремонт – АО Свердловэнерго

Надежность современных систем производства и распределения электроэнергии в значительной степени зависит от надежной работы высоковольтных выключателей.

В настоящее время в энергосистемах и на промышленных предприятиях на напряжении 110 – 220 кВ широко используются масляные баковые выключатели. Так, в системе Свердловэнерго данные выключатели составляют 75% парка, причем подавляющее большинство аппаратов исчерпало расчетный ресурс эксплуатации.

Поддержание необходимой степени надежности выключателей в процессе их эксплуатации обеспечивается системой технического обслуживания и ремонтов. Традиционно эта система базируется на периодическом проведении плановых ремонтов. Применительно к масляным баковым выключателям эта система не является оптимальной, так как приводит к неоправданным отключениям работоспособных выключателей. Большие резервы заключены в переходе на техническое обслуживание и ремонт по реальной потребности. В системе Свердловэнерго разработана и принята следующая система технического обслуживания масляных баковых выключателей 110 – 220 кВ:

а) текущий ремонт – ежегодно;
б) комплексное обследование – 1 раз в 3 года;
в) средний ремонт со сливом масла из баков выключателя, ремонтом внутренних частей проводится по мере необходимости при наличии одного из следующих факторов:

неудовлетворительные результаты комплексного обследования;

выработка коммутационного или механического ресурса, установленного заводской инструкцией;

необходимость замены вводов или трансформаторов тока;

отключение токов короткого замыкания с признаками тяжелой работы выключателя в виде выбросов масла и пламени или срабатывания предохранительных клапанов.

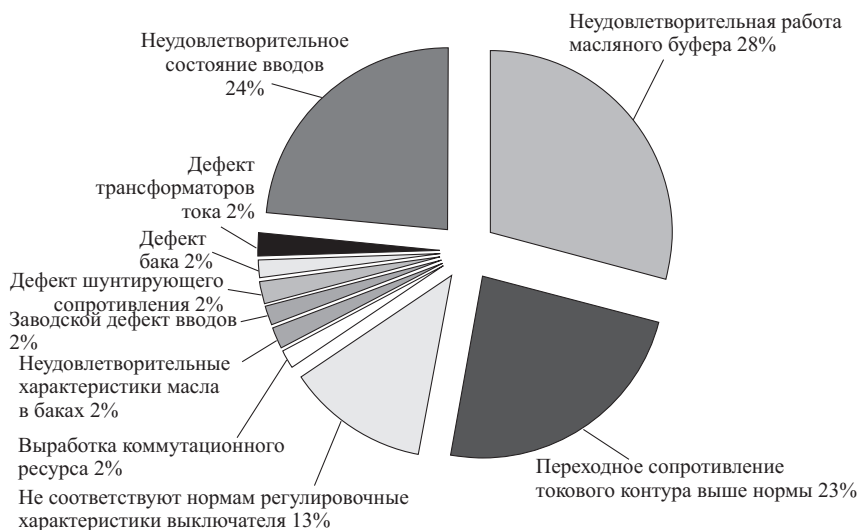
Поскольку масляный баковый выключатель является сложным аппаратом, имеющим тепловые, механические, электрические, химические, временные, скоростные характеристики, требуется использование надежных методов оценки текущего состояния выключателя.

Начиная с 1999 г. в Свердловэнерго стали внедряться новые методы диагностирования состояния выключателя, позволяющие своевременно выявить не только наличие, но и скорость развития дефектов. Появилась возможность дистанционного контроля и испытаний без вывода выключателя из работы, без слива масла из баков.

Такая работа получила название “Комплексное обследование баковых масляных выключателей 110 – 220 кВ”.

Она выполняется персоналом предприятия и специалистами Свердловэлектроремонта, прошедшими подготовку в Учебном комбинате Свердловэнерго. Работа производится по утвержденной руководством предприятия программе, которая включает в себя четыре этапа:

1. Подготовительный этап, на котором проводится предварительная оценка состояния выключателя на основе изучения ремонтной и эксплуатационной документации.



Основные причины вывода выключателей в ремонт после комплексного обследования

2. Контроль выключателя под рабочим напряжением, при котором проводится тепловизионный контроль, определяется состояние масла в баках, осуществляется визуальный контроль состояния вводов, привода, баков и других конструктивных элементов выключателя.

3. Обследование выключателя после отключения от сети, но без слива масла из баков. На этом этапе производится замер всех характеристик аппарата, привода и вводов.

4. На заключительном этапе анализируются полученные результаты и принимается решение о дальнейшей работе выключателя или о выводе его в ремонт.

По результатам комплексного обследования оформляется технический акт.

За 1999 – 2000 гг. в системе Свердловэнерго выполнено комплексное обследование 262 бако-

вых масляных выключателей 110 – 220 кВ: 79% числа обследованных выключателей оставлены в работе, остальные выведены в средний ремонт. Основные причины вывода этих выключателей в ремонт представлены на диаграмме.

Выводы

1. Комплексное обследование дает возможность в большинстве случаев обоснованно отказаться от среднего ремонта со сливом масла и вскрытием выключателей без ущерба для их надежной работы.

2. Комплексное обследование значительно сокращает время использования ремонтных схем, что увеличивает надежность работы сети в целом.

3. Комплексное обследование баковых масляных выключателей следует рекомендовать к более широкому внедрению.

Опыт эксплуатации высоковольтных вводов выключателей типа ВГБ-35

Лушин А. Н., Коновалова Г. А., Михайлова Г. Ф., инженеры

АО Свердловэнерго

На электросетевых предприятиях Свердловэнерго в 1994 г. были приняты в опытную эксплуатацию первые образцы элегазовых выключателей наружной установки типа ВГБ-35-12,5/630 УХЛ1 с электромагнитным приводом, а с 1997 г. началось их массовое внедрение.

На сегодняшний день смонтировано и введено в работу более 50 таких выключателей и при более чем пятилетнем опыте эксплуатации можно говорить об их достоинствах и недостатках.

Элегазовые выключатели имеют преимущество перед масляными по ряду показателей:

простота конструкции, монтажа и обслуживания;

отсутствие трансформаторного масла и, следовательно, маслохозяйства;

пожаро- и взрывобезопасность;

безотказность в работе;

большой межремонтный период.

Вместе с тем, наряду с достоинствами одним из слабых звеньев конструкции являются высоковольтные вводы 35 кВ выключателей выпуска до 1999 г. Из нескольких вариантов конструкций вводов 35 кВ в 1994 г. заводом была выбрана, по нашему мнению, самая неудачная.

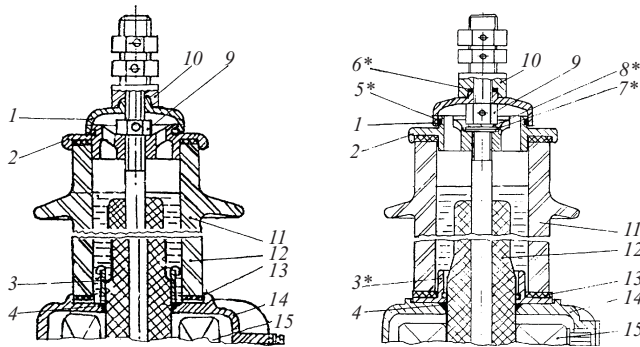
Во время выполнения на этих выключателях периодических профилактических испытаний обнаруживалось повышение тангенса угла диэлектрических потерь $\operatorname{tg} \delta$ изоляции вводов до 25% при норме 7% и снижение сопротивления изоляции

$R_{\text{из}}$, причем изменение этих величин не всегда было взаимосвязано, т.е. там, где был замечен рост $\operatorname{tg} \delta$, необязательно обнаруживалось снижение сопротивления изоляции.

При выводе выключателей в ремонт, вскрытиях вводов и их осмотрах внутри фарфоровых крышек, как правило, присутствовала видимая вода, которой был также насыщен и винипол – электроизоляционный материал, заполняющий воздушное пространство между изоляционной втулкой ввода и фарфоровой крышкой. Наличие воды и являлось первопричиной роста диэлектрических потерь и снижения сопротивления изоляции. Фиксировались также подтеки винипола из-под нижних торцов фарфоровых крышек вводов, что требовало его периодических доливок.

В основе названных дефектов лежит неудачная конструкция ввода в верхней его части. Слабая механическая стяжка всего ввода приводила к подтекам винипола из-под нижних торцов фарфоровых крышек, а из-за недостаточной герметичности крышки ввода в верхней его части внутри него образовывался конденсат и скапливалась вода. Сливом воды из-под нижних торцов фарфоровых крышек, которой обычно в одном вводе было от 100 до 400 г, удавалось улучшить изоляционные характеристики вводов.

Кроме этого, на ряде выключателей, выпущенных до 1998 г., наблюдалось образование короткозамкнутых витков вокруг встроенных трансфор-



Ввод ВГБ-35:

a – до модернизации; *б* – после модернизации; 1 – крышка; 2 – фланец; 3 – экран; 4, 5, 6 – уплотнительные кольца; 7 – шайба; 8 – пружинная шайба; 9 – гайка; 10 – наконечник; 11 – фарфоровая покрывка; 12 – эпоксидная втулка; 13 – прокладка; 14 – колпак; 15 – встроенный трансформатор тока; позиции со звездочкой – модернизированные или вновь установленные детали

маторов тока, обусловленных неудачной конструкцией экрана в нижней части вводов, что приводило к ложной работе релейной защиты.

Необходимо отметить, что завод-изготовитель оперативно отреагировал на выявленные дефекты конструкции, им был доработан узел уплотнения и контактного нажатия в верхней части вводов, изменена конструкция нажимного фланца и установлена дополнительная уплотнительная резина, были также установлены модернизированные экраны в нижней части вводов, исключая образование короткозамкнутых витков вокруг трансформаторов тока (см. рисунок).

Заводом также была разработана методика ремонтов вводов в условиях эксплуатации выключателя. Так, на ПС Пионерская Артемовских электросетей на выключателе № 464 были выполнены работы по доведению изоляционных характеристик до нормы.

Изменение изоляционных характеристик высоковольтных вводов 35 кВ выключателя ВГБ-35

Параметр	Сторона ВЛ			Сторона СШ		
	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>C</i>	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>C</i>
До ремонта						
tg δ, %	8,5	7,1	4,2	7,1	7,5	5,3
$R_{из}$, МОм	35 000	40 000	3700	40 000	4700	35 000
После ремонта						
tg δ, %	0,59	0,85	0,85	0,60	0,86	0,75
$R_{из}$, МОм	45 000	50 000	45 000	50 000	45 000	45 000

Значения tg δ и $R_{из}$, измеренные до ремонта и после него, приведены в таблице.

Из данных таблицы наглядно видно изменение изоляционных характеристик вводов выключателей ВГБ-35 в лучшую сторону.

Аналогичная работа была проделана и на других выключателях, находящихся на контроле по результатам замеров изоляции; после ремонта их изоляционные характеристики стали соответствовать требованиям заводской инструкции.

Выводы

1. Во время эксплуатации выключателей, выпущенных до 1999 г., желательно, на наш взгляд, выполнять периодические высоковольтные испытания высоковольтных вводов с целью выявления отклонений изоляционных характеристик от нормы.

2. Выключатель ВГБ-35-12,5/630, несмотря на отмеченные недостатки, имеет удачную конструкцию и обладает хорошими эксплуатационными характеристиками. Считаем, что выключатель является наиболее перспективным для замены баковых масляных выключателей напряжением 35 кВ в сетях с относительно небольшой мощностью.

ХРОНИКА

7-я Московская Международная выставка “PowerTEK – Энергопрогресс’2002”

С 25 по 28 марта 2002 г. в Москве, в СК “Олимпийский”, состоялась 7-я Московская Международная выставка “PowerTEK – Энергопрогресс’2002”, организаторами которой была международная выставочная компания ITE Group Plc, являющаяся общепризнанным лидером международного выставочного бизнеса, ежегодно организующая более 325 торговых выставок и конференций в 32 странах мира. Выставка проводилась при поддержке РАО “ЕЭС России”, Министерства энергетики РФ, Министерства промышленности, науки и технологий РФ.

Выставка “PowerTEK – Энергопрогресс’2002” посвящена вопросам электроэнергетики и энергосбережения. За предыдущие шесть лет существования выставка зарекомендовала себя как крупнейший международный энергетический форум на территории РФ, и участники и посетители выставки в 2002 г. смогли убедиться в этом еще раз.

В этом году экспозиция выставки имела следующие основные разделы: производство, передача и распределение электроэнергии; энергетическое машиностроение; генераторы; газотурбинные и парогазовые установки; котлы и котельное оборудование; теплоснабжение; трубопроводы и трубопроводная арматура; электротехническое оборудование; кабели; кабельно-проводниковая продукция; трансформаторы, изоляторы; диагностическое оборудование; контрольно-измерительные приборы; автоматизированные системы управления, программное обеспечение; энергетика и экология.

Интерес посетителей выставки, как всегда, привлекали стенды предприятий – производителей энергетического оборудования: ОАО БЕЛЭНЕРГОМАШ, ОАО “Машиностроительный завод ЗиО – Подольск”, АО “Сумский завод насосного и энергетического машиностроения”, ОАО “Таганрогский котлостроительный завод “Красный котельщик”, ОАО “Турбомоторный завод”, ОАО НПО ЭЛСИБ и крупнейших производителей электротехнического оборудования и аппаратуры: ООО “Ишлейский завод высоковольтной аппаратуры”, ОАО “Свердловский завод трансформаторов тока”, ОАО “Чебоксарский электроаппаратный завод”, ЗАО НПО “Электрокерамика” и др.

Невозможно в наше время обойтись без информации и автоматизации, поэтому фирмы, предоставляющие такие услуги и продукцию, пользовались заслуженным вниманием посетителей выставки – ООО “АББ автоматизация”, “АдАстра РИСЕРЧ ГРУП”, ЗАО “ПИК Зебра”, “ПОЛИМЕДИА”, ООО “НПФ РАКУРС” и многие другие предприятия.

Радостно отметить, что выставка привлекает зарубежных участников (Германия, Австрия, Польша, Чехия и др.), значит все больше растет в мире интерес к российской электроэнергетике.

В этом году в целях расширения международного сотрудничества и обмена передовым опытом в области производства, распределения и передачи электроэнергии организаторы выставки “PowerTEK – Энергопрогресс’2002” совместно с Департаментом электрических сетей РАО “ЕЭС России” провели научно-технический семинар “Электрические сети – современное оборудование и технологии”. С докладами на семинаре выступили более 60 специалистов ведущих фирм России и дальнего зарубежья, занимающихся вопросами проектирования, эксплуатации, контроля и диагностики, автоматизации и защиты электрических сетей: НИЦ ВВА, МЭС Центра, НИИПТ, НПФ РАКУРС, “Чебоксарский электроаппаратный завод”, “Фирма ОРГРЭС”, ВЭИ им. В. И. Ленина, компания “OLDHAM” и др. Семинары проходили в течение двух дней, их посетило более 400 специалистов, среди которых представители Латвии, Польши, Украины, Швеции, Германии, Российской Федерации.



Важным событием в рамках работы выставки “PowerTEK – Энергопрогресс’2002” стал день РАО “ЕЭС России”, когда были проведены презентация и расширенная конференция РАО “ЕЭС России”, на которой присутствовали руководители департаментов РАО “ЕЭС России”, а также представители высшего руководящего звена крупнейших предприятий энергетической отрасли, журналисты ведущих отраслевых изданий и средств массовой информации. На презентации РАО “ЕЭС России” были освещены вопросы реформирования электроэнергетики и реструктуризации, тарифной политики, сбытовой деятельности и многие другие.

В эти же дни в СК “Олимпийский” проходила 6-я Московская Международная выставка “MINTEK – 2002” – одна из крупнейших выставок на территории России, посвященная горному делу и горному оборудованию. Среди участников выставки – российские производители горной техники и горнодобывающего оборудования, партнеры из зарубежных стран.

С каждым годом увеличивается число экспонентов выставок “PowerTEK – Энергопрогресс” и “MINTEK”. В этом году в выставках приняли участие более 140 компаний из 18 стран мира; посетили выставку 5,5 тыс. человек!

Проведение выставки “PowerTEK – Энергопрогресс” и семинара способствовало укреплению продуктивного сотрудничества с фирмами – поставщиками оборудования, поиску стратегических партнеров, содействовало привлечению инвестиций и созданию новых совместных предприятий.

По предварительной статистике 86% участников выставки и семинара удовлетворены результатами своей работы, а также оценили высокий уровень организации мероприятия. Более 90% опрошенных участников планирует участвовать в выставке “PowerTEK – Энергопрогресс’2003”.



Виктор Степанович Ляшенко (К 70-летию со дня рождения)

27 мая 2002 г. исполняется 70 лет заместителю главного инженера института Энергосетьпроект Виктору Степановичу Ляшенко, одному из ведущих специалистов института, работающему в нем со дня основания. В этом году Виктор Степанович отметит еще один юбилей – 45 лет работы в энергетике.

В. С. Ляшенко родился 27 мая 1932 г. в г. Корсунь-Шевченковский Украинской ССР. В 1957 г. он закончил Московский энергетический институт по специальности гидротехнические сооружения, квалификация – инженер-гидротехник с правом производства общестроительных работ; в 1975 г. – Всесоюзный заочный политехнический институт (ныне МГОУ) по специальности электрические системы и сети, квалификация – инженер-электрик.

Виктор Степанович начал трудовую путь по окончании МЭИ в качестве инженера Отделения дальних передач (ОДП) института Теплоэлектропроект, которое в 1962 г. перешло в состав созданного в тот период научно-исследовательского и проектно-изыскательского института по проектированию энергетических систем и электрических сетей Энергосетьпроект Минэнерго СССР.

В 1969 г. он становится главным инженером Отделения дальних передач, в 1979 г. – директором ОДП, а в ноябре 1984 г. его назначают главным инженером института Энергосетьпроект, в состав которого в то время входили 27 отделений и филиалов института, расположенных практически во всех регионах и республиках Советского Союза. С ноября 2001 г. Виктор Степанович работает в качестве заместителя главного инженера института.

В. С. Ляшенко является участником проектирования и строительства линий электропередачи 220 – 1150 кВ переменного тока и ± 400 кВ постоянного тока, создавших основу Единой энергетической системы (ЕЭС) страны, много лет занимался неосуществленной элек-



тропередачей ± 750 кВ Экибастуз – Центр.

Первые годы работы Виктора Степановича совпали с бурным ростом энергетики в нашей стране. Немногие из нас могут гордиться своим участием в таких грандиозных проектах, как первые электропередачи 500 кВ Куйбышев – Москва и Волгоград – Москва, как комплекс электроснабжения газовых и нефтяных месторождений Западной Сибири, как выдача электрических мощностей сибирских гидроэлектростанций и атомных станций, как участие в создании межгосударственной энергосистемы “Мир”.

В 1973 г. В. С. Ляшенко был награжден медалью “За трудовую доблесть” за участие в сооружении Красноярской ГЭС, а в 1981 г. за выполнение задач государственного значения – орденом “Знак почета”.

В 1989 г. В. С. Ляшенко стал лауреатом Государственной премии за проект создания Выборгской выпрямительно-преобразовательной подстанции 330/400 кВ.

Виктор Степанович был участником разработки проектов и строительства первых в системе Мосэнерго подстанций глубокого ввода 220 кВ Павелецкой, Елоховской и Свибловской, формирования питающих сетей 500 кВ этой энергосистемы.

Виктор Степанович – участник создания первой в мире воздушной линии переменного тока 1150 кВ

Экибастуз – Кокчетав – Кустанай – Челябинск, опытных станций в Белом Расте и в г. Тольятти, он главный инженер проекта электропередачи 1150 кВ Барнаул – Омск – Челябинск. Совместно с Г. А. Илларионовым он был редактором вышедшей в 1992 г. книги “Электропередачи 1150 кВ”.

В. С. Ляшенко участвовал в проектировании ВЛ 500 кВ в Египте и Пакистане, ВЛ 220 кВ в Ливии, ВЛ 750 кВ в Индии. Он является участником международных проектов “Балтийское кольцо” и “Восток – Запад”. Труд Виктора Степановича вложен во многие проекты высоковольтных линий, соединяющих ЕЭС России с Казахстаном, Украиной, Грузией, Белоруссией, государствами Прибалтики. Он участник ликвидации последствий землетрясения в Армении, создания ВЛ 500 кВ Ингури ГЭС – Тбилиси.

В. С. Ляшенко – руководитель работ по подготовке институтом Энергосетьпроект глав седьмого издания Правил устройства электроустановок.

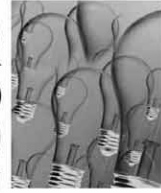
Виктора Степановича отличают глубокая эрудиция, обширные знания, прекрасные организаторские способности, тактичность и доброжелательность. Под его руководством проходили и проходят научно-практические совещания и конференции, определяющие техническую политику в области развития энергосистем и электрических сетей.

Он является членом Международной энергетической академии, членом НТС РАО “ЕЭС России”, членом редакционной коллегии и неоднократно автором статей журнала “Электрические станции”. Виктор Степанович – почетный энергетик СССР, ветеран энергетики, заслуженный работник ЕЭС России.

Редакционная коллегия и редакция журнала “Электрические станции”, коллеги по работе от всей души поздравляют Виктора Степановича с юбилеем и желают ему доброго здоровья на многие годы, успехов в деятельности на благо российской энергетики.

5 - 7 ИЮНЯ

SAMARA
POWER
EXPO
2002



1 СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ
ВЫСТАВКА

Выставочные залы Окружного Дома офицеров
Самара, ул. Рабочая, 7, 2 эт.



ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

Организатор:



ВЦ «ЭКСПО-ДОМ»
тел. +7 (8462) 704 100
факс +7 (8462) 704 172
E-mail: energy@expodom.ru
www.expodom.ru



РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО “ЕЭС РОССИИ”
ВСЕРОССИЙСКИЙ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ (ВТИ)

У ВАС ЕСТЬ ПРОБЛЕМЫ ПО ХРАНЕНИЮ И ПЕРЕРАБОТКЕ ЗОЛО- ШЛАКОВЫХ ОТХОДОВ (ЗШО) ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ?

РУКОВОДИТЕЛИ И СПЕЦИАЛИСТЫ ТЭС!

ВТИ – Ваш партнер в решении этих проблем!

ВТИ – ведущая организация по решению проблемы утилизации ЗШО ТЭС.

Получение из ЗШО ТЭС высококачественных материалов для народного хозяйства – одно из направлений деятельности ВТИ в выполнении целевой комплексной программы энерго- и ресурсосбережения и охраны окружающей среды.

ВТИ ИМЕЕТ собственную научно-исследовательскую базу и опытное производство.

ВТИ ПРЕДЛАГАЕТ:

- изучение физико-химических свойств золы и шлаков, их классификацию и испытание;
- сертификацию ЗШО ТЭС;
- внедрение технологий отбора и утилизации ЗШО ТЭС;
- маркетинг и разработку бизнес-планов на производство товаров народного потребления;
- поиск потенциальных потребителей ЗШО в районе расположения ТЭС;
- организацию производств по переработке ЗШО ТЭС;
- разработку рекомендаций и технологических регламентов по использованию ЗШО;
- проектирование предприятий и технологического оборудования для переработки ЗШО;
- изготовление и поставку технологического оборудования или его отдельных частей для производства продукции на основе ЗШО;
- комплектацию строящихся и существующих объектов технологическим оборудованием и другими видами материально-технических ресурсов;
- шеф-монтажные работы;
- организацию пусконаладочных работ при создании производств по выпуску продукции из ЗШО.

ВТИ КОНСУЛЬТИРУЕТ:

- по направлениям использования ЗШО с выездом на место;
- по научно-технической документации на строительство мини-заводов по переработке ЗШО ТЭС;
- строительно-монтажные и пусконаладочные работы на предприятиях по переработке ЗШО с выездом на место.

ВТИ ОБЕСПЕЧИВАЕТ высокий научный уровень разработок и реализацию их в производстве – за нами многолетний опыт!

**МЫ ГАРАНТИРУЕМ НАДЕЖНОСТЬ, ЭКОНОМИЧЕСКУЮ ЭФФЕКТИВНОСТЬ, ВЫСОКИЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ УРОВЕНЬ И ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЧИСТУЮ КОНЕЧНУЮ ПРОДУКЦИЮ!**

По всем вопросам обращаться по адресу:

115280, г. Москва, ул. Автозаводская, д. 14/23,

Всероссийский теплотехнический институт,

Лаборатория топлив и масел, сектор использования ЗШО ТЭС

Телетайп: 111634 “Корсар”

Телефакс: 275-59-24, 275-11-22

Телефон: 275-50-77 **Тумановский Анатолий Григорьевич**, заместитель директора,

275-00-23, доб. 22-66 **Цельковский Юрий Константинович**, заведующий сектором



ПЭИПК

Государственное образовательное
учреждение дополнительного
профессионального образования

**ПЕТЕРБУРГСКИЙ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ**
повышения квалификации
руководящих работников и специалистов
Министерства энергетики
Российской Федерации

ПЭИПК - базовое образовательное учреждение Министерства энергетики Российской Федерации. Институт аккредитован и действует на основании государственной лицензии Министерства образования России. Начало его деятельности датируется двадцатыми годами, вместе с реализацией плана ГОЭЛРО. Работа института, прерванная войной, была восстановлена решением Правительства СССР в 1952 году.

Ежегодно в институте повышают квалификацию более 2,5 тысяч специалистов-энергетиков топливно-энергетического комплекса, промышленности, строительства, транспорта, сельского и жилищно-коммунального хозяйства.

ПОДРАЗДЕЛЕНИЯ ПЕТЕРБУРГСКОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ РУКОВОДЯЩИХ РАБОТНИКОВ И СПЕЦИАЛИСТОВ

- Кафедра "Энергетического оборудования электрических станций, подстанций и промышленных предприятий" (ээсп), т. 448-83-52, т/факс 443-22-61, equip@peipk.spb.ru;
- Кафедра "Диспетчерского управления электрическими станциями, сетями и системами" (ДУЭС), т. 279-42-29, dues@peipk.energo.ru;
- Кафедра "Релейной защиты и автоматики электрических станций, сетей и систем" (РЗА), т. 277-13-37, 277-50-33, rza@peipk.energo.ru;
- Кафедра "Систем связи топливно-энергетического комплекса" (ССТЭК), т. 151-23-32, 151-31-91, sstek@peterlink.ru;
- Кафедра "Экономики и организации управления в энергетике" (ЭОУЭ), т/факс 151-25-52;
- Кафедра "Энергетического надзора и энергосберегающих технологий" (ЭНЭТ), т/факс 443-21-43, peipk-enet@peterlink.ru;
- Факультет целевого обучения (ФЦО), т. 443-18-26, 443-19-26;
- Международный инженерный центр (МИЦ), т/факс 443-22-61, peipk@mail.ru;
- Камский филиал 423803, Татарстан, г. Набережные Челны, Челнинский пр., 7, т/факс (8552) 46-68-37;
- Челябинский филиал 454084, г. Челябинск, ул. Набережная, 5, т/факс (3512) 35-46-71;
- Новосибирский филиал 630007, г. Новосибирск, Пристанский пер., 4, т/факс (3832) 23-96-77.

**ИНСТИТУТ ИМЕЕТ ШЕСТЬ УЧЕБНЫХ КОРПУСОВ И ОБЕСПЕЧИВАЕТ
БЛАГОУСТРОЕННОЕ ПРОЖИВАНИЕ СЛУШАТЕЛЕЙ**

**ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ОБУЧЕНИЯ СЛУШАТЕЛЯМ ВЫДАЮТСЯ ДОКУМЕНТЫ
ГОСУДАРСТВЕННОГО ОБРАЗЦА**

Наш адрес: 196135, Санкт-Петербург, Авиационная ул., 23
**ПЕТЕРБУРГСКИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ
ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ (ПЭИПК)**
Планово-договорная служба: тел. (812) 443-61-74, т/факс (812) 448-83-53,
факс (812) 108-39-50, e-mail: equip@peipk.spb.ru
тел. администрации гостиницы "Энергетик" 151-25-59

ИНСТИТУТ ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ ГОСУДАРСТВЕННЫХ СЛУЖАЩИХ
Российская академия государственной службы при Президенте Российской Федерации

Повышение квалификации и профпереподготовка руководящих работников
и специалистов электроэнергетики (лиц. Минобразования РФ № 24-0050)


Тел. (095) 953-2583

<http://www.ipkgos.ru>

Для предприятий, заключивших договор на обучение от 50 чел. в год, – скидка на обучение и проживание в благоустроенном общежитии Института составит 20%, от 30 чел. – 10% при условии своевременной оплаты


**кафедра «Ремонт и модернизация
энергооборудования»**

повышает квалификацию специалистов по ремонту энергетического оборудования ТЭС, ГРЭС, ПРП, по неразрушающему контролю оборудования, специалистов сварочного производства всех уровней по вопросам ремонта, восстановления, модернизации и надежности работы оборудования энергопредприятий, внедрения новых технологий и материалов, методов технической диагностики. Готовит к аттестации и аттестует специалистов сварочного производства на II и III квалификационные уровни и специалистов по неразрушающему контролю на I и II уровни с выдачей удостоверений Госгортехнадзора.

 (095) 953-0525

**кафедра «Эксплуатация электрических
станций и тепловых сетей»**

осуществляет повышение квалификации руководителей, специалистов и инженеров энергетической отрасли: тепловых и гидравлических электрических станций (ТЭС и ГЭС), предприятий тепловых сетей по всем вопросам, касающимся эксплуатации, управления и оптимизации режимов работы современного оборудования электростанций.

 (095) 953-3871

УВАЖАЕМЫЕ ЧИТАТЕЛИ!

Познакомьтесь с историей создания журнала «Электрические станции», редакционной коллегией и редакцией, тематикой и содержанием журнала за последние годы Вы можете на нашей страничке в Internet: www.energy-journals.ru. Там же Вы узнаете расценки на размещение рекламы, как подписаться на журнал в редакции, правила оформления рукописи и другую информацию.

Внимание!

Новый адрес редакции журнала

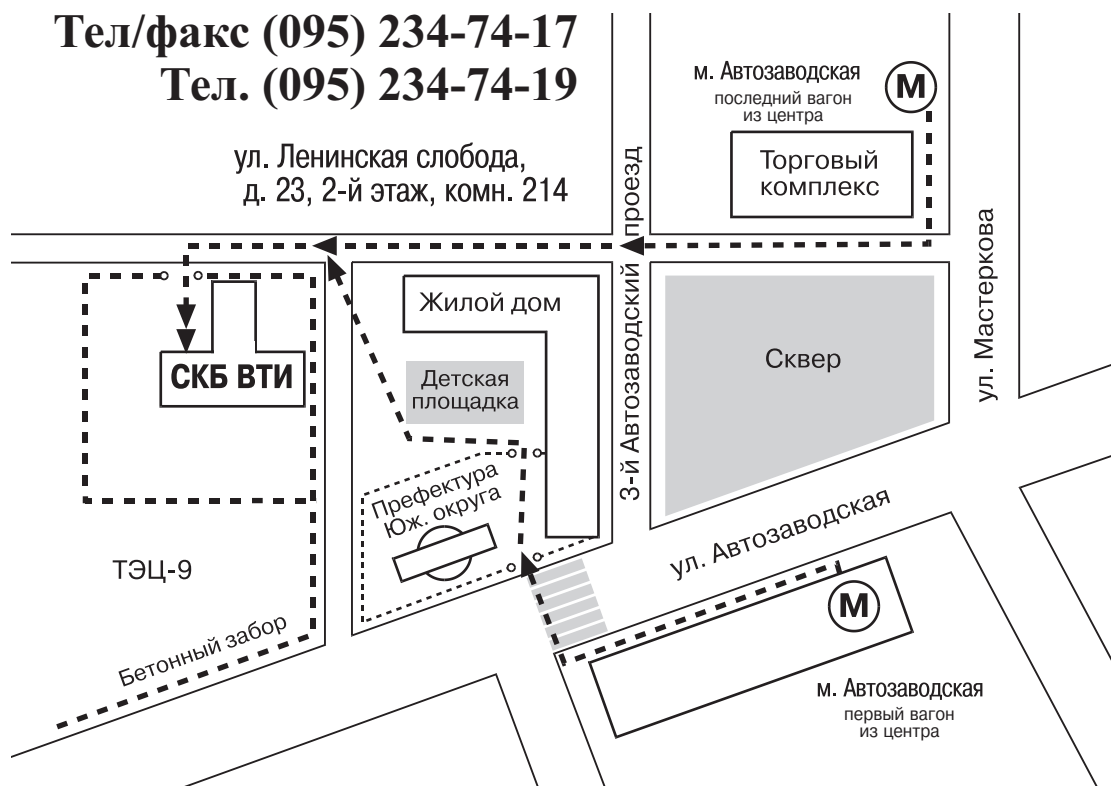
«Электрические станции»:

115280, Москва, ул. Ленинская слобода, 23

Тел/факс (095) 234-74-17

Тел. (095) 234-74-19

ул. Ленинская слобода,
д. 23, 2-й этаж, комн. 214



РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Главный редактор **ОЛЬХОВСКИЙ Г.Г.**

АНТИПОВ К.М. (зам. главного редактора), **ВОЛКОВ Э.П.**, **ДЕНИСОВ В.И.**, **ЗОТОВ В.М.**, **КОРНИЕНКО А.Г.**,
КОЩЕЕВ Л.А., **ЛОШАК С.Б.**, **ЛЯШЕНКО В.С.**, **НЕКЛЕПАЕВ Б.Н.**, **НЕЧАЕВ В.В.**, **ОБРАЗЦОВ С.В.**,
ОРФЕЕВ В.М., **ОХОТИН В.Н.**, **ПРУШИНСКИЙ Б.Я.**, **РЕМЕЗОВ А.Н.**, **РЕШЕТОВ В.И.**,
САВВАЙТОВ Д.С., **СЕДЛОВ А.С.**, **СОЛОВЬЕВА Т.И.**, **ФЕДОСЕЕВ Б.С.**, **ШИРОКОВА М.И.**

РЕДАКЦИЯ

Зам. главного редактора **Соловьева Т.И.**
 Ответственный секретарь **Широкова М.И.**
 Научный редактор **Шишорина Г.Д.**
 Литературный редактор **Евсеева В.Н.**
 Секретарь редакции **Васина С.А.**
 Компьютерный набор **Коновалова О.Ф.**
Раздел "Энергохозяйство за рубежом"
 Научные редакторы: **Алексеев Б.А.**, **Котлер В.Р.**

АДРЕС РЕДАКЦИИ:

115280, Москва, ул. Ленинская слобода, 23

Телефоны: редакции (095) 234-7417, 234-7419
 275-0023, доб. 21-66
 главного редактора (095) 275-3483
Факс (095) 234-7417

Internet: <http://www.energy-journals.ru>
E-mail: tis@mail.magelan.ru

Сдано в набор 28.03.2002. Подписано в печать 29.04.2002. Формат 60×84 1/8.

Бумага офсетная № 1. Печать офсетная. Печ. л. 10,75. Тираж 1960. Цена свободная

Оригинал-макет выполнен в издательстве "Фолиум",
 127238, Москва, Дмитровское ш., 58, тел./факс (095) 482-5590, 482-5544, 488-7210
Internet: <http://www.folium.ru>, **E-mail:** folium@online.ru
 Отпечатано в типографии издательства "Фолиум"