Белорусский национальный технический университет

Факультет Энергетический
Кафедра Тепловые электрические станции

СОГЛАСОВАНО
Заведующий кафедрой
_____Н.Б. Карницкий
24.02.2015 г.

СОГЛАСОВАНО
Декан факультета
_____К.В. Добрего
26.02.2015 г.

УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ПО УЧЕБНОЙ ДИСЦИПЛИНЕ

ТЕХНОЛОГИЯ МОНТАЖА И РЕМОНТА ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС

для специальности 1-43 01 04 Тепловые электрические станции

Составители: к.т.н., доцент Качан С.А., к.т.н., доцент Герасимова А.Г.

Рассмотрено и утверждено
на заседании совета энергетического факультета 26 февраля 2015 г.,
протокол N 6

Перечень материалов

Курс лекций со ссылками на интернет-ресурсы; тематика практических занятий, лабораторных и курсовых работ со ссылками на интернет-ресурсы; вопросы к зачету; учебная программа, учебно-методические, справочные и нормативные материалы по дисциплине

Пояснительная записка

Цели ЭУМК

Повышение качества образовательных услуг за счет обеспечения студентов комплектом учебных и учебно-методических материалов, позволяющим самостоятельно изучать дисциплину «Технология монтажа и ремонта оборудования ТЭС», что особенно важно для студентов заочной формы получения образования. ЭУМК также может быть использован преподавателями сходных дисциплин для подготовки к лекциям и организации лабораторных и практических занятий, курсового проектирования.

Особенности структурирования и подачи учебного материала

ЭУМК включает следующие разделы: теоретический (курс лекций со ссылками на интернет-ресурсы), практический (тематика практических занятий, лабораторных и курсовых работ со ссылками на интернет-ресурсы), контроля знаний (вопросы к зачету) и вспомогательный (учебная программа, учебно-методические, справочные и нормативные материалы по дисциплине).

Рекомендации по организации работы с УМК

Рекомендуется последовательно изучать теоретические материалы в соответствии с темами практических занятий и лабораторных работ, а затем переходить к выполнению разделов курсовой работы. Для выполнения лабораторных работ авторами разработан лабораторный практикум в двух частях, а для разработки курсовой работы – методические пособия, где даются подробные рекомендации. Указанные учебно-методические материалы размещены в репозитории БНТУ. Перед изучением специальных вопросов дисциплины рекомендуется тщательно изучить особенности тепловой схемы ТЭС и конструктивные особенности современных котлоагрегатов и паротурбинных установок. Кратко данные вопросы рассматриваются в приложениях лабораторного практикума и методических пособий, более подробно – в рекомендуемой литературе, указанной во вспомогательном разделе ЭУМК.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ 4

КУРС ЛЕКЦИЙ 5

Раздел I. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТ ПРИ МОНТАЖЕ И РЕМОНТЕ ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС 5
Тема 1. МЕТАЛЛЫ И ОБОРУДОВАНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ЭНЕРГОУСТАНОВОК 5
Тема 2. СВАРОЧНЫЕ РАБОТЫ ПРИ МОНТАЖЕ И РЕМОНТЕ ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС 9
Тема 3. МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ ОСНОВНОГО МЕТАЛЛА И КАЧЕСТВА СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ 12
Тема 4. МЕХАНИЗАЦИЯ МОНТАЖНЫХ И РЕМОНТНЫХ РАБОТ 19

Раздел II. РЕМОНТ ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС 20
Тема 5. ОРГАНИЗАЦИЯ РЕМОНТНОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ НА ТЭС 20
Тема 6. КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ КОТЛОАГРЕГАТА И ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ 25
6.1. Вывод парогенератора в капитальный ремонт……..…….25
6.2. Ремонт поверхностей нагрева паровых котлов, рабочей средой в которых являются вода и пар……...…….27
6.3. Ремонт барабана парового котлоагрегата……...……....36
6.4. Ремонт воздухоподогревателей……...…….40
6.5. Ремонт горелочных устройств……...……..…….43
6.6. Ремонт тягодутьевых механизмов……...…….44
6.7. Ремонт паропроводов и арматуры……...…….45
6.8. Техника безопасности при производстве работ по ремонту котельного оборудования и трубопроводов……..……..48
Тема 7. КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ ПАРОТУРБИННОЙ УСТНОВКИ СО ВСПОМОГАТЕЛЬНЫМ ОБОРУДОВАНИЕМ 50
7.1. Вывод в капитальный ремонт турбин, производимые измерения и испытания...…...50
7.2. Ремонт паротурбинных установок……...…….53
7.3. Вибрация турбоагрегатов: причины возникновения, способы устранения. Балансировка……...……..…….67
7.4. Ремонт вспомогательного оборудования турбоустановки……75
7.5. Техника безопасности при производстве работ по ремонту турбинного оборудования……..……76

Раздел III. МОНТАЖ ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС 78
Тема 8. ОРГАНИЗАЦИЯ МОНТАЖНЫХ РАБОТ 78
Тема 9. МОНТАЖ КОТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ 82
Тема 10. ТЕХНОЛОГИЯ МОНТАЖА ТУРБОАГРЕГАТОВ 88

ТЕМАТИКА ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ, ЛАБОРАТОРНЫХ И КУРСОВЫХ РАБОТ 95

ВОПРОСЫ К ЗАЧЕТУ 98

УЧЕБНАЯ ПРОГРАММА 101

УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКИЕ, СПРАВОЧНЫЕ И НОРМАТИВНЫЕ МАТЕРИАЛЫ ПО ДИСЦИПЛИНЕ 105

ВВЕДЕНИЕ

Электронный учебно-методический комплекс (ЭУМК) разработан в соответствии с учебным планом специальности 1 – 43 01 04 «Тепловые электрические станции» и предназначен для самостоятельного изучения дисциплины «Технология монтажа и ремонта оборудования ТЭС» студентами указанной специальности дневной и заочной формы получения образования. ЭУМК также может быть использован преподавателями сходных дисциплин для подготовки к лекциям и организации лабораторных и практических занятий.

Современное производство электроэнергии и теплоты на ТЭС основано на применении теплоэнергетического оборудования на высокие и сверхкритические параметры пара, которое характеризуется сложностью конструкции и изготавливается с применением легированных жаропрочных сталей. Это повышает сложность технологических процессов монтажа и ремонта оборудования; требует от монтажного и ремонтного персонала квалифицированной организации производства; выдвигает повышенные требования к технологической культуре монтажных и ремонтных работ на ТЭС. Задачи бесперебойного обеспечения потребителей электрической и тепловой энергией, стоящие перед работниками электростанций, требуют повышения качества монтажных и ремонтных работ и увеличения надежности и экономичности работы энергетического оборудования.

Изучение дисциплины «Технология монтажа и ремонта оборудования ТЭС» предполагает формирование у студентов базовых теоретических знаний и практических навыков по организации и оптимизации монтажных и ремонтных работ на ТЭС с целью поддержания высокого уровня надежности и экономичности энергетического производства.

Знание курса «Технология монтажа и ремонта оборудования ТЭС» поможет студентам при прохождении производственной и преддипломной практики, написании и защите курсовой работы по дисциплине и дипломного проекта по специальности.

КУРС ЛЕКЦИЙ

Раздел I. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТ ПРИ МОНТАЖЕ И РЕМОНТЕ ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС

Тема 1. МЕТАЛЛЫ И ОБОРУДОВАНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ЭНЕРГОУСТАНОВОК

Паротурбинные и котельные установки ТЭС являются сложным видом современного энергетического оборудования и работают в тяжелых условиях эксплуатации, вызванных высокими давлениями и температурами рабочего тела, большими напряжениями в металле и скоростями вращающихся частей, вибрацией и другими особенностями. В настоящее время в связи со значительным износом производственных фондов ТЭС широко проводятся работы по реконструкции и модернизации оборудования энергосистемы с применением новых материалов и технологий. Применение специальных материалов, усложнение конструкции узлов и деталей основного и вспомогательного оборудования, определяют особенности технологии и высокие требования к правильной организации и качественному выполнению монтажных и ремонтных работ на современных ТЭС.

Чистые металлы в технике используются крайне редко, чаще применяют сплавы. В котлотурбостроении в основном это *черные металлы* – соединения на основе железа (содержание Fe в сплаве не менее 50%) и углерода, то есть разные сорта чугуна (более 2% C) и стали (менее 2% C). Остальные металлы и сплавы на их основе относятся к *цветным металлам*.

Для изучения структуры железоуглеродистых сплавов используют *диаграмму состояния железо—углерод* (Fe—C), где отражены происходящие превращения в зависимости от температуры t и процентного соотношения компонентов (рис. 1.1). Критические точки диаграммы Fe—C впервые определил крупнейший русский ученый Д.К. Чернов (табл. 1.1).

Таблица 1.1

Критические точки диаграммы Fe—C

Точка	Температура, °C	Характер превращения
A_0	210	Магнитное изменение цементита
A_1	723	Перлитное превращение
A_2	768	Магнитное превращение α-железа
A_3	723…910	Начало выделения феррита из аустенита (при охлаждении) или конец растворения феррита (при нагревании)
A_4	1400	Переход γ-железа в α-железо при нагреве и обратно при охлаждении
$A_{ст}$	723…1130	Начало выделения цементита из аустенита (при охлаждении) или конец растворения цементита (при нагреве)

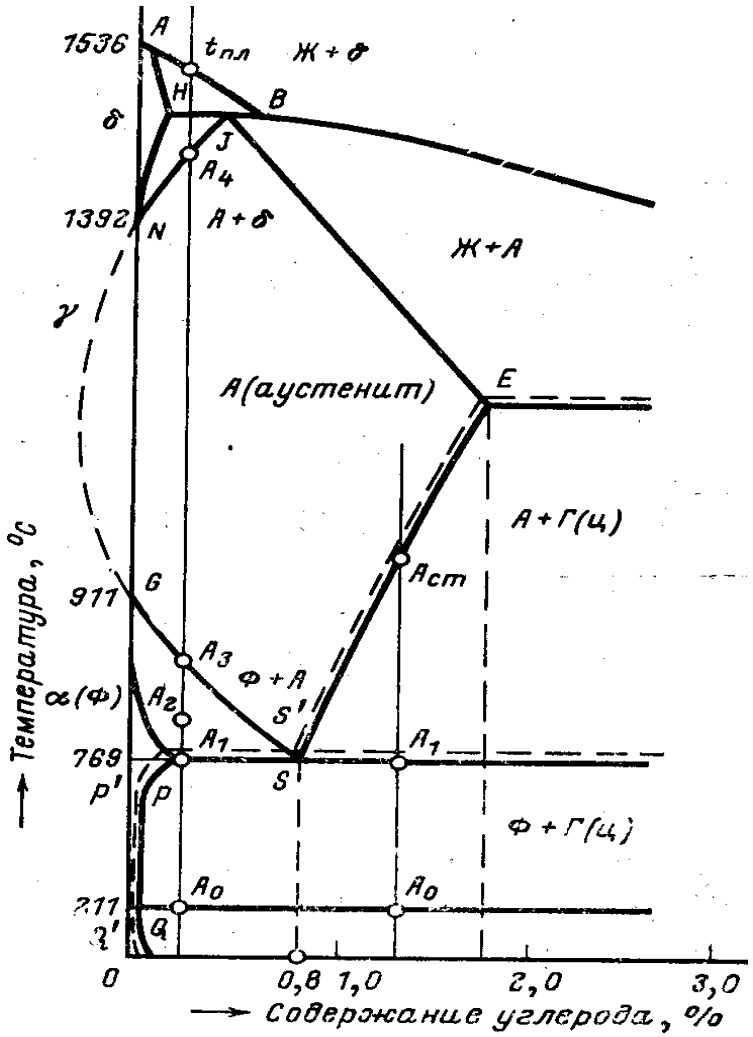


Рис. 1.1. Диаграмма состояния железо—углерод

Основные составляющие диаграммы сплавов Fe—C:

- *аустенит (А)* — твердый раствор углерода в γ-железе; отличается умеренной твердостью, значительной прочностью и высокой вязкостью; не магнитен;

- *феррит (Ф)* — твердый раствор углерода в α-железе; обладает небольшой прочностью и твердостью, высокой вязкостью и магнитен до температуры 768°С;

- *цементит (Ц)* — химическое соединение Fe_3C с массовым содержанием углерода 6,67%; обладает хрупкостью и чрезвычайно большой твердостью;

- *перлит (П)* — механическая смесь феррита и цементита; отличается большой прочностью при значительной пластичности.

Применение сталей обеспечивают необходимые высокие **механические свойства**.

Прочность – способность материала воспринимать механические нагрузки без разрушения. Ее характеризуют *предел прочности* – максимальные напряжения, которые может испытывать материал до разрушения, *предел текучести* – напряжения, при которых упругие деформации переходят в пластические, а также *жаропрочность* – способность материала противостоять

механическим нагрузкам при высоких температурах, определяется сопротивляемостью ползучести и длительной прочностью материала.

Ползучесть — свойство металла, нагруженного при высокой температуре, медленно и непрерывно пластически деформироваться под воздействием напряжений. За счет пластических деформаций снижаются напряжения в материале (происходит *релаксация напряжений*). *Предел длительной прочности* характеризуется напряжением, приводящим металл к разрушению при данной температуре через определенный промежуток времени.

Твердость – способность материала сопротивляться проникновению в него другого тела.

Вязкость – способность материала «гасить» («поглощать») энергию механического воздействия без разрушения за счет пластических деформаций. Этому свойству противоположна *хрупкость* – способность материала под воздействием механической нагрузки разрушаться практически без стадии пластических деформаций

Жаростойкость — способность металла сопротивляться окалинообразованию при высоких температурах.

Характеристики сталей во многом определяет их **химический состав**.

Наиболее распространенным материалом для изготовления элементов котлов, вспомогательного оборудования и трубопроводов служат *низкоуглеродистые стали*, содержащие до 0,25% углерода. Они хорошо поддаются обработке давлением, гибке и правке в горячем и холодном состояниях, хорошо свариваются; обладают удовлетворительными механическими свойствами при температурах ниже 450—500°С.

Углерод — элемент, в основном определяющий механические и технологические свойства углеродистых сталей. С увеличением его содержания возрастают *предел прочности* и *твердость* стали, снижаются показатели *пластичности* (относительное удлинение и относительное сужение), а также *ударная вязкость*. При 0,8'% углерода прочность стали достигает максимального значения, после чего она начинает снижаться.

Свойства стали можно улучшить вводом в сплав специальных присадок некоторых химических элементов в различных комбинациях и количествах — ***легированием***. В зависимости от содержания легирующих элементов (до 2,5%, до 10% и выше 10% соответственно) стали делят на: низко-, средне- и высоколегированные. Основное назначение легирования сталей, применяемых в котлотурбостроении — повышение *жаропрочности* и *жаростойкости*.

Обычно легирующими элементами являются: кремний Si, хром Сг, марганец Mn, никель Ni, вольфрам W, молибден Мо, бор В, титан Ti, алюминий А1 и др.

Молибден и *ванадий* вводятся с целью повышения *жаропрочности*.

Хром в количестве 0,5—2,5% входит в низколегированные котельные стали для повышения *жаростойкости*, в количестве 1—2% повышает *жаропрочность*. Стали, содержащие более 12—13% хрома, относятся к *нержавеющим*.

Никель в количестве не менее 9% вводят в *жаропрочные нержавеющие* стали для получения *аустенитной структуры*. В перлитную сталь для бараба-

нов паровых котлов вводят *никель* в количестве около 1 % для повышения предела текучести.

При помощи **термической обработки** — последовательности операций нагрева, выдержки и охлаждения металлических сплавов, находящихся в твердом состоянии, — можно изменить структуру и, как следствие этого, создания у них необходимых механических свойств: прочности, износостойкости, твердости, обрабатываемости и др.

При выполнении *отжига, нормализации* и *закалки*, сталь нагревают до одинаковой температуры (на 30—50°С выше точки A_{c3}), но из-за разных скоростей охлаждения (рис. 1.2) получают разную структуру сплава и разные механические свойства.

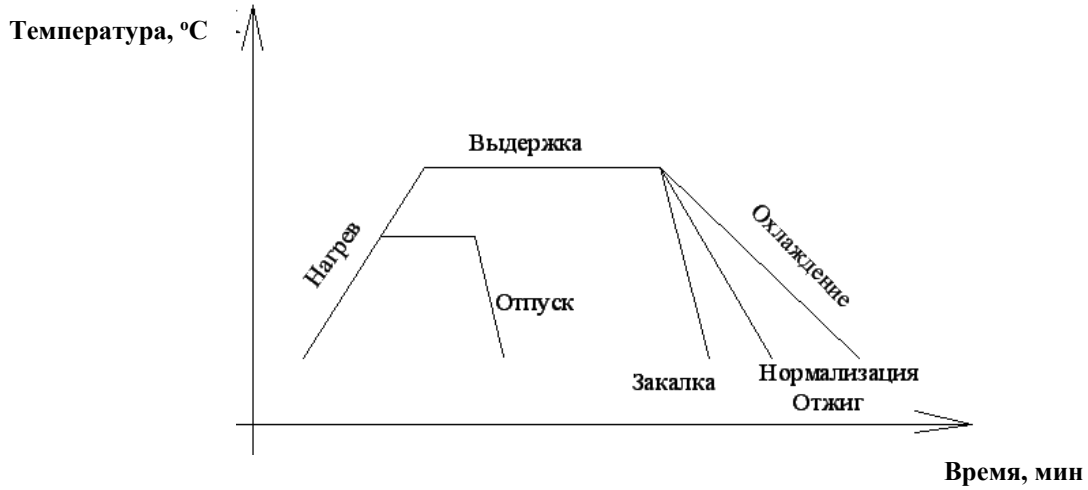


Рис. 1.2. Основные виды термообработки

Отжиг — медленное охлаждение вместе с печью (или под изоляцией) с целью приведения структуры к равновесному состоянию, снятия внутренних напряжений, улучшения механических свойств.

Нормализация — охлаждение на спокойном воздухе с целью устранения внутренних напряжений, повышения механических свойств: твердость и прочность после нормализации выше, чем при отжиге, но вязкость — ниже.

Закалка — быстрое охлаждение в различных средах (вода, масло и пр.) с различной скоростью. В результате повышается твердость и прочность стали.

Отпуск — нагрев закаленных деталей до температуры ниже точки A_{c1}, выдержка и последующее охлаждение с целью смягчения воздействия операции закалки: уменьшение или снятие остаточных напряжений, повышение вязкости, уменьшение твердости и хрупкости стали.

Для проведения термообработки применяют газовый нагрев, нагреватели или печи сопротивления, индукционные нагреватели. Использование последних более предпочтительно для термообработки толстостенных элементов.

Тема 2. СВАРОЧНЫЕ РАБОТЫ ПРИ МОНТАЖЕ И РЕМОНТЕ ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС

Работы по сварке оборудования ТЭС выполняются в сложных условиях на значительной высоте, в труднодоступных местах, с расположением сварных швов в любых пространственных положениях.

Из всех видов сварки (рис. 2.1) при выполнении ремонтных работ на ТЭС наиболее распространена *ручная дуговая сварка плавлением*, при которой нагрев осуществляется электрической дугой, горящей между электродом и свариваемым металлом. Инертные газы (аргон, гелий и их смеси) за счет защиты дуги и расплавленного металла от газов окружающего воздуха обеспечивают более высокое качество сварного шва.

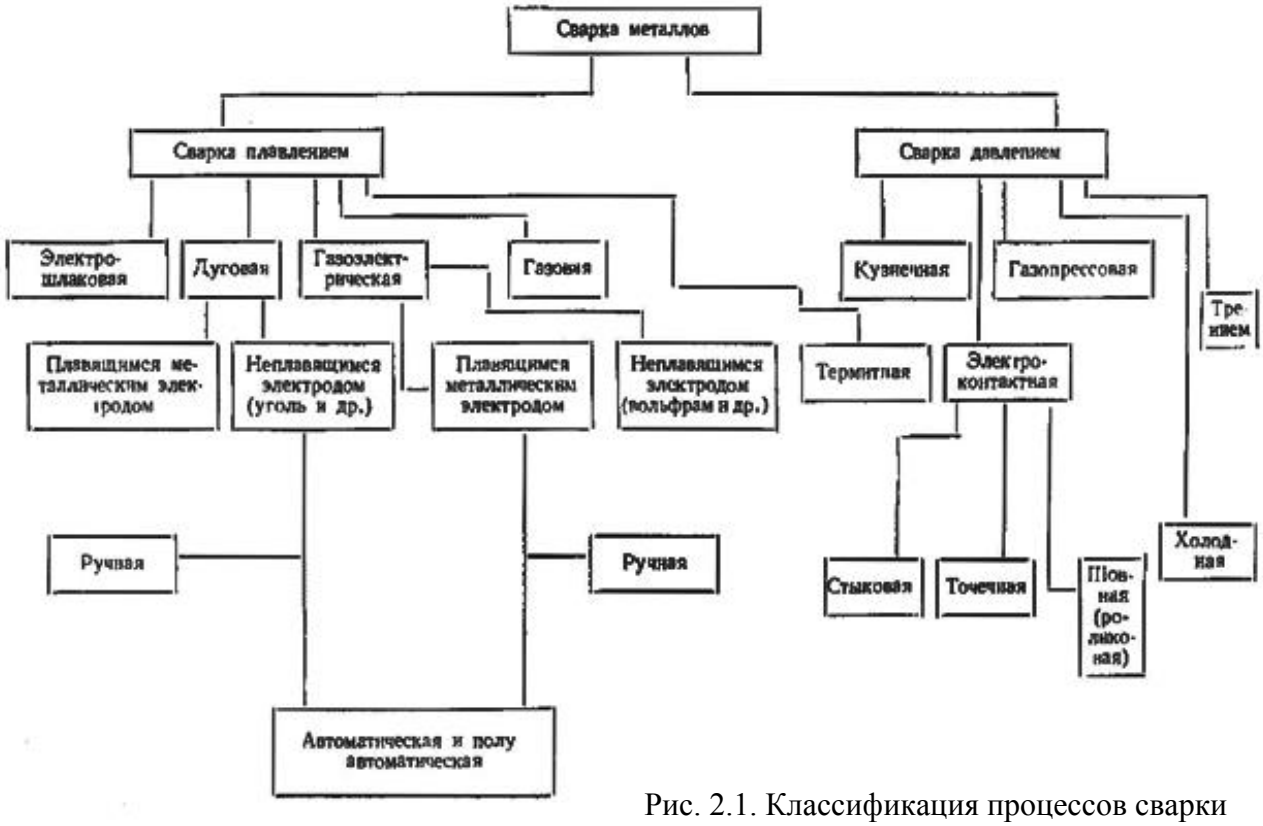


Рис. 2.1. Классификация процессов сварки

Для сварки стыков труб из теплоустойчивых легированных сталей может применяться:

- ручная дуговая сварка покрытыми электродами (рис. 2.2);
- ручная аргонодуговая сварка (рис. 2.3);
- комбинированная сварка: корень шва выполняется аргонодуговой сваркой, заполняющие и облицовочный слои - ручной дуговой сваркой покрытыми электродами.

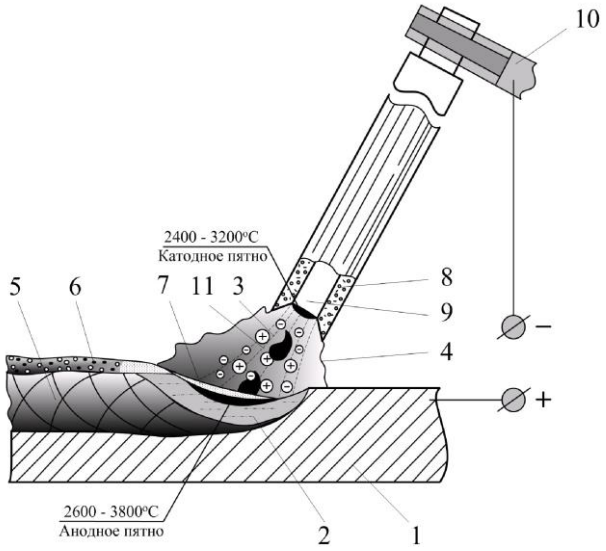


Рис. 2.2. Схема ручной дуговой сварки покрытым электродом (прямая полярность): *1* - основной металл; *2* - ванна; *3* - электрическая дуга; *4* -газовая защита; *5* - наплавленный металл; *6* - шлаковая корка; *7* - жидкий шлак; *8* - электродное покрытие; *9* - металлический стержень электрода; *10* - электрододержатель, *11* - капля расплавленного электродного металла

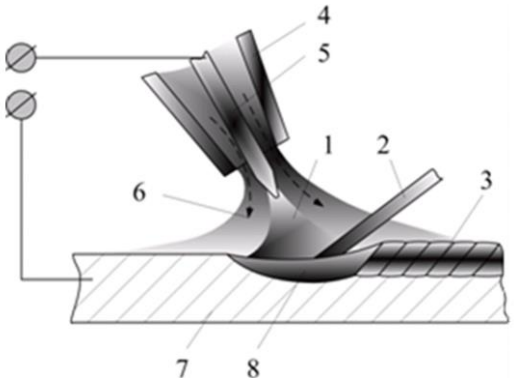


Рис. 2.3. Дуговая сварка неплавящимся электродом в среде инертных газов (аргона): *1* - электрическая дуга; *2* - присадочный пруток; *3* - сварочный шов; *4* - сопло горелки; *5* - тугоплавкий электрод; *6* - защитный газ (аргон); *7* – основной металл; *8* - сварочная ванна

Сварка на постоянном токе обратной полярности (рис. 2.2) применяется для тонкостенных заготовок, а также высоколегированных сталей с целью исключения их перегрева (при обратной полярности расплавляемый металл нагревается меньше, чем при прямой).

Сварку углеродистых сталей обычно выполняют на переменном токе.

Дуга на переменном токе горит менее устойчиво, чем на постоянном. Поэтому сварка на постоянном токе обеспечивает более высокое качество сварного шва, однако при этом используется более дорогое оборудование и выше расход электроэнергии.

Аргонодуговая сварка неплавящимся вольфрамовым электродом (рис. 2.3) проводится при подаче присадочного материала и его плавлении дугой на постоянном токе прямой полярности (при прямой полярности электрод нагревается меньше).

На *технологическую свариваемость* (возможность получения прочных сварных соединений, работоспособных в условиях действия нагрузок) влияют следующие факторы.

Свойства основного металла: химический состав и структурное состояние стали, ее теплофизические, физико-химические и механические свойства. Из химических элементов, входящих в состав стали, наибольшее влияние на образование трещин оказывает углерод, действие которого усиливается легирующими элементами, вводимыми в сталь.

Конструктивные факторы, обусловленные:

- типом сварной конструкции и сложностью ее узлов;

- формой и взаимным расположением свариваемых элементов, их массой и толщиной; жесткостью сварной конструкции, характером закрепления и напряженным состоянием элементов до сварки;

- последовательностью выполнения сварных соединений;

- типом сварного соединения (стыковое, угловое и пр.), формой подготовки кромок под сварку (с отбортовкой, без разделки кромок, V-, X-, Y-образная разделка кромок и пр.);

- пространственным положением сварки (вертикальный, горизонтальный, верхний, нижний шов) и др.

Стали, предварительно наклепанные или закаленные, обладают большей склонностью к образованию трещин, чем стали отожженные или отпущенные в процессе термообработки.

Технологические факторы: вид и режим сварки, состав используемых электродов, сварочной проволоки, флюса, защитных газов (например, аргон), температура окружающей среды (ее понижение влияет отрицательно на свариваемость), характер подготовки деталей под сварку и др. Важный вопрос технологии ручной электродуговой сварки — выбор оптимального сварочного режима.

Диаметр электрода и сила сварочного тока определяются в основном толщиной свариваемых элементов, типом сварных соединений и некоторыми конструктивными факторами. Род тока и полярность выбираются в зависимости от марки свариваемого металла, его толщины, марки электрода, назначения конструкции. Тип и марка электрода выбираются в зависимости от марки и механических свойств свариваемого металла, назначения и условий работы конструкции. Сила сварочного тока I выбирается в зависимости от диаметра стержня электрода $d_э$ и положения шва в пространстве.

Для *повышения качества сварных соединений* применяют следующие специальные *технологические мероприятия*:

- используют термический цикл сварки, устраняющий образование закалочных структур (предварительный и сопутствующий подогревы, сварка короткими участками и др.);

- применяют технологические приемы, снижающие остаточные напряжения (сварка труб большого диаметра двумя сварщиками одновременно, сварка каскадом, с применением съемных или постоянных подкладочных колец, с использованием приспособлений, создающих напряжения сжатия и др.);

- с целью уменьшения содержания водорода в металле сварного соединения улучшают защиту металла сварочной ванны, выполняют тщательную подготовку поверхности свариваемых кромок и сварочных материалов, используют флюсы и электродные покрытия с низким содержанием водорода и др.;

- производят термическую обработку сварного соединения непосредственно после сварки (нормализация, закалка с отпуском и др.).

Тема 3. МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ ОСНОВНОГО МЕТАЛЛА И КАЧЕСТВА СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ

Рассмотрим некоторые из методов контроля основного металла и качества сварных соединений в соответствии со следующей *классификацией:*

1) методы *неразрушающего* контроля:

-- выявление дефектов, выходящих на поверхность (визуально-измерительный контроль (ВИК), капиллярный (цветовой) метод, магнитопорошковая дефектоскопия (МПД) и пр.);

-- выявление дефектов, не выходящих на поверхность (просвечивание рентгеновскими или γ лучами, ультразвуковой контроль (УЗК) и пр.);

2) методы *разрушающего* контроля (механические испытания, металлографические исследования).

1) **Методы неразрушающего контроля** - контроль производится без разрушения основного металла.

Визуально-измерительный контроль (ВИК) - внешний осмотр, как невооруженным глазом, так и (или) с применением визуально-оптических приборов: луп, линз, микроскопов, эндоскопов и пр. (рис. 3.1).

Рис. 3.1. Видеоэндоскоп для контроля в трудно доступных местах

Цветовая (капиллярная) дефектоскопия (ЦД) основана на проникновении в полости дефектов контрастирующего цветного вещества (пенитранта) под действием капиллярных сил. Эффект обнаружения дефектов усиливается с помощью люминесцирующего в ультрафиолетовом излучении вещества (рис. 3.2).

Метод широко применяют для обнаружения поверхностных дефектов глубиной более 10 мкм и шириной раскрытия более 1 мкм.

Рис. 3.2. Контроль ротора капиллярным методом

Рис. 3.3. Набор для цветовой дефектоскопии→

Порядок проведения (рис. 3.3, 3.4):

- обезжиривание поверхности;
- нанесение пенитранта, который заполняет трещины;
- снятие пенитранта очистителем;
- нанесение проявителя, который «вытягивает» пенитрант так, что дефект становится визуально хорошо видим.

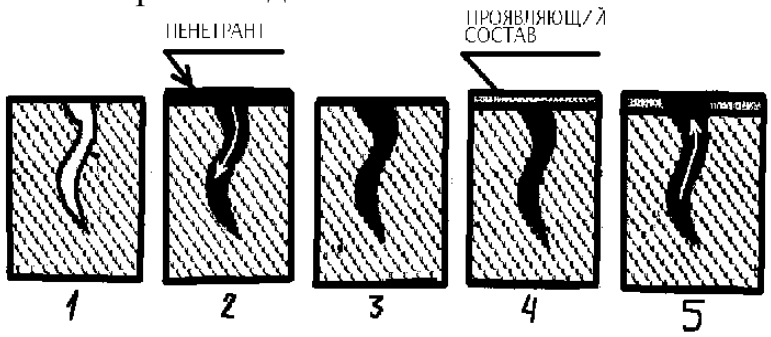


Рис. 3.4. Схема контроля капиллярным методом

Магнито-порошковая дефектоскопия (***МПД)*** основана на выявлении локальных магнитных полей рассеяния, возникающих над дефектом, с помощью ферромагнитных частиц, играющих роль индикатора.

Магнитное поле рассеяния в зоне дефекта тем больше, чем больше дефект и чем ближе он к поверхности детали (рис. 3.5).

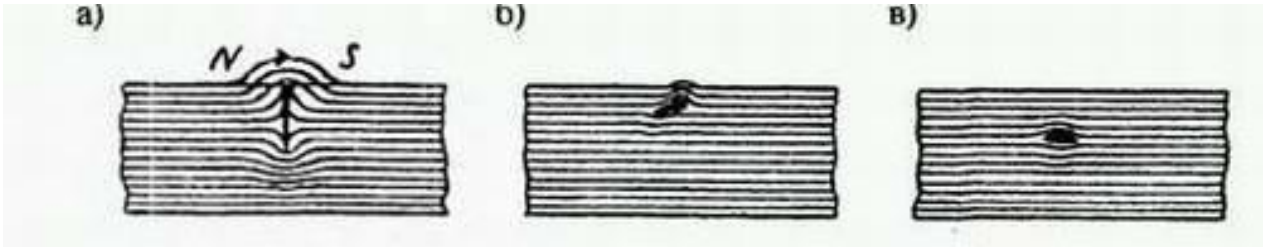


Рис. 3.5. Магнитное поле рассеяния над дефектом: а – поверхностным; б – подповерхностным; в - внутренним

Нанесение магнитного порошка на контролируемую, предварительно намагниченную, поверхность осуществляют "сухим" (с использованием сухого ферромагнитного порошка) и "мокрым" (с использованием магнитной суспензии, т.е. взвеси ферромагнитных частиц в жидких средах) способами (рис. 3.6 - 3.8).

Рис. 3.6. Осадок магнитного порошка (из суспензии) на невидимых глазом закалочных трещинах в стальной детали

Ферромагнитные частицы собираются над дефектом, ширина образующихся полосок обычно значительно больше ширины дефекта (рис. 3.6), поэтому этим методом контроля могут быть выявлены даже мельчайшие дефекты:

- поверхностные с шириной раскрытия у поверхности 0,002 мм и более, глубиной 0,01 мм и более;
- подповерхностные, лежащие на глубине до 2 мм;
- внутренние (больших размеров), лежащие на глубине более 2 мм и пр.

Недостаток метода – он применим только на магнитных сталях.

Рис. 3.7. Готовые суспензии для магнитопорошковой дефектоскопии

Рис. 3.8. Намагничивающее устройство

Просвечивание рентгеновскими или γ лучами.

Метод основан на ослаблении излучения при прохождении через толщу металла (рис. 3.9, 3.10).

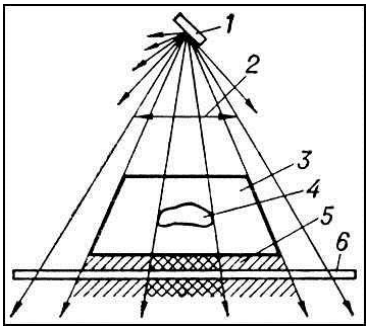


Рис. 3.9. Схема метода просвечивания
1 — источник рентгеновского излучения; 2 — пучок рентгеновских лучей; 3 — деталь; 4 — внутренний дефект в детали; 5 — невидимое глазом рентгеновское изображение за деталью; 6 — регистратор рентгеновского изображения

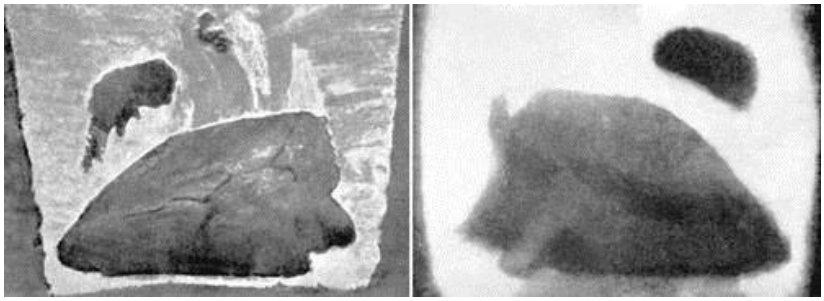


Рис. 3.10. Снимок в гамма-излучении (слева) и фотография разреза прибыли (справа) слитка, на которых видна усадочная раковина

Чувствительность метода (качество выявления дефекта) зависит от:

- свойств (плотности) исследуемого материала (например, в стали дефект обнаруживается легче, чем в алюминии);
- расположения дефекта (объемные дефекты выявляются лучше; дефекты с узким раскрытием могут не выявляться, когда они лежат не в плоскости просвечивания).

Оборудование отличается простотой и портативностью. Ампула с радиоактивным веществом очень мала и хранится в свинцовом контейнере.

Главный недостаток - метод опасен для здоровья.

***Ультразвуковой контроль* (УЗК).**

Наиболее распространен эхо-метод или эхо-импульсный метод (рис. 3.11, 3.12), основанный на отражении колебаний от границы раздела фаз в месте расположения дефекта (или границы исследуемого образца).

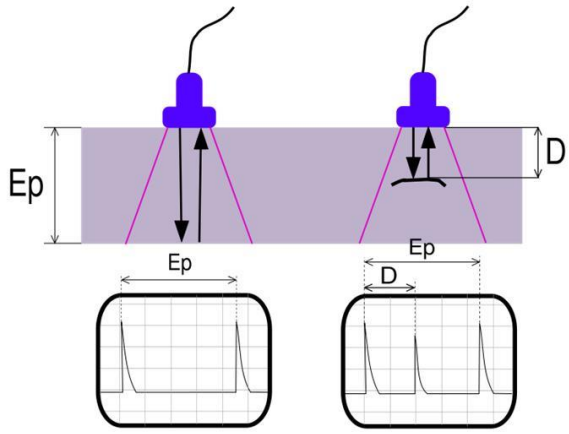


Рис. 3.11. Схема проведения УЗК

Рис. 3.12. Набор для УЗК

Соответственно метод применяется для дефектоскопии и толщинометрии. Метод обладает высокой чувствительностью:

- максимальная глубина залегания шва — до 10 метров.
- минимальная глубина (толщина металла) — от 3 до 4 мм.
- максимальная толщина металла — от 500 до 800 мм.

Возможен контроль изделий из разных материалов: металлов и неметаллов, при низкой стоимости и опасности для человека (по сравнению с дефектоскопией просвечиванием), а также высокой мобильности.

Однако, требуется подготовки поверхности (шероховатость поверхности не ниже класса 5, нанесение контактной жидкости). Практически невозможно производить достоверный контроль металлов с крупнозернистой структурой (чугун или аустенитный сварной шов). Затруднителен контроль деталей со сложной формой, сварных соединений из разнородных сталей.

Точность метода зависит от ориентации дефекта. О дефекте можно получить лишь ограниченную информацию.

При гидравлическом испытании система трубопроводов или сосуд наполняют водой, создают избыточное пробное давление, превышающее в 1,2 —2 раза рабочее давление, и выдерживают в течение 5 — 10 минут. Для трубопроводов и сосудов, работающих при высоком давлении (более 90 ата) обычно $p_{пробн} = 1{,}25\ p_{раб.}$ Герметичность проверяют по появлению влаги в дефектных местах и величине снижения давления. Все виды гидравлических испытаний проводят при положительных температурах.

При пневматических испытаниях сосуд заполняют сжатым воздухом под давлением, превышающим на 10-20 кПа атмосферное или 10 - 20% выше рабочего. Швы смачивают мыльным раствором или погружают изделие в воду. Отсутствие пузырей свидетельствует о герметичности.

При пневматических испытаниях с галоидным (гелиевым) течеискателем сосуда, работающего под вакуумом, его снаружи обдувают легкотекучим газом, который обладает высокой проницаемостью. Попавший внутрь газ отсасывается и фиксируется специальным прибором — течеискателем. По количеству уловленного гелия судят о герметичности сосуда.

2) **Методы разрушающего контроля** - контроль производится с разрушением исследуемого образца.

Механические испытания предназначены для определения механических свойств материала.

Определение механических свойств зависит от характера напряженного состояния, создаваемого в материале, и условий его нагружения.

Испытания могут носить разный характер:

- *статические нагрузки* (растяжение (рис. 3.13), сжатие, изгиб при различных температурах) позволяют точно измерить силу воздействия на образец и подробно описать процесс деформации;
- *динамические испытания* служат для определения вязкости или хрупкости материала: это разного рода удары, при которых возникают инерционные силы в частях образца и испытательной машины;
- *испытания на усталость* – многократные нагрузки небольшой силы, вплоть до разрушения;
- *испытания на твердость* служат для измерения силы, с которой более твердое тело внедряется в поверхность образца (рис. 3.14).

Рис. 3.13. Разрывная машина

Рис. 3.14. Твердомер

В ходе испытаний на ***растяжение*** выявляются предел прочности, предел текучести и показатели пластичности - относительное сужение и удлинение (рис. 3.14).

В результате ***динамических испытаний*** определяют ударную вязкость или полную работу, затраченную при ударе (рис. 3.16).

При испытании ***на изгиб*** определяют угол изгиба при образовании первой трещины в растянутой зоне образца.

Образец 2 кладут в шаблон, обеспечивающий установку надреза в середине пролета между опорами 1. Удар наносят со стороны, противоположной надрезу, для чего маятник 4 копра закрепляется в верхнем положении на высоте H (от 0.8 до 2.5 м), а по шкале 5 фиксируется угол подъема α; затем маятник 4 свободно падает, нанося удар по образцу, изгибая и разрушая его.

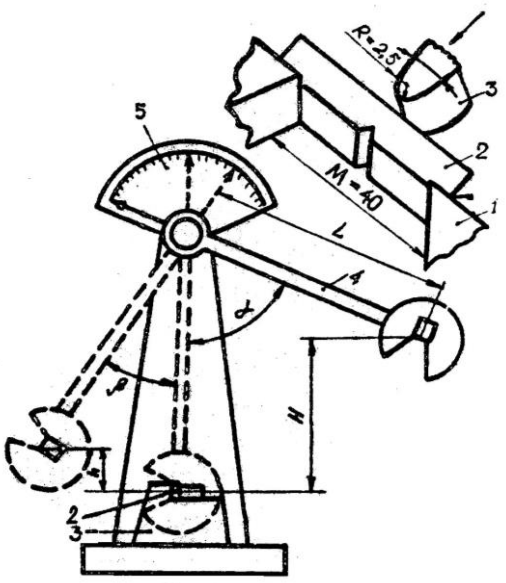


Рис. 3.16. Схема испытания на ударный изгиб на маятниковом копре

Металлографические исследования предназначены для выявления структуры металла и дефектов с применением микроскопов.

При ***макроанализе*** производят исследование макроструктуры, строения металла, видимого без увеличения или при небольшом увеличении (с помощью лупы) и выявления макродефектов (трещины, непровары, газовые поры в наплавленном и основном металле, шлаковые включения и пр.).

Для этого вырезают образцы (темплеты), поверхность которых шлифуют и подвергают травлению специальными реактивами (обычно растворами кислот высокой концентрации). Травители по-разному растворяют составляющие структуры, что позволяет выявить, например, сварной шов, его дендритное строение и геометрические размеры. Дефекты, нарушающие сплошность металла, выявляются потому, что реактивы растравливают трещины, поры, раковины и пр.

Микроанализ (рис. 3.17) применяют для:

- определения формы и размеров зёрен, из которых состоит сплав;
- обнаружения изменений внутреннего строения сплава;
- выявления микродефектов - микропор, микротрещин и пр.;
- обнаружения неметаллических включений - оксидов и др.

Для этого поверхность вырезанного образца подвергают шлифованию, полированию, травлению - так изготавливают микрошлифы. Для исследования структуры металлов и сплавов на микрошлифах применяют металлографические микроскопы. При необходимости большего увеличения используют электронные микроскопы, обеспечивающие увеличение до 200 000 раз.

На основании микроисследования можно делать прогноз разрушений, поскольку образование трещин занимает длительное время: вначале между границами зерен металла возникают единичные поры, потом цепочки и скопления

пор, которые затем превращаются в микротрещины и далее в трещины. От образования пор до микротрещин проходит несколько лет.

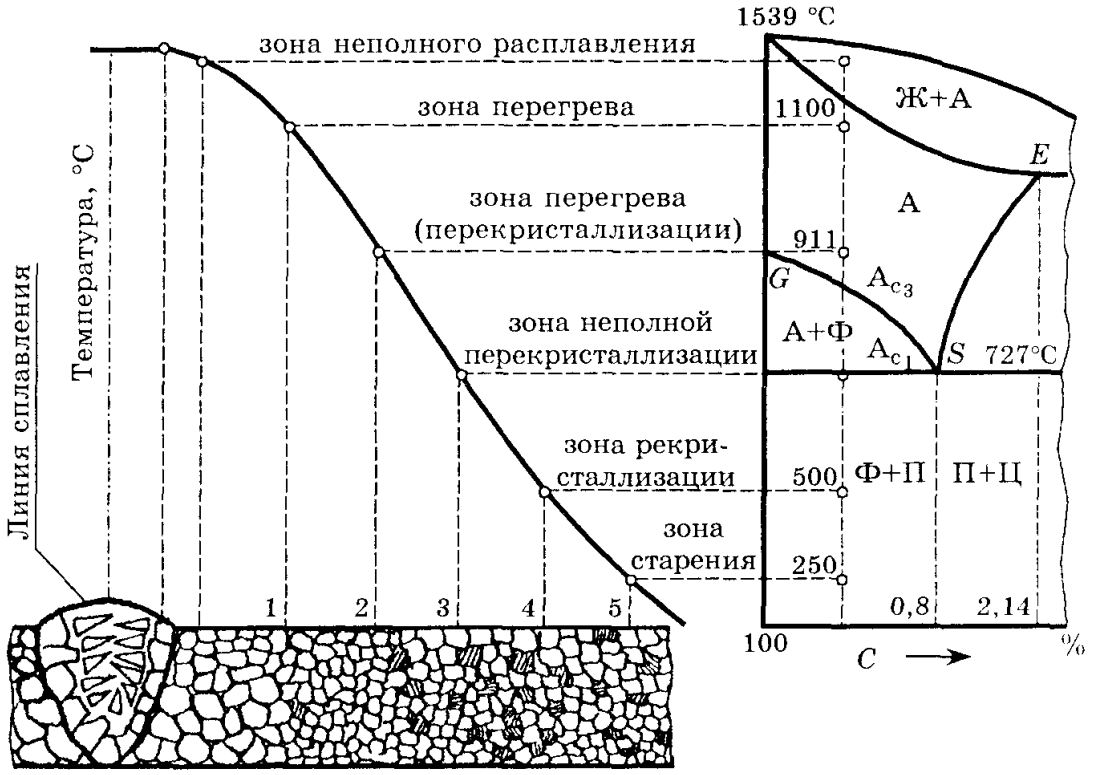


Рис.3.17. Микроструктура сварного соединения

Отметим, что неразрушающий металлографический контроль поверхности металла возможен с применением переносных микроскопов или метода реплик (оттисков).

Специальные испытания проводят для получения характеристик, учитывающих условия эксплуатации (***коррозионная стойкость***, ***ползучесть*** металла при воздействии повышенных температур и др.). При необходимости делают ***химический и спектральный*** анализ.

Стилоскопирование — качественный (полуколичественный) спектральный анализ на наличие легирующих элементов, которому подвергают все узлы и элементы котлов и трубопроводов, изготовленные из легированной стали, а также наплавленный металл их сварных соединений.

Раскаленные пары каждого металла имеют свои строго определенные линии в спектре. В ходе анализа лучи, полученные при дуговом разряде между контролируемым изделием и электродом, проходят через защитные светофильтры и после преобразования разлагаются в спектр. Спектр рассматривают через окуляр на предмет выявления в нем полос, соответствующим тем или другим легирующим элементам. По интенсивности свечения полос можно судит о количественном присутствии данного элемента в сплаве.

Тема 4. МЕХАНИЗАЦИЯ МОНТАЖНЫХ И РЕМОНТНЫХ РАБОТ

Монтаж и ремонт оборудования современных ТЭС проводится с максимальной механизацией всех трудоемких работ.

Наиболее трудоемкими являются ***такелажные работы***, связанные с поднятием и перемещением грузов.

Монтажную и ремонтную площадку стремятся оснастить наиболее совершенными такелажными механизмами – *кранами*, состоят из несущих конструкций (мост, башня, мачта, стрела и пр.), главного подъемного механизма (лебедка, тельфер), направляющих и поддерживающих элементов (канаты, цепи), силовой установки, электрооборудования, грузозахватных приспособлений.

Краны могут быть стационарными и передвижными. По конструктивным признакам различают: *мостовые, козловые, башенные* и пр.

Современные такелажные приспособления оснащены *стальными канатами* двойной свивки, в которых стальные проволоки свиты в пряди, а пряди - в канат круглого сечения, вокруг пеньковой сердцевины (сердечника). Сердечник пропитывается антикоррозионной смазкой и способствует гибкости каната, смягчая действие на него динамических нагрузок. Проволоку для канатов изготовляют из высокоуглеродистой или легированной стали, а при использовании на открытом воздухе – со специальным покрытием.

Канаты должны иметь *паспорта-сертификаты* завода-изготовителя и подвергаться в течение их эксплуатации периодическим испытаниям и расчетам на прочность для получения допуска к работе.

При ремонте и монтаже ***котельного оборудования*** производится большое количество сварочных работ с последующей термообработкой и контролем, а также работы по разметке, резке, гибке и др.

При ремонте и монтаже ***турбинного оборудования*** производится большое количество слесарно-сборочных работ.

Необходимый набор слесарно-механических и универсальных инструментов включает: режущие (резцы, сверла, напильники, шаберы, ножовки); ударно-режущие (зубила, крейцмейсели, кернеры); абразивные (точильные и шлифовальные круги); монтажные (отвертки, гаечные ключи, кусачки, плоскогубцы, кувалды, молотки, паяльники) приспособления и инструмент по возможности с пневмо- и электроприводом. Кроме того контрольно-измерительные инструменты и приборы (метры, циркули, нутромеры, микрометры, металлические линейки, угольники, индикаторы уровня, моментные весы, проверочные плиты); оптические приборы, тахометры, виброметры.

Ремонтно-механическая мастерская ТЭС должна иметь: токарный станок для небольших поделок, проточки клапанов и седел мелкой арматуры; небольшой строгальный и сверлильный станок, а также специальное оборудование: механизированные вальцовки; балансировочные станки; «пистолеты» для очистки конденсаторов и пр.

Раздел II. РЕМОНТ ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС

Тема 5. ОРГАНИЗАЦИЯ РЕМОНТНОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ НА ТЭС

Все работники электростанций в своей деятельности руководствуются двумя главными директивными документами:

- «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей» (ПТЭ), где изложены основные организационные и технические требования к эксплуатации энергетических объектов, выполнение которых обеспечивает надежную и бесперебойную их работу, и

- «Инструкция по организации ремонта энергетического оборудования электростанций и подстанций», которая содержит основные требования и правила по ремонту.

На электростанциях и подстанциях в соответствии с ПТЭ действует **система планово-предупредительного ремонта оборудования (ППР)**.

Система ППР – комплекс плановых мероприятий, направленных на доведение технических показателей оборудования до проектных и расчетных значений путем восстановления и замены отдельных деталей и узлов, для обеспечения длительной, надежной и экономичной работы оборудования

Основные задачи организации ремонта: сокращение сроков простоя оборудования в ремонте и повышение производительности труда, сокращение материальных и финансовых затрат на проведение ремонта при обеспечении высокой надежности и экономичности оборудования.

Различают техническое обслуживание и ремонт оборудования.

Техническое обслуживание – комплекс операций по поддержанию работоспособности или исправности оборудования. Предусматривает проведение осмотров, наблюдения за исправным состоянием, контроль режимов работы, соблюдение правил эксплуатации, инструкций заводов-изготовителей и местных эксплуатационных инструкций, устранение мелких неисправностей, не требующих отключения оборудования, регулировку и так далее.

Ремонт – комплекс операций по восстановлению исправности или работоспособности изделий и восстановлению ресурсов оборудования или его составных частей.

Ремонты оборудования подразделяются (классифицируются) на несколько видов в зависимости от степени подготовленности, объема выполняемых работ и метода выполнения ремонта.

Неплановый ремонт осуществляется без предварительного назначения при возникновении дефектов оборудования, приводящих к его отказам.

Плановый ремонт осуществляется в соответствии с требованиями нормативно-технической документации (НТД) и основан на изучении и анализе ресурса деталей и узлов.

Плановый ремонт подразделяется на три основных вида: капитальный, средний и текущий.

Текущий ремонт выполняется для обеспечения или восстановления работоспособности оборудования, и состоит в замене и (или) восстановлении отдельных его частей.

Это наименее объемный вид ремонта, при котором производится:

– чистка и осмотр оборудования,

– частичная разборка узлов с быстро изнашивающимися деталями, их ремонт или замена,

– устранение небольших дефектов, выявленных в процессе эксплуатации

В результате текущего ремонта должна быть обеспечена надежная работа агрегата до очередного планового ремонта. Производится по мере необходимости, но не реже 1 раза в год и, как правило, силами ремонтно-эксплуатационного персонала электростанции.

Продолжительность 10 – 20 ремонтных дней.

Капитальный ремонт – ремонт, выполняемый для восстановления исправности и восстановления полного (или близкого к нему) ресурса оборудования с заменой или восстановлением любых его частей, включая базовые.

Это наиболее объемный и сложный вид ремонта, при котором производится:

– полная ревизия всех узлов независимо от их технического состояния,

– ремонт или замена деталей, износ или ресурс которых не обеспечивает надежности работы в последующий межремонтный период,

– испытание и наладка работы сборочных узлов оборудования.

В результате капремонта должна быть обеспечена надежная работа агрегата в межремонтный период с технико-экономическими показателями не ниже достигнутых после предыдущего капитального ремонта.

Производится 1 раз в 2 – 3 года, но не реже, чем 5 – 6 лет.

Минимальный объем капремонта определяется по типовой (базовой) номенклатуре. Однако нередко в процессе капремонта возникают значительные сверхноменклатурные работы, связанные с необходимостью устранения последствий аварий или преждевременного эксплуатационного износа и повреждения оборудования, что в свою очередь приводит к дополнительным трудозатратам на ремонт.

Ко времени проведения очередного капремонта приурочивают также мероприятия по реконструкции и модернизации, если их целесообразность подтверждена экономическим расчетом.

Продолжительность типового капитального ремонта от 1 до 3 месяцев.

Ремонт энергетического оборудования должен организовываться по **системе сетевого планирования и управления (СПУ).**

Ремонт оборудования ТЭС выполняется:

– персоналом производственных и специализированных ремонтных предприятий, на заводах-изготовителях и пр.

– ремонтным персоналом электростанций с привлечением ремонтных предприятий энергосистем и специализированных предприятий для выполнения наиболее сложных работ.

Некоторые наиболее крупные заводы-производители энергетического оборудования, а также специализированные ремонтные и наладочные предприятия России:

- **ОАО «Силовые машины»** (http://www.power-m.ru/products/) – крупнейшая энергомашиностроительная компания России, имеющая международный опыт и компетенцию в области проектирования, изготовления и комплектной поставки оборудования для тепловых, атомных, гидравлических и газотурбинных электростанций.

- **ЗАО «Уральский турбинный завод»** (http://www.utz.ru/) - энергомашиностроительное предприятие, осуществляющее проектирование, изготовление и сервисное обслуживание паровых и газовых турбин различной мощности;

- **ОАО «Калужский Турбинный Завод»** (http://oaoktz.ru/) - один из крупнейших в России производителей оборудования для энергетики паровые турбины для привода электрических генераторов, приводные паровые турбины, турбогенераторы блочные, паровые геотермальные турбины и энергоблоки).

- **ООО «Комтек-Энергосервис»** (http://www.comtec-energoservice.ru/) - проектирует и производит паровые турбины мощностью от 500 кВт до 12 МВт;

- **НПП «АРМС»** (http://www.armstech.ru/) - специализируется в области внедрения передовых технологий и материалов на объектах энергетики России; поддерживает деловые контакты с ведущими производителями турбинного оборудования: ОАО «Силовые машины», ЗАО «Уральский Турбинный завод», ОАО «Калужский Турбинный Завод», а также другими предприятиями и ведущими институтами в области разработки проектов по модернизации и поставки деталей и узлов турбинного, котельного, электротехнического оборудования.

- **ОАО «Сибэнергомаш»** (http://www.sibenergomash.com/ru/168/) специализируется на производстве котельного оборудования, вентиляторов и дымососов.

- ОАО **«Машиностроительный завод «ЗиО — Подольск»** (http://aozio.ru/) – крупнейший производитель высокосложного теплообменного оборудования для предприятий ТЭК: атомных и тепловых электростанций, нефтяной и газовой промышленности.

- **ОАО «Таганрогский котлостроительный завод «Красный котельщик»** (http://www.tkz.su/capabilities/) (основная производственная площадка **ОАО «ЭМАльянс»**, входящего в состав энергомашиностроительного концерна **ОАО «Силовые машины»)** — одно из крупнейших предприятий энергомашиностроительной отрасли страны. Основным направлением работы предприятия является производство котельного оборудования для электростанций;

- **ДИАМЕХ 2000** (http://www.diamech.ru/index.html) - ведущий российский производитель промышленного балансировочного оборудования и виброизмерительной аппаратуры.

Ремонтное обслуживание оборудования котлотурбинных цехов на ТЭС выполняется, как правило, цехом централизованного ремонта (ЦЦР).

Собственный ремонтный персонал электростанций выполняет техническое обслуживание оборудования, часть объемов ремонтных работ при плановых ремонтах, аварийно-восстановительные работы.

Специализированные ремонтные предприятия, как правило, привлекаются для выполнения капитальных и средних ремонтов оборудования, а также его модернизации. Они выполняют сложные работы, которые требуют от персонала специальных знаний и большого опыта, производятся при помощи специально сконструированной и изготовленной оснастки по специально разработанной технологии. Специалистов, занимающихся такими видами работ, нецелесообразно иметь в штате электростанции.

Некоторые специализированные ремонтные предприятия Беларуси:

- **ОАО «Белэнергоремналадка»** (http://www.bern.by/) – крупнейшее специализированное предприятие по ремонту и наладке энергетического оборудования;

- **ЗАО «Белспецэнерго»** (http://www.belspecenergo.by/uslugi.htm) – головная организация по обследованию и ремонту высотных сооружений в системе энергетики Беларуси – выполняет модернизацию и ремонт дымовых труб с газоходами, градирен и пр.

- **ОАО «Белкотлоочистка»** (http://kotel.by/) выполняет работы по механической и химической очистке от золы, шлака и накипи технологического оборудования;

- **ОАО «Белэнергозащита»** (http://www.bez.by/) и **ЗАО «Энерготеплоизоляция»** (http://eti.by/) выполняет антикоррозионные и теплоизоляционные работы оборудования и трубопроводов.

Планирование ремонтов представляет собой составление перспективных и годовых планов ремонта, модернизации и реконструкции оборудования, а также составление месячных планов ремонта.

Месячные графики капитального и текущего ремонта *составляются* электростанциями с учетом фактического состояния оборудования, *согласовываются* с объединенным диспетчерским управлением (ОДУ) и привлекаемыми ремонтными предприятиями и *утверждаются* районными энергетическими управлениями.

Перспективные планы ремонта оборудования разрабатываются энергосистемой совместно с электростанциями.

Ремонтные документы – рабочие конструкторские документы, предназначенные для подготовки ремонта, выполнения ремонта и контроля после ремонта. Составляются так, чтобы в них соблюдалась технологическая последовательность работ с указанием методов или способов выполнения работы, видов оборудования, инструмента, стендов, приборов, необходимых для ремонта; технических требований, которым должны отвечать отремонтированное оборудование (изделие) или его составные части.

Ремонтные документы разрабатываются на основе:

- рабочей конструкторской документации;
- эксплуатационной документации;
- опыта ремонтов аналогичных изделий и пр.

Можно выделить два основных вида ремонтных документов

Нормативно-технические конструкторские ремонтные документы - содержат общие указания по организации и технологии ремонта, общие тех-

нологические требования, показатели и нормы, которым изделия должны удовлетворять после ремонта; требования к дефектации, приемке, контрольным испытаниям, комплектации, транспортированию и хранению изделия после ремонта, гарантийные обязательства:

- тех(нические) условия (ТУ) на капремонт; ремонтные чертежи;
- руководство по капремонту; нормы расхода запасных частей, материалов для ремонта и пр.

Технологические документы – графические и текстовые документы, которые отдельно или в совокупности определяют технологический процесс ремонта изделия.

Технологическая карта - форма технологической документации, в которой записан весь процесс обработки изделия, указаны операции и их составные части, материалы, производственное оборудование и технологические режимы, необходимое для изготовления изделия время, квалификация работников и т. п.

Технологические процессы рекомендуется разрабатывать в виде маршрутных и операционных карт и дополнять *сетевым графиком* капремонта с ведомостью объема работ и расчетом трудозатрат.

Проект организации и механизации работ (ПОР) отражает следующие вопросы:

– выбор мест и схемы подачи пара, воды, сжатого воздуха, кислорода, ацетилена, разводок для электросварочных постов, подключения электрифицированного инструмента, переносного и стационарного низковольтного освещения и т. п.;

– размещение рабочих мест, деталей, материалов и оборудования;

– тип и место установок подмостей, лесов, люлек, настилов, перекрытий и т. п.;

– место и способы установки такелажных приспособлений, механизмов;

– организация станочной обработки деталей, их транспортировка;

– создание условий для производства работ, гарантирующих соблюдение правил техники безопасности в соответствии с требованиями ПТБ и ПТЭ; обеспечение выполнения противопожарных мероприятий.

Тема 6. КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ КОТЛОАГРЕГАТА И ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

6.1. **Вывод парогенератора в капитальный ремонт**

До вывода парогенератора в ремонт производится тщательная проверка технического состояния его узлов и элементов, доступных наружному осмотру во время работы агрегата: арматуры, коллекторов, фланцев, люков, мест прохода труб через обмуровку; наружных труб и их креплений (в том числе состояние опор и реперов главных трубопроводов); гарнитуры, каркаса, лестниц и площадок. При осмотре работающего агрегата должны быть также выявлены все подсосы и неплотности в обмуровке, обшивке, воздушных и газовых коробах и пр.

До начала ремонта необходимо подготовить ремонтную документацию и рабочие места в соответствии с ПОР. Ремонтные бригады должны быть укомплектованы рабочими соответствующей квалификации, они должны подробно ознакомиться с объемом, характером и графиком предстоящих работ; пройти инструктаж по применению правил техники безопасности и противопожарной безопасности.

Началом капитального ремонта считается время с момента полного снятия нагрузки с парогенератора либо с момента получения диспетчерского разрешения на его ремонт (если агрегат выводится в ремонт из резерва).

Организационные мероприятия, обеспечивающие безопасность ремонтных работ: оформление работы общим и (при наличии общего) промежуточными нарядами; допуск к работе; надзор во время работы; оформление перевода на другое рабочее место, перерывов в работе и окончания работ.

На капремонт агрегата (блока) выдается общий *наряд-допуск* к работе на имя руководителя ремонта, имеющего право выдачи промежуточных нарядов.

Выведенный в капремонт парогенератор должен быть отключен от общестанционной схемы по топливу, воде, пару, газовоздуховодам и дренажам, и все трубопроводы должны быть отключены заглушками. Приводы задвижек и вентилей должны быть заперты на цепи с замками, и на них вывешены плакаты «Не включать — работают люди», а электродвигатели приводов должны быть отключены. Доступ в топку, газовоздуховоды разрешен после их остывания и надежной вентиляции.

Для определения плотности газоходов и состояния трубной системы котла производят газовую опрессовку и гидравлические испытания.

Гидравлические испытания (гидравлика) производятся до начала ремонта (для уточнения объема ремонтных работ) и по окончании (для проверки качества работ). Цель - выявление неплотностей трубной системы: возможны свищи, трещины в сварных швах, на гибах, пропуски фланцев, арматуры и пр.

В ходе испытания охлажденный и отсоединенный от всех трубопроводов (кроме питательного и спускного) парогенератор заполняют деаэрированной питательной водой, одновременно выпуская воздух из верхних точек. Медленно и равномерно повышают давление питательным насосом до полного ра-

бочего, не допуская резкого охлаждения агрегата (зимой температура окружающего воздуха в парогенераторной должна быть не ниже +5°С).

Все выявленные при гидравлическом испытании дефекты, подлежащие устранению, отмечают в ремонтных формулярах.

Завершающей стадии начального периода ремонта — наружному и внутреннему осмотру и проверке состояния элементов пароводяного тракта, проводимыми после гидравлики, — придается решающее значение, так как от качества осмотров и дефектации зависят полнота и качество выполнения ремонта оборудования и, следовательно, надежность работы последнего в период очередной эксплуатационной кампании (рис. 6.1).

Рис. 6.1. Осмотр топки парогенератора беспилотным летательным аппаратом Enelicopter (© НЕЗАВИСИМЫЕ БЕСПИЛОТНЫЕ НОВОСТИ)

Перед внутренним осмотром вода из парогенератора должна быть слита. Парогенератор должен быть отсоединен от всех действующих трубопроводов, а лазы и лючки всех камер вскрыты. Приводы механизмов отключены и закрыты на замок, вывешены плакаты «Не включать, работают люди!».

После охлаждения котла наружный осмотр газоходов и поверхностей нагрева производят до и после их очистки от шлака, золы, сажи. Внутренний осмотр элементов поверхностей нагрева, коллекторов и барабанов, также производят дважды — до и после их очистки от шлама, накипи и других отложений.

До очистки определяют: степень и характер шлакования топки; места наиболее интенсивного заноса газового тракта золой; по солевым отложениям на наружной стороне коллекторов и труб определяют места вероятных дефектов в сварных и вальцовочных соединениях, возможных трещин и свищей.

После очистки выявляют: коробления, отдулины, вмятины и коррозионные повреждения труб; состояния креплений, опор, подвесок, дистанционных гребенок; золозащитных устройств.

Результаты всех измерений и исследований при напряженном и внутреннем осмотрах пароводяного тракта и данные, полученные при контроле металла поверхностей нагрева, трубопроводов, коллекторов, арматуры и их элементов, вносят в специальные формуляры.

На основании этих результатов уточняют общую дефектную ведомость и при необходимости производят соответствующие изменения объема работ.

6.2. Ремонт поверхностей нагрева паровых котлов, рабочей средой в которых являются вода и пар

Основные виды повреждений и дефектов поверхностей нагрева:

- свищи и разрывы труб (рис. 6.2, 6.3);
- трещины, риски и расслоения металла труб;
- остаточная деформация труб в результате ползучести;
- абразивный износ труб и устройств золозащиты;
- коррозия и окалинообразование на наружной и внутренней поверхностях труб;
- нарушение рихтовки (деформация) труб;
- повреждения опор и креплений труб.

Рис. 6.2. Разрывы труб

Рис. 6.3. Свищ на трубе

Основные причины повреждения трубных элементов поверхностей нагрева:

- дефекты конструкции;
- технологические дефекты изготовления и монтажа;
- дефекты ремонта и недостатки эксплуатации (в том числе нарушение топочного режима при пусках и остановах, нарушения режима эксплуатации; нарушения режимов питания агрегата водой, нарушения циркуляции в экранных трубах)

Основные причины появления в трубах котлов **свищей, отдулин, трещин и разрывов**:

- нарушения технологии сварки, несоосность труб в местах стыковки

– несоответствие марки стали параметрам пара и температуре газов;

– отложения в трубах солей, забивание труб продуктами коррозии, сварочным гратом и других посторонних предметов, замедляющих циркуляцию и вызывающих местный перегрев металла;

– при недостаточной компенсации термических удлинений труб

– внешние механические повреждения, наклеп дробью и пр.

Основными видами повреждений сварных стыков, выполненных **ручной электродуговой и газовой сваркой**, являются свищи, возникающие из-за непроваров, шлаковых включений, газовых пор, несплавления по кромкам труб (рис. 6.4). Если сварной шов выполнен качественно, то трещины могут возникать в зоне термического влияния сварки (околошовной зоне).

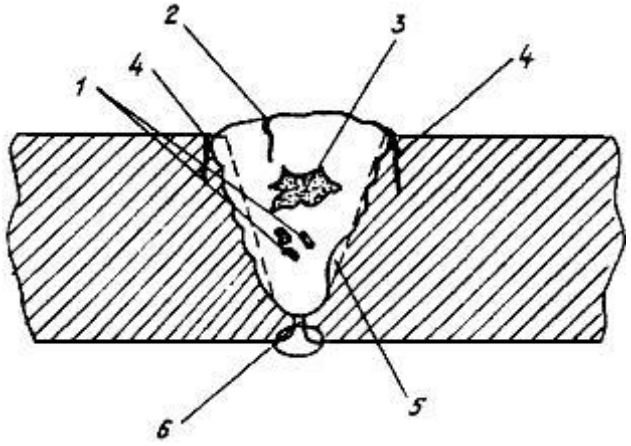


Рис. 6.4. Дефекты сварного шва: 1 – шлаковые включения; 2 – трещина в шве; 3 – флюсовое включение; 4 – трещина в околошовной зоне; 5 – несплавление кромок; 6 – непровар

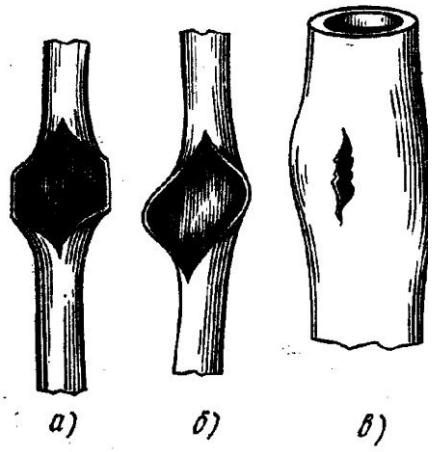


Рис. 6.5. Характерные разрывы труб: а – по скрытой трещине; б – в результате перегрева; в – из-за влияния ползучести

Повреждения прямых труб из-за **ползучести** (рис. 6.5) характеризуются увеличением диаметра, утонением стенки и продольным растрескиванием.

Увеличение диаметра труб в результате ползучести металла, связанное с изменением структуры стали в процессе длительной эксплуатации, наблюдается в основном у пароперегревателей, работающих при температуре пара 450°С и выше. Этот процесс значительно ускоряется там, где стенки труб работают при температурах выше расчетных.

Увеличение из-за ползучести диаметров труб испарительных секций экранов и кипятильных труб, а также труб экономайзеров проявляется, как правило, локально в виде местных раздутий (отдулин) из-за перегрева стенок труб, вызываемого в основном отложениями накипи и шлама внутри трубных элементов или нарушениями циркуляции и образованием паровых мешков и т.п.

Разрушение труб из-за кратковременного **перегрева** (рис. 6.5) характеризуется значительным увеличением диаметра труб и утонением их стенок у кромки разрыва.

Повреждения **гибов** труб выражаются в появлении продольных трещин в области нейтрального волокна, продольных разрывов на растянутой стороне и поперечных трещин на сжатой стороне гиба трубы.

Коробление экранных и кипятильных труб, а также отдельных труб и участков настенных панелей радиационной части прямоточных котлов появляется

– из-за зажатия коллекторов или проходов труб через обмуровку и отсутствия свободы для тепловых перемещений.

– из-за неравномерного натяга при монтаже, обрыва креплений труб,

– упусками воды, разрушениями обмуровки и другими причинами.

Коробление змеевиков пароперегревателей и ширм происходит главным образом из-за обгорания подвесок и креплений, чрезмерного и неравномерного натяга отдельных элементов.

Змеевики экономайзера коробятся из-за перегорания и смещения опор и подвесок.

Коррозия наружной поверхности труб в зависимости от температуры газов подразделяется на:

- *низкотемпературную* (*сернокислотную*), которая связана с конденсацией водяных паров из газов при их охлаждении ниже точки росы;

- *высокотемпературную* (*газовую*), к которой относятся

- сернистая коррозия топочных экранов при сжигании твердого топлива и сернистого мазута,

- ванадиевая коррозия пароперегревателей при сжигании сернистых мазутов.

Определяющим фактором интенсивной *низкотемпературном* коррозии является наличие в потоке дымовых газов паров серной кислоты при сжигании топлива, содержащего серу. Коррозия может начаться, если температура стенки и пристенного пограничного слоя окажется ниже температуры конденсации водяных паров или паров серной кислоты, соответствующей их парциальному давлению в газах, т.е. термодинамической температурой росы (точка росы). Температура росы чистых водяных паров из уходящих газов составляет около 45 – 55°С; при наличии в потоке газов паров серной кислоты температура конденсации значительно увеличивается и может достигать 140 – 160°С.

Низкотемпературной коррозии более подвержены последние по ходу газов, «хвостовые» поверхности котлов – воздухоподогреватели. Одним из средств защиты является повышение их температуры.

При переходе котла с газа на мазут включаются калориферы, в которых воздух перед воздухоподогревателем подогревается до 70 – 90°С за счет теплоты пара или горячей воды. Включение калорифера повышает надежность, но снижает экономичность работы оборудования. Так, при работе на мазуте температура уходящих газов котла находится на уровне $t_{ух} \geq 140^{o}$С, в то время как при работе на газе $t_{ух} \geq 120^{o}$С.

Для снижения интенсивности низкотемпературной коррозии «хвостовые» поверхности нагрева могут изготавливаться из некорродирующих материалов: эмалированные пластины набивки РВП, стеклянные трубки ТВП.

Окалинообразование на трубах происходит из-за их перегрева до температуры, значительно превышающей расчетную.

Коррозия внутренней поверхности труб является следствием взаимодействия коррозионно-активных газов (кислорода и углекислоты) или солей (хлоридов и сульфатов), содержащихся в котловой воде, с металлом труб, а в котлах сверхкритического давления – взаимодействия металла с водой и паром.

К внутренней коррозии труб относятся: кислородная стояночная коррозия; подшламовая щелочная коррозия кипятильных и экранных труб; коррозионная усталость, проявляющаяся в виде трещин в кипятильных и экранных трубах. Проявляется в образовании оспин, язвин, раковин и трещин.

Эрозионный износ возможен от струи пара, выходящей из поврежденной соседней трубы или сопл обдувочных аппаратов, применяемых для очистки топочных экранов и пароперегревателей, а также из паромеханических мазутных форсунок.

Абразивный износ стенок труб происходит от истирающего действия угольной и сланцевой пыли и золы при сжигании твердого топлива. Ему больше подвержены конвективные поверхности, расположенные внутри газоходов и непосредственно омываемые продуктами сгорания (рис. 6.6).

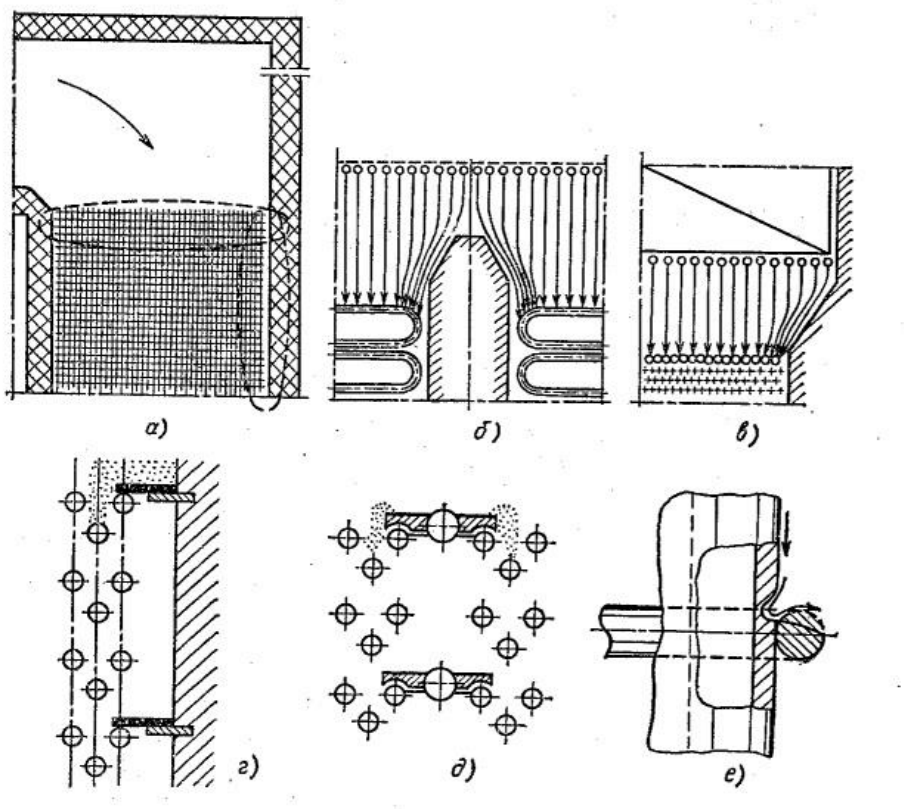


Рис. 6.6. Места наиболее интенсивного золового износа труб: а – у верхних рядов змеевиков и задней стенки конвективной шахты; б – у разделительной перегородки; в – в месте сужения газохода; г – под кромкой дефлектора; д – около хомута

Механический износ и наклеп может вызываться, например, дробью, применяемой для очистки конвективных поверхностей нагрева.

При **нарушении технологии изготовления, монтажа и ремонта** элементов поверхностей нагрева и недостаточного контроля металла могут появляться технологические трещины, риски и расслоения металла, а также задиры на внутренней поверхности труб. В процессе эксплуатации котлов эти дефекты приводят обычно к образованию продольных разрывов труб.

Расслоения металла, выявляемые чаще в трубах из аустенитной нержавеющей стали 1Х18Н12Т, обычно выходят на внутреннюю поверхность по винтовой линии, развиваются в трещины, которые приводят к разрывам труб.

Технологические трещины, риски, расслоения и задиры, выходящие за пределы допусков действующих технических условий на котельные трубы, должны быть обнаружены дефектоскопическим контролем при производстве труб и входным контролем при монтаже трубных элементов. Разрушения труб из-за этих дефектов считается браком, не выявленным контролем.

Проверка состояния элементов поверхностей нагрева паровых котлов, выведенных в ремонт, производится по результатам *гидравлического испытания, наружного и внутреннего осмотра*, а также исследований, производимых с *контрольными вырезками*.

Осмотр наружной поверхности трубных элементов особенно тщательно производят в местах наиболее вероятного появления дефектов — в местах прохода труб через обмуровку, обшивку, каркас, у мест сопряжения с гарнитурой, на гибах, сварных швах. В пароперегревателях наиболее вероятно появление дефектов у входных, лобовых и выходных витков и у газовых коридоров.

На прямоточных котлах вскрытию и осмотру подлежат коллекторы в зависимости от конструктивных особенностей и условий эксплуатации. Для котлов с естественной циркуляцией, помимо барабана, вскрытию и осмотру подлежат коллекторы экономайзера и экранов.

У опор и подвесок барабанов и коллекторов проверяют отсутствие перекосов, деформации, разрывов и трещин, плотность прилегания опор и хомутов к стенкам барабанов и коллекторов, состояние пружин и отсутствие в них поломок, перекосов и сжатия витков до соприкосновения.

Основную информацию о состоянии внутренней поверхности нагрева получают при ***вырезке контрольных образцов*** труб пароводяного тракта.

Количество вырезаемых образцов и места их вырезки (помимо утвержденных инструкциями) зависят от конструкции котла, состояния и надежности работы той или иной поверхности нагрева.

С помощью контрольных образцов в лабораторных условиях проводят замеры толщин стенок, металлографические исследования (исследуют микроструктуру, производят ее сравнение с рекомендованными для данной марки стали, выявляют микроповреждения) и механические испытания (определяют предел прочности и текучести, относительное удлинение, поперечное сужение и ударную вязкость). Также выявляется количество отложений на внутренней стороне трубы и производится исследование химического состава отложений в химической лаборатории.

Для вварок взамен вырезанных патрубков используются запасные трубы, оставленные при монтаже паропроводов.

Перед каждым измерением ***остаточной деформации труб из-за ползучести*** проверяют размеры шаблонов. Измерения производят в зоне максимальных температур в одних и тех же местах, помеченных в формуляре. Эти места зачищают стальными щетками и замеряют по двум взаимно перпендикулярным диаметрам.

Увеличение наружного диаметра труб *пароперегревателя* из-за ползучести для углеродистых сталей допускается до 3,5%, для труб из легированных сталей — до 2,5% номинального. Если наблюдаются частые разрывы труб из легированной стали при предельной деформации 2,5%, она сокращается до 2%. Допустимая остаточная деформация *настенных экранов* труб снижается до 2% из-за более высоких температур на лобовой образующей.

Предельная толщина стенки труб вследствие совместного воздействия внутренней и наружной коррозии (окалинообразования), абразивности золы и воздействия пыли, дроби и струй пара из обдувочных аппаратов с учетом времени эксплуатации до следующего капремонта определяется по формуле

$$S_{пр} = S_0 + n\Delta S,$$

где $S_{пр}$ - предельная (минимально допустимая) толщина стенки трубы, мм;

S_0 - минимальная расчетная толщина стенки, мм;

n - срок службы до очередного ремонта, при котором возможна замена труб, лет;

ΔS - скорость утонения стенки, мм/год.

Ремонт поверхностей нагрева без демонтажа производят, если те признанны при осмотре и проверке годными к дальнейшей эксплуатации.

В объем ремонтных работ в топках и газоходах котлов входят:

- подгибка и рихтовка труб (рис. 6.7),
- ремонт опор, подвесок и креплений,
- вырезка контрольных образцов и установка вставок,
- ремонт и замена защитных устройств.

При ремонте устраняют (переваривают) дефектные сварные стыки, выполняют приварку к трубам ребер, плавников и других деталей, производят ошиповку труб и прочее, как правило, не демонтируя эти трубные элементы.

Подгибку (на гнутых участках) и ***рихтовку*** (на прямых участках) производят в случае выхода труб из проектной плоскости более предельного отклонения от проекта (с целью возвращение их в проектное положение). Это происходит при короблении труб, при их отрыве от креплений и дистанционирующих деталей, отрыва креплений труб от деталей каркаса.

Подгибку и рихтовку трубных элементов из углеродистой стали производят холодным способом (при выходе из ряда на 15…20 мм) или с нагревом участка трубы до 750…1050°С (при выходе из ряда на 20…30 мм).

При большей деформации, а также деформации труб из легированной стали изогнутые участки заменяют.

Подгибку и рихтовку труб производят при помощи домкратов, винтовых скоб, клиньев, струбцин и других приспособлений (рис. 6.7). Ударное воздействие запрещено.

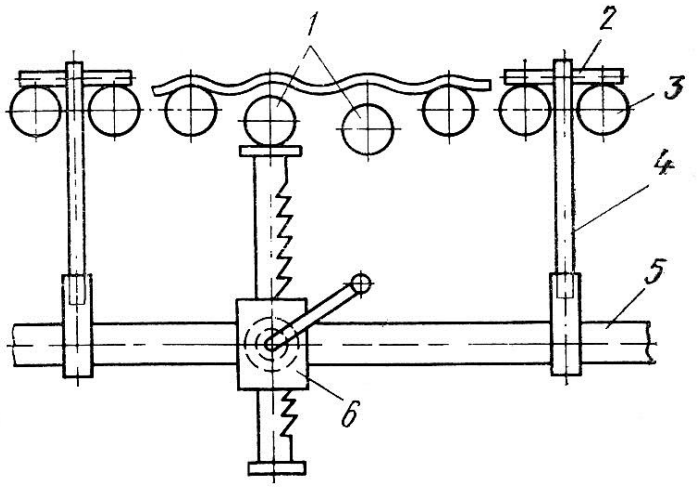


Рис. 6.7. Рихтовка труб экрана реечным домкратом: *1* – покоробленные трубы экрана, *2* – пруток, *3* – труба экрана, не требующая рихтовки, *4* – скоба с проушиной, *5* – труба для закрепления домкрата и скоб, *6* – домкрат

Установку на место перекошенных и вышедших из проектной плоскости панелей радиационной части производят при помощи винтовых стяжек или ручных рычажных лебедок после освобождения панели от закрепляющих устройств и других мешающих деталей (например, обдувочных аппаратов).

При рихтовке ширм и змеевиков (пакетов) конвективного пароперегревателя вместо индивидуальной рихтовки каждой петли иногда целесообразно восстанавливать правильное положение элемента целиком.

Провисшие и деформированные змеевики выравнивают регулированием длины подвесок и восстановлением стоек, гребенок, хомутов. Подтяжку подвесных труб и пружинных опор труб производят динамометрическими ключами с целью контроля нагрузки в соответствии с технической документацией.

Работы по восстановлению правильного положения панелей, правке и рихтовке труб тесно связаны с проверкой и ремонтом креплений, опор, подвесок и дистанционирующих деталей. Крепления являются ответственными элементами, они фиксируют поверхности нагрева в определенном положении и обеспечивают тепловые перемещения в заданных направлениях. Оборванные и перегоревшие крепления заменяют.

Большое значение для компенсации тепловых перемещений труб имеет ***холодный натяг***, при котором подвески на горизонтальных участках трубопроводов смещены от вертикального положения в сторону, противоположную тепловому перемещению трубы так, чтобы при тепловом расширении трубы подвеска стала в вертикальное положение. Величина холодного натяга указывается в технической документации.

Основным методом ***борьбы с абразивным истиранием*** труб поверхностей нагрева является установка в местах наиболее интенсивного износа за-

щитных накладок (приваркой или с помощью хомутов с обеспечением свободы теплового расширения защитных манжет).

Замене подлежат элементы поверхностей нагрева:

– выработавшие свой ресурс или имеющие повреждения и дефекты, превышающие допустимые и не устраняемые ремонтом на месте установки;

– заглушённые, закороченные и восстановленные по другим временным схемам в период проведения текущих и неплановых ремонтов (рис. 6.8).

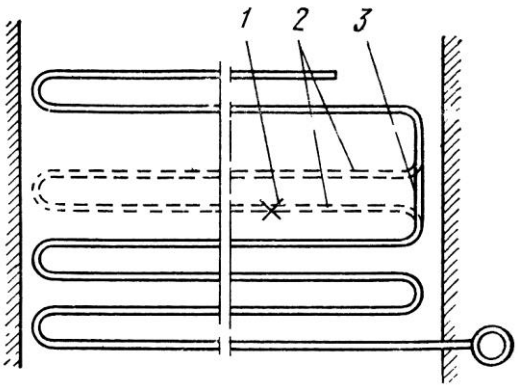


Рис. 6.8. Установка закоротков на змеевике: *1* – дефектное место, *2* – вырезаемый участок, *3* – закоротка

Независимо от способа замены трубных элементов (россыпью или блочным методом) соблюдают следующие требования.

Новые трубные элементы из легированной стали, а также их опоры, подвески, хомуты и другие детали креплений из жаростойких сталей (работа в зоне температур, выше 450°С), перед установкой на место подвергаются ***стилоскопированию***. Все трубные элементы с котлостроительного или ремонтного завода, а также изготовленные на ремонтной площадке ТЭС и хранившиеся на складе, подлежат *проверке в соответствии с техническими условиями* на изготовление и поставку. Перед установкой их подвергают гидропрессовке, продувке сжатым воздухом и прогонке контрольным шаром.

Демонтаж заменяемых элементов начинают после закрепления других их частей так, чтобы последние не нарушили своего проектного положения.

Трубы вырезают *механическим способом*. Огневая резка допускается в виде исключения в труднодоступных местах при условии последующего удаления грата из оставшихся нижних трубных элементов и тщательного контроля за их чистотой, либо при одновременном удалении нижних частей труб.

При массовом изготовлении трубных элементов разметку труб производят по плазу (рис. 6.9), при изготовлении единичных элементов – по шаблону или демонтированной трубе.

Гнутье труб обычно производится холодным способом на специальных трубогибочных станках (рис. 6.10).

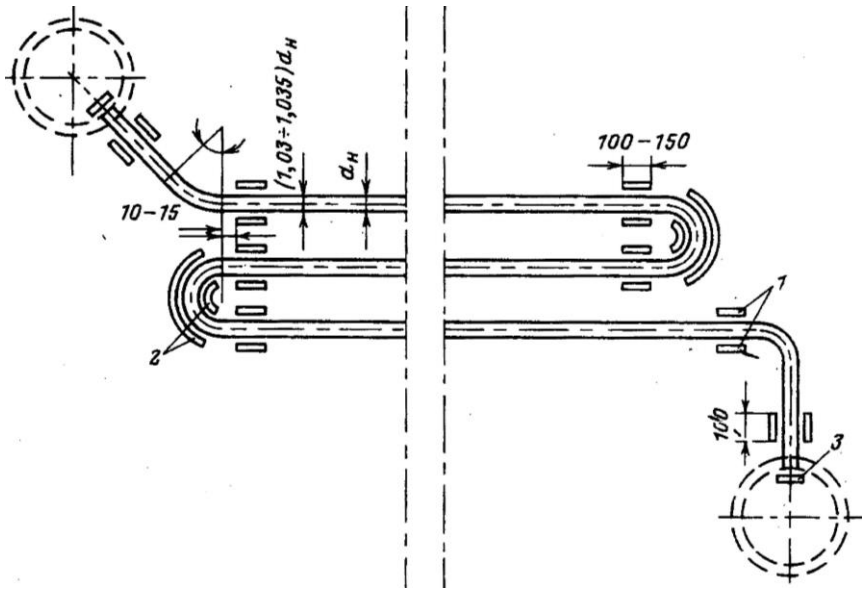


Рис. 6.9. трубный элемент, уложенный на горизонтальный плаз:
1 - направляющие планки; 2 – ограничивающие дуги; 3 – ограничители концевые

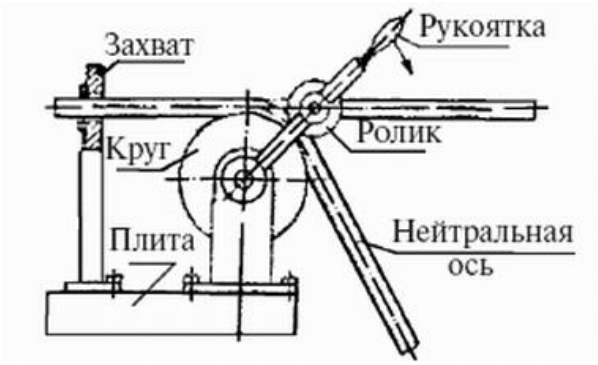


Рис. 6.10. Гибочное приспособление для труб

Трубы большого диаметра гнутся с нагревом до температуры, при которой происходит превращение структуры стали в аустенит.

При гибке происходит пластическая деформация сечения трубы, поэтому необходимо контролировать утонение стенки и овальность сечения (засверловкой на растянутой стороне гиба или разрезкой нескольких опытных образцов, прокаткой контрольного шара).

После холодного гнутья трубы (особенно с большой толщиной стенки и легированные) должны подвергаться термообработке, в ходе которой устраняются наклеп, остаточные напряжения.

При монтаже труб должна быть обеспечена свобода для их температурных перемещений в местах прохода труб через обмуровку. Эти места уплотняются листовым или шнуровым асбестом.

6.3. Ремонт барабана парового котлоагрегата

Барабан (рис. 6.11) является наиболее ответственным элементом, который в значительной степени влияет на надежную работу котлоагрегата.

Рис. 6.11. Барабан котла

Виды повреждений барабанов, при которых рассматривается вопрос о необходимости проведения ремонта:

- дефекты в цилиндрической части (цепочки язвин, раковины, трещины на поверхности трубных отверстий и прилегающих к ним участках внутренней поверхности барабана; трещины у швов приварки внутрибарабанных устройств);
- дефекты в днищах (трещины у шва приварки пластин для крепления лазового затвора; цепочки язвин, раковины, трещины на внутренней поверхности; трещины на поверхности лазового отверстия);
- дефекты в штуцерах (трещины на внутренней поверхности в зоне примыкания к барабану; трещины в сварном шве приварки штуцера к барабану);
- дефекты в основных (продольных и кольцевых) сварных соединениях барабанов (трещины в наплавленном металле и околошовной зоне; непровары, шлаковые включения и другие технологические дефекты сварки).

Трещины наиболее часто возникают по причине неправильной эксплуатации котла в целом, а также в результате развития коррозионной усталости в металле. Термические деформационные напряжения барабана могут быть вызваны:

- резкими и большими изменениями паропроизводительности;
- быстрой подпиткой котла водой с низкой температурой;
- неправильным режимом растопки и аварийными остановами котла;
- по причине разрушения тепловой изоляции и др.

Обследование металла барабанов производят:

- один раз в три-четыре года в период капитального ремонта котла;
- один раз в два года в период среднего ремонта при выполнении наплавочных и приварочных работ в предыдущие ремонты.

При этом выборочному контролю подлежат

- 100 % отверстий опускных труб и не менее 15 % остальных труб в наиболее ослабленных местах барабана (проверяются поверхности трубных гнезд и внутренние поверхности штуцеров, а также примыкающие к трубным отверстиям участки внутренней поверхности барабана в радиусе 150 - 200 мм)
- внутренние поверхности обоих днищ и их лазовых отверстий;
- не менее 15% наружной поверхности днищ;
- участки размером 200×200 мм на внутренней поверхности барабана на каждой обечайке,
- не менее 15 % каждого продольного и поперечного шва с примыкающим к ним участкам шириной 10 - 20 мм с обеих сторон шва на внутренней поверхности барабана;
- не менее 15 % длины швов, крепящих внутрибарабанные устройства с примыкающими участками около шва 10 - 20 мм.

Контроль поверхности барабана, трубных отверстий, штуцеров и сварных швов производится внешним осмотром. Подозрительные места исследуют методом магнитной порошковой дефектоскопии (МПД). Выявление скрытых дефектов сварных швов производится методом ультразвуковой дефектоскопии (УЗД).

В случае обнаружения на внутренней поверхности барабана при выборочном контроле трещин и других дефектов необходимо демонтировать все внутри барабанные устройства, проверить всю внутреннюю поверхность барабана и его трубных отверстий и штуцеров методом МПД. Демонтаж внутрибарабанных устройств производят газовой резкой так, чтобы длина оставшейся части кронштейна была не менее 15 мм. Последующую приварку внутрибарабанных устройств производят к этим участкам кронштейнов.

Если при выборочном ультразвуковом контроле швов барабанов обнаружены дефекты, превышающие допустимые, то такие швы должны быть подвержены 100%-ной проверке.

Измерение овальности барабана производят микрометрическим нутромером (штихмасом) в трех поперечных сечениях во всех обечайках. При этом замеры выполняют в плоскости каждого сечения в четырех направлениях со сдвигом 45°.

Устранение повреждений барабанов

Прежде чем приступить к ремонту, необходимо выявить причину повреждения и определить его величину.

Для определения величины и глубины трещины применяют МПД или метод меловой пробы, при котором очищенную до блеска контролируемую поверхность протравливают раствором кислоты, затем обильно смачивают керосином и дают выдержку 20-25 мин, после чего поверхность покрывают меловой краской. После высыхания краски на поверхности проявится четкое изображение контура трещины.

Площадь и глубину коррозионного разъедания, а также скорость коррозии внутренней и наружной поверхностей барабана определяют по слепку (с использованием воска, олова, баббита и пр.).

Все выявленные повреждения в основном и наплавочном металле барабана удаляют механическим способом (абразивами, расточкой, рассверловкой и т. д.) с минимальным объемом удаляемого металла и без нагрева до цветов побежалости. Места выборки дефектов выполняют с плавными переходами или уступами (рис. 6.12, 6.13).

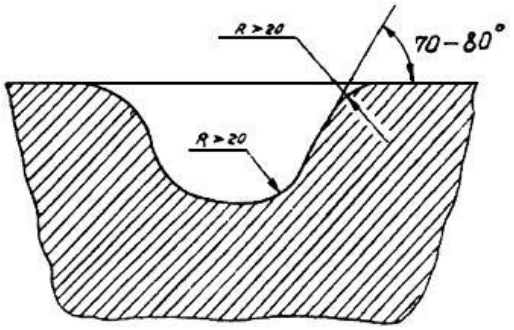


Рис. 6.12. Местная выборка с плавными переходами

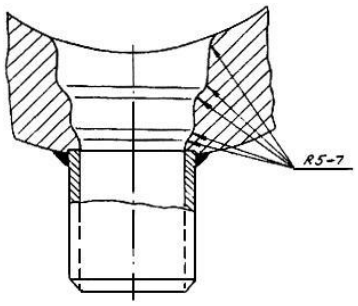


Рис. 6.13. Форма трубного отверстия, расточенного уступами для удаления поврежденного металла

Полноту удаления дефектов проверяют методами МПД или ЦД и УЗК, в сомнительных случаях — травлением.

После удаления дефектов определение оставшейся толщины стенки барабана, днищ и штуцеров производят ультразвуковым прибором или измерительным инструментом.

При глубине выборки дефекта, превышающей 1/3 толщины стенки, при наличии дефектов на обечайках и днищах, непроваров, пор и шлаковых включений в основных сварных швах, недопустимых по действующим нормам, а также расслоения металла вопрос о возможности работы барабана, в том числе на номинальных параметрах, решается заводом-изготовителем или ЦКТИ. Эти организации дают рекомендации по технологии устранения повреждений.

Перед и после наплавки или заварки контролируется твердость основного металла в зоне выборок. Для повышения качества заварки применяют предварительный и сопутствующий подогрев и последующую термообработку - отпуск (индукционным или иным способом) для снятия остаточных послесварочных напряжений.

Для уменьшения разогрева металла наплавку производят многослойной, без перерывов в работе, с осуществлением визуального контроля каждого наплавленного валика. Многослойную наплавку широких выборок, ширина которых превышает половину их длины, рекомендуется выполнять послойно во взаимно перпендикулярных направлениях (рис. 6.14). Для узких выборок наплавку следует выполнять путем облицовки ее поверхности с последующим заполнением центральной оставшейся части выборки в виде стыкового шва (рис. 6.15). Трещины, поры, незаплавленные кратеры не допускаются.

Рис. 6.14 - Направление наложения валиков при многослойной наплавке

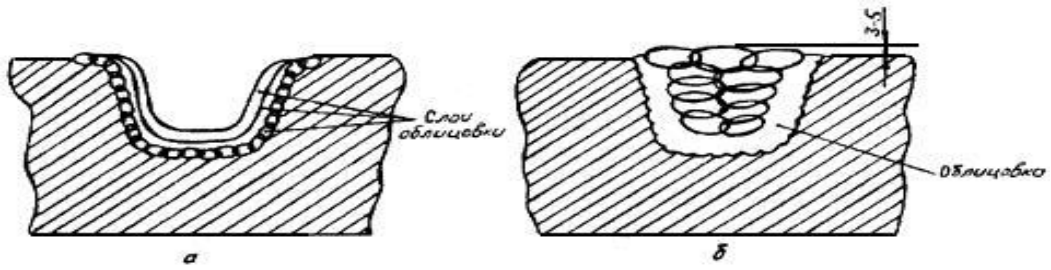


Рис. 6.15 - Порядок заварки выборки: *а* - облицовка выборки; *б* - заполнение выборки

Заполнение выборки проводится с обеспечением выпуклости шва высотой 3-5 мм, которая после сварки удаляется механическим способом.

Ремонт штуцера при оставшейся после выборки поврежденных мест толщине стенки не менее 3 мм выполняют наплавкой или бандажированием. При меньшей толщине стенки, а также при полном удалении основного металла штуцера до металла наплавки или бандажа при повторных ремонтах штуцер заменяют. Новые штуцера рекомендуется изготавливать с утолщенной стенкой за счет уменьшения внутреннего диаметра на 5— 8 мм.

После наплавки выборок (в основном металле, продольных и кольцевых сварных швах) должна быть проведена общая или местная термообработка (отпуск) барабана. В условиях ТЭС после сварки или наплавки обычно производится ***местная термообработка***: либо всего днища, либо по кольцу цилиндрической части барабана - в зависимости от места работ (рис. 6.16).

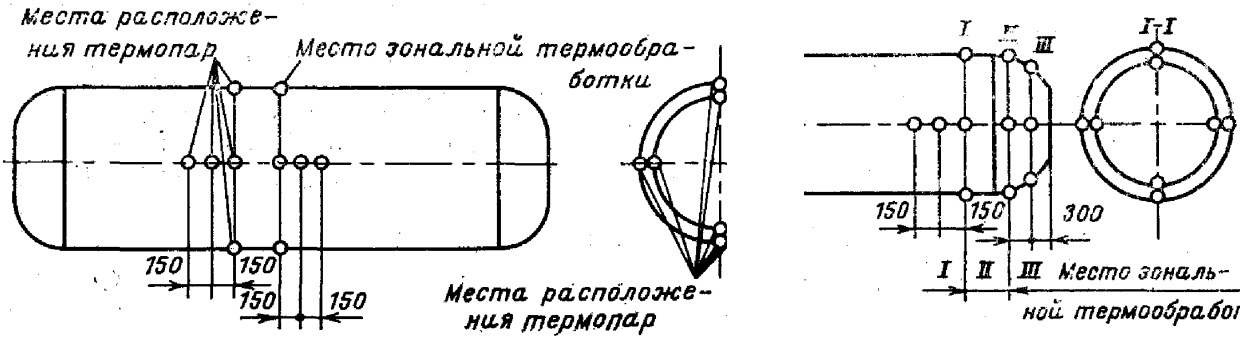


Рис. 6.16. Проведение зональной термообработки барабана: *а* - в цилиндрической части барабана; *б* - у днища барабана

Допускается наплавка выборок без последующей термообработки при небольшом общем объеме наплавленного металла и глубине выборок. После наплавки необходимо осуществить выдержку в течение 3 ч при температуре сопутствующего подогрева и последующее медленное охлаждение под слоем теплоизоляции.

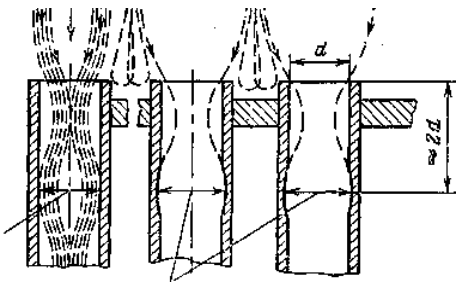
С увеличением наработки снижается сопротивляемость барабанов хрупким разрушениям. Для снижения критической температуры хрупкости и повышения сопротивляемости распространению трещин может быть применена ***низкотемпературная восстановительная термообработка барабана*** перегретым паром, от соседнего работающего котла (до температуры 520—570 °С с последующей выдержкой 1—2 суток).

6.4. Ремонт воздухоподогревателей

Стальные трубчатые воздухоподогреватели (ТВП)

ТВП в процессе работы подвергаются повреждениям, возникающим в основном из-за:

- абразивного износа летучей золой стенок труб с внутренней стороны по всей их длине (наиболее интенсивный износ труб наблюдается на входе газов внутрь труб в местах сужения и расширения газового потока (рис. 6.17);



а) б)

Рис. 6.17. Места сужения (а) и расширения (б) газового потока

- коррозии труб от действия низкотемпературной сернокислотной коррозии (наиболее интенсивной на последних по ходу газов секциях);
- коробления трубных досок;
- нарушения плотности сварных швов или вальцовочных соединений в местах крепления труб к трубным доскам;
- нарушения плотности компенсаторов, плотности соединения неподвижных трубных досок с каркасом или соединения между трубными досками соседних секций.

Перед осмотром состояния ТВП производят тщательную ***очистку*** от золы, сажи и дроби все трубные доски, компенсирующие устройства, места соединений коробов и деталей, разделяющих тракты газов и воздуха при небольшой естественной или искусственной тяге. После удаления золы производят ***обдувку*** ТВП с газовой стороны сжатым воздухом. Для ***обмывки*** ТВП после работы котла на сернистом топлива разрешается применять только щелочную воду. Персонал, производящий очистку, обдувку и обмывку должен пользоваться защитными очками и респираторами.

Основным показателем состояния ТВП является его воздушная плотность, определяемая величиной присосов воздуха. Для ***испытания на воздушную плотность*** производят следующие работы:

- закрывают все люки и лазы воздушной стороны; закрывают шиберы (заслонки) на воздушном тракте за ТВП или устанавливают в коробах плотные перегородки;

- убеждаются в том, что все газоходы провентилированы и возможности взрыва или попадания в них дымовых газов исключены;

- включают дутьевые вентиляторы;

- производят наружный осмотр ТВП и воздушных коробов нагнетательного тракта с помощью зажженного факела, начиная от дутьевого вентилятора;

- затем при зажженном факеле осматривают ТВП с газовой стороны (при наличии разрешения на производство огневых работ в газоходах).

Неплотности обнаруживают по отклонению факела. Их также можно выявить, добавляя в поток воздуха на всасе вентилятора мелкоразмолотый мел (меловую муку), по белому меловому налету, осевшему в местах пропуска воздуха. По результатам осмотра и опрессовки воздухоподогревателей уточняют дефектную ведомость.

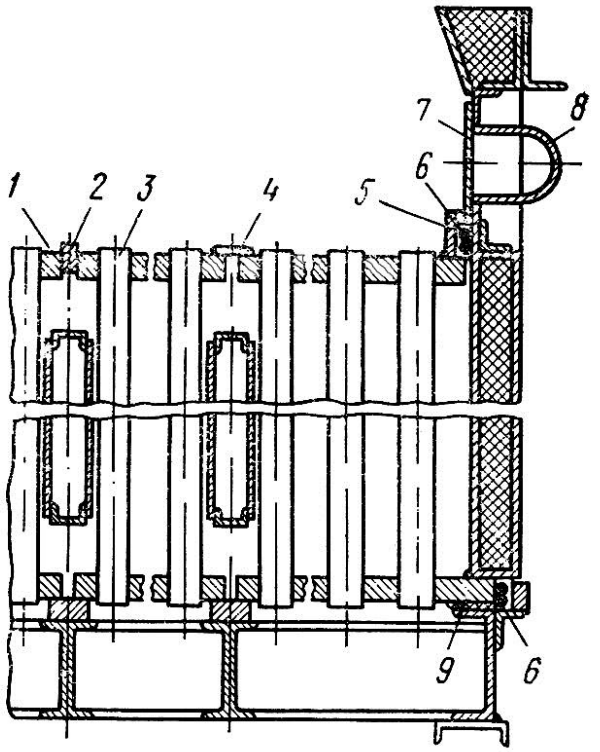


Рис. 6.18. Уплотнение трубных досок нижних секций трубчатого воздухоподогревателя:
1 – трубная доска, *2* – вставка, *3* – трубка, *4* – накладка, *5* – планка, *6* – уплотнение из асбестового шнура, *7* – пластина, *8* – компенсатор, *9* – уплотнение из листового асбеста

В ходе ***ремонта*** производят следующие работы:

- устранение неплотностей в обшиве ТВП проваркой дефектных швов электросваркой; уплотнение трубных досок; изготовление и замена дефектных участков компенсатора (рис. 6.18);

- заглушка дефектных труб ТВП установкой в них металлических пробок с последующей обваркой.

Обязательной замене подлежат все элементы, оставшийся ресурс которых недостаточен для надежной работы в течение эксплуатационной кампа-

нии до следующего капитального ремонта. Секции ТВП, имеющие свыше 15%, отглушенных труб, подлежат замене.

По окончании работ выполняется испытание ТВП на плотность. Оформляется узловой акта на ремонт ТВП.

Регенеративные воздухоподогреватели (РВП)

Основные дефекты и повреждения:

- абразивный и коррозионный износ пластин набивки нагревательных пакетов; золовой занос пакетов набивки и образование в них твердых отложений (рис. 6.19) (http://www.quartz-group.ru/media/filebrowser/rvp.pdf);

- износ уплотнений; коробление и износ стенок цилиндра (бочки) ротора; газовоздушных коробов, кожуха; износ цапф и подшипников вала ротора, приводного редуктора, муфт и цевочного зацепления;

- неполадки в системе смазки и охлаждения подшипниковых опор ротора и привода.

а) б)

Рис. 6.19. Набивка РВП, бывшего в эксплуатации, (а) и новая (б)

Перед выводом котла в ремонт производят осмотр работающих РВП, определяют места неплотностей в газовых коробах, замеряют присосы воздуха и сопротивление газового и воздушного трактов.

До останова котла в ремонт производят обдувку и обмывку роторов РВП (при сжигании сернистых топлив применяется щелочная вода), а после - наружную и внутреннюю стояночную очистку.

При осмотре выведенного в ремонт РВП определяют состояние и износ:

В ходе ремонта производят осмотр и восстановление основных узлов:

- уплотнений (изношенные заменяют, покоробленные правят, проверяя на полное прилегание по контрольной плите);

- нагревательных пластин набивки (демонтированные в каком-либо секторе ротора по всей его высоте пакеты нагревательных пластин очищают, осматривают и при необходимости взвешивают, считают количество оставшихся нагревательных элементов (пластин) в пакете);

- металла и сварки перегородок, опор пакетов набивки, корпуса бочки ротора (покоробленные стенки и перегородки выправляют с подогревом газовыми горелками; отдельные изношенные участки перегородок и обечайки заменяют вставками на сварке; при необходимости заменяют всю бочку ротора);

- цевочного зацепления; подшипников;
- вертикальности вала ротора и пр.

При замене пакетов набивки их в выемку производят грузоподъемным устройством поочередно из диаметрально расположенных секторов во избежание перекоса ротора от неравномерной нагрузки. Количество пластин в заменяемых пакетах и их массу отмечают в ремонтном формуляре.

Восстановленные старые, а также новые пакеты перед монтажом взвешивают с целью такой их установке на роторе, чтобы обеспечить его необходимое равновесие. Очередность монтажа пакетов обратна их демонтажу, то есть установку пакетов начинают с нижнего «холодного» слоя.

Для снижения коррозионного износа пластины нижнего «холодного» слоя выполняют эмалированной.

После восстановления бочки ротора, выравнивания его вала и монтажа пакетов набивки устанавливают снятые и восстановленные уплотнения, проверяя зазоры и биения верхней и нижней частей ротора.

Акт приемки РВП из ремонта составляют после его опробования и обкатки на холостом ходу. При опробовании РВП проверяют вибрацию, прослушивают работу отдельных узлов, а также — отсутствие течи масла в системе смазки. После устранения дефектов при втором пробном пуске проверяют работу электродвигателей, редукторов, подшипниковых опор и всего оборудования маслонасосной станции, контролируют температуру на подшипниках, работу системы водяного охлаждения; производят притирку чугунных колодок периферийных и центральных уплотнений и пр.

6.5. Ремонт горелочных устройств

Полную замену горелочных устройств выполняют сравнительно редко, главным образом для установки более совершенных горелок. Демонтаж и монтаж горелок является достаточно трудоемким процессом, поскольку они, как правило, установлены под площадками котла, вблизи камер и труб, что обусловливает необходимость применения сложных такелажных устройств или замены горелок частями.

Перед установкой новые горелки подвергают ревизии: проверяют легкость вращения поворотной части и регулирующих лопаток, свободное движение привода, заслонок и регистров, чистоту всех поверхностей и отсутствие посторонних предметов, а также прямолинейность фланцев. Горелки устанавливают точно по чертежу.

При ремонте пылеугольные горелки очищают, заменяют дефектную внутреннюю трубу или обгоревший наконечник (насадку) и рассекатель, очищают каналы и улитку. При прогорании стальных труб или участков стального корпуса дефектные участки вырезают и вваривают новые. Изношенные места улиток наплавляют износоустойчивыми электродами. Неплотности на воздуховодах и улитке устраняют электросваркой.

При ремонте газомазутных горелок очищают и проверяют привод, устраняя дефекты, проверяют состояние воздушных регистров, тяг, воздушной трубы. Неплотности устраняют электросваркой.

При ремонте форсунок выполняют следующие работы: отсоединяют фланцы линий подвода мазута и пара, открепляют и снимают форсунки, разбирают их, промывают и осматривают все детали, заменяют сгоревшие участки трубки и детали наконечника. Затем собирают, испытывают (на водяном стенде проверяют производительность по расходу воды через сопло и углу раскрытия струи), устанавливают и закрепляют форсунку и присоединяют фланцы линий подвода мазута и пара.

При ремонте горелок и форсунок автозапал заменяют новым или отремонтированным.

6.6. Ремонт тягодутьевых механизмов

Перед выводом в ремонт тягодутьевых механизмов (ТДМ) проверяют вибрацию и температуру нагрева подшипников; отсутствие задеваний рабочего колеса за корпус и шума в подшипниках; исправность шиберов, заслонок и направляющих аппаратов, плавность их регулировки.

Продукты сгорания вызывают абразивный износ (наиболее интенсивный при работе на твердом топливе) и коррозию (особенно при работе на сернистом мазуте) ротора и корпуса дымососов. Дутьевые вентиляторы (лопатки рабочего колеса, кожух) изнашиваются меньше, чем дымососы, поэтому их разбирают для ремонта значительно реже, чем дымососы.

Чтобы выявить возможные трещины и задиры, ***вал*** тщательно осматривают. Конусность и овальность устраняют, обрабатывая посадочные места вала на токарном или шлифовальном станке. Выработку шеек вала исправляют электродуговой наплавкой с последующей проточкой и шлифовкой. Обнаруженный прогиб выправляют механическим или термическим способами.

При осмотре и определении объема ремонта ***рабочих колес*** проверяют профиль лопаток, надежность креплений их к дискам, отсутствие трещин, прочность приварки, оставшуюся толщину наплавленного на лопатки противоизносного слоя металла и отсутствие отслаивания этой наплавки. Лопатки с дефектами заменяют. Отклонение дисков от плоскости (искривление) не должно превышать допустимого биения рабочих колес. Чтобы повысить износостойкость, лопатки дымососов наплавляют электродами.

Установка новых лопаток в крыльчатку является ответственной операцией: чтобы избежать большого дисбаланса ротора, общую массу лопаток равномерно распределяют по колесу. У собранного ротора проверяют биение рабочего колеса; выполняют ***статическую балансировку ротора*** на параллельных призмах (роликовых опорах) или в собственных подшипниках (для вентиляторов двустороннего всасывания; центробежных и осевых дымососов).

При осмотре ***кожуха*** проверяют: износ брони и незащищенных броней мест; неплотности, трещины, коробления, вмятины, отрывы полос жесткости;

износ охлаждающих рубашек дымососов; плотность закрытия крышек, люков; состояние и износ уплотнений. Выявленные дефекты и неплотности устраняют.

В направляющих аппаратах проверяют отсутствие заеданий поворотных колец и повреждений лопаток, тяг, серег, валиков и других деталей, а также правильность работы аппарата. В крайних положениях привода направляющего аппарата лопатки должны обеспечивать полное открытие или плотное закрытие всасывающих патрубков. Привод аппарата должен свободно вращаться от руки. Одновременно с ремонтом дымососов и вентиляторов проверяют работу отключающих шиберов и заслонок и ремонтируют их.

При ремонте ***подшипников качения*** производят проверку состояния тел качения, колец и сепараторов (возможны абразивный и усталостный износ, коррозия); качества установки подшипника (величины радиального и осевого зазоров в подшипнике, плотности посадки внутренней обоймы на вал и внешней обоймы в корпус подшипника, осевых зазоров внешней обоймы в корпусе) и, при необходимости, восстановление (или замену) поврежденных узлов.

При ремонте ***подшипников скольжения*** производят осмотр, восстановление или перезаливку баббитовой заливки.

При сборке проверяют *центровку* вращающихся механизмов: оси валов должны быть выстроены в плавную кривую линию без коленчатости и излома осей. В осевых машинах также проверяют *радиальные и осевые зазоры проточной части.*

После сборки производится *динамическая балансировка* механизма, который раскручивается до номинальной частоты электродвигателем. Балансируется как ротор рабочей машины, так и ротор электродвигателя.

Отремонтированные дымососы и вентиляторы контролируют на полных оборотах в течение 2–4 ч, следя за вибрацией всех элементов, нагревом подшипников, правильной работой систем смазки и охлаждения, отсутствием задеваний и посторонних шумов.

6.7. Ремонт паропроводов и арматуры

Для контроля металла ***паропроводов*** из его контрольных участков вырезают *контрольные образцы* (рис. 6.20). Контроль *ползучести* паропроводов из перлитных сталей проверяют по бобышкам, из аустенитных сталей - непосредственно на самих трубах, поэтому бобышек к ним не приваривают.

Для продления срока службы трубопроводов может применяться *восстановительная термообработка (ВТО).*

В результате ВТО в металле труб удаётся устранить повреждения кристаллической решетки и залечить поры, образовавшиеся вследствие ползучести. Одновременно осуществляется перевод легирующих элементов из карбидов обратно в твёрдый раствор.

ВТО проводится индукционным, печным или радиационным нагревом по рекомендованным режимам. Для перлитных сталей применяется нормализация с последующим отпуском. Может применяться ВТО без демонтажа или с и демонтажем паропровода.

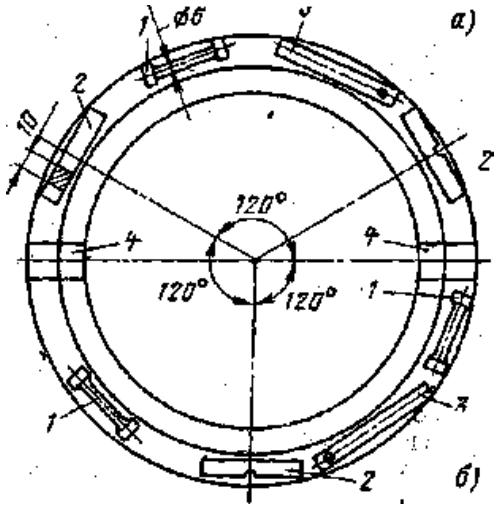


Рис. 6.20. Схема вырезки образцов из контрольного участка паропровода: 1 - для испытания на растяжение; 2 - для испытания на ударную вязкость; 3 - для карбидного анализа; 4 - для микрошлифа

Безотказная работа ***арматуры*** является одним из важных условий надежной и экономичной работы оборудования; а ее длительная и надежная эксплуатация зависит от своевременного и качественного ремонта.

Ремонт арматуры паровых, водяных, масляных и воздушных магистралей и трубопроводов цеха обычно совмещается с капитальным ремонтом основного оборудования. Если арматура снимается с трубопровода, наиболее целесообразной системой организации ремонта является комплектная ее замена новой или отремонтированной старой из обменного фонда. Снятая дефектная арматура ремонтируется в механической мастерской электростанции или в заводских условиях и после испытания арматура идет на пополнение обменного фонда.

Ремонт бесфланцевой арматуры, если ее снятие не требуется для проведения каких-либо специальных работ или работ, связанных с дефектами самого корпуса, должен производиться на месте установки. При ремонте, когда корпуса остаются на месте, а крышки вместе с приводами и механизмами затворов вынимаются для ремонта в механической мастерской, удается произвести почти весь требуемый объем работ. Главный недостаток такого ремонта - невозможность проверки его качества гидравлической опрессовкой.

При ремонте арматуры производятся следующие работы (рис. 6.21):

- разборка арматуры;

- очистка и промывка керосином всех деталей и корпусов от грязи, шлама, котельной накипи и ржавчины (особенно высокие требования предъявляются к чистоте штоков и уплотняющих поверхностей в местах контакта с сальниковой набивкой, с седлами и контакта различных фланцевых соединений);

- проверка состояния деталей (штоков, гаек, клапанов, седел и др.) на отсутствие выработок, забоин, рисок, свищей и трещин, особенно в местах резких переходов сечений;

- восстановление или замена изношенных деталей в зависимости от их состояния и установление необходимых зазоров в сопрягающихся деталях и узлах с занесением в ремонтные формуляры;

- притирка уплотнительных поверхностей седел, тарелок, клапанов, штоков, втулок, крышек и других запорных органов по посадочным и уплотняющим местам для вывода имеющихся на них незначительных задиров, рисок, вмятин и неплотностей.

- проверка штоков на отсутствие прогиба, конусности, овальности и (при сборке) отсутствия отклонений штоков от вертикали;

- перебивка сальниковых уплотнительных коробок новой набивкой, зачистка и устранение небольших повреждений в резьбе втулок, шпилек и гаек и покрытие подвижных деталей и крепежа арматуры необходимой смазкой;

- гидравлическая опрессовка для проверки качества ремонта и плотности арматуры;

- установка арматуры на место с проверкой правильности ее расположения по отношению к направлению потока среды.

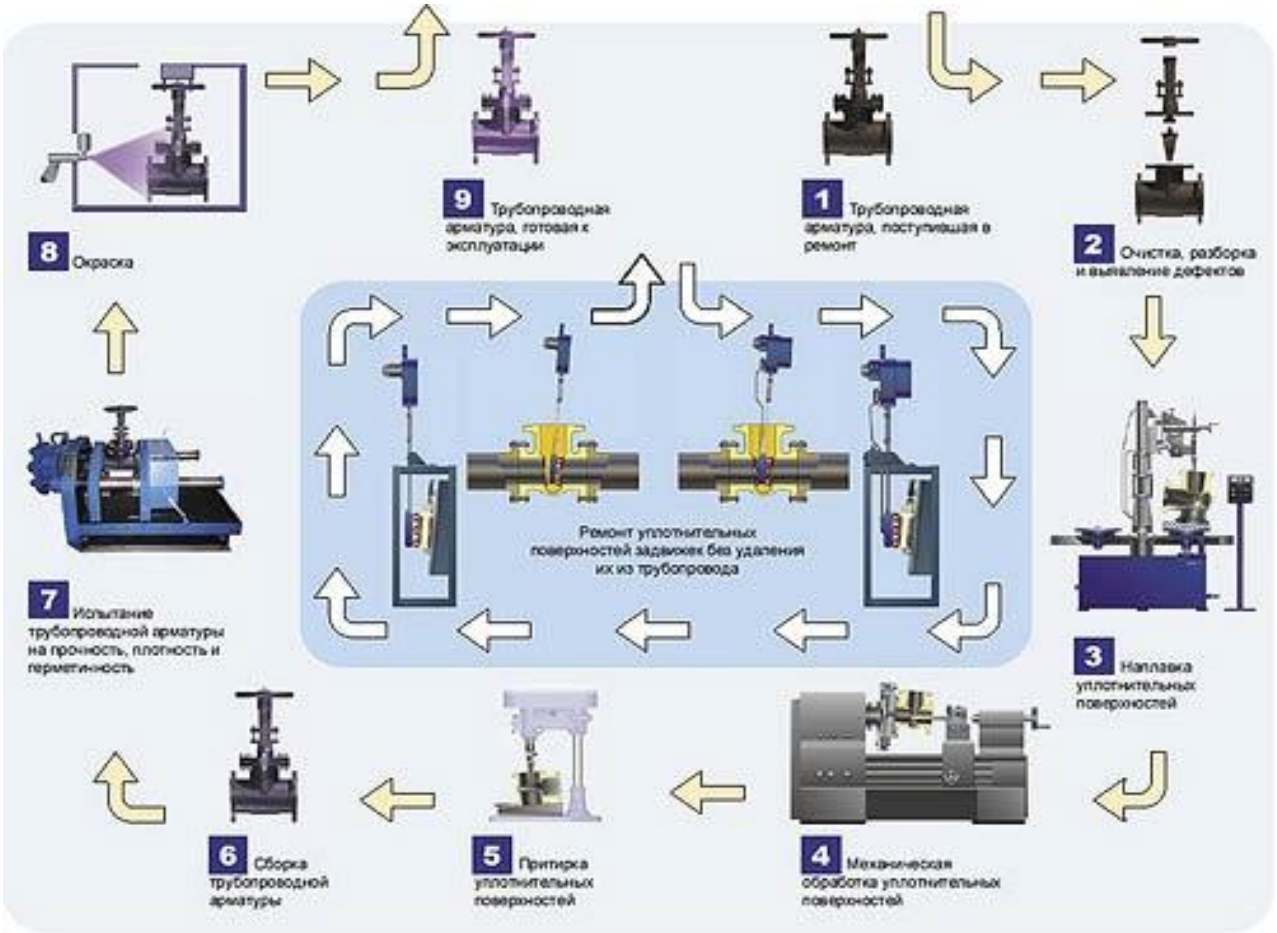


Рис. 6.21. Последовательность ремонта арматуры

6.8. Техника безопасности при производстве работ по ремонту котельного оборудования и трубопроводов

К работе по ремонту тепломеханического оборудования допускаются рабочие не моложе 18 лет, прошедшие медицинский осмотр после обучения сдавшие экзамены по утвержденной программе. Рабочим, выдержавшим экзамен, выдается удостоверение. Повторная проверка знаний должна проводиться периодически 1 раз в год. Рабочий может быть допущен к работе только после прохождения вводного инструктажа на рабочем месте. Проведение инструктажа должно быть оформлено записью в журнале регистрации производственного инструктажа по технике безопасности. Повторный инструктаж должен производиться не реже 1 раза в 3 мес.

До начала производства каких-либо работ внутри барабана, камеры или коллектора котла, соединенного с другими работающими котлами общими трубопроводами (паропровод, питательные, дренажные и спускные линии и т. п.), а также перед осмотром или ремонтом элементов, работающих под давлением, при наличии опасности ожога людей паром или водой котел должен быть отключен от всех трубопроводов заглушками или отсоединен; отсоединенные трубопроводы также должны быть заглушены.

Заглушки, применяемые для отключения котла и устанавливаемые между фланцами трубопроводов, должны быть соответствующей прочности и иметь выступающую часть (хвостовик), по которой определяется ее наличие. Прокладки, которые устанавливаются между фланцами и заглушками, не должны иметь хвостовиков.

Допуск людей внутрь котла необходимо производить при температуре в котле не выше 45 °С только по письменному разрешению (наряду-допуску) начальника или заведующего котельной после проведения соответствующей проверки. Открывать люки барабана следует осторожно: на руках должны быть надеты плотные рукавицы, лицо подставлять близко к люку не рекомендуется.

Работы в топке и газоходах могут производиться лишь после того, как место работы будет провентилировано и надежно защищено от проникновения газов и пыли от работающих котлов путем закрытия и уплотнения заслонок с запором их на замок или устройства временных кирпичных стен. Необходимо знать, что время пребывания людей в топке (газоходе) при температуре 50—60°С не должно превышать 20 мин. Кроме того, при работе на газообразном или пылевидном топливе ремонтируемый котел должен быть надежно отделен от общего газопровода или пылепровода в соответствии с производственной инструкцией. При отсутствии естественной тяги находиться в топке и газоходах запрещается.

При производстве работ в барабане или газоходах котла рабочим необходимо пользоваться очками, а снаружи у лаза должен находиться наблюдающий за ходом работ, передающий рабочему инструмент и материалы.

На вентилях, задвижках и заслонках при отключении соответствующих трубопроводов, паропроводов, газопроводов и газоходов, а также на пусковых

устройствах дымососов, дутьевых вентиляторов необходимо вывешивать плакаты «Не включать, работают люди», при этом у пусковых устройств дымососов, дутьевых вентиляторов следует снять плавкие вставки.

Если при ремонте приходится выполнять работу на высоте, то должны быть установлены специальные леса с плотным настилом и ограждением высотой не менее 1 м. Не разрешается пользоваться на высоте отдельными досками при переходе с одной конструкции на другую. В этом случае необходимо сделать мостики из щитов, имеющих поперечные планки и поручни высотой не менее 1 м. Леса для выполнения работ внутри газоходов или снаружи котла сооружаются по проекту или по указанию начальника или заведующего котельной. При изготовлении лесов необходимо правильно выбрать материал, следить за прочностью их крепления, наличием ограждений и бортовых полос.

Подъем тяжестей по лестницам без перил не допускается.

Инструмент, применяемый при ремонте, должен быть в исправном состоянии. При всех видах сверления запрещается удалять стружку руками, для этого применяют приспособление в виде крючка. Стружку можно удалять только после того, как сверло будет выведено из отверстия.

Рабочие места должны иметь хорошее освещение. Запрещается пользоваться при работе в внутри барабана и газоходах котла переносными лампами напряжением выше 12 В; во всех других местах разрешается применять переносные электролампы и электроинструмент напряжением до 36 В. Работать с электроинструментом следует в резиновых перчатках на резиновом коврике. Корпус электроинструмента должен быть заземлен. Запрещается включение электроинструмента присоединением оголенных проводов к линии или контактам рубильников.

На рабочем месте сварщика должен быть минимальный набор инвентаря и инструментов. Электросварщики должны иметь защитный щиток или маску, рукавицы, молоток, зубило или крейцмейсель для отбивки шлака, стальную щетку, личное клеймо и шаблоны для проверки геометрии швов.

Газосварщикам необходимо иметь защитные очки со светофильтрами типа Г, молоток, зубило, стальную щетку и личное клеймо.

Вращающиеся части насосов, тягодутьевых машин, а также электрооборудование защищаются специальными ограждениями или щитками. Электрические кабели и проводка должны быть изолированы, а корпуса электродвигателей и трансформаторов, рукоятки и кожухи пусковых устройств заземляются.

Температура наружной поверхности обмуровки работающих котлов не должна превышать 45 °С, а трубопроводов и оборудования, допускаемых для обслуживающего персонала, —45 °С. Температура воздуха в местах постоянного пребывания обслуживающего персонала зимой должна быть не ниже 12 °С, летом — не более чем на 5 °С выше температуры наружного воздуха.

В котельной должна быть аптечка с необходимыми медикаментами и перевязочными материалами.

Тема 7. КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ ПАРОТУРБИННОЙ УСТНОВКИ СО ВСПОМОГАТЕЛЬНЫМ ОБОРУДОВАНИЕМ

7.1. Вывод в капитальный ремонт турбин, производимые измерения и испытания

Началом капитального ремонта считается время с момента отключения турбоагрегата от сети либо с момента получения диспетчерского разрешения на его ремонт (если агрегат выводится в ремонт из резерва).

Важным условием успешного проведения капремонта является правильное и точное определение дефектов.

Поскольку выявление дефектов необходимо начинать еще до вывода агрегатов в ремонт, поскольку многие дефекты легче выявить в процессе эксплуатации оборудования, перед остановкой на капитальный ремонт необходимо подвергнуть агрегат тщательному всестороннему обследованию с целью выявить новые и уточнить уже известные дефекты, ориентировочно установить причины их возникновения, дополнительно записать их в ведомость объема работ и тем самым получить данные для уточнения плана ремонта.

Проверка и контрольные испытания до останова турбин на ремонт.

Внешний осмотр позволяет выявить наружные видимые дефекты: пропуск пара, воды, масла через фланцы, сальники, арматуру, ненормальный нагрев подшипников и пр.

Перед остановом необходимо проводить следующие контрольные проверки, испытания и лабораторные анализы, в результате которых будут получены данные для сравнения работы турбины до и после ремонта.

1. Отбор пробы масла для анализа в химлаборатории обязателен для установления пригодности масла к последующей работе, необходимости его регенерации, центрифугирования, фильтрации (в случае загрязненности масла), промывки и др.

2. Равномерность перепадов температур масла на выходе и входе на каждом подшипнике показывает правильность распределения подачи масла между подшипниками. В случае неравномерности нагрева масла по подшипникам соответствующая регулировка (перераспределение) производится после остановки турбины и выключения масляного электронасоса изменением проходных сечений напорных маслопроводов. Во время эксплуатации обязательно наблюдение за температурами масла по подшипникам для контроля правильности этой регулировки.

3. Анализ пробы конденсата отработавшего в турбине пара из конденсатосборника, проводится с целью определения герметичности трубной системы конденсатора (при попадании циркуляционной охлаждающей воды в конденсат происходит ухудшение его качества).

4. Снятие кривой падения плотности вакуума (при отключении эжектора *4*, удаляющего из парового пространства конденсатора *1* неконденсирующиеся газы – воздух (рис. 7.1)) под нагрузкой или на холостом ходу должно произво-

диться для получения характеристики воздушной плотности вакуумной системы конденсатора.

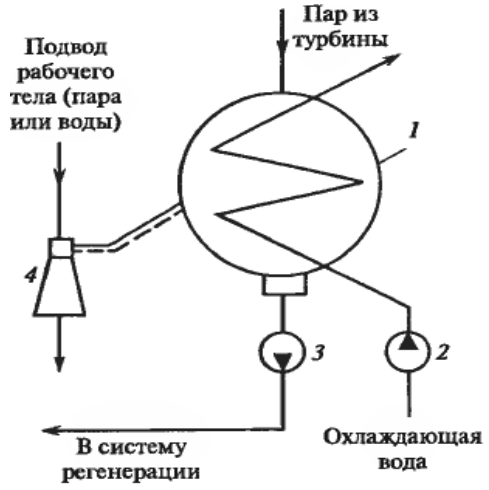


Рис. 7.1. Схема конденсационной установки: 1 – конденсатор; 2 – циркуляционный насос; 3 – конденсатный насос; 4 – основной эжектор для отвода неконденсирующихся газов (воздуха)

5. Проверка вибрации подшипников и фундамента турбоагрегата при различных нагрузках (100%, 75%, 25% номинальной).

6. Для проверки правильности работы системы регулирования непосредственно перед выводом в ремонт должны быть сняты статические характеристики регулирования.

7. Анализ замеров тепловых расширений турбоагрегата при нормальных параметрах и полной нагрузке и таких же замеров при установившемся холодном тепловом состоянии после останова турбины на ремонт и сравнение этих данных с данными указателей *13, 14*, периодически снимаемыми в процессе эксплуатации, позволяют судить о ненормальностях в тепловых расширениях агрегата (рис. 7.2).

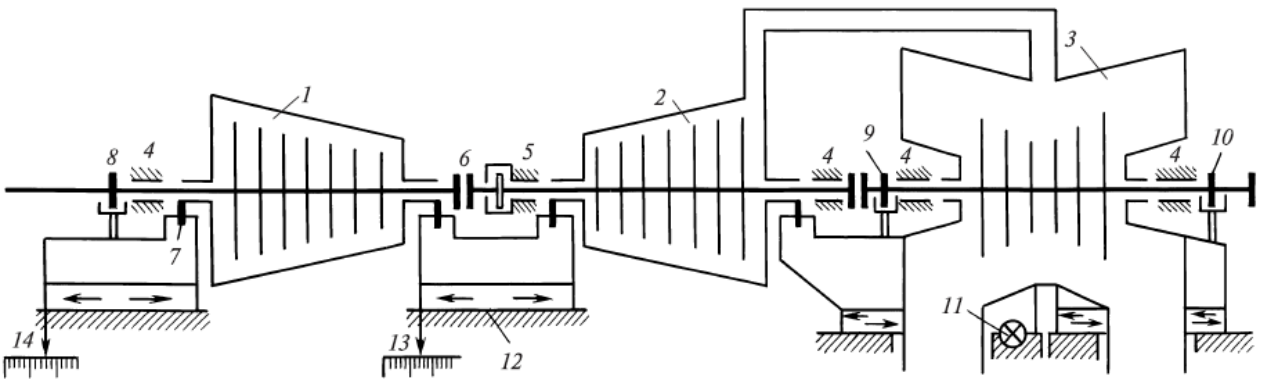


Рис. 7.2. Схема тепловых расширений турбин Т-100-12,8 и Т-180/210-12,8
1 - ЦВД; 2 - ЦСД; 3 - ЦНД; 4 - опорные подшипники; 5 - опорно-упорный подшипник; 6 - муфта; 7 - место опирания лап корпуса турбин на стулья подшипников через поперечные шпонки; 8, 9, 10 - датчики относительного удлинения роторов ЦВД, ЦСД и ЦНД; 11 - фикспункт турбины; 12 - скользящие опоры; 13, 14 - указатели абсолютного расширения ЦСД и ЦВД

После выключения из сети и получения разрешения нам остановку турбины необходимо произвести испытание предохранительных выключателей и опробовать действие приборов защиты.

Перед проверкой действия предохранительных выключателей (рис. 7.3) путем повышения числа оборотов необходимо сначала убедиться в том, что после выбивания предохранительных выключателей вручную клапаны автоматического затвора (стопорные, пусковые клапаны), защитные клапаны ЧСД турбин с промперегревом, регулирующие клапаны ЧВД, регулирующие клапаны ЧСД и поворотные диафрагмы ЧНД турбин с регулируемыми отборами пара перекрывают доступ пара в турбину.

При исправном действии клапанов следует вновь зарядить предохранительные выключатели и произвести испытание их действия подъемом оборотов на 10% выше номинального числа оборотов.

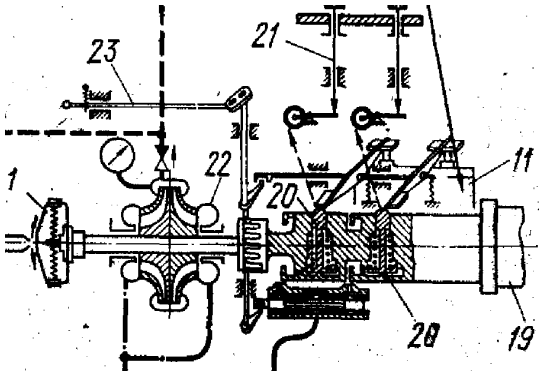


Рис. 7.3. Схема регулирования и защиты турбины: 1 - регулятор частоты вращения; 19 - вал турбины; 20 - боек регулятора безопасности; 21 - указатели срабатывания бойков; 22 - главный масляный насос; 23 - переключатель автомата безопасности

После закрытия предохранительными выключателями ***доступа пара в турбину*** при постоянном вакууме в конденсаторе (при нормальной работе конденсационной установки и подаче уплотняющего пара на концевые уплотнения) и до момента остановки турбины производятся записи падения числа оборотов по тахометру во времени, отмечаемому по секундомеру. По этим данным строится *кривая выбега* = зависимость скорости снижения числа оборотов турбины n от времени (рис. 7.4).

Время полного выбега современных турбин составляет в зависимости от мощности 20—40 мин. При его отклонении от нормативного более чем на 2—3 мин необходимо выяснить причины и принять соответствующие меры.

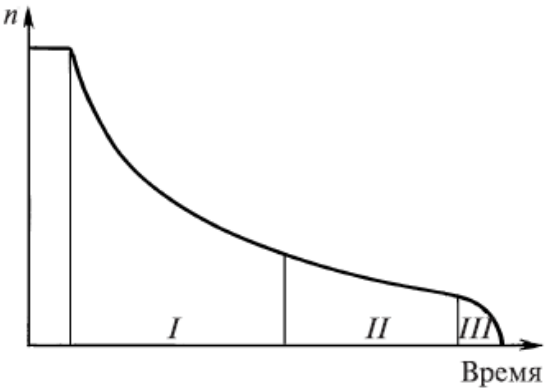


Рис. 7.4. Кривая выбега турбины: I — зона влияния вентиляционных потерь; II — зона влияния жидкостного трения в подшипниках; III — зона полусухого трения в подшипниках

Уменьшение времени выбега свидетельствует о появлении повышенного трения в подшипниках или задеваний в проточной части и уплотнениях. Поэтому в процессе выбега необходимо прослушивать турбину, чтобы обнаружить возможные задевания.

Увеличение времени выбега, как правило, свидетельствует о неплотности клапанов (стопорных или регулирующих или клапанов на линиях отборов), через которые пар проникает в проточную часть турбины.

7.2. Ремонт паротурбинных установок

Вскрытие цилиндров, производимые замеры.

Вскрытию цилиндров предшествуют работы по снятию контрольно-измерительных приборов, установленных на турбине, разборке трубопроводов, обшивки и тепловой изоляция у разъема цилиндра.

До вскрытия корпусов цилиндров необходимо вскрыть корпуса подшипников; разобрать муфты роторов (перед чем должно быть замерено осевое положение роторов относительно корпусов подшипников). Разболчивание крепежа начинают после остывания корпуса до температуры ~70°С.

Для облегчения отвинчивания гаек шпильки ЦВД предварительно нагревают нагревателями различных типов (эжекционный, карборундовый и пр.) с контролем удлинения (рис. 7.5).

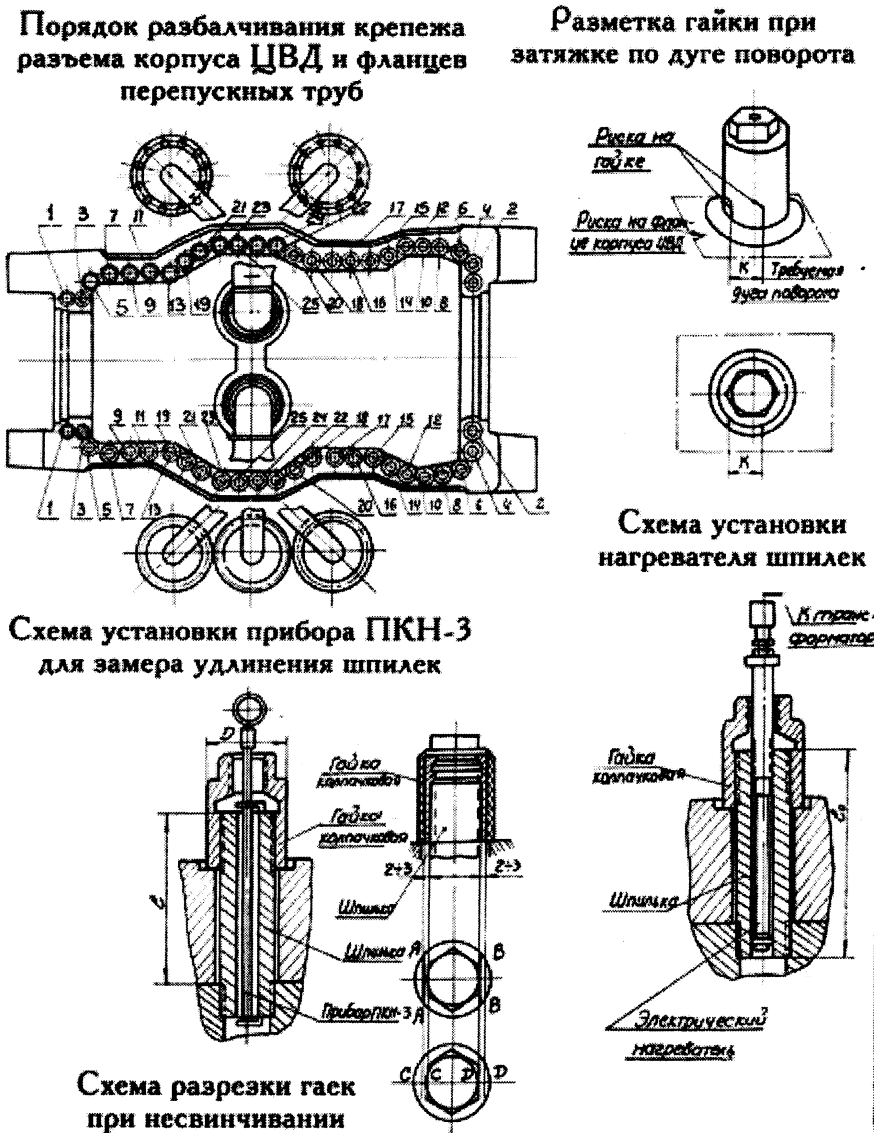


Рис. 7.5. Разборка ЦВД

После снятия верхней половины корпуса, обойм и диафрагм, но до выемки ротора из цилиндра необходимо произвести ***замеры***:

- ***зазоров в проточной части*** (осевые зазоры между дисками и диафрагмами и радиальные – между гребнями уплотнений и валом) с использованием щупов или свинцовых оттисков (рис. 7.6);

- ***прогиба (боя)*** ротора (см. ниже);

- осевого ***разбега ротора*** в упорном подшипнике путем его «отжатия» в сторону регулятора и в сторону генератора (рис. 7.6);

- ***маятниковая проверка*** биения переднего конца РВД, соединенного с РСД жесткой муфтой – так называемого «трехопорного» ротора (рис. 7.7).

Результаты измерений заносятся в ремонтные формуляры (рис. 7.6).

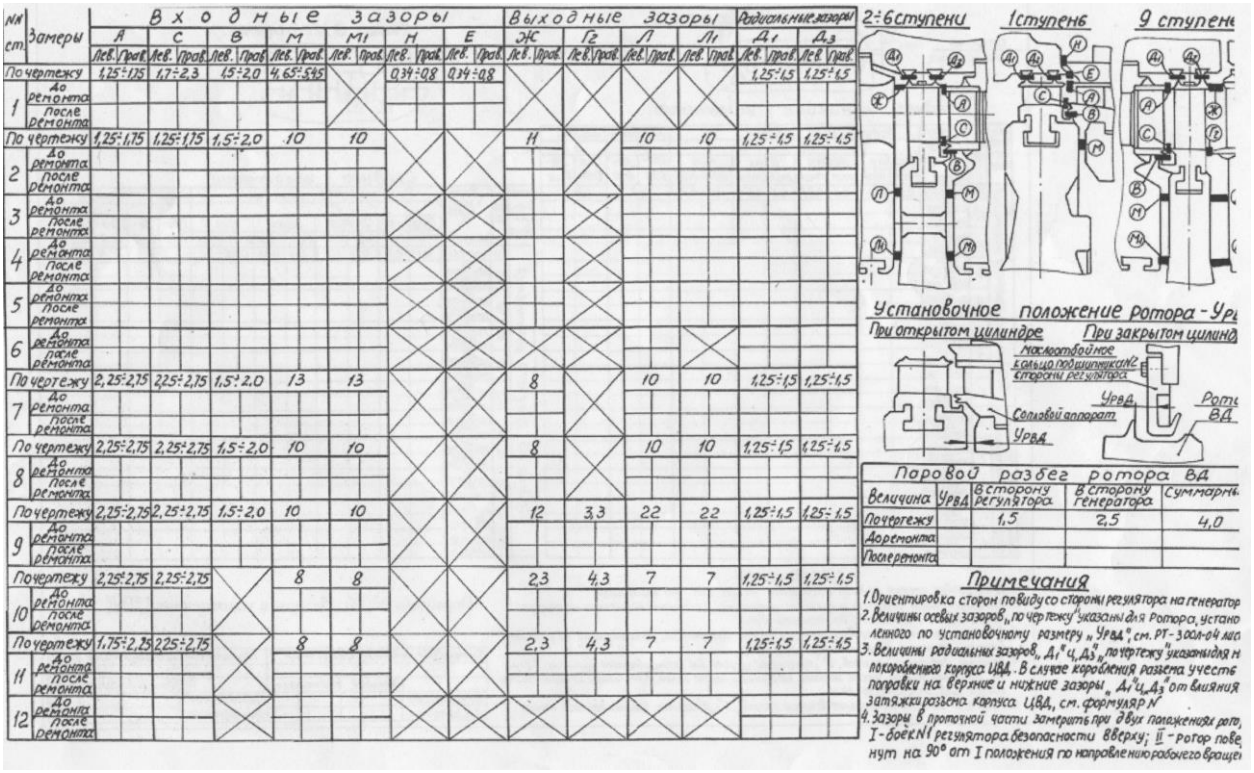


Рис. 7.6. Формуляр замеров зазоров проточной части ЦВД

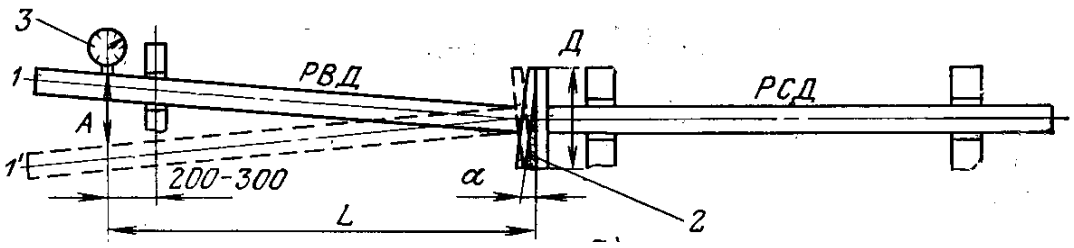


Рис. 7.7. Маятниковая проверка: 1, 1′ - крайние положения РВД при замере биения переднего конца; 2 – снимаемый металл с полумуфты; 2 - индикатор

Основные дефекты и ремонт цилиндров паровых турбин.

После разборки цилиндра производится его очистка, осмотр и дефектация. Очищают и осматривают горизонтальный разъем корпуса, расточки под диафрагмы и обоймы, опорные поверхности мест подвески диафрагм и обойм, рабочие поверхности опорных лап и центрирующих шпонок, уплотнительные поверхности фланцев паропроводов свежего пара; удаляют задиры, забоины и заусенцы.

Проверяют крепление металлических вставок надбандажных уплотнений. Вставки, имеющие свободу передвижения, крепят подчеканкой. Очищают и осматривают резьбовые поверхности шпилек и гаек, дефектный крепеж, если он не подлежит ремонту, заменяют новым.

Проверяют, нет ли коробления корпуса турбины, которое проявляется в первую очередь в раскрытии горизонтального разъема при свободном наложении верхней половины корпуса на нижнюю (рис. 7.8).

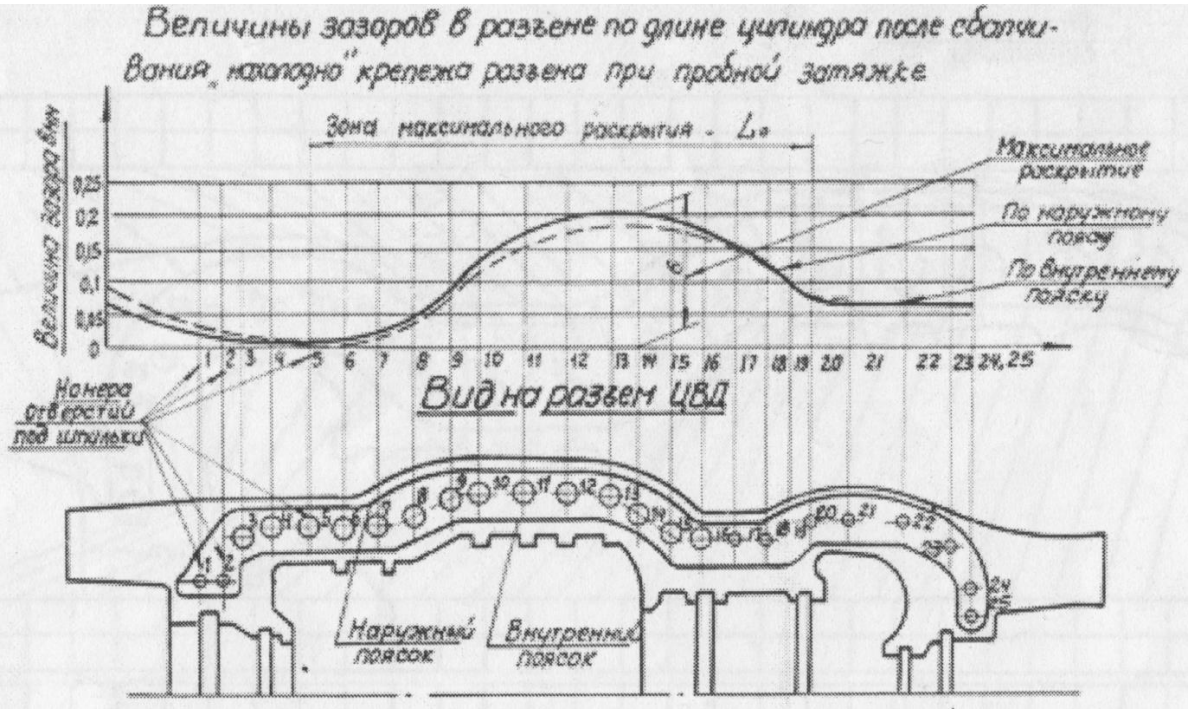


Рис. 7.8. Значения зазоров по длине цилиндра (по внутреннему и наружному пояску)

Если при затяжке разъема ЦВД через одну-две шпильки, а ЦСД – через три-четыре шпильки (затяжка более тонких фланцев ЦНД обычно не представляет трудностей) зазоры исчезают (щуп толщиной 0,05 мм не проходит), то такой разъем считается плотным.

Устранение коробления путем усиленной затяжки шпилек связано со смещением обойм и диафрагм, закрепленных в корпусе вблизи плоскости разъема, что должно учитываться при центровке проточной части турбины введением соответствующих поправок (рис. 7.9).

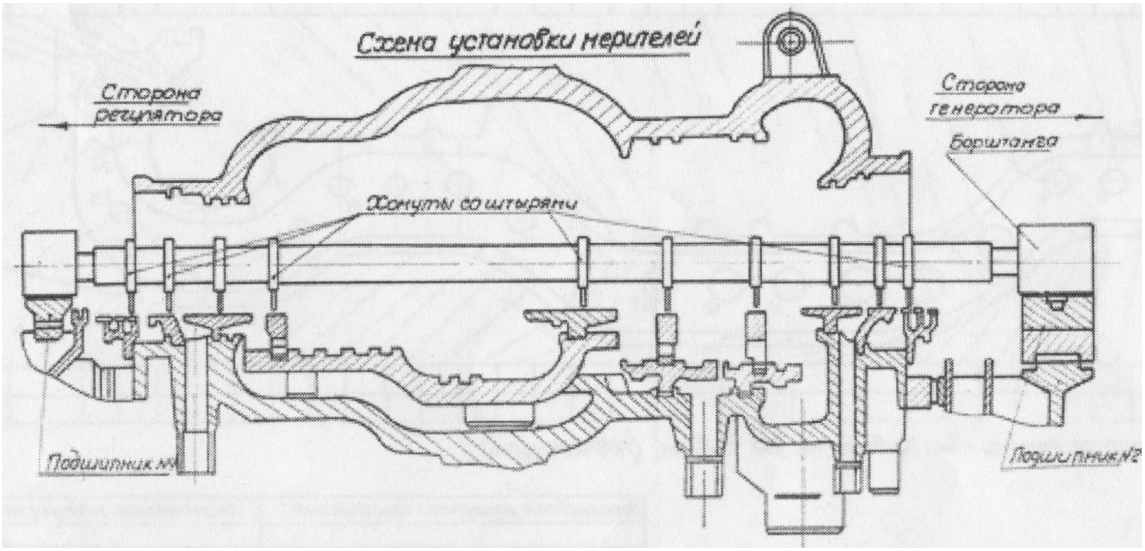


Рис. 7.9. Схема измерения смещений расточек цилиндра при затяжке разъема

При невозможности плотного закрытия цилиндра усиленной затяжкой шпилек, выпуклые участки горизонтального разъема подвергают шабрению.

Шабровки горизонтального разъема корпусов турбин высокого и сверхкритического давления следует избегать вследствие возникающего при этом искажения геометрии расточек, а также создания условий для дальнейшего коробления корпуса (поскольку при шабрении снимается поверхностный, более прочный слой металла).

Исключением является наличие на поверхности разъема местных повреждений (трещин, промоин), которые устраняют наплавкой с последующим шабрением наплавленных участков.

Трещины в литье цилиндров (рис. 7.10) обычно встречаются в местах радиусных переходов по наружной и внутренней поверхностям (местах изменения линейных размеров, переходов от цилиндрической поверхности к фланцу) и сварных соединениях (места приварки фланцев и патрубков к литью).

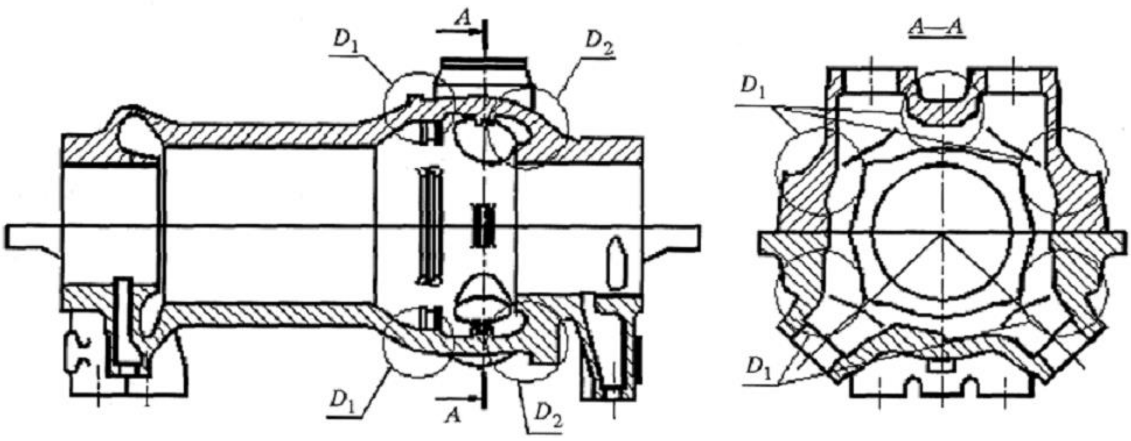


Рис. 7.10. Зоны максимально вероятного возникновения трещин ЦВД турбины Т-100/120-130

Устранение дефектов металла корпусных литых деталей паровых турбин является чрезвычайно ответственной операцией. Если дефекты на ремонтируемых деталях распространяются на глубину больше 50% толщины стенки в районе выборки, то метод устранения дефектов работники электростанции или ремонтного предприятия должны согласовывать с заводом-изготовителем.

Выборка дефекта должна производиться механическим способом (пневматическим зубилом, шлифовальной машинкой и т.п.) с контролем полноты удаления дефекта травлением.

Если глубина выборки не превышает 15% толщины стенки в месте залегания дефекта, то электростанция по согласованию с заводом-изготовителем может оставить в эксплуатации эту деталь без выполнения ремонтной заварки. В этом случае выборки должны иметь форму, близкую к эллиптической или сферической с радиусами закруглений, равными глубине выборки или большими.

Выполнить термообработку корпуса цилиндра в условиях электростанции обычно не возможно, поэтому для устранения дефектов металла, применяется метод холодной заварки. Заварку производят валиками небольшой ширины с послойной проковкой каждого валика. После окончания сварки производится контроль качества методами магнитно-порошковой дефектоскопии и ультразвукового контроля.

В качестве мероприятий, повышающих надежность отремонтированных заваркой деталей, рекомендуется предварительный и сопутствующий подогрев электронагревателями до 200…300°С; после заварки обеспечивается медленное охлаждение отремонтированного участка под слоем изоляции.

Дефектация и ремонт обойм и диафрагм

Для осмотра обоймы и диафрагмы необходимо вынимать из цилиндров при каждом капитальном ремонте. Если диафрагмы вставлены в обоймы, то после снятия крышки цилиндра необходимо произвести проверку правильности положения обойм, так как при короблении цилиндра или обойм возможны отклонения гребней от вертикали. Эта проверка может не производиться, если величина полного разбега ротора находится в пределах, допустимых для данного типа турбин, и крышка цилиндра снимается без заеданий.

Поверхности обойм и диафрагм подлежат тщательной очистке от накипи, ржавчины и грязи и осмотру на выявление коробления, коррозии, трещин, следов задевания ротора. Состояние заделки лопаток в полотно и обод диафрагмы определяется по дребезжанию при обстукивании каждой лопатки молотком. Также производится проверка плотности стыков половин диафрагм по краске.

Диафрагмы в работе испытывают нагрузку, направленную в сторону низкого давления. При этом возможен повышенный прогиб диафрагм, поэтому при ремонте производится испытание диафрагм на остаточный прогиб с использованием щупа и линейки. В сомнительных случаях испытание диафрагм на прогиб производится под действием гидростатического давления.

При небольшой величине остаточного прогиба его можно удалить шабровкой, при большем прогибе, диафрагму следует заменить на новую.

При сборке следует проверить правильность центровки диафрагм в обоймах и обойм в цилиндре и убедиться в достаточности радиальных и осевых тепловых зазоров в посадочных местах между гребнями обойм, диафрагм и пазами цилиндра (рис. 7.11). Радиальные зазоры, которые должны составлять около 2 … 3 мм, проверяют снятием свинцовых оттисков.

Проверка центровки диафрагм и обойм концевых лабиринтовых уплотнений (уплотнения должны быть концентричны оси ротора в его рабочем состоянии) производится борштангой или при помощи оптических приборов со вспомогательной оснасткой. При этом для перемещения диафрагм под их опорные шпонки подкладывают подкладки соответствующей толщины

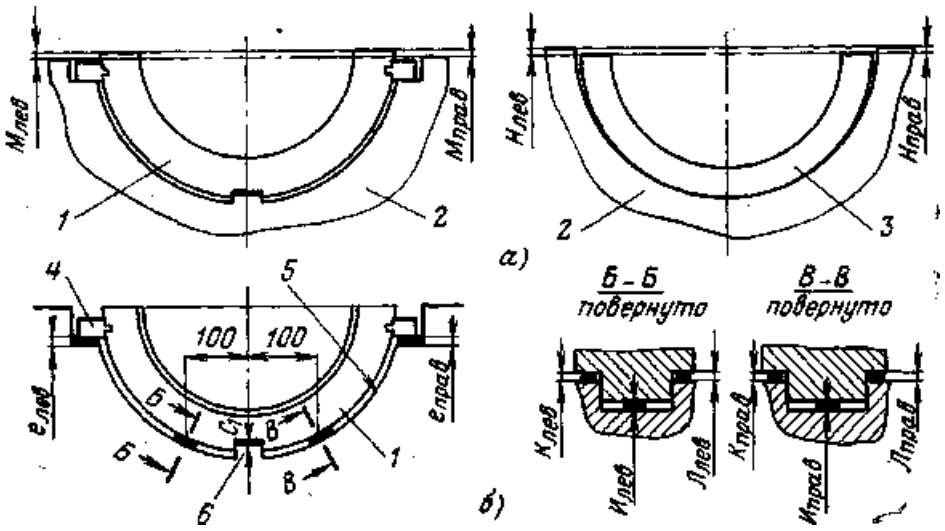


Рис. 7.11. Схема замеров тепловых зазоров обойм: а — схема замеров положения горизонтальных разъемов обойм относительно разъема корпуса турбины; 1 — нижняя половина обоймы; 2— корпус турбины; 3 — верхняя половина обоймы; б — схема замера тепловых зазоров; 4 — шпонка опорная; 5 — расточка цилиндра; 6 — нижняя шпонка

Ревизия и ремонт подшипников

После вскрытия подшипники тщательно промывают керосином и очищают вкладыши и корпус от грязи, масляного шлама и нагара. Затем определяют характер износа баббитовой заливки вкладышей, проверяют плотность прилегания вкладышей к посадочным гнездам корпусов, а также радиальные и боковые зазоры между заливкой и шейкой ротора. На поверхности баббита не должно быть царапин, рисок, трещин, забоин, отслоений, вкраплений посторонних тел. Заливка должна прочно и плотно соединяться с телом вкладыша.

Проверка плотности определяется либо обстукиванием молотком (при плотном прилегании заливки должен быть слышен чистый металлический звук без дребезжания), либо методом керосиновой пробы (после опускания вкладыша в бак с керосином на 2 … 3 часа, удаления керосина и последующего покрытия разъема и торцов тонким слоем мелового раствора при нажатии на баббит не должны проступать желтые пятна в местах соединения баббита с вкла-

дышем). При обнаружении отставания баббита от вкладыша необходима его перезаливка (рис. 7.12).

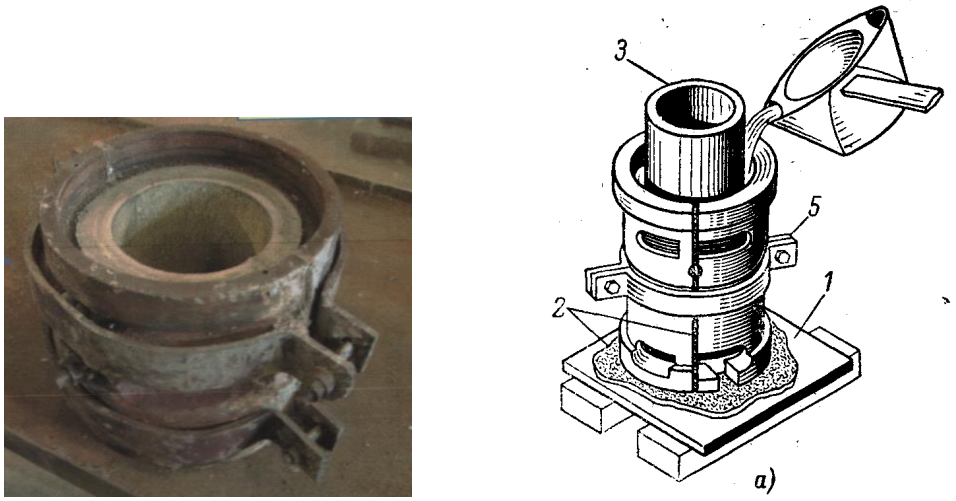


Рис. 7.12. Заливка баббитом вкладыша опорного подшипника (в сборе)
1 - опора; *2* - асбестовые прокладки; *3* - сердечник; 5 – хомут

Увеличение верхних зазоров во вкладышах подшипников из-за истирания баббита приводит к нарушению центровки роторов по полумуфтам и к недопустимому уменьшению радиальных зазоров между ротором и нижней частью цилиндра в лопаточных аппаратах и лабиринтовых уплотнениях, а также к снижению давления и повышению температуры масла в подшипниках и к вибрации турбины. Поэтому при сильном износе баббита также требуется перезаливка подшипника.

При местном повреждении баббитовой заливки (менее 10% площади нижней половины) возможна кислородно-ацетиленовая наплавка или напайка баббитом. Таким же образом можно восстановить величину зазоров (преимущественно наплавкой в верхней половине вкладыша).

После перезаливки подшипник растачивается на станке и шабруется (рис. 7.13).

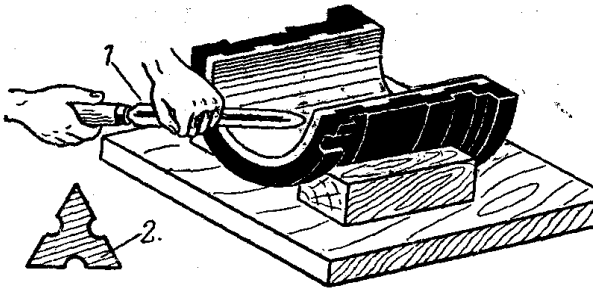


Рис. 7.13. Шабровка баббитовой заливки вкладыша опорного подшипника:
1 — трехгранный шабер; 2 — сечение шабера

Ремонт лопаточного аппарата.

Основные повреждения лопаточного аппарата: механический, эрозионный и коррозионный износ, образование трещин (рис. 7.14).

Внешний осмотр лопаток производится на всех ступенях турбины: до и после их очистки. Осмотру подлежат сама лопатка и бандаж (ленточный и проволочный). При осмотре лопаточного аппарата выявляются следы задевания лопаток в радиальном и аксиальном направлениях, проверяется правильность и плотность их установки. Перед чисткой лопаток определяется степень загрязнения лопаточного аппарата, а также характер износа по ступеням. Налет накипи и продукты коррозии отправляются для химического анализа. Для последних ступеней турбины выявляют степень и характер эрозионного износа.

а)

б)

Рис. 7.14. Механические повреждения ступени ЦВД (а) и ЦНД (б)

Для выявления мелких трещин и других дефектов применяют ультразвуковой контроль, магнитопорошковую дефектоскопию или травление. Проверяют отсутствие трещин на входных и выходных кромках, на ленточных бандажах и шипах лопаток. Забоины и задиры на лопатках можно устранить опиливанием и полировкой. Небольшие вмятины на кромках лопаток выправляют «нахолодно» или плавно опиливают.

В ходе ремонта производятся вибрационные испытания лопаток методами свободных и резонансных колебаний. Систематические вибрационные испытания позволяют следить за качеством облопачивания и за изменением жесткости крепления лопаток в процессе эксплуатации.

Существуют технологии восстановления рабочих лопаток.

На рис. 7.15 показан ход ремонта рабочих лопаток РНД без демонтажа рабочих ступеней. В основу технологии восстановления лопаток и их защиты от эрозии положена идея сварки, наплавки и приварки защитных стеллитовых пластинок на изношенные или поврежденные участки пера рабочих лопаток без подогрева и последующей термической обработки.

При неудовлетворительном состоянии лопаточного аппарата и невозможности его восстановления производят смену лопаток.

Рис. 7.15. Ремонт рабочих лопаток РНД (© ОАО «Белэнергоремналадка»)

Перед установкой новый комплект лопаток и другие детали проходят контроль: проверяют геометрические размеры, соответствие марки стали (стилоскопирование), возможное наличие дефектов.

Длинные лопатки (при отсутствии на них заводских клейм и схемы расстановки) необходимо взвесить на моментных весах (рис. 7.16) и составить схему их расположения на диске с целью предотвращения возникновения небаланса ротора (см. ниже).

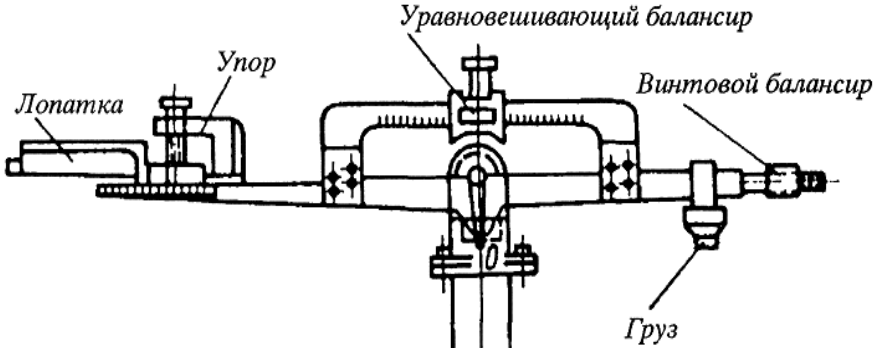


Рис. 7.16. Моментная развеска лопаток

В условиях электростанции разлопачивание производится, как правило, на роторе. После разлопачивания пазы (при посадке лопаток в паз) или гребни (при верховой посадке лопаток) очищаются от продуктов окисления и грязи, проверяются на наличие вмятин, трещин и царапин, зачищаются и продуваются сжатым воздухом.

При облопачивании (рис. 7.17, 7.18) необходимо обеспечить: правильное положение лопаток для обеспечения заданного направления вращения ротора и расчетного проходного сечения парового канала; надежное закрепление лопаток и полное прилегание хвостов лопаток или хвостов лопаток и промтел; чистоту поверхности бандажей, свободное прохождение проволоки в отверстия лопаток; плотное прилегание ленточных бандажей к торцам лопаток и высококачественная расклепка шипов.

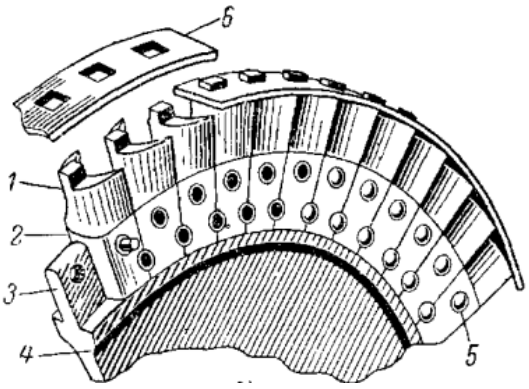


Рис. 7.17. Посадка на диск лопаток с и вильчатым хвостом: 1 – лопатка; 2 – седло хвостовой части; 3 – гребень диска; 4 – обод диска; 5 – заклепки, 6 – сегмент бандажа, 7 – штифт для крепления лопаток, 8 – оправка

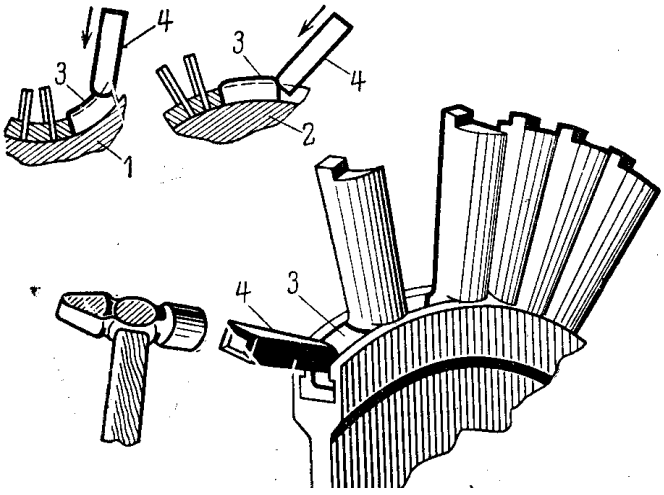


Рис. 7.18. Набор лопаток с Т-образным хвостом в паз цилиндра и в паз диска: 1 – цилиндр; 2 – диск; 3 – сухарь, 4 – оправка

Проволочные бандажи (паяные и непаяные) заводят в лопатки в процессе облопачивания. В заключение производят проточку ленточных бандажей.

Для повышения эрозионной стойкости лопаток на их кромки напаиваются защитные стеллитовые накладки.

После проверки осевых и радиальных зазоров в проточной части производится проверка вибрационной характеристики вновь установленного облопачивания. После проведения ремонтных работ на роторе производится его балансировка на низкочастотных балансировочных станках для уменьшения статического и динамического небаланса. После сборки турбоагрегата обычно производится балансировка всего валопровода в собственных подшипниках на рабочей частоте вращения

Ремонт роторов

После очистки ротор тщательно осматривается лупой, особенно в тех местах, которые могут явиться концентраторами напряжений:

- кольцевые выточки, галтели, переходы сечений от одного диаметра к другому, шпоночные канавки, отверстия, резьбовые соединения;

- детали при их горячей посадке с завышенными натягами;

- дефекты (насечки, риски, забоины, наклеп, разъедания поверхности и др.), возникающие в процессе эксплуатации и ремонта вследствие грубой обра-

ботки и повреждения поверхностей (удары), износа от попадания твердых частиц, паразитных токов, эрозии, коррозии, вибрации и пр.

Оставление трещин во вращающихся деталях не может быть допущено. Расчистка трещин должна производиться до полного их удаления, с закруглением краев образующейся канавки. Если обработка трещины приведет к недопустимому ослаблению детали, последняя должна быть забракована.

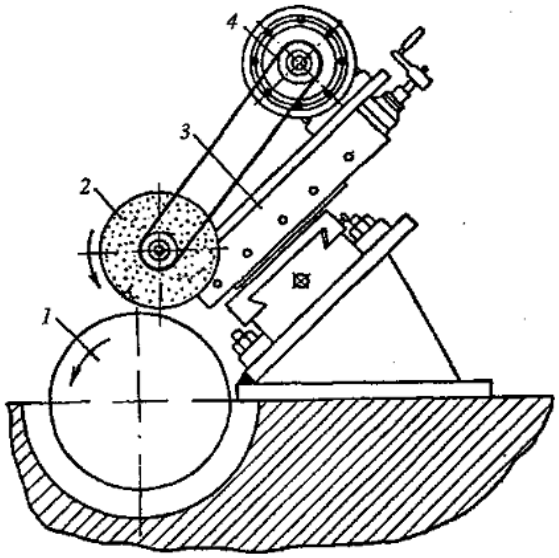


Рис. 7.19. Суппорт с шлифовальной головкой: 1 – шейка ротора; 2 – шлифовальный круг; 3 – суппорт; 4 – электропривод

Повреждения вала в виде царапин, задиров, рисок, коррозионные повреждения и шероховатости рабочих поверхностей устраняются в зависимости от величины дефекта и его направления проточкой с последующей шлифовкой или только шлифовкой (рис. 7.19).

Овальность (сечение в форме овала) и конусность рабочей шейки для подшипников (диаметр с одной стороны по длине шейки больше, а с другой меньше) являются следствием неравномерности износа шейки вала и устраняются шлифовкой или обточкой. Максимально допустимые овальность и конусность, так же как биение вала не должны превышать 0,02 … 0,05 мм.

При ослаблении посадки насадных деталей (дисков) на валу восстановление натяга производится либо заменой диска новым той же конструкции, но изготовленным из более легированной стали (обладающей большей релаксационной стойкостью), либо посадкой диска на разрезную цилиндрическую втулку или кольца.

При наличии на диске трещин решается вопрос о возможности его дальнейшей работе. Заварка трещин на дисках недопустима.

Прогиб и правка роторов

Неравномерный прогрев или остывание вала или ротора неизбежно приводит к прогибу и возникновению сильной вибрации. Такой прогиб в большинстве случаев носит временный характер и исчезает после прогрева турбины.

Остающееся искривление вала, которое поддается правке только в заводских условиях, может быть вызвано следующими причинами:

- *проникновением в турбину воды или холодного пара*, вызывающих местное охлаждение ротора и появление зоны остаточных пластических деформаций (наиболее часто холодная среда проникает из паропроводов отбора пара);

- радиальными *задеваниями* ротора о неподвижные детали.

При задеваниях в месте контакта за счет трения волокна нагреваются, и может появиться столь высокая неравномерность температур, что разогретые волокна вала будут сжаты соседними менее нагретыми волокнами за предел текучести.

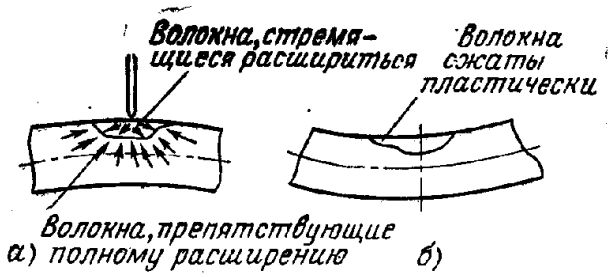


Рис. 7.20. Процесс искривления вала вследствие задеваний: а - вращающийся вал; б - охлажденный

После останова ротора в этом месте возникнут растягивающие остаточные напряжения и место задеваний будет расположено на вогнутой стороне (рис. 7.20).

Причины задеваний:

- задевание в лабиринтовых уплотнениях из-за недостаточных зазоров;
- повышенная вибрация ротора;
- нарушение свободы тепловым расширениям цилиндра и корпусов подшипников вследствие заедания в скользящих поверхностях направляющих шпонок;
- неправильная (с перекосом) насадка на вал дисков, втулок и других насадных деталей, недостаточные осевые зазоры между ними;
- температурный изгиб вала и корпуса турбины.

Для *определения значения и направления прогиба* необходимо произвести замеры линии вала ротора в сборе индикаторами, установленными по длине ротора (рис. 7.21, 7.22).

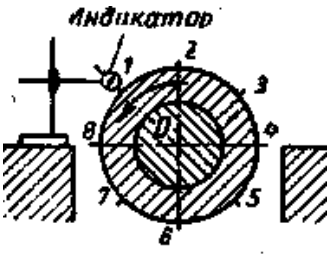


Рис. 7.21. Замеры радиального биения ротора индикатором, укрепленным на плоскости разъема

Индицирование лучше производить в цилиндре турбины, когда ротор лежит в собственных подшипниках.

Биение ротора определяется как алгебраическая разность показаний индикаторов на противоположных точках диаметра ротора при его проворачивании. Допустимая величина прогиба (1/2 биения) – 0,03…0,05 мм.

Прогиб вала может быть устранен правкой, при невозможности которой ротор подлежит замене. В некоторых случаях возможно устранить (снизить) вибрацию, возникающую вследствие прогиба вала, протачиванием шеек (опорных поверхностей).

Для правильного выбора способа правки определяется степень повреждения поверхности металла (его твердость в месте прогиба и наличие трещин). По возможности ротор подвергается термообработке.

Существуют *три основных метода правки валов:*

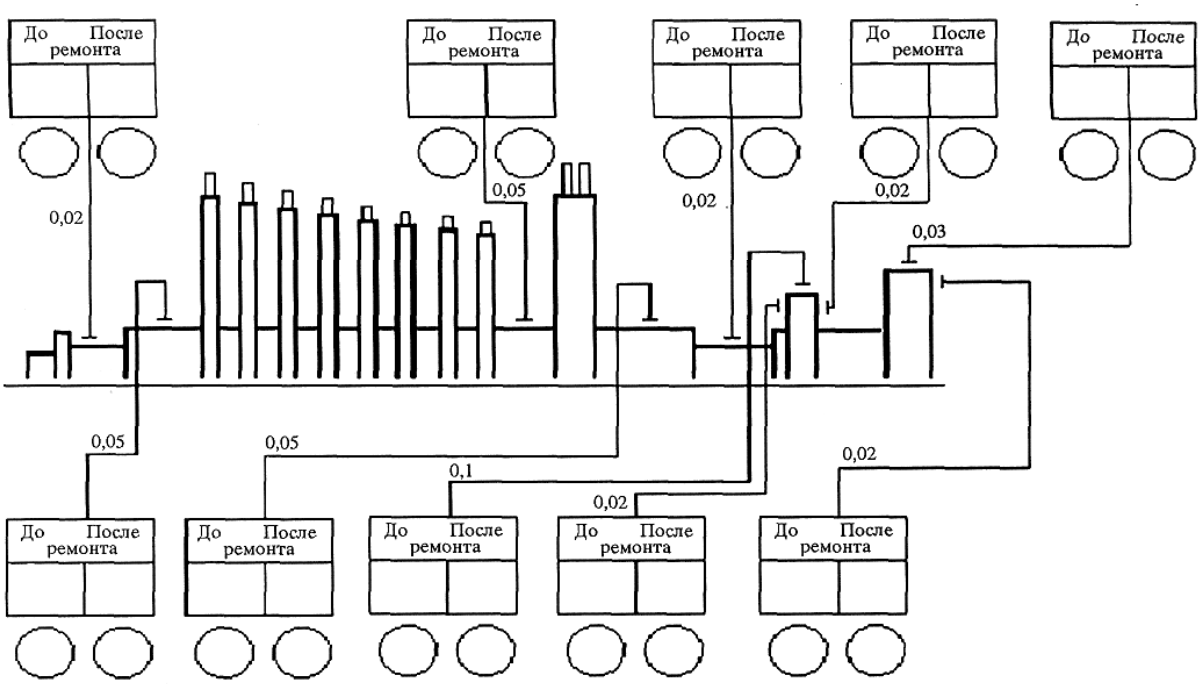


Рис. 7.21. Формуляр проверки боев РВД турбины Т-100/120-130

1. ***Механический способ (метод наклепа или чеканки)*** применяется для правки валов турбин, работающих на низких параметрах пара (а также валов тягодутьевых машин), либо когда нельзя нагревать вал выше определенной температуры (например, вал ротора генератора по условиям сохранности изоляции обмотки).

Для этого вал (ротор) поворачивают *вогнутой стороной вверх* и, закрепив его нажимным устройством 3 (рис. 7.22), снизу домкратом 1 с медной подкладкой 2 несколько приподнимают, создавая в валу в месте прогиба напряжения. Затем через чеканку 4 наносят удары по выбранному месту.

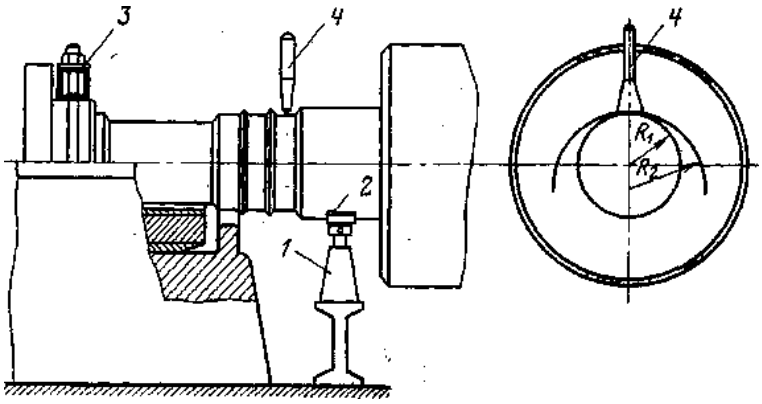


Рис. 7.22. Механический способ правки валов

При наклепывании поверхностные слои металла с вогнутой стороны стремятся удлиниться, а так как удлиняться им некуда (вокруг них находятся волокна металла, препятствующие удлинению), то в них возникают усилия, выпрямляющие вал. Таким образом, выпрямление вала достигается образованием в металле внутренних усилий.

Вал в выпрямленном состоянии будет находиться до тех пор, пока внутренние усилия в металле вала не уменьшатся. При действии высоких температур в течение длительного времени вал может вернуться к исходной кривизне.

Кроме того, недостатком этого метода является наклеп и порча поверхности вала.

2. Термический способ правки валов наиболее распространен, так как он прост и легко применим на электростанциях. Основан на тех же явлениях, которые наблюдаются при одностороннем местном нагреве вала и вызывают его прогиб.

При правке термическим методом производят интенсивный местный нагрев *выпуклой* стороны вала, при котором быстро прогревается небольшая поверхность вала до пластичного состояния на малую глубину. Остальное сечение вала должно оставаться по возможности холодным.

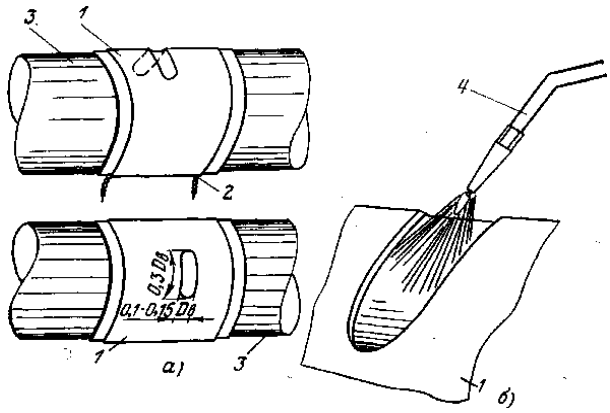


Рис. 7.23. Термический способ правки валов

Место правки плотно обертывают асбестовым листом 1, закрепляемым проволокой 2 (рис. 7.23).

Для местного нагрева в листе вырезается отверстие шириной (0,1—0,15)D вала и длиной по окружности примерно 0,3D вала. Нагрев производится одной или несколькими (при большом диаметре вала) горелками.

Вследствие расширения нагретого участка вала сначала прогиб его увеличивается. В результате сопротивления холодной части вала в верхнем слое возникают усилия сжатия. При остывании пластически сжатых волокон создаются усилия, выпрямляющие вал.

Температура нагрева не должна превышать 600—650°С, т. е. место нагрева должно быть темно-вишневого цвета.

При правке этим способом возможны следующие дефекты:

- в результате местного нагрева появляются высокие растягивающие усилия на границах местного нагрева и остальной части поверхности вала, что может привести к образованию мельчайших, трудно выявляемых, поверхностных трещинок;
- поверхностная закалка металла в месте нагрева;
- появление местных напряжений выше предела прочности, что может привести к разрушению вала.

Этим методом нельзя править валы, изготовленные из высоколегированных сталей и работающие в области высоких температур.

3. Метод релаксации заключается в том, что при прогреве участка вала по всей окружности и на глубину сечения в месте искривления вал одновременно подвергают упругой деформации при помощи нажимного устройства (рис. 7.24).

В нагретом и напряженном состоянии вал выдерживают в течение некоторого времени в зависимости от прочности стали, значения искривления и выбранной температуры правки.

Под действием нагрузки и повышенной температуры упругая деформация переходит в пластическую, одновременно снижаются внутренние напряжения (это явление называется релаксацией).

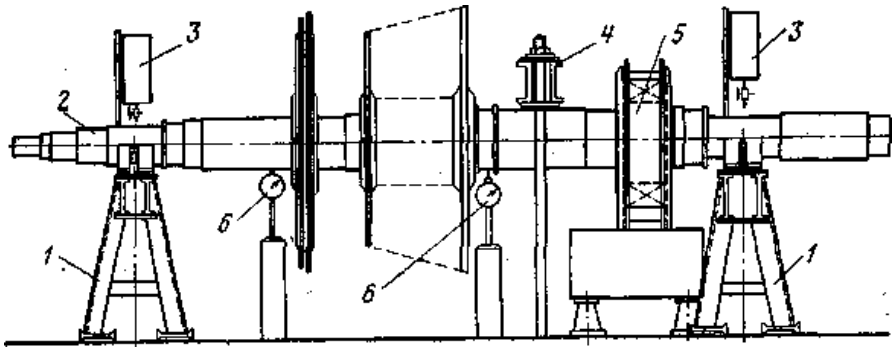


Рис. 7.24. Правка вала методом релаксации: 1 - опора; 2 - ротор; 3 - бачок для масла; 4 - нажимное устройство; 5 - индукционная катушка; 6 – индикатор

Нагрев производится при вращении вала на малых оборотах ($n = 4…10$ об/мин). При достижении $t = 600^oC$ вал устанавливается прогибом вверх и на этот участок производится нажим специальным грузовым приспособлением. После чего дается выдержка от 2 до 5 часов в зависимости от толщины вала.

После правки методом релаксации в металле вала отсутствуют остаточные напряжения, что обеспечивает его устойчивую работу при дальнейшей эксплуатации

Перед и после правки любым способом все дефектные места должны быть подвергнуты отжигу для снятия остаточного напряжения. Кроме того, при отжиге после правки проверяется стабильность линии вала (возможность того, что при рабочей температуре выправленный вал вернет свою первоначальную искривленную форму). Если после отжига опять проявляется прогиб, то вал снова подвергается правке.

В процессе правки достигается небольшой прогиб в обратную сторону для большей стабильности результата

7.3. Вибрация турбоагрегатов: причины возникновения, способы устранения. Балансировка

Под вибрацией турбоагрегата понимают механические колебания большой скорости системы, состоящей из собственно турбины, генератора и их фундамента. Источником колебаний является валопровод турбоагрегата. Они характеризуются амплитудой, фазой и частотой.

Вибрацию замеряют в трех взаимно перпендикулярных направлениях:

- продольном или осевом
- вертикальном
- поперечном

Измеряют *виброперемещение* (координата колеблющейся точки), после дифференцирования которого по времени получают значения *виброскорости* и *виброускорения*.

Анализ вибрации турбоагрегатов показывает, что она носит сложный характер во времени и поэтому в общем случае не может быть измерена такой простой величиной, как амплитуда колебаний. Однако, как бы ни была сложна вибрация, ее можно представить как результат сложения бесконечного числа синусоид частоты ω_i и амплитуды A_i. Наиболее часто мерой уровня вибрации является среднеквадратическое значение виброскорости (первая производным по времени от перемещения колеблющейся точки), измеряемая непосредственно прибором и выводимая на щит управления и на регистрацию.

Вибрацию замеряют на всех опорах валопровода. Также, поскольку перемещение вала может до 10 – 15 раз превышать перемещения на корпусах подшипников, используют токовихревые и индукционные датчики, позволяющие вести непрерывный контроль за вибрацией самого вала.

Максимальное среднее квадратическое значение виброскорости 4,5 мм/с (останов агрегата при 11,2 мм/с). При этом двойная амплитуда вибрации не должна превышать 30 мкм.

При определенных условиях под действием повышенной вибрации возможны:

- расстройство взаимного крепления отдельных частей турбоагрегата,
- нарушение жесткой связи корпусов подшипников с фундаментом,
- задевания вращающихся частей за неподвижные, расцентровка и прогиб валов,
- разрыв масло- и паропроводов,
- появление усталостных трещин в роторах, баббите подшипников, бетоне фундамента и др.

По источникам возникновения вибрацию делят на *низко-, высокочастотную* и *оборотной частоты.*

Низкочастотную вибрацию с половинной оборотной частотой делят на масляную, источником которой является масляный слой подшипника, и паровую, вызываемую силами, действующими в проточной части турбины.

Масляная вибрациия возникает в случае потери устойчивости вращения вала на масляной пленке подшипников; *паровая* - вследствие появления в проточной части турбины и ее уплотнениях газодинамических циркуляционных сил, вызывающих автоколебания ротора. При автоколебаниях случайно возникшие отклонения вала от положения устойчивого равновесия сопровождаются возникновением сил, которые поддерживают эти колебания и усиливают их даже после исчезновения силы, вызвавшей первоначальное отклонение.

Циркуляционные силы в масляном слое подшипника возникают при некоторых дефектах расточки вкладыша или нарушении центровки опор. Более виброустойчивыми являются двух- и многоклиновые подшипники (рис. 7.25).

Силы, возбуждающие паровую вибрацию, возникают обычно при неравномерных зазорах в уплотнениях и нарушениях центровки проточной части.

Для снижения паровой низкочастотной вибрации радиальные надбандажные уплотнения заменяют на осерадиальные (рис. 7.26).

Жесткие роторы практически не подвержены низкочастотной вибрации

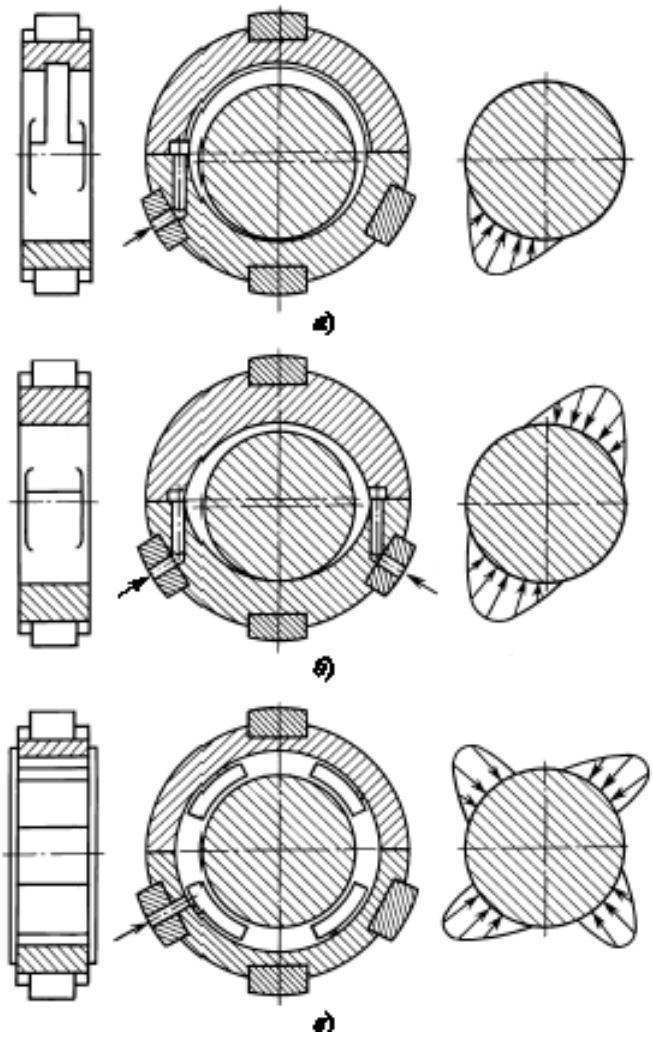


Рис. 7.25. Основные типы опорных подшипников: а – одноклиновый;
б - двухклиновый; в - многоклиновый

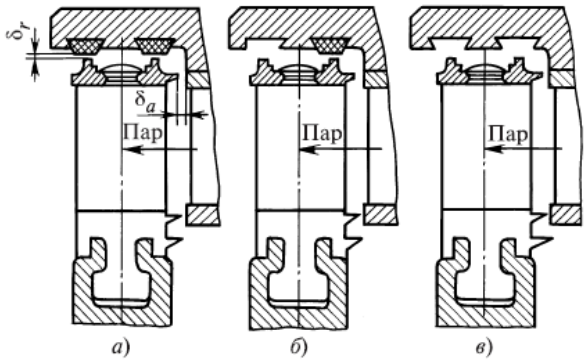


Рис. 7.26. Надбандажные уплотнения: а — типовая конструкция;
б, в — виброустойчивые конструкции

Высокочастотная вибрация двойной оборотной частоты возникает под действием веса при изгибной анизотропии ротора. Основным источником является двухполюсный ротор электрического генератора

Вибрация ***оборотной частоты*** возникает из-за несовпадения центров тяжести отдельных сечений валопровода с линией, вокруг которой происходит его вращение.

Такое несовпадение обычно возникает по двум основным причинам:

- несовпадение линии центров тяжести отдельных сечений с линией геометрических центров этих же сечений (т.е. неуравновешенностью ротора = нарушение в распределении масс ротора относительно оси его вращения);

- вторая заключается в смещении отдельных, даже уравновешенных сечений целиком относительно оси вращения (например, вследствие изгиба вала).

Неуравновешенная масса ротора при его вращении вызывает появление возмущающей силы, которая равна центробежной силе неуравновешенной массы и определяется по формуле

$$C = m\,\omega^2\,r,$$

где m - неуравновешенная масса; r - расстояние центра тяжести неуравновешенной массы от оси вращения; $\omega = 3{,}14\,n/30$ — угловая скорость вращения, *1/сек (n* — число оборотов ротора, *об/мин)*.

Вибрация, вызванная неуравновешенностью вала, имеет характерные особенности, позволяющие отличить ее от вибрации, вызванной другими причинами. Она имеет синусоидальный характер и ее интенсивность растет с увеличением частоты вращения.

Процесс уравновешивания роторов называется *балансировкой* (см. ниже).

В ***условиях эксплуатации*** нарушения, связанные со смещением центра тяжести и появлением неуравновешенных центробежных сил, могут возникать от целого ряда причин:

- прогиб вала,
- вылет лопаток,
- неравномерный износ лопаток вследствие эрозии и коррозии,
- неравномерный занос лопаток отложениями солей,
- ослабление посадки деталей на валу;
- неисправность соединительных муфт между роторами и др.

Если ***после капитального ремонта*** произойдет ухудшение вибрационного состояния агрегата, это может быть вызвано неудовлетворительным выполнением таких работ, как:

- замена или пересадка дисков и других деталей на роторе (перекос шпонок относительно шпоночных пазов, забоины на посадочных местах, эксцентричность расточки втулок и колец, эллипсность посадочных мест, перекос торца закрепляющей гайки относительно торца закрепляемой детали, перекос торцов двух рядом насаженных дисков и др.);

- переоблопачивание (несоблюдение баланса, особенно при длинных лопатках);

- замена и ремонт соединительной муфты и ее деталей (болтов, шпонок, пружин и др.);

- правка или проточка шеек ротора;

- замена изоляции обмотки генератора и др.

Это значит, что необходимость балансировки роторов возникает не во всех случаях нарушения первоначального баланса. Балансировкой нельзя устранять те вибрации, которые вызываются, например, прогибом вала, заносом лопаток накипью, ослаблением посадки дисков на валу, задеваниями в уплотнениях. Ротор при наличии некоторого прогиба может быть отбалансирован и без его правки, но такая балансировка не обеспечивает надежности эксплуатации турбины вследствие биения консольных концов ротора.

Выявление причины вибрации часто представляет значительные трудности, и дать точные указания по определению причин вибрации без предварительных вибрационных исследований невозможно. В результате анализа суточных ведомостей, диаграмм регистрирующих приборов, вахтенных журналов, аварийных актов и других эксплуатационных документов, а также опроса эксплуатационного персонала (должны привлечь внимание такие аварийные моменты, как значительные и резкие изменения нагрузки, параметров свежего и отработанного пара, температуры масла, начало появления вибрации, нарастание вибрации по времени и при изменениях режима эксплуатации, работы, проведенные по устранению вибрации и др.) могут быть выявлены основные факторы, влияющие на вибрационное состояние, и тем самым определены причины и намечены правильные пути по устранению вибрации.

Балансировка роторов на пониженных или нормальных оборотах для устранения неуравновешенности должна являться завершающей операцией.

Статическая и динамическая балансировка.

В процессе изготовления ротор обязательно проходит статическую и динамическую балансировки для устранения статической и динамической неуравновешенности – небаланса (рис. 7.27).

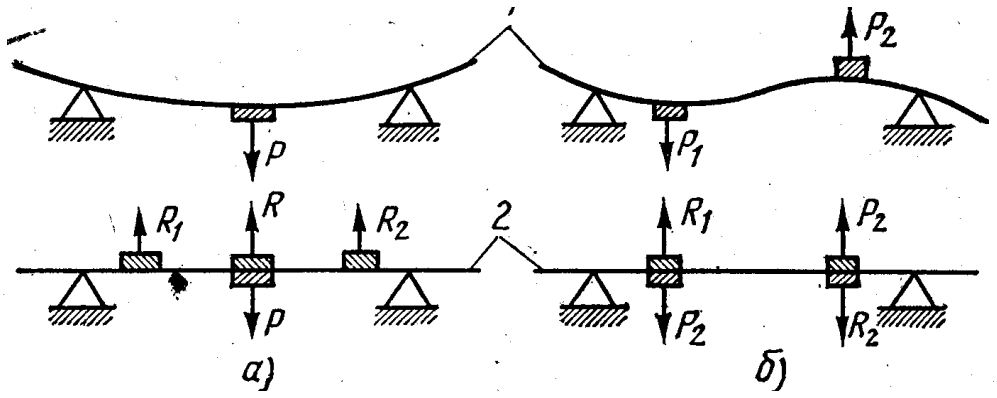


Рис. 7.27. Статически (*а*) и динамически (*б*) неуравновешенные роторы: *P*, *P*1, *P*2 и *R*, *R*1, *R*2, - центробежные силы от действия небаланса и уравновешивающего груза соответственно; *1* – действие небаланса, *2* – уравновешивание небаланса

При ***статической неуравновешенности*** все неуравновешенные массы ротора могут быть приведены к одной массе, центр тяжести которой не лежит на оси вращения, а расположен на некотором расстоянии от нее (рис. 7.27,а). При вращении неуравновешенная масса дает центробежную силу, которая и вызывает вибрацию. Эта масса может быть обнаружена и устранена статически, т.е. без вращения ротора.

При ***динамической неуравновешенности*** все неуравновешенные массы ротора могут быть приведены к двум массам, центры тяжести которых находятся по разные стороны от оси вращения ротора (рис. 7.27,б). При вращении ротора эти две массы дают две центробежные силы, которые образуют пару сил, воздействующих на подшипники и вызывающих вибрацию. Этот небаланс можно выявить и устранить только при вращении ротора.

Статической балансировке подвергаются однодисковые ротора или облопаченные диски (рис. 7.28). Диск надевают на оправку и устанавливают на призматические ножи из закаленной стали (рис. 7.29). Если диск не уравновешен, то он повернется так, что его центр масс окажется внизу. Тогда с противоположной стороны устанавливают балансировочный груз или в зоне центра масс снимают ее избыток (рис. 7.28).

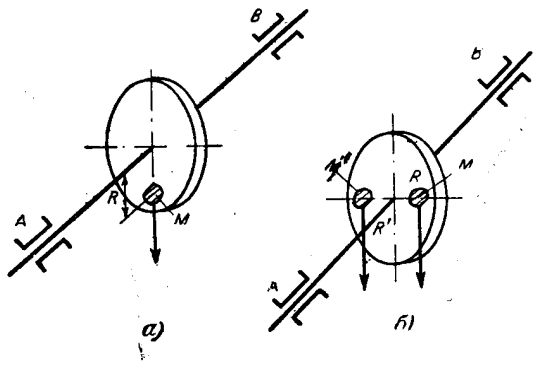


Рис. 7.28. Схема статической балансировки неуравновешенного однодискового ротора

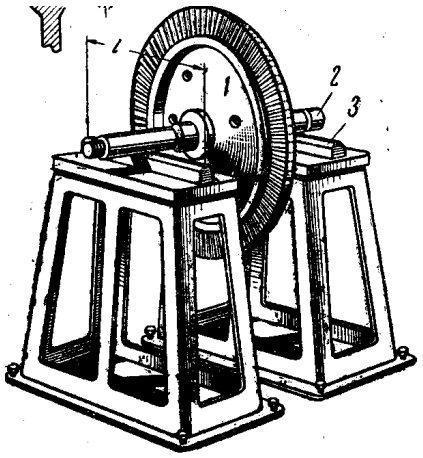


Рис. 7.29. Станок для статической балансировки: 1 – диск; 2 – оправка; 3 – ножи-призмы

Для многодисковых роторов необходима динамическая балансировка.

В процессе статической балансировки неуравновешенную силу R на одном из дисков можно уравновесить установкой балансировочного груза Ry (рис. 7.30, а). Но в процессе вращения ротора действие этих сил приведет к его изгибу и проявится динамическая неуравновешенность ротора (рис. 7.30, б).

Задачей ***динамической балансировки*** является определение величины и места расположения грузов, установка которых на ротор вызовет появление дополнительных центробежных сил, равных по значению и противоположных по направлению центробежным силам, создающим неуравновешенность ротора. При этом грузы обычно располагают в двух различных плоскостях коррекции по разные стороны от оси вращения (обычно на крайних дисках ротора).

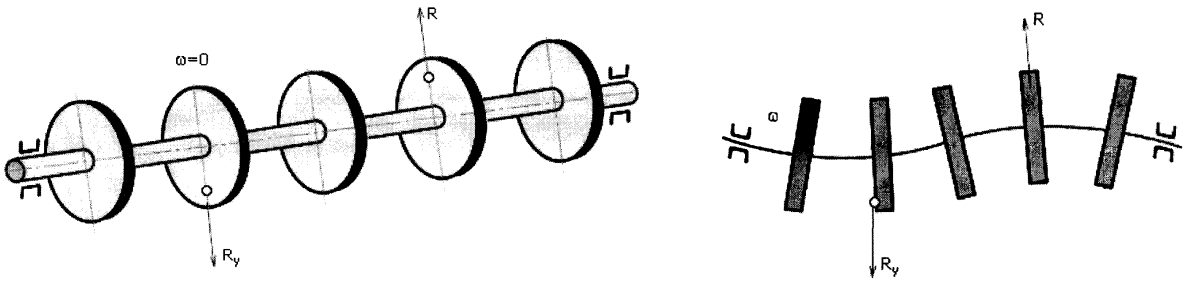


Рис. 7.30. Схема статической балансировки многодискового ротора: а - статически уравновешенный ротор; б - динамически неуравновешенный ротор

На турбинном заводе при изготовлении агрегата балансировка производится на балансировочном станке в специальных вакуумных камерах и обязательно на рабочей частоте вращения (рис. 7.31).

Рис. 7.31. Модернизированный балансировочный стенд для высокоскоростной балансировки роторов паровых и газовых турбин (©ЗАО «Уральский турбинный завод»)

При ремонтах турбины в условиях электростанции производят динамическую балансировку

- ротора на низкочастотных (в зависимости от массы ротора обычно n = 100 – 450 об/мин и выше) балансировочных станках (рис. 7.32);

- всего валопровода турбоагрегата в собственных подшипниках на рабочей частоте вращения.

Каждому упругому телу свойственна определенная частота свободных колебаний, которая зависит от упругих свойств материала, конструкции, размера, характера крепления и т. д. Такая частота колебаний называется собственной частотой. Если частота возмущающей силы равна (или кратна) частоте собственных колебаний тела, наступает явление резонанса. Явление резонанса опасно, так как может привести к разрушению тела. Частота вращения ротора, при которой

частота вынужденных колебаний равна или кратна частоте собственных колебаний ротора, называется критической частотой вращения. Частота вращения ротора, при которой частота вынужденных колебаний равна или кратна частоте собственных колебаний ротора, называется критической частотой вращения.

Рис. 7.32. Балансировочный станок средней грузоподъемности (©ДИАМЕХ 2000»)
http://www.diamech.ru/horizontal_balancing_machines.html

Если критическая частота вращения ротора выше его номинальной, то ротор принято считать *жестким;* роторы, рабочая частота вращения которых превышает критическую, называют *гибкими*.

Условия балансировки *гибких* и *жестких* роторов различны.

Жесткие роторы успешно балансируются как на балансировочных станках, так и на рабочей частоте вращения. При этом динамическую балансировку *жесткого* ротора достаточно проводить в двух плоскостях коррекции, расположенных обычно на концах ротора.

Балансировку же *гибких* роторов турбогенераторов на балансировочных станках, как правило, не следует производить, так как, уравновешенный на станке на пониженной частоте вращения, ротор может оказаться разбалансированным на рабочей частоте вращения из-за влияния динамического прогиба.

Особенностью гибких роторов является появление на оборотах их прогиба в зависимости от характера неуравновешенности. Уравновешивание *гибкого* ротора в двух плоскостях коррекции может быть выполнено только для определенной скорости вращения. При любой другой скорости такой ротор вновь становится неуравновешенным, то есть полностью уравновешенный на балансировочном станке при сравнительно малой скорости, ротор снова получается неуравновешенным при эксплуатационных скоростях.

В настоящее время гибкие роторы *гибкие* роторы уравновешиваются в трех и большем числе плоскостей коррекции на специальных станках и стендах или непосредственно в собственном корпусе на месте их установки.

Отметим, что можно производить ***статическую балансировку*** ротора на балансировочных станках ***в динамическом режиме*** (при вращении ротора). При этом, в отличие от динамической балансировки, грузы устанавливаются в разных плоскостях коррекции, но по одну сторону от оси вращения (рис. 7.27,а).

7.4. Ремонт вспомогательного оборудования турбоустановки

Ремонт конденсатора

При ремонте конденсаторов основными работами являются: чистка трубок и водяных камер, устранение присосов воды и воздуха в паровое пространство и замена трубок.

При ремонтах наиболее распространен термоабразивный способ очистки трубной системы конденсатора, что является достаточно трудоемкой операций. Перспективным является внедрение системы непрерывной шариковой очистки, действующей на работающем турбоагрегате.

Основные повреждения трубной системы: низкое качество вальцовочных соединений, язвенная коррозия, обесцинкование латунных трубок, повреждения вследствие воздействия вибрации. О повреждении трубной системы в целом можно судить по анализу пробы конденсата, в который в этом случае попадает циркуляционная вода более низкого качества.

Наиболее распространенным способом выявления мест присоса циркуляционной воды являются гидравлические испытания. Для этого при вскрытых водяных камерах паровое пространство конденсатора заполняется горячим конденсатом (~70^{o}C). При повреждениях появляются течи из вальцовочных соединений или из самих трубок.

Обнаруженные дефектные трубки заглушают, а причины выхода трубок из строя по возможности устраняют. При отглушке 10 – 15% трубок производится их частичная или полная замена.

Воздушную плотность конденсатора периодически проверяют снятием кривой падения вакуума на ходу турбины путем кратковременного закрытия задвижки на воздушной линии от конденсатора к эжектору. Возможно применение галогенного течеискателя. Для этого проверяемое место обводят наконечником, из которого истекает легкотекучий газ (фреон). Если газ попадает в конденсатор и удаляется эжектором в атмосферу – специальный прибор улавливает наличие газа и, соответственно, выявляется место неплотности.

Возможные места присосов: фланец горизонтального разъема ЦНД, концевые уплотнения ЦНД, выхлопной атмосферный клапан (срабатывающий при повышении давления выше атмосферного), подогреватель низкого давления, сальники клапанов, арматуры и других присоединений, работающих под вакуумом.

Ремонт подогревателей системы регенерации

Ремонт поверхностных подогревателей в основном заключается в их осмотре, очистке поверхностей нагрева от отложений и гидравлической опрессовке трубной системы для выявления и устранения течи.

Причины, вызывающие разрушения трубок – эрозия, коррозия из-за плохого удаления воздуха, внутренние напряжения в материале трубок, гидравлические удары и вибрации трубок, связанные с неправильным расположением промежуточных паронаправляющих перегородок.

Очистка трубок подогревателей от накипи и отложений стороны производится химическим или механическим способами: струей горячей воды, сжатого воздуха, насыщенным паром или пескоструйным аппаратом, а также прокачивание специальных химических растворов.

В подогревателе высокого давления (ПВД) разрыв или поломка одной трубки может привести к выходу из строя до десяти соседних, что потребует выключения ПВД из работы для ликвидации аварии (вырезка поврежденных участков труб (змеевиков) и вварка вставок).

При трудности частичной смены поврежденных трубок, в особенности трубок внутренних рядов подогревателя низкого давления (ПНД), обычно дефектная труба глушится с обоих концов. Когда за счет заглушки трубок поверхность нагрева уменьшается на 10% и более, производится капремонт с заменой всех трубок новыми. Трубки подлежат полной замене и при значительном общем износе.

После замены трубок обязательно должна быть произведена гидравлическая опрессовка с водяной стороны. В ПВД особое внимание должно быть уделено качеству приварки трубок к коллекторам.

Повреждения и ремонт насосов

Перед разборкой насоса необходимо производить замеры осевого положения ротора и величины его сдвига, зазоров в направляющих шпонках, центровку валов насоса и электродвигателя. Основными повреждениями насосов являются: эрозия, коррозия, трещины, поломка лопаток, кавитационные разъедания, прогиб вала. В ходе ремонта производятся очистка, проверка состояния деталей, заварка и наварка дефектных мест с последующей механической обработкой, замена деталей, не подлежащих восстановлению. При обнаружении шероховатостей дисков и внутренней полости корпусов их следует удалить шлифовкой. Отметим, что замена сальниковых втулок, выведение шероховатостей не требует больших затрат труда и времени, но повышает надежность и КПД работы насоса. После проведения заварки, замены лопаток или рабочего колеса необходима проверка биения вала насоса.

7.5. Техника безопасности при производстве работ по ремонту турбинного оборудования

Для производства работ на фундаменте турбоагрегата и вокруг него до монтажа постоянных площадок и лестниц необходимо все проемы закрыть досками, устроить временные лестницы с поручнями, металлическое или деревян-

ное ограждение по всему верху фундамента. При производстве работ в нижней части цилиндров турбины проемы выхлопных патрубков и патрубков отбора должны быть закрыты настилами.

Обтирочные материалы, бывшие в употреблении, следует складывать в стальные ящики с крышками и ежедневно удалять из помещения во избежание их загорания.

Подъем и опускание роторов и крышек цилиндров турбины должны производиться только по команде ответственного лица; перед подъемом следует убедиться в правильности строповки и проверить подготовленность места для установки оборудования. При проверке равномерности подъема или опускания крышки относительно фланца нижней части цилиндра запрещается класть руки на плоскость разъема. Кантовка крышек цилиндров является сложной такелажной операцией и должна выполняться под руководством мастера или прораба. Стропы для кантовки следует подбирать соответствующей прочности с учетом возможной динамической нагрузки в момент, когда крышка из почти отвесного положения переходит в наклонное по направлению кантовки. Персоналу, выполняющему кантовку, в момент переваливания крышки необходимо находиться на безопасном расстоянии от нее.

Перед подъемом крышки цилиндра с козел или подкладок для установки на место необходимо убедиться в надлежащем закреплении в ней внутренних частей (диафрагм, обойм, уплотнений), а также в правильной строповке крышки. Нельзя находиться под поднятой крышкой, производя ее осмотр и обдувку сжатым воздухом. При опускании крышки на нижнюю часть цилиндра необходимо следить за тем, чтобы люди находились вне пространства между крышкой и нижней частью цилиндра. Перед нанесением мастики на нижний фланец цилиндра между крышкой и нижней частью цилиндра заложить деревянные брусья во избежание случайного опускания крышки.

При проворачивании ротора вручную для проточки уплотнений или центровки надлежит:

- предусмотреть необходимые меры безопасности, чтобы в зазоры между ротором и нижней частью цилиндра не могли быть втянуты одежда рабочего, пальцы рук и волосы;
- предупредить работающих на подшипниках и возбудителе;
- рабочим устойчиво встать ногами на горизонтальный фланец турбины, подошвы ботинок у них должны быть при этом насухо очищены;
- производить работу по команде только одного человека (бригадира).

При проворачивании ротора краном запрещается становиться против натягивающего троса и блоков.

При испытании корпусов подшипников на плотность керосином их следует накрывать брезентом. Курить и производить вблизи огневые работы при этом воспрещается. При вскрытии корпусов подшипников и люков маслобака после опробования турбины запрещается подходить к ним с открытым огнем или папиросой.

Раздел III. МОНТАЖ ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС

Тема 8. ОРГАНИЗАЦИЯ МОНТАЖНЫХ РАБОТ

Промышленное строительство можно подразделить по характеру на новое, расширение, реконструкцию и техническое перевооружение.

Работам по строительству или расширению ТЭС предшествуют ***предпроектные работы.*** К этим работам, которые занимают значительное время, относится разработка схем развития и размещения объектов энергетики на перспективу, развития схем теплоснабжения и электроснабжения городов, населенных пунктов и др.

Результаты *обоснования инвестиций в строительство или реконструкцию* (ОИ) являются основой для принятия решения о технической возможности и коммерческой, экономической и социальной целесообразности инвестиций. ОИ должно содержать обоснование эффективности принимаемых основных технических решений, а также данные и показатели, необходимые для выдачи задания на последующее проектирование: вводимая мощность, место размещения, основные технологические решения и технико-экономические показатели (ТЭП), оценка воздействия на окружающую среду и пр.

После утверждения *технико-экономического обоснования* (ТЭО) инвестиций заказчик с привлечением генерального проектировщика разрабатывает *задание на проектирование*.

Проектирование предполагает выбор технологических процессов и оборудования, архитектурно-планировочных и компоновочных решений, расчет и трассировку всех видов инженерных коммуникаций.

Техническая документация определяет объем, содержание работ и предъявляемые к ним требования, то есть это задание заказчика, в соответствии с которым и согласно договору подряда, подрядчик должен выполнить работы. Сметой устанавливается стоимость всего объекта и отдельных работ.

Оформление проектно-сметной документации поручается предприятием-заказчиком специализированной проектной организации, у которой в штате есть необходимое количество специалистов - инженеров, проектировщиков, сметчиков и др. Проектные организации обеспечивают подрядчиков (строительно-монтажные организации) всеми видами проектной документации для производства работ. Документация утверждается руководителем организации, осуществляющей строительство.

В Беларуси основная организация, проектирующая объекты для энергетики, - **РУП «Белнипиэнергопром»** (http://belnipi.by/).

Проектирование ТЭС ведется в основном в две стадии:

- технический проект тепломеханической и строительной частей ТЭС со сводным расчетом стоимости (содержит основные компоновочные, архитектурно-планировочные чертежи, в том числе генеральный план с планом инженерных сетей, важнейшие решения по технической части проекта, основные технико-экономические показатели);

- рабочая документация со сметами и финансовыми расчетами на каждый объект.

Период строительно-монтажных работ можно разделить на четыре взаимосвязанных этапов:

- подготовка строительного производства;
- производство работ подготовительного периода с выполнением внешних коммуникаций и сооружение строительно-монтажной базы;
- производство строительно-монтажных работ на основных объектах.

Некоторые белорусские и российские организации, осуществляющие монтаж оборудования ТЭС:

- **ОАО «Центрэнергомонтаж»** (http://www.tsem.by/) - одна из крупнейших в Республике Беларусь специализированных организаций в области энергетического строительства;
- **ЗАО «Энергопроект»** (http://www.mcep.ru/) основано в 1998 г. как компания, предоставляющая свои услуги на рынке EPC-контрактов по строительству электроэнергетических объектов.

Проект организации строительства (ПОС) используется для планирования материально-технического снабжения, организации строительно-монтажной базы, методов производства работ на данном объекте и определяет: объемы строительно-монтажных работ, сроки строительства и ввода объектов; потребности в конструкциях, технологическом оборудовании, строительных материалах, трудовых ресурсах, в технической и питьевой воде, теплоте, электроэнергии, кислороде и горючих газах (пропан, бутан); методы производства строительно-монтажных работ, потребность в основных грузоподъемных механизмах и строительной технике и пр.

Проект производства работ (ППР) составляется на основе решений, принятых в ПОС, с учетом технических возможностей строительных и монтажных организаций при сооружении конкретных объектов ТЭС и включает: календарные планы и сетевые графики, технологические карты на основные виды работ; схемы и графики движения строительных машин и механизмов, поступления строительных конструкций, материалов, рабочей силы; решения по технике безопасности и пр.

В течение ***подготовительного периода*** производится: расчистка площадки, снос неиспользуемых объектов; строительство временных зданий и сооружений, сети водо- и энергоснабжения, связи, постоянных и временных железных и автомобильных дорог; сооружение строительно-монтажной базы, жилых и общественных зданий.

В состав *строительно-монтажной базы* должны входить: бетонный завод или растворобетонный узел; деревообрабатывающие мастерские; ремонтно-механические мастерские; автобаза; база тепломонтажной организации (сборочно-складские и укрупнительно-сборочные площадки с крановым оборудованием, с организацией сварочных постов и разводки кислорода и горючих газов, сжатого воздуха; мастерские, лаборатория металлов и сварки и пр.); база электромонтажной организации; теплоизоляционный участок; базы специализированной организации по монтажу строительных конструкций и специализи-

рованного высотного строительства для сооружения градирен, дымовых труб; база малой механизации; административно-бытовой комплекс и пр.

Монтажная площадка должна быть обеспечена:

- теплотой (для отопления сооружаемых объектов и на технологические нужды) – обычно от пуско-резервной котельной;

- электроэнергией (для освещения, привода инструмента и оборудования, на сварку и теромообработку) – обычно от ЛЭП через понижающие подстанции по воздушным линиям;

- сжатым воздухом (для транспорта, привода инструмента и др.), кислородом, ацетиленом (для сварки и термообработки).

- водой на производственные, санитарно-бытовые нужды, а также для пожаротушения.

Технологическими факторами, определяющими минимальную продолжительность строительно-монтажных работ, являются создание необходимого фронта работ, обеспечение интенсивности их выполнения, технологическая последовательность, степень совмещения и взаимоувязка работ. Наиболее сложным и трудоемким сооружением ТЭС является главный корпус. Трудозатраты на монтажные работы при строительстве новой ТЭС определяются по нормам удельных трудозатрат и массе монтируемого оборудования для парогенератора, вспомогательного оборудования, турбины и всех строительных единиц.

Основным методом монтажа оборудования ТЭС является метод блочной сборки. Показателем степени блочности укрупнения деталей и узлов оборудования является коэффициент блочности, который равен отношению массы оборудования, собранного в блоки, к общей массе оборудования.

Трудовые затраты при *блочном монтаже* оборудования делятся на:

– сборку и укрупнение блоков на укрупнительно-сборочной монтажной площадке;

– установку в проектное положение собранных на укрупнительно-сборочных площадках или прибывших с завода готовых блоков;

– монтаж отдельных деталей и комплексов оборудования, не вошедших в блоки с установкой их в проектное положение, и присоединение к уже установленным.

Для сборки блоков отдельных видов оборудования сооружаются специальные стенды или плазы. Выполнение *обмуровочных и изоляционных* работ производится непосредственно на собранных блоках. Для размещения бетонных и растворных узлов, связанных с приготовлением смесей на сборочной площадке, выделяется отдельное место, расположенное вблизи складов обмуровочных и теплоизоляционных материалов.

В общем объеме работ по монтажу технологического оборудования на ТЭС более 40% занимают *такелажные работы*, которые выполняются при помощи грузоподъемных механизмов. Для крупных ТЭС на стадии проектирования выбираются *основные монтажные механизмы* для машинного зала, котельной, химводоочистки, насосной станции и др. В связи с этим имеется тесная увязка между компоновкой оборудования, конструкциями здания и монтажным механизмом.

Все монтажные работы выполняются в непрерывном по времени потоке всего комплекса работ по сооружению ТЭС. Подготовительные работы по оборудованию, включая разгрузку, хранение, комплектацию и укрупнительную сборку в блоки, выполняются на централизованной базе, где осваивается не менее 30% всех трудозатрат на монтажные работы.

На сборочных площадках применяется, как правило, *стационарно-поточная сборка*, при которой собираемый блок остается неподвижным, и к нему подаются все необходимые узлы и детали, а рабочие разной специальности, выполняющие определенные операции, меняются (монтажники, сборщики, сварщики, обмуровщики, изолировщики и др.).

Сборка блоков производится непрерывно (*поточно*), и собранные готовые блоки могут быть сняты со стенда через определенные промежутки времени. Преимущество стационарно-поточной сборки в том, что рабочие специализируются на выполнении определенных работ, поэтому их труд более производителен, а время на выполнение сборочных и других видов работ сокращается.

На сборочной площадке имеются два или три параллельных потока, оборудованными козловыми кранами для разгрузки, сборки и погрузки на транспорт собранных блоков, устройствами для резки и сварки и другими приспособлениями, необходимыми для производства сборочных работ.

В главном корпусе электростанции организуются три или четыре специализированных потока, оборудованных мостовыми кранами для монтажа оборудования, всеми устройствами для производства сборочных, сварочных и проверочных работ. В каждый поток вводится железнодорожный путь или автодорога для подачи оборудования.

Кроме того, в главном корпусе для осуществления подготовки к пуску и опробования всех агрегатов энергетического блока организуется *поток пусконаладочных работ* (*поперечный*), который поточно по мере завершения монтажа переходит от одного энергоблока к другому.

Для всего комплекса или очереди монтируемой электростанции параллельно организуются дополнительные *специализированные потоки*: монтажа оборудования топливоподачи; оборудования мазутного хозяйства с трубопроводами от насосной до главного корпуса; оборудования химводоочистки.

Поточный метод монтажа оборудования может применяться как при возведении отдельных блоков, так и строительстве всего комплекса ТЭС в составе нескольких блоков, а также при выполнении монтажных работ длительное время на ряде электростанций.

При необходимости монтажа энергоблока в кратчайшие сроки применяется скоростной метод, основанный на производстве работ в минимальные технические возможные сроки путем применения наибольшего совмещения работ по времени с организацией работы по скользящему графику в две и три смены, для чего привлекается большое количество рабочих.

Шеф-персонал заводов осуществляет квалифицированное техническое руководство монтажом, наладочными работами и пуском оборудования и несет ответственность за правильность сборки и установки оборудования, поставляемого заводом.

Тема 9. МОНТАЖ КОТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Длительность монтажа энергоблока (пускового комплекса) во многом определяется монтажом котлоагрегата, поскольку он является наиболее трудоемкой частью из всего комплекса работ по монтажу тепломеханического оборудования электростанции.

Монтаж котелоагрегата состоит из следующих этапов:

- монтаж собственно котлоагрегата;
- гидравлическое испытание;
- кислотная промывка турбоагрегата и трубопроводов;
- паровое опробование котлоагрегата с продувкой паропроводов;
- комплексное опробование и сдача котельного агрегата в эксплуатацию (в составе энергоблока при блочной компоновке).

Длительность монтажа котлоагрегатов паропроизводительностью от 100 до 1000 т/ч составляет от 4 до 9 месяцев соответственно. При этом началом монтажа считается дата установки первого монтажного блока на фундамент котельного агрегата, концом монтажа – дата начала комплексного опробования агрегата, а сборка монтажных блоков в продолжительность монтажа не входит.

Монтаж котлоагрегата начинают с наиболее трудоемкой части - поверхностей нагрева, так как поверхности нагрева составляют значительную часть общей массы металлической части парогенератора. Например, масса металла парогенератора ТП-108 паропроизводительностью 640 т/ч составляет около 3000 т, а масса его трубной поверхности нагрева – около 1330 т, или 43,8%. Трудоемкость монтажа трубной поверхности нагрева, кроме того, определяется ее конструктивной и технологической сложностью.

Подъем барабана котлоагрегата производится примерно после 1,5 - 2,5 месяцев после начала монтажа.

В течение одного – двух месяцев после начала монтажа парового котла планируется монтаж турбинного оборудования, станционных трубопроводов, пылеприготовления, газоочистки, тягодутьевой установки, топливоподачи с топливным складом мазутного и газового хозяйства и внешних трубопроводов.

Отметим, что монтаж химводоочистки должен обеспечить выдачу химочищенной воды к началу водно-кислотных промывок первого парового котла.

До начала водно-кислотных промывок проводятся гидравлические испытания, которые планируются в срок от 2,5 до 5,5 месяцев от начала монтажа для котлов паропроизводительностью 210 – 1000 т/ч соответственно.

Готовность обмуровки к началу гидроиспытания – не менее 70%.

Началом гидроиспытания котлоагрегата считается день заполнения его водой, концом – день сдачи его Госгортехнадзору под пробным давлением.

Начало кислотной промывки – день начала водной промывки котлоагрегата и трубопроводов, конец – день окончательного восстановления рабочей схемы трубопроводов по окончанию последней операции кислотной промывки.

Начало парового опробования – день растопки котельного агрегата для парового опробования на рабочее давление, конец – день производства регули-

ровки предохранительных клапанов. Продувка паропроводов (паром пускаемого котлоагрегата) производится в процессе парового опробования котла.

Дата подписания акта приемки законченного котлоагрегата является датой его сдачи в эксплуатацию.

Особенности монтажа котлоагрегатов

Котельные агрегаты являются сложными сооружениями, которые возводятся непосредственно на электростанции. В настоящее время монтаж оборудования парогенераторов - это технологический процесс сборки, завершающий изготовление оборудования, начатое на заводе.

Крупногабаритное энергетическое оборудование для перевозки по железной дороге должно быть расчленено на крупные блоки, которые после прохождения на заводе контрольной сборки отправляются заказчику. Таким образом, *заводской или поставочный блок* по размерам и массе должен находиться в пределах габаритов и грузоподъемности подвижного железнодорожного состава, а *монтажный блок* состоит из соединений заводских блоков и деталей, его сборка производится на сборочно-укрупнительных площадках (рис. 9.1).

Рис. 9.1. Подача укрупненных узлов котлоагрегата в зону монтажа (© Энергопроект) (http://mcep.ru/themes/photo.php)

Отметим, что до Великой Отечественной войны монтаж котельного оборудования на электростанциях выполнялся отдельными элементами и деталями почти в том виде, в каком они поступали на монтажную площадку с завода-изготовителя. Сбора котла «*россыпью*» вынуждала монтажников применять множество различных грузоподъемных средств – лебедок, талей, мачт для подъема отдельных деталей на монтируемый агрегат.

Ограниченность площадок в пределах фундаментов и отсутствие широкого фронта работ создавали неудобство и снижали производительность труда

рабочих, а необходимость устройства коренных монтажных лесов удорожала стоимость работ. Необходимость выполнения сборочных и сварочных работ на высоте в неудобных и опасных положениях, а также многочисленных такелажных операций для подъема и установки отдельных деталей удлиняли сроки монтажа агрегата и приводили к значительным трудовым затратам.

Для облегчения тяжелого труда монтажников-верхолазов и сборщиков, а также для сокращения сроков монтажа в Советском Союзе был предложен метод *крупноблочного* монтажа. Метод блочного монтажа котельного оборудования дал возможность сократить сроки монтажа в 2 - 3 раза и снизить трудозатраты на монтаж, включая сборку блоков, на 25 - 30%. Блочный метод был применен также при монтаже турбинного и вспомогательного оборудования и стал ведущим методом в технологии монтажных работ. Он позволяет:

- вести параллельно с возведением фундаментов под оборудование и каркасы главного корпуса работы по сборке деталей в блоки;
- осуществлять одновременную сборку в блоки каркаса, поверхностей нагрева, трубопроводов, механизмов и др.;
- повысить качество сборочных и сварочных работ, проводя их в нормальных условиях на сборочных площадках;
- обеспечить безопасность работы за счет перенесения и выполнения трудоемких операций с высоты на уровень земли;
- широко применять механизацию работ на сборочных площадках; значительно сократить трудозатраты, необходимые для сборки и установки оборудования, и их стоимость;
- применить поточный метод сборки и монтажа агрегатов;
- обеспечить после установки первых блоков фронт для выполнения обмуровочных работ по котлоагрегату и изоляционным работам, газопроводам и трубопроводам.

Современные котлоагрегаты, как правило, поставляются заводом в виде законченных блоков. На каждом поставочном блоке и отдельной детали должна быть заводская маркировка в соответствии с рабочими чертежами и отправочной спецификацией. В сертификате детали указывают марку стали, технические условия на сталь, вид сварки, марку и тип электрода и пр. Материал деталей должен соответствовать чертежу и техническим условиям на поставку.

Полными блоками обычно поставляются водяные экономайзеры, конвективные пароперегреватели, ширмы (рис. 9.2). Экраны секционированы по числу транспортабельных блоков, состоящих из коллектора и труб. Блоки каркаса собирают вместе с площадками, лестницами, ограждениями и (по возможности) вместе с трубами экранов. Блоки топочной камеры и пароперегревателя подвешиваются к каркасу котла (рис. 9.3). Конвективная шахта либо также подвешивается к каркасу котла, либо устанавливается на собственном портале, при этом для удобства замены выходного по воздуху куба трубчатого воздухоподогревателя, этот куб выполняется подвесным.

Рис. 9.2. Блок ширмового пароперегревателя

Рис. 9.3. Монтаж топки и переходного газохода (© Энергопроект)
(http://mcep.ru/themes/photo.php)

При монтаже газоплотных котлов, работающих под наддувом, трудозатраты возрастают из-за увеличения массы и объемов работ по уплотнению мест проходов труб и змеевиков через обмуровку.

Каркасы прямоточных котлов с горизонтальной навивкой труб поверхностей нагрева собирают в пространственные (объемные) блоки. На каркасе устанавливаются трубы поверхностей нагрева, помосты, лестницы, ограждения. При этом котел делится по высоте на блоки (4,5 – 7 м), которые монтируют «поэтажно».

К монтажу пароперегревателя приступают обычно после установки экранов, но до подъема барабана. Нагружать каркас весом барабана можно только после того, как каркас будет полностью смонтирован, выверен и раствор под башмаками колонн затвердеет.

Монтаж вспомогательного оборудования и трубопроводов

Пуск котла или энергоблока может задерживаться вследствие неготовности вспомогательного оборудования и станционных трубопроводов, особенно в случае, если они поставлены россыпью. Поэтому преимущества блочного метода могут быть полностью реализованы только при условии блочного монтажа вспомогательного оборудования. Однако только часть вспомогательного оборудования котла может поставляться транспортными блоками (дымососы, вентиляторы и пр.), большая его часть (в первую очередь это короба газовоздуховодов и пылепроводов) габаритна и нетранспортабельна, и перевозка в виде блоков обычно нерациональна.

Короба пылегазовоздухопроводов, как правило, поставляются в виде листового железа, который разделывается и сваривается на заводе металлоконструкций. Этот завод должен входить в состав строительно-монтажной базы или находиться на близком расстоянии от главного корпуса строящейся ТЭС и иметь металлообрабатывающие станки, полуавтоматические сварочные линии, сварочные посты для ручной электродуговой сварки, газовой резки и гильотины для разделки листового железа; печи для термообработки свариваемых труб и других конструкций, работающих при высокой температуре.

В состав блоков газовоздуховодов целесообразно включать тепловую изоляцию, если ее целостность сохранится при транспортировке и установке непосредственно на фундамент. Для этого сваренные крупногабаритные участки газовоздуховодов подаются в зону теплоизоляционных организаций.

Основная трудность монтажа газовоздуховодов в том, что установка и подгонка их на высоте требует значительных затрат времени, но эти работы можно производить только после установки дымососов и вентиляторов, которые устанавливают обычно после выполнения основных монтажных работ на котле.

Обмуровочные и теплоизоляционные работы относятся к категории наиболее трудоемких. Они очень трудно поддаются механизации и в большинстве своем выполняются вручную. Наиболее эффективным способом нанесения тепловой изоляции является метод торкретирования, при котором расплавленная теплоизоляционная масса с помощью специальных установок (торкрет-пушек) под давлением наносится на изолируемую поверхность.

Обмуровка и тепловая изоляция самостоятельно блоками не монтируется, а включается в монтажные блоки основного и вспомогательного оборудования при их укрупнении.

В современных котлах применяют два типа обмуровки:

- *щитовая*, нагрузка от которой передается на каркас котла;
- *натрубная*, которая подвешивается непосредственно на трубы экрана.

Наиболее индустриальной является натрубная обмуровка.

Наименьший объем теплоизоляции можно включить в блоки станционных трубопроводов. Эти работы являются замыкающими для окончания монтажных работ по котлу и трубопроводным системам, так как до проведения гидравлических испытаний должны быть открытыми все стыки сварных соединений труб, штуцеров, бобышек, арматуры. Вести пусковые работы при неизолированном трубопроводе с горячим теплоносителем запрещается, так как температура на поверхности тепловой изоляции в зоне обслуживания не должна превышать 55 ^{o}C.

Изготовление и монтаж трубопроводов и их элементов должны осуществляться специализированными организациями.

При прокладке трубопроводов необходимо правильно расставить опоры и подвески, поскольку при нагревании горячим теплоносителем трубы подвергается удлинениям и перемещениям, которые могут привести к защемлению и повреждению строительных конструкций и технологического оборудования.

Каждый участок трубопровода между неподвижными опорами должен быть рассчитан на *самокомпенсацию* температурных удлинений.

Температурные перемещения рассчитываются по формуле:

$$\Delta l = \alpha \, \Delta t \, l$$

где α, l - коэффициент линейного удлинения и длина участка трубопровода; Δt - разность температур теплоносителя и монтажной температуры.

При недостаточной компенсирующей способности трубопровода устанавливают *компенсаторы*. Для трубопроводов всех категорий допускается применение гнутых П-образных и лирообразных компенсаторов.

На паропроводах D_y 150 и более при температуре 300°С и выше должны быть установлены *реперные указатели* для контроля температурных перемещений, отсутствия защемлений и правильной работы опор.

Холодный натяг трубопроводов, если он предусмотрен проектом, может производиться лишь после выполнения сварных соединений, их термообработки и контроля качества на всей длине участка. Холодный натяг заключается в том, что подвески на горизонтальных участках трубопровода должны быть смещены от вертикального положения в сторону, противоположную тепловому перемещению трубопровода с таким расчетом, чтобы при тепловом расширении трубопровода подвеска стала в вертикальное положение.

Тема 10. ТЕХНОЛОГИЯ МОНТАЖА ТУРБОАГРЕГАТОВ

В объем работ входят монтаж конденсационной турбины, регенеративной и испарительной установок, установки для химического обессоливания конденсата, трубопроводов масла, пара, конденсата и воды в пределах агрегата, генератора, включая устройства для его охлаждения, контрольно-измерительные приборы, металлоконструкции, предназначенные для установки и обслуживания оборудования, проведение кислотной промывки оборудования и трубопроводов, изоляционные работы в машинном зале (рис. 10.1).

Рис. 10.1. Монтаж турбоагрегата и площадок обслуживания (© Энергопроект) (http://mcep.ru/issue/photo)

Продолжительность монтажа турбоагрегатов мощностью от 25 до 1000 МВт составляет от трех месяцев до более года соответственно.

При этом началом монтажа считается дата установки фундаментных рам турбин на фундамент, концом – дата начала комплексного опробования турбоагрегата, а сборка монтажных блоков в продолжительность монтажа не входит.

Работы, завершающие монтаж турбоагрегата: прокачка масла; пробный пуск; комплексное опробование и сдача турбоагрегата в эксплуатацию (при блочной компоновке – в составе энергоблока). При подготовке к комплексному опробованию, началом которого считается момент синхронизации и принятия нагрузки, может быть произведено несколько пробных пусков.

Монтаж цилиндров паровых турбин

Основными работами при монтаже собственно турбины, требующими особенной точности и высокой квалификации рабочих и мастеров, являются установка и выверка цилиндров, центровка проточной части и роторов турбины. Необходима сборка элементов (корпусов цилиндров и подшипников, роторов, опорных вкладышей подшипников, обойм, диафрагм, обойм уплотнений, маслозащитных колец и других деталей) в положение, обеспечивающее надежную работу турбины в течение всего периода ее эксплуатации.

При этом турбина должна быть расцентрована в нерабочем состоянии так, чтобы последующие изменения привели центровку в требуемое качественное состояние. Эти изменения вызываются: смещением шеек роторов на масляном клине, который образуется во вкладышах при вращении во время работы; температурными деформациями цилиндров и корпусов подшипников; деформацией выхлопа ЧНД при заполнении конденсатора водой и пр.

Технология монтажа цилиндров турбины состоит из следующих основных операций (рис. 10.2):

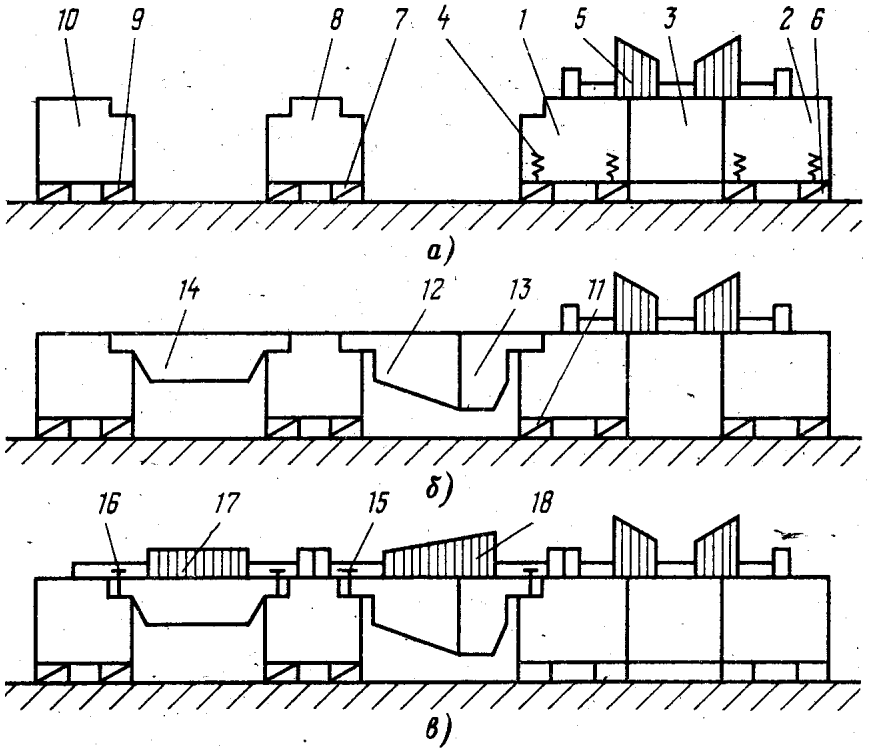


Рис. 10.2. Схема установки и выверки турбины К-200-130 ЛМЗ:
1, 2 – нижняя половина передней и задней выхлопной части ЦНД; 3 – кольцо средней части ЦНД; 4, 15, 16 – динамометры; 5, 17, 18 – РНД, РСД, РВД; 6, 7, 10 – клиновые домкраты; 8, 9 – корпус среднего и переднего подшипников; 11 – постоянные подкладки; 12, 13 – нижняя половина передней и задней части ЦСД; 14 – нижняя половина ЦВД

– установка фундаментных рам (плит);

– установка и выверка цилиндров и корпусов подшипников;

– центрирование роторов по расточкам под концевые уплотнения и по полумуфтам;

– центрирование обойм и диафрагм;

– установка постоянных подкладок (парных клиньев) под фундаментные рамы (плиты);

– сборка и закрытие цилиндров;

– подливка раствором бетона фундаментных рам (плит);

– сборка узлов пароораспределения и регулирования;

– закрытие подшипников;

– нанесение тепловой изоляции на горячие поверхности турбины;

– установка обшивки.

Последовательно решаются следующие **задачи центровки**.

Центровка ***по уровню*** обеспечивает правильное взаимное расположение цилиндров, диафрагм и корпусов подшипников в вертикальной и горизонтальной плоскостях.

Центровка ***по расточкам*** определяет правильное положение роторов в расточках под уплотнения цилиндров (совпадение осей роторов с осями расточек). Эта центровка обеспечивает правильные равномерные радиальные зазоры в уплотнениях и в проточной части турбины.

Завершающей является центровка роторов ***по муфтам***, при которой обеспечивается такое взаимное положение роторов при работе турбоагрегата, когда ось одного ротора является продолжением оси другого ротора и ось составного ротора турбоагрегата в целом представляет собой одну непрерывную упругую линию (рис. 10.3, 10.4).

Отметим, что последние задачи центровки решаются по окончании каждого капитального ремонта при сборке отремонтированной паровой турбины.

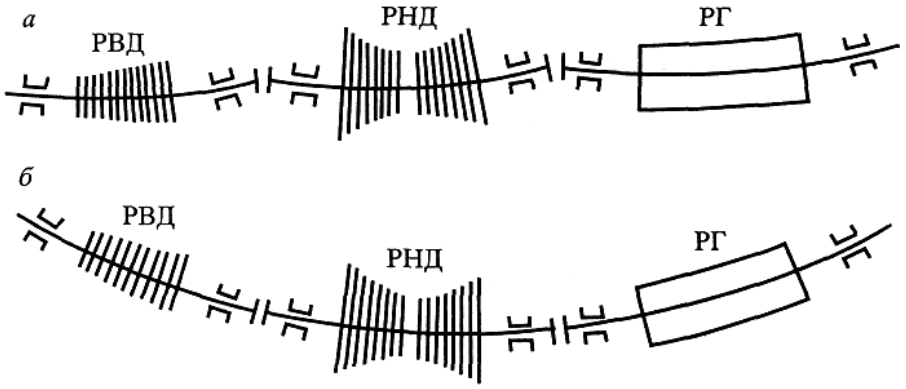


Рис. 10.3. Центровка роторов по полумуфтам:
а — неправильное симметричное расположение шеек роторов (подшипники расположены на одной горизонтальной оси); б— правильное положение роторов в виде непрерывной упругой линии

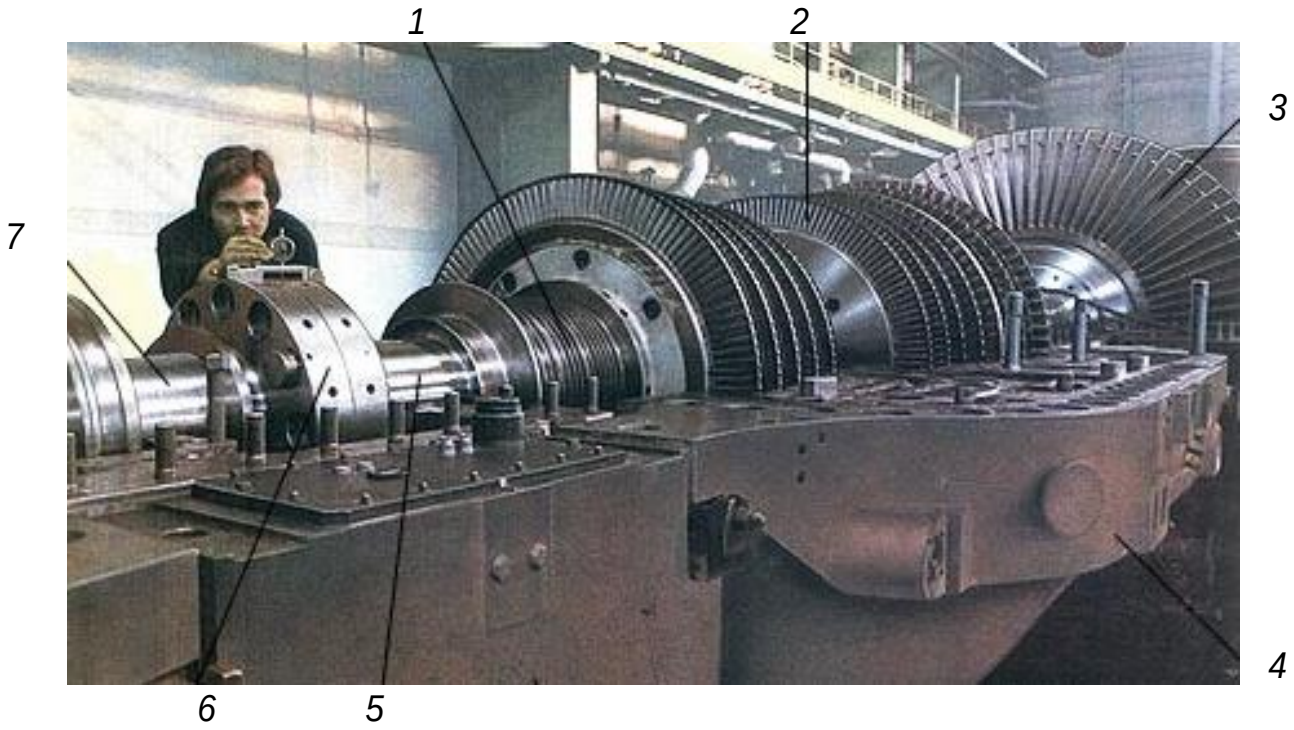


Рис. 10.4. Центровка соседних роторов по полумуфтам: 1 – концевое уплотнение; 2, 3 – лопатки; 4 – нижний фланец; 5, 7 – шейки соседних валов; 6 – муфта

Предварительная установка *корпусов цилиндров и подшипников по струне и по уровню* (в настоящее время чаще выполняется по оптической трубе) выполняется только при монтаже турбоагрегата. Окончательное их взаимное положение определяется и корректируется по результатам проверки центровки роторов по полумуфтам и положению роторов относительно расточек корпусов цилиндров и подшипников.

В некоторых случаях при ремонтах обнаруживается, что положение цилиндров и подшипников имеет значительные отклонения по отношению к осевым линиям роторов; это может являться следствием неравномерной осадки фундаментов турбоагрегата или ошибок, допущенных во время монтажа. В этих случаях, а также в случаях, когда при сборке турбин, находившихся в длительной эксплуатации, производятся работы, связанные с приведением в порядок фундаментов с демонтажем фундаментных рам, исправлением опорных поверхностей турбины, со сменой или ремонтом направляющих шпонок, шпоночных пазов, производится исправление положения деталей статора в соответствии с требованиями заводских формуляров.

На испытательном стенде завода паровая турбина проходит полную сборку и испытания на холостом ходу. При этом проверяют качество изготовления узлов и сборки турбин в целом, работу подшипников, системы, регулирования, регуляторов безопасности и др.

При сборке турбины на заводе заполняют специальные формуляры, в которых приводятся все технические данные, характеризующие качество сборки турбины. В этих формулярах приводятся данные об установке цилиндров и

корпусов подшипников, центрировании роторов, зазорах в подшипниках, уплотнениях и проточной части турбины, о величинах, которые характеризуют сборку органов регулирования и парораспределения и др.

Формуляры, заполненные во время сборки турбины на заводе, являются основным документом, согласно которому производится установка и выверка турбины на монтаже. Однако при этом следует отметить, что в точности воспроизвести на монтаже стендовую сборку турбины крайне сложно. Выполнение такой работы потребует многократного уточнения взаимного положения их отдельных частей, а также предварительно установленных на фундаменте цилиндров и корпусов подшипников, то есть потребует на монтаже проведения большого объема весьма трудоемких и дорогостоящих работ. Обычно обеспечивается повторение на фундаменте электростанции стендовой сборки турбины с максимальным приближением к данным заводских формуляров.

Воспроизведение стендовой сборки может быть обеспечено при условии повторения на монтаже стендового положения цилиндров и корпусов подшипников с учетом существовавших на стенде деформаций этих деталей.

Стендовое положение цилиндров и корпусов подшипников в соответствии с данными заводского формуляра может быть с различной степенью точности повторено на монтаже несколькими способами.

Ранее применялись ***гидроуровни*** и ***монтажные линейки*** длиной от 3 до 5 м с призмами и струнами, роль которых выполняла стальная проволока 0,3 – 0,5 мм (рис. 10.5).

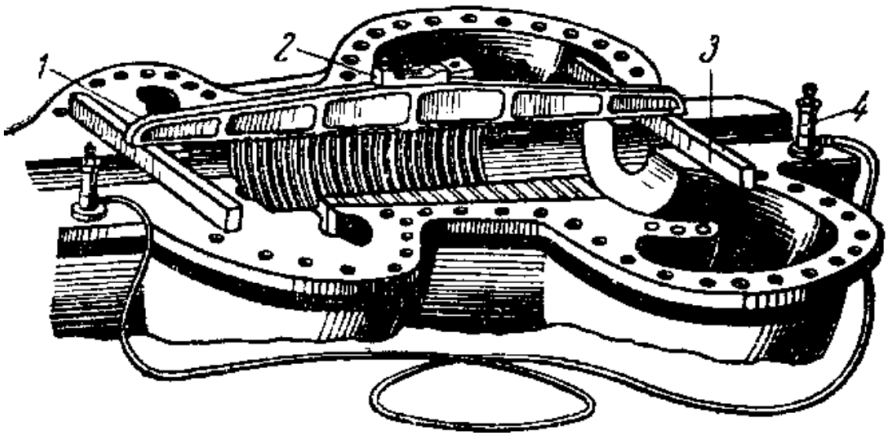


Рис. 10.5. Проверка положения цилиндров уровнем «Геологоразведка», установленным на проверочной линейке и гидростатическим уровнем: 1-проверочная линейка, 2-уровень «Геологоразведка», 3—призмы 4—гидростатический уровень.

В 1957 г. впервые на стенде завода ЛМЗ применен метод установки турбин по реакциям опор с помощью ***динамометров*** (см. рис. 10.6 и 10.7).

Если при монтаже получаются те же реакции опор, что и на стенде (с определенными допусками), значит взаимное положение опор по высоте при установке на стенде завода и фундаменте ТЭС одинаковы.

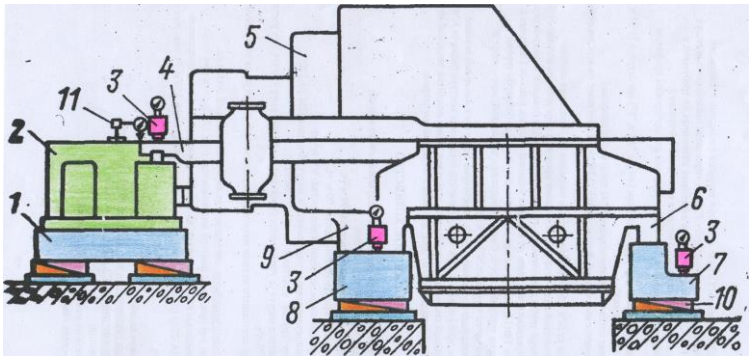


Рис. 10.6. Выверка цилиндра турбины на динамометрах: 1 – фундаментная плита корпуса переднего подшипника; 2 – корпус переднего подшипника; 3 – динамометр; 4 – консольная лапа цилиндра; 5 – цилиндр; 6 – опора выхлопной части цилиндра; 7, 8 – задняя и боковая фундаментная плита; 9 – опора средней части цилиндра; 10 – клиновый домкрат; 11 – вспомогательный индикатор

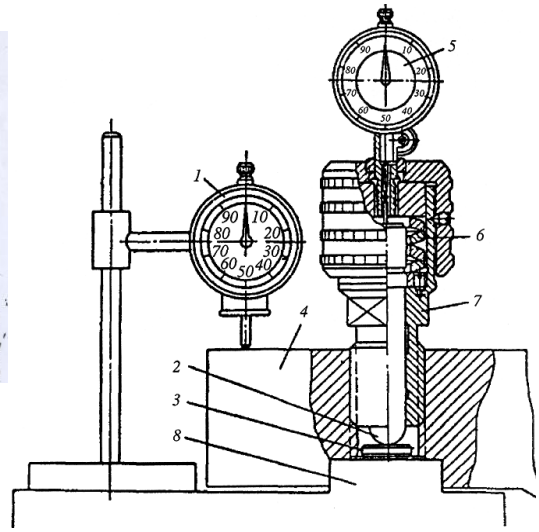


Рис. 10.7. Установка динамометра: *1* – индикатор; *2* – шток динамометра; *3* – закладная прокладка; *4* – консольная лапа; *5* – индикатор динамометра; *6* – тарельчатая пружина; *7* – корпус динамометра; *8* – консольная шпонка

Затем начали применять ***оптические*** способы центровки.

С помощью оптической трубы производится установка цилиндров и корпусов относительно оси оптической трубы по заданному в вертикальной плоскости положению центров их контрольных расточек; проверяется установка цилиндров по высотным отметкам и производится центрирование обойм уплотнений и всех диафрагм.

В настоящее время применяются ***лазерные уровни***: видимый луч лазера позволяет устанавливать уровни даже на больших расстояниях (рис. 10.8).

Рис. 10.8. Центровка турбины с использованием лазерной оптики CENTRALIGN (© ООО «Компания МС Диагностика»)

Наибольшее распространение получил комбинированный способ на основе совместного применения динамометров и оптических приборов. При этом используются высокие технические качества оптических приборов и наглядность применения динамометров.

Величины необходимых перемещений подшипников и цилиндров рассчитываются технологом (мастером-турбинистом) на основании замеров по по-

лумуфтам и контрольным расточкам. Требуется большое количество расчетных работ и интуиции.

Монтаж вспомогательного оборудования турбинного цеха

На монтаж вспомогательного оборудования турбоустановки требуется значительное время, поэтому его укрупнение в монтажные блоки имеет большое влияние на продолжительность и трудоемкость монтажных работ по турбинному цеху.

Насосные агрегаты (за исключением турбоприводных) поставляются на фундаментной раме в сборе с обвязкой арматурой (задвижка на всасе, обратный клапан и задвижка - на напорной линии) и электроприводом. При этом должна быть проведена центровка, подгонка и соединение муфт насоса и электродвигателя.

Теплообменники (маслоохладители, регенеративные и сетевые подогреватели) поставляются с трубопроводами и обвязкой (арматура запорная и регулирующая). *Деаэраторы* также необходимо собирать в блок вместе с деаэрационной головкой и обвязкой, что целесообразно производить на нулевой отметке с последующим подъемом блока на деаэраторную этажерку. Для этого можно использовать строительный башенный кран, если подъем осуществляют до монтажа кровельного перекрытия.

Блоками монтируются трубопроводы отбора пара, конденсатные трубопроводы, цирквводоводы и др.

Особое внимание уделяется качеству изготовления и монтажа, а также чистоте маслосистемы турбоустановки, являющейся одним из наиболее ответственных ее элементов. Для обеспечения чистоты сварного шва без наплывов, шлака и грата применяется аргонодуговая сварка. После монтажа маслосистемы ее промывают в несколько этапов: холодной водой, реагентами, горячей водой (паром) и прокачка системы маслом.

Система водородного охлаждения генератора по условиям безопасности эксплуатации требует высокой газовой плотности, для проверки которой проводят пневматические испытания мыльным раствором или с применением течеискателей.

Трудоемкой работой является монтаж конденсаторов, включающий полную сборку корпусов с установкой и вальцовкой трубок. При этом возможна сборка монтажных блоков на сборочной площадке при достаточной грузоподъемности обслуживающих кранов. Отметим, что установку и вальцовку трубок на открытой площадке можно выполнять только при положительной температуре окружающего воздуха и сухой погоде.

ТЕМАТИКА ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ, ЛАБОРАТОРНЫХ И КУРСОВЫХ РАБОТ

Лекционный материал и тематика практических занятий, лабораторных и курсовых работ связаны между собой.

Тематика практических занятий:

1. Особенности конструкции основного оборудования и принципиальной тепловой схемы ТЭС
2. Техника безопасности при монтаже и ремонте теплоэнергетического оборудования ТЭС. Схемы крепления грузов. Расчет прочности стальных канатов для такелажных работ.
3. Составление маршрутных и операционных карт. Заполнение технологической карты процесса сварки
4. Общие принципы построения, расчета и оптимизации сетевых графиков монтажных и ремонтных работ на ТЭС
5. Выделение ремонтных узлов и построение узловых сетевых графиков капитального ремонта котельной установки
6. Выделение ремонтных узлов и построение узловых сетевых графиков капитального ремонта паротурбинной установки
7. Расчет температурных удлинений элементов котло- и турбоагрегатов, температуры нагрева насадных элементов ротора при их посадке с горячим натягом и допустимой разности температур отдельных элементов турбоагрегата при его нагреве/остывании.
8. Параметры вибрации. Расчет динамических сил, возникающих вследствие неуравновешенности ротора.

Тематика лабораторных работ

1. Основное оборудование и принципиальная тепловая схема ТЭС
2. Конструктивные особенности современных котлоагрегатов и их вспомогательного оборудования
3. Конструктивные особенности современных турбоагрегатов и их вспомогательного оборудования
4. Технологический процесс капитального ремонта котлоагрегатов
5. Технологический процесс капитального ремонта турбоагрегатов
6. Статическая и динамическая балансировка роторов паровых турбин и вращающихся механизмов
7. Технология подготовки и проведения сварочных работ
8. Методы контроля качества основного металла и сварных соединений, используемое оборудование

Тематика курсовых работ

1. Расчет и построение сетевого графика капитального ремонта паротурбинной установки
2. Расчет и построение сетевого графика капитального ремонта парогенератора

Лабораторные работы по учебной дисциплине «Технология монтажа и ремонта оборудования ТЭС» проводятся, как в учебных лабораториях кафедры «Тепловые электрические станции», так и на действующей тепловой электростанции (теплоэлектроцентрали) и в цехах ремонтного предприятия.

Авторами разработан ***лабораторный практикум*** в двух частях, в котором содержатся методические указания и инструкции по выполнению лабораторных работ, а также контрольные вопросы проверки знаний:

1. Технология монтажа и ремонта оборудования тепловых электрических станций: лабораторный практикум для студентов специальности 1-43 01 04 «Тепловые электрические станции» в 2 ч. Ч. 1 / сост. С. А. Качан. – Минск : БНТУ, 2012.– 80 с. : ил. (http://rep.bntu.by/handle/data/4515).
2. Технология монтажа и ремонта оборудования тепловых электрических станций: лабораторный практикум для студентов специальности 1-43 01 04 «Тепловые электрические станции» в 2 ч. Ч. 2 / сост. С. А. Качан, А. Г. Герасимова. – Минск : БНТУ, 2014. – 40 с. : ил. (http://rep.bntu.by/handle/data/6311).

Указанный лабораторный практикум размещен в *репозитории БНТУ*.

Выполнение лабораторных работ на ТЭС и в цехах ремонтного предприятия имеет своей целью не только закрепление теоретических знаний по соответствующим разделам курса «Технология монтажа и ремонта оборудования ТЭС», но и дает возможность студентам составить целостное представление об особенностях тепловой схемы, компоновки главного корпуса и генерального плана ТЭС, конструкции и условиях работы современных котельных и паротурбинных установок ТЭС, повреждениях и способах восстановления основных их элементов, а также технологии производства сварочных работ при монтаже и ремонте оборудования ТЭС.

Проведение лабораторных работ в условиях действующего предприятия требует особенно четкой их организации. В частности, необходимо уделить должное внимание соблюдению техники безопасности и внутреннего распорядка предприятия.

Необходима также предварительная подготовка студентов с использованием рекомендуемой литературы с целью изучения основных особенностей тепловой схемы ТЭС их принципов ее работы; основных конструктивных особенностей, технических характеристик основного и вспомогательного оборудования ТЭС. Этой задаче посвящаются занятия, проводимые в учебных аудиториях и лабораториях кафедры, методические указания и инструкции по выполнению которых приведены в 1-й части указанного лабораторного практикума.

Некоторые, наиболее базовые вопросы, рассматриваются на практических занятиях при использовании наглядных пособий (чертежей, схем, плакатов с изображениями котлов и турбин, объемных моделей основного оборудования ТЭС, фото- и видео материалов и пр.).

Используются материалы «Электронной Энциклопедией Энергетики» разработки кафедры «Технологии воды и топлива (ТВТ)», МЭИ, Москва (http://twt.mpei.ac.ru/OCHKOV/trenager/trenager.htm).

В том числе разделы:

- Компьютерные видео и мультимедиа материалы по технике безопасности и нарядной системе энергопредприятия «Visual ТБ»

- Автоматизированный мультимедийный обучающий курс Сервисное обслуживание и ремонт тепломеханического оборудования (с электронным атласом)

Отметим, что кафедра «Тепловые электрические станции» является одним из учебных заведений-пользователей «Электронной Энциклопедией Энергетики».

Для лучшего усвоения специальных вопросов учебной дисциплины предусмотрено выполнение индивидуальных заданий и решение задач.

По мере изучения отдельных, но связанных между собой вопросов курса лекций, и закрепления полученных знаний в ходе практических и лабораторных занятий можно переходить к выполнению соответствующих разделов курсовой работы.

В помощь студентам ля выполнения курсовых работ автором разработаны ***методические пособия***, где даются подробные рекомендации и методические основы построения и расчета сетевых графиков капитального ремонта и примеры их выполнения:

1. Качан, С. А. Расчет и построение сетевого графика капитального ремонта парогенератора : методическое пособие по выполнению курсовой работы по дисциплине «Технология монтажа и ремонта оборудования ТЭС» для студентов специальности 1-43 01 04 «Тепловые электрические станции» / С. А. Качан. – Минск : БНТУ, 2009. – 55 с. : ил. (http://rep.bntu.by/handle/data/6779)

2. Качан, С.А. Расчет и построение сетевого графика капитального ремонта паротурбинной установки : [методическое пособие по выполнению курсовой работы по дисциплине "Технология монтажа и ремонта оборудования ТЭС" для специальности 1-43 01 04 "Тепловые электрические станции"] / С.А. Качан ; кол. авт. Белорусский национальный технический университет, Кафедра "Тепловые электрические станции" . - Минск : БНТУ, 2008. - 64 с. : ил. (http://rep.bntu.by/handle/data/17160)

Указанные методические пособия размещены в *репозитории БНТУ*.

Рекомендуется также использовать материалы сайтов заводов-производителей энергетического оборудования, а также специализированных ремонтных и наладочных предприятий, указанных в Теме 5 данного раздела.

Перед изучением специальных вопросов дисциплины настоятельно рекомендуется тщательно изучить особенности тепловой схемы современных ТЭС и конструктивные особенности современных паровых котлоагрегатов и паротурбинных установок. Кратко данные вопросы рассматриваются в приложениях лабораторного практикума и методических пособий, более подробно – в рекомендуемой литературе, приведенной во вспомогательном разделе ЭУМК.

ВОПРОСЫ К ЗАЧЕТУ

Раздел I. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТ ПРИ МОНТАЖЕ И РЕМОНТЕ ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС

Тема 1.

1. Условия работы металла современных теплоэнергетических установок
2. Структура железоуглеродистых сплавов. Диаграмма Fe—C.
3. Основные механические свойства сталей.
4. Жаропрочность и жаростойкость.
5. Легирование. Основные легирующие элементы
6. Термообработка: назначение и виды, применяемое оборудование.

Тема 2.

7. Основные способы сварки и резки металлов, применяемые при монтаже и ремонте оборудования ТЭС
8. Технология ручной электродуговой сварки, применяемое оборудование
9. Сварка в среде защитных газов: преимущества и недостатки, область применения
10. Газовая сварка: преимущества и недостатки, область применения
11. Факторы, влияющие на свариваемость металлов и технологические мероприятия, применяемые для повышения качества сварных соединений
12. Основные способы резки металлов

Тема 3.

13. Контроль металла ТЭО в период монтажа и эксплуатации.
14. Разрушающие методы контроля состояния основного металла и сварных соединений ТЭО: механические испытания и металлографические исследования
15. Неразрушающие методы контроля: выявление поверхностных дефектов и дефектов, не выходящих на поверхность
16. Контроль ползучести металла в процессе эксплуатации ТЭО
17. Применение стилоскопирования при монтаже и ремонте ТЭО
18. Гидравлические испытания при монтаже и ремонте ТЭО: назначение, порядок проведения
19. Тепловые расширения элементов ТЭО

Тема 4.

20. Такелажные работы на ТЭС и их механизация.
21. Типы канатов, их характеристика и область применения.
22. Расчет канатов на прочность. Схемы строповки.
23. Слесарно-сборочные работы на ТЭС
24. Техника безопасности при производстве монтажных и ремонтных работ на ТЭС

Раздел II. РЕМОНТ ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС

Тема 5.

25. Система планово-предупредительных ремонтов в энергетике: виды и назначение ремонтов.
26. Текущий и капитальный ремонт котло- и турбоагрегатов: типовой объем работ, сверхтиповые и специальные работы
27. Организационные формы ремонтного обслуживания, ремонтный персонал.
28. Планирование и подготовка ремонтных работ
29. Ремонтная документация
30. Система сетевого планирования и управления ремонтными работами

Тема 6.

31. Основные элементы котлоагрегатов, условия их эксплуатации, применяемые материалы
32. Правила вывода котлоагрегата в капитальный ремонт.
33. Дефектация элементов и узлов котлоагрегатов при выводе их в капремонт
34. Назначение вырезки контрольных образцов поверхностей нагрева
35. Виды основных повреждений трубной системы котлоагрегатов, способы их обнаружения и устранения
36. Основные дефекты барабанов котлов, способы их обнаружения и устранения
37. Конструктивные особенности пароперегревателей, условия их работы, основные повреждения и ремонт
38. Основные повреждения и ремонт рекуперативных воздухоподогревателей
39. Основные повреждения и ремонт регенеративных воздухоподогревателей
40. Ремонт вспомогательного оборудования котельного цеха. Поузловая приемка и опробование оборудования ТЭС после ремонта
41. Низкотемпературная коррозии поверхностей нагрева котлоагрегатов: причины ее возникновения, способы предотвращения.

Тема 7.

42. Основные элементы паровых турбин, условия их эксплуатации, применяемые материалы
43. Обследования и испытания турбоагрегатов до останова их в капитальный ремонт.
44. Построение и анализ кривой выбега ротора турбины.
45. Основные дефекты корпусов паровых турбин, способы их обнаружения и устранения
46. Конструктивные особенности и ремонт диафрагм и уплотнений паровых турбин
47. Конструкция, условия работы и ремонт подшипников паровой турбины
48. Конструктивные особенности, условия эксплуатации и ремонт роторов паровых турбин

49. Причины прогиба роторов турбин, способы его обнаружения и устранения
50. Основные способы правки валов. Метод релаксации.
51. Вибрация турбин, ее виды и причины возникновения.
52. Виды неуравновешенности роторов и способы ее устранения.
53. Статическая балансировка в динамическом режиме и на балансировочных ножах
54. Особенности динамической балансировки гибких и жестких роторов
55. Конструктивные особенности, условия работы и повреждения лопаточного аппарата паровых турбин.
56. Восстановление лопаточного аппарата паровых турбин. Технология замены лопаток
57. Основные элементы системы регулирования и их ремонт
58. Задачи центровки турбоагрегатов
59. Дефектация и ремонт конденсационного и регенеративного оборудования турбинного цеха
60. Вальцовочные соединения: технология и область применения.

Раздел III. МОНТАЖ ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС

Тема 8.

61. Состав проектно-сметной документации строительно-монтажных работ и порядок ее разработки. ПОС и ППР
62. Этапы производства строительно-монтажных работ.
63. Блочный и поточный методы монтажа оборудования ТЭС.
64. Организация и состав строительно-монтажной базы ТЭС
65. Организация и состав укрупнительно-сборочных монтажных площадок.

Тема 9.

66. Объем работ и нормы продолжительности монтажа котлоагрегата.
67. Особенности монтажа котлоагрегатов.
68. Сбора котла «россыпью». Преимущества блочного метода монтажа.
69. Заводские и монтажные блоки. Подготовка блоков к сборке и монтажу.
70. Монтаж вспомогательного котельного оборудования
71. Монтаж трубопроводов. Компенсация температурных удлинений.
72. Монтаж обмуровки и тепловой изоляции.

Тема 10.

73. Объем работ и нормы продолжительности монтажа турбинного оборудования.
74. Монтаж цилиндров паровых турбин.
75. Задачи центровки при монтаже турбоагрегатов. Применяемые методы и оборудование.
76. Стендовая сборка турбины на заводе-изготовителе.
77. Монтаж вспомогательного оборудования турбинного цеха.

УЧЕБНАЯ ПРОГРАММА

Целью изучения дисциплины «Технология монтажа и ремонта оборудования ТЭС» является приобретение студентами знаний основных принципов производства строительно-монтажных и ремонтных работ на ТЭС, особенностей технологического процесса капитального ремонта паротурбинных и котельных установок и применяемого оборудования, а также умения применять наиболее прогрессивные методы организации строительно-монтажных и ремонтных работ с целью их ускорения и удешевления при условии обеспечения высокого уровня надежности и экономичности энергетического производства.

Освоение дисциплины основано на использовании знаний, полученных студентами при изучении следующих дисциплин «Охрана труда», «Механика», «Материаловедение», «Материалы оборудования ТЭС», «Контроль и диагностика тепломеханического оборудования ТЭС», «Турбины ТЭС», «Парогенераторы ТЭС», «Вспомогательное оборудование ТЭС», «Тепловые электрические станции».

В результате освоения курса «Технология монтажа и ремонта оборудования ТЭС» студент должен:

знать:

– особенности организации и технологии производства строительно-монтажных работ при сооружении ТЭС;

– порядок организации ремонтного обслуживания оборудования ТЭС;

– конструктивные особенности, основные повреждения элементов и узлов турбо- и котлоагрегатов, методы дефектации и технологии восстановления и ремонта;

уметь:

– анализировать причины износа элементов и узлов теплоэнергетических установок и разрабатывать мероприятия по дефектации и восстановлению элементов и узлов теплоэнергетических установок;

приобрести навыки:

– разработки сетевых графиков капитального ремонта турбо- и котлоагрегатов с учетом технологической последовательности производимых работ.

Оценка уровня знаний студента производится по десятибалльной шкале.

Для оценки достижений студента используется следующий диагностический инструментарий:

– защита выполненных на практических занятиях индивидуальных заданий;

– защита выполненных лабораторных работ;

– защита курсовой работы;

– проведение текущих контрольных опросов по отдельным темам;

– выступление студента на конференции по подготовленному реферату;

– сдача зачета по дисциплине.

Структура дисциплины

Изучение дисциплины «Технология монтажа и ремонта оборудования ТЭС» рассчитано всего на 120 часов, в том числе — 80 (20) часов аудиторных занятий (в скобках - распределение аудиторных часов для студентов заочной формы получения образования).

Примерное распределение аудиторных часов по видам занятий:

лекции — 48 (12) часов;

практические занятия — 16 (4) часов;

лабораторные работы — 16 (4) часов.

Примерный тематический план и распределение аудиторных часов*

Наименование раздела и темы	Лекции (часы)	Практические занятия (часы)	Лабораторные занятия (часы)	Всего аудиторных часов
Раздел I. Общая характеристика работ при монтаже и ремонте оборудования ТЭС	8 (2)	4 (-)	4 (2)	16 (4)
Тема 1. Металлы и оборудование современных энергоустановок	2 (-)	- (-)	- (-)	2 (-)
Тема 2. Сварочные работы при монтаже и ремонте оборудования ТЭС	2 (1)	2 (-)	2 (-)	6 (1)
Тема 3. Методы контроля состояния основного металла и сварных соединений	2 (1)	- (-)	2 (2)	4 (3)
Тема 4. Механизация монтажных и ремонтных работ	2 (-)	2 (-)	- (-)	4 (-)
Раздел II. Ремонт оборудования ТЭС	22 (7)	10 (4)	8 (2)	40 (13)
Тема 5. Организация ремонтного обслуживания на ТЭС	4 (1)	2 (-)	2 (-)	8 (1)
Тема 6. Капитальный ремонт котлоагрегата и вспомогательного оборудования	8 (2)	4 (2)	2 (-)	16 (4)
Тема 7. Капитальный ремонт паротурбинной установки со вспомогательным оборудованием	10 (4)	4 (2)	4 (2)	20 (8)
Раздел III. Монтаж оборудования ТЭС	18 (3)	2 (-)	4 (-)	24 (3)
Тема 8. Организация монтажных работ	6 (1)	2 (-)	- (-)	8 (1)
Тема 9. Монтаж котельного оборудования	6 (1)	- (-)	2 (-)	8 (1)
Тема 10. Технология монтажа турбоагрегатов	6 (1)	- (-)	2 (-)	8 (1)
ВСЕГО	48 (12)	16 (4)	16 (4)	80 (20)

* в скобках - распределение аудиторных часов для студентов заочного отделения

Основное содержание тем лекций

Раздел I. **ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТ ПРИ МОНТАЖЕ И РЕМОНТЕ ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС**

Тема 1. МЕТАЛЛЫ И ОБОРУДОВАНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ЭНЕРГОУСТАНОВОК

Условия работы металла современных теплоэнергетических установок. Структура железоуглеродистых сплавов. Диаграмма Fe—C. Основные механические свойства сталей, методы их повышения и восстановления. Легирование. Термообработка.

Тема 2. СВАРОЧНЫЕ РАБОТЫ ПРИ МОНТАЖЕ И РЕМОНТЕ ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС

Основные способы сварки и резки металла, применяемые при монтаже и ремонте оборудования ТЭС. Технологические мероприятия, используемые для повышения качества сварных соединений. Сварочное оборудование.

Тема 3. МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ СОСТОЯНИЯ ОСНОВНОГО МЕТАЛЛА И СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ

Разрушающие и неразрушающие методы. Выявление поверхностных дефектов и дефектов, не выходящих на поверхность. Гидравлические и пневматические испытания. Стилоскопирование.

Тема 4. МЕХАНИЗАЦИЯ МОНТАЖНЫХ И РЕМОНТНЫХ РАБОТ

Такелажные работы. Слесарно-сборочные работы.

Раздел II. **РЕМОНТ ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС**

Тема 5. ОРГАНИЗАЦИЯ РЕМОНТНОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ НА ТЭС

Система планово-предупредительных ремонтов. Виды и назначение ремонтов, их характеристика. Виды и формы ремонтного обслуживания. Ремонтная документация. Система сетевого планирования и управления ремонтными работами. Планирование и подготовка ремонтных работ.

Тема 6. КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ КОТЛОАГРЕГАТА И ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Правила вывода котлоагрегата в капитальный ремонт. Осмотр и дефектация элементов и узлов котлоагрегата. Гидравлическая и газовая опрессовки. Назначение вырезки контрольных образцов. Основные виды повреждений и дефектов, причины их возникновения. Ползучесть. Низкотемпературная коррозия «хвостовых» поверхностей нагрева. Ремонт поверхностей нагрева. Рихтовка. Гибка труб. Особенности дефектации и ремонта барабана. Ремонт трубопроводов, арматуры и вспомогательного оборудования котельных установок: воздухоподогревателей, горелочных устройств, тягодутьевых механизмов. Восстановительная термообработка. Новое оборудование и технологии, применяемые при ремонте котельных установок. Техника безопасности при производстве ремонтных работ.

Тема 7. КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ ПАРОТУРБИННОЙ УСТНОВКИ СО ВСПОМОГАТЕЛЬНЫМ ОБОРУДОВАНИЕМ

Проверка и контрольные испытания отдельных узлов паровой турбины перед выводом ее в капитальный ремонт. Кривая выбега турбины. Вскрытие цилиндров, производимые при этом замеры. Основные дефекты и ремонт цилиндров паровых турбин. Дефектация и ремонт обойм и диафрагм. Ревизия и ремонт подшипников. Основные повреждения и ремонт лопаточного аппарата. Защита лопаток от эрозионного износа. Моментная развеска рабочих лопаток перед их установкой. Основные повреждения и ремонт роторов паровых турбин. Причины возникновения прогиба вала. Способы правки роторов. Вибрация турбоагрегатов: причины возникновения, способы устранения. Низко- и высокочастотная вибрация. Вибрация оборотной частоты. Статическая и динамическая балансировка. Ремонт вспомогательного оборудования турбоустановки. Ремонт конденсационного и регенеративного оборудования паротурбинных установок. Ремонт насосов. Новое оборудование и технологии, применяемые при ремонте турбоустановок. Техника безопасности при производстве ремонтных работ.

Раздел III. **МОНТАЖ ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС**

Тема 8. ОРГАНИЗАЦИЯ МОНТАЖНЫХ РАБОТ

Проектная документация. Этапы производства строительно-монтажных работ. Блочный и поточный методы монтажа оборудования. Состав строительно-монтажной базы, основные ее объекты и их назначение. Временное водо- и энергообеспечение строительства. Состав и организация монтажных площадок.

Тема 9. МОНТАЖ КОТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Объем работ и нормы продолжительности монтажа котлоагрегата. Особенности монтажа котлоагрегатов. Основные условия, обеспечивающие успешное проведение монтажа котельного оборудования. Сбора котла «*россыпью*». Преимущества блочного метода монтажа. Заводские и монтажные блоки. Подготовка блоков котла к сборке и монтажу. Монтаж вспомогательного котельного оборудования и трубопроводов. Компенсация температурных удлинений. Монтаж обмуровки и тепловой изоляции.

Тема 10. ТЕХНОЛОГИЯ МОНТАЖА ТУРБОАГРЕГАТОВ

Объем работ и нормы продолжительности монтажа турбинного оборудования. Монтаж цилиндров паровых турбин. Задачи центровки при монтаже турбоагрегатов. Применяемые методы и оборудование. Стендовая сборка турбины на заводе-изготовителе. Монтаж вспомогательного оборудования турбинного цеха.

УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКИЕ, СПРАВОЧНЫЕ И НОРМАТИВНЫЕ МАТЕРИАЛЫ ПО ДИСЦИПЛИНЕ

ОСНОВНАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. Электронная энциклопедия энергетики. Комплекс программных средств для подготовки и переподготовки персонала энергопредприятий, студентов высших и средних учебных заведений. – Москва. - каф. ТВТ, МЭИ (http://twt.mpei.ac.ru/ochkov/trenager/trieru.html).

2. Жилин, В.Н. Ремонт парогенераторов / В.Н. Жилин, В.М. Семенов. – М.: Энергия, 1976. – 200 с.

3. Справочник по ремонту котлов и вспомогательного котельного оборудования / В.Н. Шастин [и др.]; под общ. ред. В.Н. Шастина. – М.: Энергоиздат, 1981. – 496 с.

4. Молочек, В.А. Ремонт паровых турбин / В.А. Молочек. – М.: Энергия, 1968. – 200 с.

5. Ремонт паровых турбин: учебн. пособие / В. Н. Родин [и др.]; под общ. ред. Ю. М. Бродова В. Н. Родина. – Екатеринбург: УПИ, 2002. – 455 с.

6. Технология монтажа и ремонта оборудования тепловых электрических станций: лабораторный практикум для студентов специальности 1-43 01 04 «Тепловые электрические станции» : в 2 ч. / сост. : С. А. Качан. – Минск : БНТУ, 2012.– . – ч. 1. – 2012. – 80 с. (http://rep.bntu.by/handle/data/4515).

7. Технология монтажа и ремонта оборудования тепловых электрических станций: лабораторный практикум для студентов специальности 1-43 01 04 «Тепловые электрические станции» в 2 ч. Ч. 2 / сост. С. А. Качан, А. Г. Герасимова. – Минск : БНТУ, 2014. – 40 с. : ил. (http://rep.bntu.by/handle/data/6311).

8. Качан, С. А. Расчет и построение сетевого графика капитального ремонта парогенератора: методическое пособие по выполнению курсовой работы по дисциплине «Технология монтажа и ремонта оборудования ТЭС» для студентов специальности 1-43 01 04 «Тепловые электрические станции» / С. А. Качан. – Минск: БНТУ, 2009. – 55 с. : ил. (http://rep.bntu.by/handle/data/6779)

9. Качан, С.А. Расчет и построение сетевого графика капитального ремонта паротурбинной установки : методическое пособие по выполнению курсовой работы по дисциплине «Технология монтажа и ремонта оборудования ТЭС» для студентов специальности 1-43 01 04 «Тепловые электрические станции» / С.А. Качан - Минск: БНТУ, 2008. - 64 с. : ил. (http://rep.bntu.by/handle/data/17160)

10. Винницкий, Д.Я. Организация монтажа оборудования тепловых электростанций / Д.Я Винницкий. – М.: Энергия, 1980. – 200 с.

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ЛИТЕРАТУРА

Раздел I.

11. Гуляев В.Н., Коржова Л.В. Контроль металла и сварных соединений оборудования тепловых электростанций. – М.:Энергия, 1970.

12. Клюев В. В. Неразрушающий контроль. Том 3.: Справочник. В 7-и книгах / Под ред. Клюева В. В.— М.: Машиностроение, 2004.

13. Выборнов Б. И. Ультразвуковая дефектоскопия — М.: Металлургия, 1985.

14. Гурвич А. К., Ермолов И. Н. Ультразвуковая дефектоскопия сварных швов — Киев: Техника, 1972, 460 с.

15. Воронина А.А., Шибеко Н.Ф. Техника безопасности при монтаже и эксплуатации теплоэнергетических установок. М.: Высш. Школа, 1978. – 143 с.

16. Гинзбург-Шик Л.Д. Грузоподъемные механизмы и такелажные работы при ремонте оборудования ТЭС. –М.: Энергоиздат, 1983.

Раздел II.

17. Ящура А. И. Система технического обслуживания и ремонта энергетического оборудования. Справочник. – М.: Изд□во НЦ ЭНАС, 2006. – 504 с. ил.

18. Галкин В.И., Куликов В.Е. Эксплуатация и ремонт котельных установок: Учебник для техникумов. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 240 с.

19. Цешковский, А.А. Ремонт оборудования котельных цехов электростанций / А.А. Цешковский. – М.: «Высшая школа», 1973. – 304 с.

20. Цешковский, А.А. Специализированный ремонт котельных агрегатов / А.А. Цешковский. – М., «Высшая школа», 1975. – 305 с.

21. Справочник по ремонту котлов и вспомогательного котельного оборудования / Под общ. ред. В.Н. Шастина. – М.: Энергоиздат, 1981. – 496 с.

22. Трухний, А. Д. Стационарные паровые турбины. – 2-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоиздат, 1990. - 640 с.

23. Трухний А.Д., Ломакин Б.В. Теплофикационные паровые турбины и турбоустановки. – М.: МЭИ, 2002

24. Трухний А.Д., Крупенников Б.Н., Петрунин С.В. Атлас конструкций паровых турбин. М.: МЭИ, 2000. 148 с.

25. Энгель-Крон, И.В. Ремонт паровых турбин / И.В. Энгель-Крон. – М.: Энергоиздат, 1981. – 240 с.

26. Семиков, Ф. П., Ушаков, И. К. Ремонт паровых турбин. - Киев: Техніка, 1978. - 247 с.

27. Бровкин Б. А., Балашов А. М. Ремонт вспомогательного оборудования турбин. - М.: Энергоиздат, 1982. - (Библиотека тепломонтажника). - 95 с.

Раздел III.

28. Монтаж оборудования тепловых электростанций / Под ред. В.А. Зайделя. – М.: Энергия, 1974. – 240 с.

29. Справочник монтажника тепловых и атомных электростанций: Технология монтажных работ / Д.Я. Винницкий [и др.]; под ред. В.П. Банника и Д.Я. Винницкого. – 2-е изд., перераб. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 880 с.

30. Лачинов, Н.В. Монтаж и ремонт оборудования котельных цехов крупных электростанций / Н.В. Лачинов. - М.: «Высшая школа», 1970. – 432 с.

31. Капусто И.А. Монтаж парогенераторов электрических станций. - М.: Энергия, 1975.
32. Шиловский, В.М. Монтаж и выверка турбоагрегатов на фундаменте электростанций / В.М. Шиловский. – М.: Энергия, 1981. – 288 с.
33. Абалаков Б.В., Банник В.П., Резников Б.И. Монтаж и наладка турбоагрегатов и вспомогательного оборудования. М.; Л., Энергия, 1966. 320 с.

НОРМАТИВНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

34. Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования зданий и сооружений электростанций и сетей РДПр34-38-030-92. М., 1994. 406 с.
35. СТО 70238424.27.100.005-2008 Основные элементы котлов, турбин и трубопроводов ТЭС. Контроль состояния металла. Нормы и требования
36. СТО 70238424.27.100.012-2008 Тепловые и гидравлические станции. Методики оценки качества ремонта энергетического оборудования.
37. СТО 70238424.27.100.017-2009 Тепловые электрические станции. Ремонт и техническое обслуживание оборудования, зданий и сооружений. Организация производственных процессов. Нормы и требования.
38. СТО 70238424.27.060.01.001-2009 Котлы паровые стационарные. Общие технические условия на капитальный ремонт. Нормы и требования
39. ГОСТ 28269-89 Котлы паровые стационарные большой мощности. Общие технические требования
40. ГОСТ 5264-80 Ручная дуговая сварка. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры
41. ГОСТ 14782-86 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые
42. ГОСТ 21105-87 Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый метод
43. МУ 34-70-162-87. Методические указания по балансировке многоопорных валопроводов турбоагрегатов на электростанциях / Союзтехэнерго, 1988.