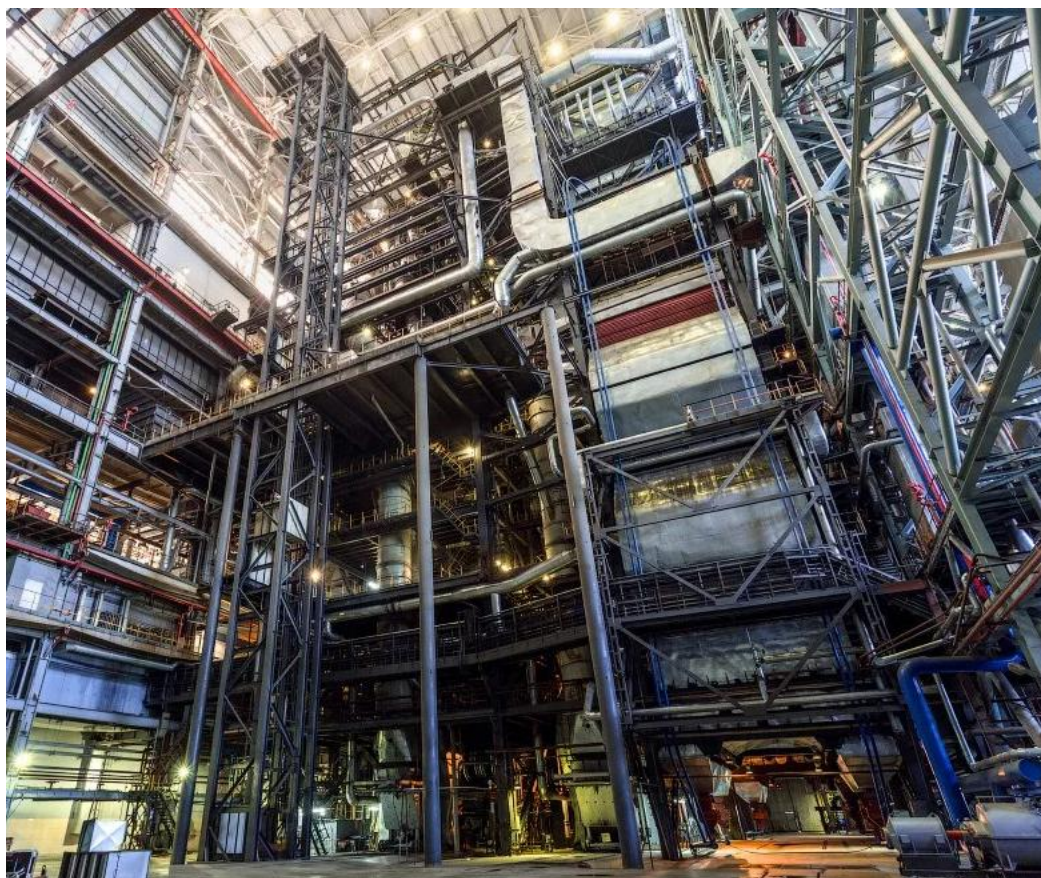


Курс повышения квалификации
"ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ КОНТРОЛЬ, РЕМОНТ И
ПРОДЛЕНИЕ РЕСУРСА КОТЕЛЬНОГО,
КОТЕЛЬНО-ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ И
МЕТАЛЛОКОНСТРУКЦИЙ"



РЕСУРС РАБОТЫ ОСНОВНОГО ТЕПЛОСИЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС И ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ЕГО ДАЛЬНЕЙШЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ



Принятые подходы к продлению ресурса тепломеханического оборудования ТЭС

Старение оборудования тепловых электростанций на современном этапе становится одной из основных проблем отечественной энергетики. К 2005 г. проектный ресурс (100 тыс. ч) был уже исчерпан на всех действующих в настоящее время электростанциях.

Проблема увеличения срока эксплуатации оборудования ТЭС стоит перед энергетиками страны уже около 40 лет. В середине 70-х годов срок эксплуатации головных энергоблоков, работающих при давлении пара 13–24 МПа, только превысил проектный (100 тыс. ч). За эти годы отраслевыми организациями: ВТИ и ОРГРЭС с привлечением предприятий и НИИ энергомашиностроения, институтов Академии Наук и вузов проведен комплекс научно-исследовательских работ и накоплен богатый материал, позволивший более чем в 2 раза увеличить проектный срок службы основных элементов котлов, турбин и трубопроводов. В этот период выработались определенные подходы к продлению срока службы оборудования, находящегося на разных стадиях исчерпания физических возможностей металла. Эти подходы нашли свое отражение в нормативных документах. В настоящее время эксплуатационный контроль за состоянием металла и сварных соединений основных элементов котлов, турбин и трубопроводов, а также вопросы продления срока их службы сверх проектного ресурса регламентированы Приказом от 15 декабря 2020 года № 535 Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила осуществления эксплуатационного контроля металла и продления срока службы основных элементов котлов и трубопроводов тепловых электростанций".

Принятые подходы к продлению ресурса тепломеханического оборудования ТЭС

Существует несколько этапов продления срока службы энергетического оборудования:

- Парковый ресурс;
- Индивидуальный ресурс;
- Эксплуатация сверх индивидуального ресурса.

Под *парковым ресурсом* понимается наработка однотипных по конструкции, материалам и условиям эксплуатации элементов теплоэнергетического оборудования, при которой обеспечивается их безаварийная работа при соблюдении стандартных требований, предъявляемых к контролю металла, эксплуатации и ремонту энергоустановок.

Индивидуальный ресурс – назначенный ресурс конкретного объекта, определенный с учетом фактических свойств металла, геометрических размеров и условий его эксплуатации.

Понятия парковый и индивидуальный ресурс распространяются в основном на оборудование, работающее в условиях ползучести. Работоспособность остальных изнашиваемых элементов (из-за коррозии, эрозии, других видов износа) определяется по результатам периодических обследований их фактического состояния. Ее прогноз – краткосрочный, как правило, на один межремонтный период.

Принятые подходы к продлению ресурса тепломеханического оборудования ТЭС

За рубежом, так же как и в России, уделяется большое внимание продлению ресурса энергооборудования, но там понятия "парковый ресурс" не существует. Решением о продлении срока эксплуатации конкретной энергоустановки начинают заниматься по мере исчерпания проектного ресурса.

Эксплуатация большого количества однотипного оборудования позволила в отечественной энергетике решать проблему увеличения срока службы стареющего оборудования поэтапно. Введение понятия паркового ресурса в нашей стране позволило сократить затраты на исследование состояния и диагностику металла энергоустановок до исчерпания этого срока. Парковый ресурс для отдельных элементов котлов, турбин и паропроводов по результатам выполненных исследований составил от 70 до 300 тыс.ч.

Ресурс энергоустановки в целом принято приравнивать к ресурсу турбины, так как замена ее или ее наиболее дорогостоящих деталей (роторов, корпусов цилиндров) приведет к резкому росту единовременных затрат. Значения паркового ресурса турбин приведены в таблице 1.

Парковый ресурс оборудования не является предельным.

**Принятые подходы к продлению ресурса
тепломеханического оборудования ТЭС**

Таблица 1

Значения паркового ресурса паровых турбин

Завод-изготовитель	Давление свежего пара, МПа	Мощность, МВт	Парковый ресурс	
			наработка, тыс. ч	количество пусков
АО "ТМЗ"	9 и менее	50 и менее	270	900
	13–24	50–250	220	600
АО "ЛМЗ"	9 и менее	100 и менее	270	900
	13–24	50–300	220	600
	24	500–1200	100	300
ОАО "Турбоатом"	9 и менее	50 и менее	270	900
	13	160	200	600
	24	300	170	450
	24	500	100	300

Принятые подходы к продлению ресурса тепломеханического оборудования ТЭС

После достижения паркового ресурса проводится углубленное диагностирование конкретных узлов энергоустановок. Анализируются условия их эксплуатации, измеряются фактические размеры детали, исследуются структура, свойства и накопленная поврежденность в металле, проводятся его дефектоскопический контроль и расчетная оценка напряженного состояния и остаточного срока службы детали. По результатам выполненных исследований устанавливается индивидуальный ресурс элемента энергооборудования.

По результатам многолетнего комплексного исследования закономерностей деградации структуры и свойств применяемых материалов, анализа данных об износе и повреждаемости элементов оборудования при наработках до 300 тыс.ч и более, причинах их аварийных разрушений прогнозируется, что индивидуальный ресурс энергоустановок составит в среднем не менее 1,35–1,5 паркового ресурса. Это консервативная оценка. Вероятнее всего срок надежной эксплуатации большей части оборудования превысит эти значения. Но для макрооценок планируемых на перспективу затрат для отрасли такая оценка представляется правильной.

Следует иметь в виду, что в пределах индивидуального ресурса затраты на продление срока эксплуатации оборудования увеличиваются сравнительно мало. Потребуются некоторые затраты на диагностику оборудования, отработавшего парковый ресурс, и замену некоторых деталей, не обеспечивающих в достаточной степени требования эксплуатационной надежности.

Принятые подходы к продлению ресурса тепломеханического оборудования ТЭС

Прогнозируется, что эти затраты не превысят 10–20 % стоимости нового оборудования. За пределами индивидуального ресурса затраты, связанные с поддержанием работоспособности тепломеханического оборудования, будут возрастать ускоренными темпами. Сначала будут увеличиваться затраты, связанные с контролем металла, а затем – и с ремонтом или заменой изношенных деталей.

Применением специальных ремонтно-восстановительных или технологических операций можно увеличить физические возможности металла ответственных узлов. Достаточно хорошо исследованы и уже широко внедряются в энергетике такие мероприятия, как восстановительная термическая обработка деталей, работающих в условиях ползучести, периодическое снятие поврежденного поверхностного слоя металла в зонах концентрации напряжений, ремонт изношенных деталей с применением сварочных технологий, защитных покрытий. С помощью этих операций можно относительно недорого продлить до широкомасштабного перевооружения электростанции срок службы отдельных быстро изнашиваемых деталей.

Если не рассматривать другие аспекты, то продление срока эксплуатации энергоустановки в целом может осуществляться до бесконечности. Замена изношенных деталей новыми также может служить мероприятием по продлению ресурса оборудования.

Принятые подходы к продлению ресурса тепломеханического оборудования ТЭС

Однако этот путь имеет существенные недостатки. Такой способ реновации фактически закладывает отставание в развитии отрасли: оборудование морально устаревает, увеличиваются расходы на его обслуживание и ремонты, не используются представляемые применением новых технологий и оборудования возможности снижения затрат на топливо и сокращения обслуживания и ремонтного персонала. Чем позднее начнется техническое перевооружение отрасли, тем дороже оно обойдется. Понимая все это, следует разумно увязывать продление ресурса оборудования с техническим перевооружением ТЭС.

Целесообразен дифференцированный подход к продлению ресурса оборудования разных энергоустановок как этапу технического перевооружения энергетики.

Предлагается рассматривать три группы оборудования:

группа А – энергоблоки мощностью 500, 800 и 1200 МВт;

группа В – энергоустановки мощностью до 300 МВт включительно, эксплуатирующиеся при параметрах пара 13–24 МПа, 540–560 °С;

группа С – энергоустановки, эксплуатирующиеся при параметрах пара 9 МПа и ниже и 510 °С и ниже.

Группа А

В значительной степени возможность увеличения паркового ресурса по сравнению с проектным более чем в 2 раза для энергоблоков мощностью 300 МВт и менее была связана с директивным снижением в начале 70-х годов расчетной температуры свежего пара и пара горячего промперегрева с 565 до 545 °С. Энергоблоки мощностью 500–1200 МВт изначально проектировались на ресурс 100 тыс. ч при температуре пара 545 °С. При проектировании использовались уточненные методы расчета на прочность и новые знания о поведении сталей в процессе их длительной эксплуатации. Из-за отсутствия запасов парковый ресурс для этих энергоблоков оказался близким к проектному. Несмотря на более молодой возраст, из-за повышенных напряжений оборудование блоков 500, 800 и 1200 МВт изнашивается быстрее, чем энергоустановок группы В.

Анализ состояния оборудования блоков группы А показал, что относительно скоро при наработках блоков от 120 до 180 тыс. ч потребуются замена большого количества дорогостоящих элементов теплосилового оборудования (паропроводов свежего пара и пара горячего промперегрева, роторов высокого и среднего давления турбины, некоторых коллекторов котла вместе с трубами поверхностей нагрева, а возможно и блоков клапанов парораспределения, крепежа и других изношенных деталей). Скорее всего различные детали выработают свой ресурс не одновременно. Однако разница во времени потери работоспособности металла основных элементов не составит более 2–6 лет. Замена каждого из этих элементов потребует больших материальных затрат и времени.

Принятые подходы к продлению ресурса тепломеханического оборудования ТЭС

Целесообразно поэтому на этих энергоблоках при наработках 150 ± 30 тыс. ч провести генеральную реконструкцию, во время которой следует не только заменить изношенные элементы, но и улучшить технико-экономические показатели блоков. Как вариант для газовых (газотурбинных) блоков надо, например, рассматривать установку газотурбинных надстроек, с помощью которых возможно повышение мощности блока 800 МВт до 1050–1100 МВт, а его КПД – до 49–50 %.

Очевидно, что в течение обозримого времени блоки группы А сохранят свою высокую технико-экономическую эффективность. Поэтому реконструктивные мероприятия на электростанциях с этими блоками должны быть ориентированы на продолжительный последующий период их работы – по крайней мере, еще на 200 тыс. ч. При сохранении нынешних конструкции и материалов ответственных узлов решить эту задачу не представляется возможным.

Восстановление работоспособности блоков группы А должно сопровождаться заменой материалов ответственных элементов котлов, турбин и паропроводов более перспективными. Одновременно на этих блоках целесообразно внедрить современные конструкторские разработки и технологические решения, направленные на повышение экономичности, надежности и ресурса оборудования, современные автоматизированные системы управления технологическими процессами и диагностики.

Группа В

Опыт продления ресурса ответственных элементов энергоустановок этой группы позволяет прогнозировать срок их надежной эксплуатации без существенного увеличения затрат на диагностику и замену изношенных узлов в среднем примерно до 300 тыс.ч. После этого следует ожидать потерю работоспособности и необходимость замены дорогостоящих узлов и деталей.

Выбор пути технического перевооружения с использованием новейших технологий (ГТУ-ТЭЦ и ПГУ на газе, паровые энергоблоки повышенной экономичности на суперкритические параметры пара, котлы с циркулирующим кипящим слоем или с кипящим слоем под давлением, ПГУ с газификацией на угле) или заменой изношенного оборудования аналогичным должен осуществляться на экономической основе.

Важную роль при принятии решения будут играть все более ужесточающиеся со временем природоохранные требования, которые, безусловно, придется выполнять.

Группа С

Энергоустановки этой группы, особенно на ГРЭС, морально устарели уже давно. Внедрение на них специальных технических решений, направленных на продление ресурса, нецелесообразно. Их следует выводить из эксплуатации при наработках более 400 тыс.ч. До истечения этого срока значительных затрат на поддержание их работоспособности не потребуется.

При острой необходимости в тепловой нагрузке можно рассматривать преобразование ТЭЦ, на которых установлено это оборудование, в котельные, чтобы потребность в электроэнергии покрывали более экономичные энергоустановки.

В зависимости от местных потребностей или условий возможны, конечно, варианты сооружения на площадках этих ТЭС ПГУ, в которых в принципе может использоваться часть имеющегося оборудования.

При выводе из эксплуатации данного оборудования потребуется его замещение современным на той же площадке или строительство новой электростанции.

Учитывая возрастающие темпы потребления электрической и тепловой энергии, кроме технического перевооружения и замещения установленной мощности, потребуется ее расширение и строительство новых ТЭС.

Принятые подходы к продлению ресурса тепломеханического оборудования ТЭС

Во всех случаях выбор пути технического перевооружения электростанций должен опираться на результаты обследования ее состояния, технико-экономическое обоснование, учитывающее социальные и природоохранные аспекты. Обследование должно распространяться не только на теплосиловое оборудование, но также и на здания, строительные конструкции, вспомогательное оборудование, электрическую часть, КИП, автоматику и др.

Технико-экономическое обоснование перевооружения должно ориентироваться на минимум затрат за новый срок службы. Обязательно рассматривать в нем конкурентоспособность на рынке электроэнергии и тепла и использование новейших технологий.

Инициативой в выборе путей технического перевооружения должен владеть собственник энергопредприятия. К решению проблемы должны привлекаться специализированные научно-исследовательские организации и энергомашиностроительные предприятия, профессионально ею занимающиеся.

Подготовку к техническому перевооружению электростанций следует начинать заблаговременно. Расширенное обследование и техническое диагностирование теплосилового оборудования ТЭС, как правило, приурочивается к выработке паркового ресурса турбины. К этому времени уместно подготовить технические решения по перевооружению энергопредприятия.

Принятые подходы к продлению ресурса тепломеханического оборудования ТЭС

По результатам обследования, определившись с окончательным вариантом перевооружения и сроками его возможной реализации, можно будет разрабатывать мероприятия по обеспечению надежной эксплуатации оборудования до достижения этих сроков. В большинстве случаев весь комплекс подготовительных работ можно будет провести в течение времени выработки индивидуального ресурса оборудования.

Можно было бы рассматривать как способ увеличения ресурса оборудования снижение параметров пара. Но снижение параметров пара на время выработки индивидуального ресурса как стратегическое решение будет неверным. Оно нанесет экономический ущерб всему народному хозяйству страны. Будут снижены КПД и мощность энергоустановок. Скорее всего эти убытки будут внесены в тариф. Срок исчерпания индивидуального ресурса отодвинется на несколько лет, что будет способствовать дальнейшей деградации энергомашиностроительных заводов и расслаблению энергетиков. К исчерпанию нового срока ситуация радикальным образом не изменится и полученный выигрыш во времени не будет должным образом использован. Снижение параметров пара может быть применено как крайняя мера в каком-то конкретном случае, когда для обеспечения надежной эксплуатации оборудования потребуются замена изношенных деталей, а их приобретение задерживается или срок восстановительного ремонта энергоустановки по каким-то соображениям надо сместить.

**Переворужение электростанций после выработки
паркового ресурса теплосилового оборудования**

Переворужение многих отраслей промышленности проводится по первому варианту при исчерпании паркового ресурса. По этому варианту не потребовались бы затраты на диагностирование оборудования. Затраты на замену изношенных узлов и деталей также были бы незначительные. В энергетике этот вариант целесообразно было бы осуществлять при благоприятном финансовом положении страны.

В таблице 2 приводятся данные о выработке паркового ресурса оборудования ТЭС по годам.

Таблица 2

Прогноз исчерпания паркового ресурса электростанций отрасли до 2025 года в млн. кВт

Группа оборудования	Номенклатура оборудования	Годы					Всего к 2025 г
		2000	2005	2010	2015	2025	
А	500–1200 МВт; $p=24$ МПа, $T=545$ °С	2,4	9,0	3,7	0,8	6,3	22,2
В	До 300 МВт; $p=13–24$ МПа, $T=540–560$ °С	7,8	19,3	17,2	11,5	24,7	80,5
С	До 100 МВт; p до 9 МПа, T до 510 °С	4,6	5,0	2,4	1,5	1,8	15,3
Итого:		14,8	33,3	23,3	13,8	32,8	118

Первооружение электростанций после выработки паркового ресурса теплосилового оборудования

Уже к 2000 г. на тепловых электростанциях России парковый ресурс выработали 14,8 млн. кВт, что составляет примерно 11 % установленной мощности. До 2025 г. по данному варианту потребуется заменить или модернизировать уже 118 млн. кВт (90 %). При этом к моменту выработки паркового ресурса не только должен быть выбран вариант технического перевооружения, проведены необходимые научно-исследовательские и проектно-конструкторские проработки, изготовлены технические устройства, но и на электростанцию должно уже быть завезено оборудование. Продолжительность этих работ составляет не менее 5–7 лет. С учетом возможностей машиностроительных заводов и продолжительности периода от проектирования до изготовления нового оборудования можно говорить о том, что время для технического перевооружения электростанций по данному варианту упущено.

**Перевооружение электростанций после выработки
индивидуального ресурса теплосилового оборудования**

По опыту обследования индивидуальный ресурс тепломеханического оборудования электростанций групп А и С в среднем превысит парковый в 1,5 раза, а группы В – в 1,35 раза. Это позволяет для разных энергоустановок при втором варианте по сравнению с первым на 7–12 лет отсрочить начало перевооружения ТЭС.

В таблице 3 приведены данные о выработке индивидуального ресурса ТЭС по годам.

Таблица 3

**Прогноз исчерпания индивидуального ресурса электростанций отрасли
до 2025 года в млн. кВт**

Группа оборудования	Годы					Всего к 2025 г.
	2000	2005	2010	2015	2025	
А	–	3,0	6,9	3,6	4,2	17,7
В	0,2	1,0	7,9	14,9	9,8	33,8
С	0,5	1,3	1,7	2,9	2,3	8,7
Итого	0,7	5,3	16,5	21,4	16,3	60,2

Переворужение электростанций после выработки индивидуального ресурса теплосилового оборудования

Таким образом, по второму варианту к 2025 г. потребуется заменить в 2 раза меньше установленной мощности, чем по первому. Но даже по этому варианту к 2010 г. надо было уже перевооружить 16,5 млн. кВт установленной мощности, что оказалось практически невозможным.

Работы по техническому перевооружению этих энергоустановок и в настоящее время ведутся крайне медленно, что ведёт к необходимости принимать непопулярные технические решения для обеспечения надежности эксплуатации оборудования за пределами индивидуального ресурса или заменять его аналогичным морально устаревшим.

По мнению ВТИ, подготовку к техническому перевооружению электростанции следует начинать после выработки паркового ресурса турбины, а осуществлять перевооружение – в период времени, ограниченный ее индивидуальным ресурсом, который по прогнозам, как отмечено выше, составляет 1,35–1,5 паркового ресурса. Этот вариант перевооружения представляется наиболее предпочтительным. Искусственное продление срока службы энергоустановок сверх индивидуального ресурса перечисленными выше способами, в конечном счете, будет приводить к нарастающему удорожанию электрической и тепловой энергии, снижению надежности и безопасности эксплуатации энергоустановок и ставить под угрозу бесперебойное энергообеспечение страны.

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ КОНТРОЛЬ ЗА СОСТОЯНИЕМ МЕТАЛЛА И СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ОСНОВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ КОТЛОВ



Общие принципы организации эксплуатационного контроля за состоянием металла и сварных соединений основных элементов котлов

Эксплуатационный контроль за состоянием металла и сварных соединений основных элементов котлов, турбин и трубопроводов, а также вопросы продления срока их службы сверх проектного ресурса регламентированы Приказом от 15 декабря 2020 года № 535 Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила осуществления эксплуатационного контроля металла и продления срока службы основных элементов котлов и трубопроводов тепловых электростанций". Эти ФНП обязательны для персонала всех тепловых электростанций (работающих на органическом топливе), проектных, ремонтных и монтажных организаций Минтопэнерго России. Разработанные с учетом накопленного опыта наблюдения и контроля за металлом в процессе монтажа, ремонта и эксплуатации котлов, турбин и трубопроводов тепловых электростанций, правила определяют объемы, сроки и организацию наблюдений и контроля за металлом в эксплуатации. Проводится контроль элементов, на которых возможно протекание процессов, приводящих к снижению прочности и подготавливающих разрушение. Правила содержат перечень контролируемых элементов, методы, объемы и сроки проведения контроля, рекомендации по его организации и критерии оценки его результатов. Ответственность за наблюдение и контроль металла возлагается на главных инженеров станций.

Контроль, предусмотренный ФНП, преследует цель отбраковки дефектных деталей и обеспечения дальнейшей надежной эксплуатации элементов оборудования до очередного контроля.

Общие принципы организации эксплуатационного контроля за состоянием металла и сварных соединений основных элементов котлов

В процессе контроля металла котлов следует также руководствоваться П 34-70-005-85 для установок с давлением пара за котлом 10 и 14 МПа. На котлах блоков мощностью 250-300 МВт при контроле гибов необогреваемых труб с наружным диаметром 108 мм и более на участке тракта от экономайзера до выходного коллектора необходимо руководствоваться противоаварийным циркуляром № Ц-02-88Т.

Техническое диагностирование металла и сварных соединений оборудования осуществляется лабораториями металлов электростанций или службами металлов энергоуправлений, ремонтных или специализированных предприятий, имеющих лицензию Ростехнадзора России на данный вид деятельности.

Элементы оборудования, прошедшего контроль, могут быть признаны пригодными к дальнейшей эксплуатации, если они удовлетворяют по состоянию основного металла и сварных соединений требованиям правил по котлам, правил по трубопроводам и требованиям ФНП. При неудовлетворительном состоянии элементов энергооборудования проводятся его ремонт, замена деталей или осуществляется демонтаж. Если вопрос касается таких ответственных элементов, как котельные и трубопроводные гибы, барабаны, коллекторы котлов и главные трубопроводы, то создается экспертно-техническая комиссия, которая рассматривает результаты контроля и другие необходимые документы и принимает соответствующее решение.

Общие принципы организации эксплуатационного контроля за состоянием металла и сварных соединений основных элементов котлов

Контроль за металлом энергооборудования тепловых электростанций должен проводиться преимущественно во время плановых остановов оборудования. Допускается смещение сроков контроля в большую или меньшую сторону по 15 тыс. ч по сравнению со сроками, указанными в ФНП. Решение о смещении сроков контроля принимает главный инженер электростанции. Инструкция вводит понятие "парковый ресурс" - наработки однотипных по конструкции и условиям эксплуатации объектов, при котором не произойдет отказа. Величина его регламентирована для большинства типов оборудования и условий эксплуатации.

Для коллекторов, изготовленных из сталей 12Х1МФ и 15Х1М1Ф и работающих в условиях ползучести при температуре среды до 545°С включительно, он составляет 200 тыс. ч. Для тех же коллекторов, но работающих при температуре пара 546-570 °С, парковый ресурс составляет 150 тыс.ч. Если коллекторы изготовлены из стали 12ХМ и эксплуатируются при температуре пара до 530°С включительно, то их парковый ресурс составляет 250 тыс. ч, для коллекторов из стали 15ХМ при тех же условиях - 300 тыс. ч.

Парковый ресурс внутрикотельных и внутритурбинных трубопроводов приравнивается к парковому ресурсу стационарных трубопроводов тех же типоразмеров, эксплуатируемых при аналогичных параметрах.

Общие принципы организации эксплуатационного контроля за состоянием металла и сварных соединений основных элементов котлов

Парковый ресурс труб поверхностей нагрева определяется лабораторией металлов, наблюдающей за металлом индивидуально в каждом конкретном случае.

Для барабанов, изготовленных из сталей 22К, 16ГНМ и 16ГНМА, определен парковый ресурс 300 тыс. ч.

Парковый ресурс корпусов арматуры независимо от марки стали составляет 250 тыс. ч.

По достижении элементами оборудования паркового ресурса их дальнейшая эксплуатация разрешается при положительных результатах индивидуального контроля по специально разработанной программе.

На основании ФНП допускается разработка конкретной производственной инструкции для данной электростанции с учетом ее специфики. Такая производственная инструкция может как повторять требования типовой в отношении объемов и сроков контроля, так и отличаться от нее. В случае, если в ней обоснованно сокращаются объемы или увеличиваются сроки между очередными операциями контроля, она должна быть согласована с органами Ростехнадзора.

Контроль металла элементов котлов и трубопроводов после достижения паркового ресурса

Вследствие больших запасов прочности, заложенных при проектировании и изготовлении котлов и трубопроводов, парковый ресурс превышает обычный расчетный срок службы и в ряде случаев еще не является предельным для возможности надежной и безопасной эксплуатации.

Дальнейшее продление срока службы элементов котлов и трубопроводов, работающих под давлением, должно осуществляться на основании расчета остаточного ресурса по фактическим режимам эксплуатации за истекший период, результатам контроля металла за тот же период и результатам индивидуального контроля металла по специальной программе после выработки паркового ресурса.

Однако конкретной типовой методики расчета остаточного ресурса не существует. Его следует осуществлять на основании положений нормативного метода расчета на прочность элементов котлов и трубопроводов.

Исходными данными для такого расчета должны служить: информация об условиях эксплуатации за весь предшествующий период (наработка при известных параметрах, число пусков из горячего и холодного состояний и т.п.), информация о фактической форме и размерах деталей, фактические свойства металла и имеющаяся информация об отказах.

При продлении сроков эксплуатации сверх паркового ресурса необходимо учитывать экономическую и техническую целесообразность этой операции.

Наблюдение и контроль за змеевиками поверхностей нагрева, водоопускными трубами, коллекторами и внутрикотельными трубопроводами

В современных паровых котлах тепловых электростанций пар перегревается до температуры 545-570°С. Дальнейшее повышение температуры пара ограничено прочностными свойствами разработанных в настоящее время сталей для труб поверхностей нагрева и паропроводов. Температура металла труб поверхностей нагрева существенно выше температуры пара на выходе из котла. Это обуславливается неравномерной раздачей пара по змеевикам и неравномерным обогревом труб газами, а также неизбежным перепадом температур между наружной, внутренней поверхностями труб и теплоносителем.

Прочность металла снижается при высоких рабочих температурах. Металл начинает накапливать пластическую деформацию при относительно низких напряжениях, снижаются его пластические свойства при длительном нагружении, ухудшается структура, а на наружной и внутренней поверхностях интенсивно протекают коррозионные процессы.

В практике эксплуатации поверхностей нагрева паровых котлов приходится сталкиваться с высокотемпературной газовой коррозией в окислительной и восстановительной атмосферах топочных газов, с низкотемпературной электрохимической коррозией хвостовых поверхностей нагрева и с пароводяной коррозией на внутренних поверхностях труб. Высокотемпературная газовая коррозия в окислительной атмосфере топочных газов поражает трубы ширмовых и конвективных пароперегревателей, металл дистанционирующих проставок между трубами, стойки и подвески.

Наблюдение и контроль за змеевиками поверхностей нагрева, водоопускными трубами, коллекторами и внутрикотельными трубопроводами

В восстановительной атмосфере высокотемпературная газовая коррозия наблюдалась на экранных трубах топочных камер ряда котлов. При наличии восстановительной атмосферы около экранов или "при набросе" факела на экран коррозионный процесс резко ускоряется. В восстановительной атмосфере топочных газов имеется сероводород, который, взаимодействуя с железом, образует сульфид железа.

Низкотемпературная сернистая коррозия поражает хвостовые поверхности нагрева паровых котлов (воздухоподогреватели и реже экономайзеры) в тех случаях, когда сжигается топливо с высоким содержанием серы (обычно более 1,0-1,1%). Этот вид коррозии, в частности, имеет место при сжигании сернистых мазутов и подмосковного угля. Почти вся сера, находящаяся в топливе, превращается при его сгорании в SO_2 , а некоторая часть в SO_3 . Когда температура продуктов сгорания снижается ниже точки росы, на поверхности нагрева образуются капельки кислоты, интенсивно разъедающие сталь.

В процессе окисления стали горячими топочными газами или паром на поверхности детали образуется пленка оксидов, которая может препятствовать дальнейшему развитию коррозии. Атомы диссоциированных молекул газа проникают в металл в результате диффузии через оксидную пленку. Одновременно происходит встречная диффузия ионов металла к наружной поверхности пленки. Чем толще пленка, тем большее расстояние нужно пройти ионам кислорода и металла и тем медленнее нарастает ее толщина. В тех случаях, когда пленка оксида получается рыхлой или в ней имеется много трещин, она не обладает защитными свойствами, и коррозия металла с течением времени не замедляется.

Наблюдение и контроль за змеевиками поверхностей нагрева, водоопускными трубами, коллекторами и внутрикотельными трубопроводами

Наиболее эффективным средством защиты труб поверхностей нагрева от газовой коррозии является легирование сталей. В качестве легирующих элементов применяются хром, кремний и алюминий. Совместно с оксидами железа легирующие элементы образуют на поверхности стали пленку сложного состава, препятствующую интенсивному окислению. Защитное действие пленки поддерживается непрерывной диффузией легирующих элементов к поверхностному слою, где они взаимодействуют с кислородом. Диффузия легирующего элемента протекает тем быстрее, чем меньше размеры его атомов, так как атомы малых размеров легче перемещаются между атомами основного металла. Этим отчасти объясняется хорошее защитное действие хрома, алюминия и кремния.

Пароводяная коррозия протекает на внутренней поверхности труб, в результате чего может происходить утонение стенки до недопустимых по условию прочности размеров и забивание гибов пароперегревателей оксидами, что ухудшает теплопередачу. Это явление опасно для высокофорсированных поверхностей нагрева, в частности в нижней радиационной части мазутных котлов, где местные тепловые потоки велики.

На практике наблюдаются случаи разрушения труб поверхностей нагрева из-за кратковременного или длительного их перегрева, тепловой усталости, наличия металлургических дефектов, нарушения технологии изготовления, а также из-за коррозии и эрозии. При перегреве труб возможны пластическое течение за короткий промежуток времени или ползучесть при длительном перегреве, приводящие к увеличению наружного диаметра труб. Коррозия и эрозия вызывают утонение стенок труб и уменьшение их наружного диаметра.

Наблюдение и контроль за змеевиками поверхностей нагрева, водоопускными трубами, коллекторами и внутрикотельными трубопроводами

Эрозионный износ - процесс поверхностного разрушения под влиянием совместного механического воздействия твердых частиц, капель или струи жидкости или пара и коррозионного воздействия среды. Эрозионному износу подвержены трубы конвективных пароперегревателей, экономайзеров и воздухоподогревателей. Особенно часто страдают от эрозии змеевики экономайзеров.

В конвективном газоходе дымовые газы движутся обычно сверху вниз, а змеевики располагаются горизонтально рядами. Абразивные частицы золы, увлекаемые дымовыми газами, с большой скоростью ударяют в поверхность трубок, что вызывает их износ. При прямом ударе частицы золы отскакивают от трубки, поэтому истирание невелико. Наибольший износ возникает в тех случаях, когда абразивные частицы наносят удар примерно под углом 35° к поверхности, как бы срезая микроскопические кусочки окислы и поверхностного слоя металла. Чем выше скорость газов, тем быстрее движутся частицы золы, тем сильнее износ поверхностей нагрева. Скорость износа приблизительно пропорциональна кубу скорости газов. В первую очередь повреждаются трубы, расположенные в тех местах газохода, где велика скорость газового потока или концентрация золы (газовые "коридоры", повороты потока и т.п.).

В пучках с шахматным расположением трубы изнашиваются сильнее, чем в пучках с коридорным расположением. В пучках с коридорным расположением трубы второго и последующих рядов защищены от лобовых ударов частицами золы. При шахматном расположении труб в пучках сильнее всего изнашивается второй ряд труб, так как первый ряд обдувается потоком газов с меньшей локальной скоростью, а в третьем и последующих рядах скорость золы меньше скорости газов из-за ударов частиц золы о трубы.

Наблюдение и контроль за змеевиками поверхностей нагрева, водоопускными трубами, коллекторами и внутрикотельными трубопроводами

Если скорость потока относительно мала, то разрушение поверхности металла происходит преимущественно путем микрорезания и выкрашивания пленки оксидов и поверхностного слоя металла. Если скорость велика, то, кроме того, происходит значительная деформация подповерхностных слоев, образование в местах удара частиц лунок и валиков вокруг них с последующим разрушением этих валиков. Такой механизм характерен для достаточно вязких материалов, какими являются стали для труб поверхностей нагрева. Хрупкие материалы даже при высоких скоростях потока разрушаются с выкрашиванием зерен с поверхности без заметной пластической деформации материала.

Газ, воду или пар, несущие взвешенные твердые частицы, при абразивном износе нельзя рассматривать только как транспортирующую среду, так как эти вещества сами могут воздействовать на поверхность, увеличивая скорость ее износа. Образовавшаяся на поверхности пленка оксидов легко удаляется абразивом. Скорость процесса износа в конечном счете определяется: механическими свойствами и коррозионной стойкостью изнашиваемого материала; скоростью, размерами, твердостью и остротой граней частиц абразива; скоростью, вязкостью и коррозионной активностью транспортирующей среды (воды, газа, пара).

Для повышения долговечности конвективных поверхностей нагрева котлов в процессе сжигания высокозольного твердого топлива, дающего абразивную золу, при проектировании снижают скорость газов.

Наблюдение и контроль за змеевиками поверхностей нагрева, водоопускными трубами, коллекторами и внутрикотельными трубопроводами

Как уже отмечалось, интенсивность эрозионного износа зависит от температуры и коррозионной агрессивности дымовых газов. Чем выше температура и агрессивность газов, тем быстрее происходит окалинообразование и интенсивнее протекает эрозионный износ. Но если температура настолько высока, что зола находится в размягченном состоянии, эрозионный износ резко замедляется.

На поверхности детали при интенсивном газоабразивном или гидроабразивном износе возникают периодические углубления волнистой формы, так как за каждым небольшим выступом образуется вихрь, который под действием центробежной силы прижимает зерна абразива к поверхности, ускоряя таким образом износ.

Эрозионный процесс часто играет определяющую роль при разрушении поверхностей нагрева. Так, при образовании свища в сварном стыке экономайзера поток воды, вырывающийся под большим давлением, увлекает из потока газов частицы золы и за короткое время вызывает вторичные эрозионные разрушения соседних труб.

Наблюдение за состоянием труб поверхностей нагрева, соединительных труб в пределах котла и трубопроводов в процессе эксплуатации включает: периодический внешний осмотр, измерение наружных диаметров труб с целью установления износа из-за коррозии и эрозии, контроль изменений наружного диаметра вследствие ползучести, а также ультразвуковой контроль с целью обнаружения трещин и уменьшения фактической толщины стенки. В ряде случаев делают вырезки из труб поверхностей нагрева и трубопроводов для контроля изменения механических свойств металла при комнатной и рабочей температурах, изменения его микроструктуры, состава карбидных фаз и количества легирующих элементов в карбидах.

Наблюдение и контроль за змеевиками поверхностей нагрева, водоопускными трубами, коллекторами и внутрикотельными трубопроводами

Рассмотрим сначала контроль в процессе эксплуатации за трубами поверхностей нагрева. Змеевики выходных ступеней первичного и промежуточного пароперегревателей, работающие при температуре перегрева 450°С и выше, контролируют в зонах с максимальной температурой стенки. Выполняют выборочные измерения остаточной деформации во время каждого капитального ремонта. Программа измерений утверждается главным инженером станции и должна охватывать не менее 25% змеевиков. Трубы пароперегревателей подвержены ползучести и коррозии.

Наружный диаметр труб измеряют штангенциркулем с точностью до $\pm 0,05$ мм или шаблоном с проходным размером, имеющим допуск $\pm 0,05$ мм. Для труб из углеродистой стали допускается превышение на 3,5% от номинального наружного диаметра, а для труб из легированных сталей - на 2,5%. При большем превышении наружного диаметра трубы подлежат замене. Для выяснения причин ускорения ползучести следует провести исследование металла труб, имеющих увеличенный диаметр, и определить фактическую температуру металла труб по змеевикам с помощью витковых термопар.

Наблюдение и контроль за змеевиками поверхностей нагрева, водоопускными трубами, коллекторами и внутрикотельными трубопроводами

При каждом капитальном ремонте на котлах с расчетным давлением пара 9 МПа и выше должны проводиться вырезки из труб змеевиковых, ширмовых и экранных поверхностей нагрева в зонах, где имели место повреждения, ускоренная ползучесть или ускоренная коррозия. Вырезки осуществляются по схеме, подготовленной эксплуатационным персоналом и утвержденной главным инженером станции. Схема определяет количество вырезаемых труб и их расположение в поверхностях нагрева. Вырезки выполняются для оценки состояния металла и проверки сохранения геометрических размеров труб. Обращается внимание на выявление возможных дефектов, ускоренной ползучести, наружной и внутренней коррозии, а также на наличие и количество внутренних отложений.

Для выяснения причин повреждений труб поверхностей нагрева целесообразно произвести контрольные вырезки металла как из поврежденных, так и из неповрежденных труб с целью сравнительных исследований.

Металл, вырезанный из труб, подвергают испытаниям в объемах, предусмотренных ТУ на их поставку. Целесообразны исследования микроструктуры поврежденных труб, измерение твердости и размеров на кольцевых шлифах. Коррозионное утонение оценивается в соответствии с требованиями РТМ 24.030.49-75. Если окажется, что механические свойства не отвечают требованиям ТУ на поставку или глубина коррозии выше нормативной, установленной ОСТ 108.031.08-85, то необходимы дополнительные вырезки удвоенного количества образцов. Если результаты повторных исследований также ниже предъявляемых требований, то все дефектные трубы заменяют, считая, что все трубы пакета обладают неудовлетворительными свойствами.

Наблюдение и контроль за змеевиками поверхностей нагрева, водоопускными трубами, коллекторами и внутрикотельными трубопроводами

На коллекторах и паропроводах котлов выполняют измерения остаточной деформации.

Коллекторы пароохладителей подвержены термической усталости вследствие попадания относительно холодной воды на горячую стенку коллектора в случае неплотности теплозащитных экранов из тонкой листовой стали в зонах расположения штуцеров подвода воды на впрыск.

Термическая усталость - это разрушение материала под действием многократных повторных температурных напряжений. При быстром нагреве или охлаждении поверхности толстостенной детали в ее сечении возникает перепад температур. Разность температур в детали приводит к образованию термических напряжений. Так, в нагреваемом стержне наружные слои нагреваются сильнее. Если бы они не были связаны с внутренними слоями, то их длина увеличилась бы в соответствии с законом линейного расширения. Однако внутренние более холодные слои препятствуют этому расширению, в результате - наружные слои оказываются сжатыми, а внутренние - растянутыми. При охлаждении характер изменения напряжений обратный. В деталях котлов при забросах холодной среды, а также при очень резких изменениях нагрузки и аварийных остановках могут возникать напряжения, превышающие предел текучести. Повторное многократное приложение таких напряжений приведет к разрушению от малоциклового усталости. В ряде случаев усталостное разрушение вызывается напряжениями, меньшими предела текучести и даже предела пропорциональности.

Часто повреждения возникают в связи с попаданием воды на горячие стенки корпуса из-за смещения или разрушения защитной вставной рубашки, деформации или обрыва сопла для впрыска конденсата. Повреждения представляют собой сетку трещин.

Наблюдение и контроль за змеевиками поверхностей нагрева, водоопускными трубами, коллекторами и внутрикотельными трубопроводами

Для впрыска используется собственный конденсат; при его недостатке, в частности в период пуска котла и при малых нагрузках, может применяться питательная вода. При больших скоростях впрыска вода не успевает испариться на участке, защищенном вставкой - трубой Вентури из труб или листовой Ст3. В результате резко охлаждается низ коллектора за пределами защитной рубашки, где возникают большие термические напряжения. Отмечались также повреждения защитной вставки по сварному соединению цилиндрической кольцевой камеры трубы Вентури с диффузорным участком, которые были вызваны вибрацией частей вставки при протекании двухфазного потока. При смещении защитной вставки или ее части вдоль коллектора может происходить перекрытие входа пара в последующую ступень пароперегревателя, влекущее за собой пережог труб поверхности нагрева.

Во избежание внезапного разрушения стенок в эксплуатации коллекторы пароохладителей впрыскивающего типа, работающие при расчетной температуре рабочей среды 450°C и выше, должны подвергаться визуальному осмотру и ультразвуковой дефектоскопии во время каждого капитального ремонта, а работающие при расчетной температуре рабочей среды ниже 450°C - через один капитальный ремонт. Контролю подлежат зона штуцера линии подвода воды на впрыск и участок коллектора длиной 350-400 мм по обе стороны от ввода впрыскиваемой воды.

Наблюдение и контроль за змеевиками поверхностей нагрева, водоопускными трубами, коллекторами и внутрикотельными трубопроводами

Трещины, образующиеся в металле из-за термической усталости, чаще всего распространяются транскристаллитно, а не по границам зерен, что свидетельствует о значительных величинах напряжений. Углеродистые стали менее стойки против термической усталости, чем низколегированные стали перлитного класса.

Дефектоскопический контроль коллекторов пароохладителей необходим с целью предотвращения их внезапного разрушения.

В последнее время в связи с ростом неравномерности графика электрической нагрузки на многих электростанциях значительно увеличилось число пусков котлов из холодного и горячего состояний. Характерным является останов котлов на время от 6-8 до 18-24 ч. При таком останове котел консервируют, для чего плотно закрывают арматуру на пароводяном тракте при давлении, близком к номинальному. Одновременно уплотняют газовоздушный тракт для снижения тепловых потерь в окружающую среду.

В результате через 5-8 ч после такого останова в змеевиках всех пароперегревателей начинается конденсация пара из-за снижения температуры при остывании котла. Процесс конденсации сопровождается периодическими выбросами конденсата из змеевика в неостывшие еще выходные коллекторы и трубопроводы. Особенно резкие и частые колебания температуры (на 50-100°C) наблюдаются на внутренней поверхности коллекторов, к которым присоединяются горизонтальные змеевики. Если выходные коллекторы размещены под пакетом, то конденсат стекает из них на нижнюю часть этих коллекторов и оттуда в присоединенный к его торцу паропровод. В местах, омываемых конденсатом, возникают большие термические напряжения, которые могут вызвать появление трещин термической усталости.

Наблюдение и контроль за змеевиками поверхностей нагрева, водоопускными трубами, коллекторами и внутрикотельными трубопроводами

Образование конденсата наблюдается как в первичных, так и в промежуточных пароперегревателях (если последние перед остановом не обеспаривают). Особенно глубокое местное охлаждение толстостенных элементов пароперегревателя происходит при неплотном отключении линий впрыска питательной воды. Забросы холодного конденсата из дренажей и пароперегревателя происходят также при растопке. В связи с этим при капитальных ремонтах на котлах, имеющих более 100 остановов в резерв, необходимо проводить ультразвуковой контроль состояния металла выходных коллекторов первичных и промежуточных пароперегревателей, а также примыкающих к коллекторам участков паропроводов длиной 5 м. Особое внимание надо обращать на нижний полупериметр и на зону трубных отверстий.

При эксплуатации пароохладителей поверхностного типа имели место повреждения от перегрева вследствие отложения солей на внутренней поверхности пакетов пароперегревателей, расположенных за пароохладителем. Питательная или котловая вода, подаваемая в трубки пароохладителя, попадает в пар из-за неплотностей трубной системы. Неплотности часто бывают в узлах уплотнений труб в трубных досках: в вальцовочных или сальниковых соединениях, реже в сварных узлах приварки труб поверхности теплообмена к трубным доскам в пароохладителях цельносварного типа. Наблюдались повреждения от фреттинг-износа вследствие интенсивной вибрации труб при трении их друг о друга и о дистанционирующие перегородки. Имели место повреждения стыковых контактных сварных соединений и металлургические дефекты самих труб поверхности теплообмена.

Наблюдение и контроль за змеевиками поверхностей нагрева, водопускными трубами, коллекторами и внутрикотельными трубопроводами

При капитальном ремонте следует производить вскрытие поверхностных пароохладителей, опрессовывать трубчатую систему и выполнять при этом визуальный контроль состояния поверхности труб и герметичности. В процессе эксплуатации для обнаружения неплотностей требуется проверять солесодержание пара до и после поверхностного охладителя.

Занос солями пароперегревателя по ширине газохода имеет локальный характер. Повреждаются от отложения солей и перегрева части змеевиков, расположенных за пароохладителем, где происходит доупаривание капельной влаги, попавшей через неплотности.

В последние годы имели место повреждения гибов необогреваемых труб, по которым транспортируются котловая и питательная вода, а также пароводяная смесь и насыщенный пар. Наиболее повреждаемыми оказались водопускные и водоперепускные трубы из стали 20, 15ГС и 12Х1МФ барабанных котлов высокого давления.

Наблюдение и контроль за змеевиками поверхностей нагрева, водоопускными трубами, коллекторами и внутрикотельными трубопроводами

Разрушение гибов водоопускных и водоперепускных труб происходит преимущественно путем зарождения на внутренней поверхности трубы по нейтральным волокнам трещин, которые развиваются в процессе эксплуатации. Когда оставшееся сечение металла при наличии концентрации напряжений не может выдержать нагрузки от внутреннего давления, происходит разрушение с вырывом куска гива трубы значительной протяженности по нейтральным волокнам (если трещины по обоим нейтральным волокнам развивались примерно с одинаковой скоростью) или с раскрытием по одному из нейтральных волокон и последующим широким надрывом. В обоих случаях значительная масса перегретой воды выбрасывается в помещение котельного зала, так как происходит практически мгновенное охлаждение этой воды от температуры насыщения до 100°C с выделением большого количества пара. Расчет напряжений, а также тензометрические данные показывают, что напряжения возрастают с увеличением отклонения формы поперечного сечения от круговой.

Возникновению трещин способствовали дефекты производства труб и гибов - риски, которые являются концентраторами напряжений и очагами возникновения трещин. Действие их усиливается наличием наклепа при холодной гибке и значительной овальностью сечения гибов. Развитию трещин благоприятствовало коррозионное воздействие среды.

Наблюдение и контроль за змеевиками поверхностей нагрева, водоопускными трубами, коллекторами и внутрикотельными трубопроводами

Многочисленными исследованиями, выполненными в ЦКТИ, ВТИ, УралВТИ и АО ЦКТИ, установлено, что разрушения имеют коррозионно-усталостный характер. На внутренней поверхности труб из углеродистой или низколегированной перлитной стали, эксплуатируемых в контакте с водой, образуется защитный слой магнетита.

В процессе эксплуатации максимальные растягивающие напряжения на внутренней поверхностигиба возникают около нейтрального волокна. В этом месте к растягивающим напряжениям от внутреннего давления добавляются напряжения, связанные со стремлением поперечного сечения принять правильную круглую форму. Если суммарные напряжения настолько велики, что произойдет пластическая деформация, при которой в защитном магнетитовом слое образуются трещины, то в местах повреждения при наличии кислорода в воде будет происходить интенсивное коррозионное разрушение металла. Таким образом, необходимыми условиями возникновения повреждения являются высокие уровни механических напряжений и наличие кислорода в воде.

Исследования показали, что металл большинства поврежденных гибов имеет повышенное содержание неметаллических включений, в частности сульфидов. На электростанциях начиная с 1973 г. проводятся внешний осмотр, ультразвуковая дефектоскопия с замером фактической толщины стенки и измерение овальности гибов всех необогреваемых труб котлов и паропроводов с наружным диаметром 57 мм и более независимо от углагиба.

Наблюдение и контроль за змеевиками поверхностей нагрева, водоопускными трубами, коллекторами и внутрикотельными трубопроводами

С мая 1985 г. объемы, методы и сроки контроля и замены гибов необогреваемых труб котлов с рабочим давлением 10 и 14 МПа, эксплуатируемых при температуре воды и пара до 450°С, регламентированы положением ПЗ4-70-005-85, которое обязательно для всех тепловых электростанций. Положение не распространяется на гибы труб поверхностей нагрева, в том числе на их необогреваемые участки. Оно предусматривает разный порядок контроля гибов труб с наружным диаметром от 57 до 76 мм и гибов труб с наружным диаметром 76 мм и выше.

Гибы труб до 76 мм подлежат контролю после наработки 70 тыс. ч. От трубы каждого функционального назначения контролируют по одному вырезанному гибу путем его разрезки и осмотра. При обнаружении недопустимых дефектов все гибы данной линии подлежат замене. Если дефектов не обнаружено, то следующий контроль путем вырезки другогогиба из той же линии производится во время следующего капитального ремонта. Гибы с наружным диаметром 76 мм и более, подвергаются в процессе эксплуатации трем видам контроля: первичному, периодическому и внеочередному.

Первичный контроль может быть полным и выборочным. Полный первичный контроль проводится тогда, когда фактическое количество пусков достигнет 80% от допускаемого для наименее надежного типоразмера гибов, но не позднее достижения 100% допускаемого количества пусков. Выборочный контроль определяется временем наработки.

Наблюдение и контроль за змеевиками поверхностей нагрева, водоопускными трубами, коллекторами и внутрикотельными трубопроводами

Наработка до начала контроля гибов зависит от количества пусков котла и продолжительности эксплуатации в часах. Каждый из этих факторов рассматривается отдельно. Для котлов с долей производственного конденсата в питательной воде не более 5% наработка в часах от начала эксплуатации до начала первичного контроля составляет 150 тыс. ч; при доле производственного конденсата 5% и более, первичный контроль следует провести уже через 100 тыс. ч.

Количество пусков до первичного полного контроля зависит от качества питательной воды, которое в барабанных котлах хуже, чем в прямоточных, и от амплитуды окружных напряжений в гире. Амплитуда окружных напряжений в гире в свою очередь зависит от расчетного давления в трубе, номинального наружного диаметра и толщины стенки трубы, а также радиуса гири.

Наблюдение и контроль за змеевиками поверхностей нагрева, водопускными трубами, коллекторами и внутрикотельными трубопроводами

В первичный контроль гибов из труб с наружным диаметром 76 мм и более входят внешний осмотр, определение максимальной овальности или отклонения профиля поперечного сечения от средней окружности, определение минимальной толщины стенки в растянутой и нейтральной зонах, вырезка трех гибов с наименьшим допустимым числом пусков от начала эксплуатации до следующего контроля для оценки поврежденности их внутренней поверхности и корректировки браковочных параметров УЗК, а также неразрушающий контроль на наличие дефектов наружной и внутренней поверхности гнутого участка.

При визуальном контроле недопустимыми дефектами считаются трещины любых размеров, цепочки коррозионных язв глубиной более 10% или отдельные коррозионные язвы глубиной более 20% номинальной толщины стенки трубы.

На котлах, где первичный контроль гибов еще не производился, при проведении такого контроля с целью упрощения и повышения его эффективности вместо измерения овальности рекомендуется производить измерения максимального отклонения профиля поперечного сечениягиба от средней окружности. В случае измерения максимального отклонения профиля поперечного сечения от окружности, измерения толщины стенок в нейтральных зонах гибов можно не производить.

Наблюдения и контроль за металлом барабанов паровых котлов высокого давления

Методы, объемы и сроки контроля за состоянием металла сварных и цельнокованых барабанов котлов тепловых электростанций с целью оценки пригодности их к дальнейшей эксплуатации регламентированы типовой инструкцией РД 34.17.421-92. При контроле металла барабанов котлов высокого давления (котлов с расчетным давлением пара 10 и 14 МПа) наблюдаются металлургические дефекты стального листа, технологические дефекты котельного производства, а также трещины и коррозионные поражения, появившиеся в процессе эксплуатации.



К дефектам стального листа относятся трехслойность, расслоения, трещины, волосовины и др. При осмотре листа расслоения можно выявить в тех случаях, когда они выходят на поверхность. В частности, необходимо обращать внимание на кромки листа в лазах.

Наиболее часто встречающиеся дефекты котельного производства - чрезмерная овальность, резкие переходы (концентрация напряжений) в местах расточки днищ под стыковку с обечайками, дефекты сварки, грубые риски в отверстиях для труб и пр. В местах приварки к барабану после его термической обработки деталей сепарации, опор и арматуры для крепления тепловой изоляции в процессе эксплуатации возможно возникновение трещин. Поэтому такая приварка недопустима.

Необходимость контроля барабанов котлов высокого давления была обусловлена, в частности, появлением в них трещин около отверстий.

Еще в начале 60-х годов появились первые сообщения о повреждениях в процессе эксплуатации барабанов котлов высокого давления в ФРГ. При обследовании барабанов во время капитального ремонта в водяном объеме некоторых из них были обнаружены трещины около водоопускных отверстий протяженностью до 15-20 мм. Одновременно на ряде барабанов были выявлены язвенные поражения в нижних зонах барабанов, на кромках отверстий и на внутренней поверхности сверлений отверстий в стенках барабанов. Были также обнаружены в меньшем количестве трещины на внутренней поверхности барабанов вне поля отверстий под опускные трубы в местах наименьшего радиуса кривизны обечаек барабанов (в местах максимальной локальной овальности); эти трещины располагались недалеко от мест ввода в барабан водоподводящих труб [92]. В отечественной практике с образованием трещин в барабанах котлов высокого давления столкнулись в 1961-1963 гг.

Барабаны котлов высокого давления изготавливают из вальцованных или штампованных обечаек, получаемых путем вальцовки или штамповки из листовой стали. Продольные сварные швы выполняют автоматической многослойной сваркой под слоем флюса или электрошлаковой сваркой. Днища штампуют из листа. Соединение обечаек между собой и с днищами осуществляется многослойной автоматической сваркой.

Барабаны котлов, рассчитанные на рабочее давление 11-11,5 МПа, с расчетным давлением за котлом 10 МПа изготавливают из стали 22К по ГОСТ 5520-79. Для изготовления барабанов с рабочим давлением 15,5-16,0 МПа до 1967 г. использовалась сталь 16ГНМ. С 1967 г. начали применять листы из стали 16ГНМА, которая содержит меньше серы и фосфора и проходит контроль на расслоение ультразвуковым способом. Последние предназначены для котлов, выдающих пар с давлением 14 МПа.

На ряде электростанций при внутренних осмотрах барабанов котлов высокого давления типов ТП-230, ТП-170 и ПК-10 были обнаружены многочисленные трещины возле отверстий линий рециркуляции водяных экономайзеров и опускных труб в нижних основных барабанах. Такие же трещины были выявлены и на поверхностях отверстий под трубы. Трещины были тем больше и тем глубже, чем ближе они располагались к нижней образующей барабана. Их было больше в пределах водяного объема, но встречались они и в паровом объеме.

Большая часть барабанов, имевших пораженные трещинами участки около отверстий, изготовлена из стали 16ГНМ, однако были выявлены трещины и на барабанах из сталей 22К и 15М. На барабанах из стали 16ГНМ трещины чаще возникают на кромках трубных отверстий, тогда как на барабанах из стали 22К трещины концентрируются в основном на поверхности отверстий. Эксплуатационные трещины чаще наблюдаются в водном объеме в "чистых" отсеках барабанов, значительно реже - в водных объемах и соленых "отсеках" и паровом пространстве. Они редко наблюдаются в верхних разделительных барабанах двухбарабанных котлов. Именно в чистые отсеки попадает недогретая до кипения вода из экономайзеров. Это одна из причин местных тепловых ударов.

Наблюдения и контроль за металлом барабанов паровых котлов высокого давления

Трещины распространяются транскристаллитно в направлении, перпендикулярном внутренней поверхности барабана, и ориентированы преимущественно вдоль оси барабана, но бывали случаи и равномерного радиального распространения трещин. Они имели различную протяженность по внутренней поверхности барабана при глубине до 5-7 мм. Трещины заполнены окислами, их ширина периодически изменяется по глубине.

На основании расчетов методами теории упругости, а также в результате тензометрирования установлено, что напряжения на кромке отверстия в барабане превышают вследствие локальной концентрации в 2-4 раза среднее в мостике напряжение, которое закладывалось и закладывается в расчетах барабанов на прочность. При нагружении барабана внутренним давлением пик локальных напряжений снимается в результате относительно небольшой пластической деформации, и действительные напряжения не превышают предела текучести после нескольких первых нагружений внутренним давлением.



Наблюдения и контроль за металлом барабанов паровых котлов высокого давления

В процессе эксплуатации на внутренней поверхности барабана при температуре выше 230°C и хорошей деаэрации образуется защитная магнетитовая пленка, при разрушении которой в отсутствие кислорода происходит ее быстрая регенерация. Если же в воде присутствует кислород (плохая деаэрация, плохая консервация при остановках или ее отсутствие), то в местах повреждения магнетитовой пленки образуются язвенные поражения. Язвы являются концентраторами напряжений и резко снижают долговечность при усталостных нагружениях. Язвы могут образовываться также при нарушениях правил кислотных промывок. В местах коррозионных поражений на концентрацию напряжений от конструктивных факторов - трубных отверстий в барабане - накладывается локальная концентрация напряжений от язв.



На основании металлографических исследований строения трещин в образцах, подверженных испытаниям на термическую усталость, коррозионно-усталостных испытаний и металла образцов из поврежденных барабанов котлов высокого давления можно сделать выводы о превалирующей роли коррозионного процесса и об идентичности механизма образования трещин в барабанах и гйбах водоопускных труб. Существенную роль играют водные режимы при гидравлических испытаниях и растопках. Адсорбированные примеси могут долго сохраняться на поверхности металла уже после изменения водного режима.

В то же время основным фактором, определяющим механизм образования и роста трещин около отверстий в барабанах котлов высокого давления, называют и термическую усталость. Это точка зрения подкрепляется многочисленными лабораторными и промышленными экспериментами и наблюдениями.

Трещины около отверстия наиболее интенсивно развиваются в первый период после зарождения; затем скорость роста снижается. В начальной стадии трещина растет интенсивнее в глубину, чем в длину. По достижении определенного размера трещина замедляет рост в глубину и начинает быстрее развиваться в длину при снижении общего темпа роста. По мере роста трещины ее вершина выходит из области максимальной концентрации напряжений; термические напряжения при термоциклах в стенке барабана также резко снижаются в глубь металла.

С целью повышения эксплуатационной надежности барабанов паровых котлов были выполнены исследования их металла, проведен анализ напряженного состояния и температурного режима; был также разработан комплекс мероприятий по контролю и ремонту барабанов в эксплуатации. Многолетний опыт эксплуатации и многочисленные исследования структуры и свойств показали, что стали 16ГНМА и 22К являются достаточно надежными материалами для барабанов котлов высокого давления. В то же время сталь 16ГНМА обладает пониженной долговечностью при малоцикловой усталости по сравнению со сталью 22К при 340-350°C вследствие пониженной деформационной способности и повышенной релаксационной стойкости. Аналогичные выводы получены при анализе результатов испытаний на термическую усталость в условиях стесненной деформации.

Исследования металла барабанов после длительной эксплуатации показали, что стали 16ГНМ и 16ГНМА не претерпевают структурных изменений, различимых под оптическим микроскопом, однако имеют место субструктурные изменения. По границам зерен и на дислокациях выпадают карбиды размером до 0,1 мкм, что приводит к снижению пластичности стали. Однако заметного охрупчивания в результате старения не наблюдается. Сульфиды железа снижают долговечность в водной среде. Они являются микроконцентраторами напряжений и образуют микрогальванические элементы. Долговечность стали 16ГНМА выше долговечности 16ГНМ при малоцикловом термическом нагружении примерно в 20 раз. Применение стали 16ГНМА вместо стали 16ГНМ позволило повысить эксплуатационную надежность барабанов котлов высокого давления.

Наблюдения и контроль за металлом барабанов паровых котлов высокого давления

При наличии трещины возникает опасность ее спонтанного катастрофического развития - внезапного хрупкого разрушения. В последние десятилетия получила развитие новая наука - механика разрушения, которая позволяет расчетным путем количественно определить критический размер трещины, зависящий от формы и размеров изделия, формы трещины и свойств материала. Трещина тем опаснее, чем больше ее длина, глубина и чем острее она в вершине. Критерием трещиностойкости материала служит коэффициент интенсивности напряжений, имеющий размерность МПа·м^{0,5}. С повышением температуры коэффициент интенсивности напряжений, для перлитных сталей увеличивается. Между ним и ударной вязкостью нет прямой количественной зависимости, однако, как правило, чем больше ударная вязкость, тем выше коэффициент интенсивности напряжений.

Если сопротивление развитию трещины одинаково по всему фронту, то трещина любой формы должна сначала превратиться в полукруглую; только после этого начнется ее движение по всему фронту. Развитие трещин приведет ее превращение из поверхностной в сквозную.

В процессе эксплуатации трещина может расти от безопасного размера до критического, приводящего к хрупкому разрушению. Подрастание может происходить по механизму усталостного или длительного статического разрушения. Коррозионная среда может ускорять или замедлять развитие трещины. Замедление происходит вследствие притупления трещины в вершине из-за анодного растворения металла и заполнения трещины продуктами коррозии, которые препятствуют обратному смыканию трещины при снятии нагрузки и снижают таким образом размах напряжений в вершине трещины в цикле нагружения.

Представления механики разрушения успешно используются в отечественной энергетике для оценки допустимых размеров трещин, скорости их роста и допустимой периодичности контроля барабанов.



Наиболее опасный режим с точки зрения возможности хрупкого разрушения - гидравлическое испытание, при котором согласно "Правилам устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов» давление должно быть $1,25P_{\text{раб}}$ (где $P_{\text{раб}}$ - номинальное рабочее давление пара за котлом), температура должна быть не ниже 5°C . Во избежание опасности хрупкого разрушения целесообразно проводить гидравлическое испытание водой с температурой $50-60^{\circ}\text{C}$. Рассмотрим подробнее влияние колебаний температуры воды в барабане котла высокого давления на рост трещин.

Наблюдения и контроль за металлом барабанов паровых котлов высокого давления

В стационарном режиме работы мощного котла высокого давления на внутренней поверхности барабана (особенно в работе опускных труб) имеют место колебания температуры, которые могут достигать 30°C . Это явление связано с подачей в барабан недогретой до кипения воды, а также с колебаниями давления в нем. Амплитуда и частота колебаний зависят от производительности котла, его конструкции и вида топлива. Частота может меняться от нескольких циклов в час до нескольких циклов в минуту. При этом возникают дополнительные термические напряжения от 30 до 100 МПа.

На равномерную скорость подъема параметров среды в барабане при пуске котла или его останове накладываются дополнительные колебания температуры, связанные с процессом начала циркуляции воды в контурах. Это явление наблюдается в двухбарабанных котлах, где наряду с колебаниями температуры до 50°C с ориентировочной частотой 50-60 циклов за пуск имеют место высокоскоростные колебания температуры среды с размахом до 100°C . Повышенные напряжения от внутреннего давления возникают в барабанах при гидравлических испытаниях пробным давлением, превышающим рабочее на 25%.

Наиболее серьезные поражения барабанов трещинами обнаруживались на котлах, работающих не менее 7-10 лет в условиях эксплуатации с частыми пусками и остановами или имеющих частые разрывы экранных труб. Основные причины, которые могут вызывать сильные колебания температуры стенки барабана в эксплуатации, - это резкое падение температуры при разрывах экранных труб и подача относительно холодной питательной воды в неостывший опорожненный барабан после аварийного останова.

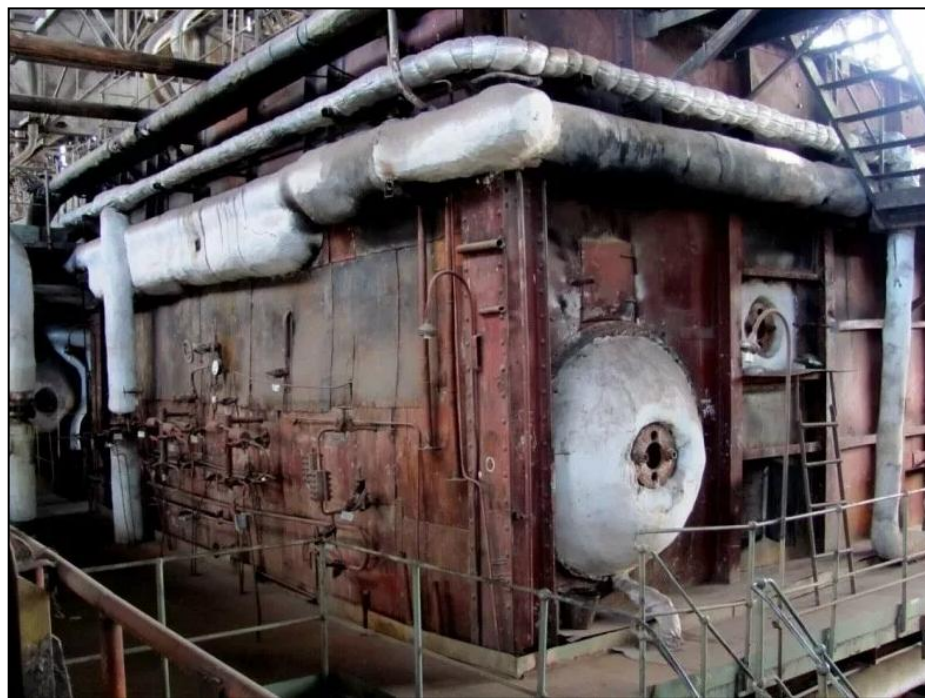
Большие термические напряжения возникают также при быстром останове котла с последующим заполнением барабана водой температурой 60-80°C для опрессовки экономайзера. Недопустимо попадание в барабан питательной воды по линии рециркуляции экономайзера. Питательная вода может попадать из-за неплотности задвижек на линии рециркуляции или при ошибочном открытии этих задвижек. В процессе растопки котла необходимо осуществлять контроль за температурным режимом барабанов. Конструкция устройства раздачи относительно холодной питательной воды по водяному объему барабана должна полностью исключать возможность ее попадания на стенки барабана. В противном случае неизбежно произойдет образование трещин термической усталости. Такие трещины были обнаружены в местах ввода относительно холодного раствора фосфата (вводится для коррекции водного режима) и около водяных штуцеров водоуказательных колонок, а также около ввода линий рециркуляции экономайзеров. Чем выше уровень действующих в стенке барабана напряжений, тем раньше при прочих равных условиях могут возникнуть в нем трещины. Необходимо отметить, что при одном и том же расчетном давлении пара на выходе из котла в барабаны заложены разные запасы прочности. Так, при давлении 14 МПа барабаны котлов Таганрогского котельного завода "Красный котельщик" (ТКЗ), изготовленные из стали 16ГНМ, имеют внутренний диаметр 1800 мм при толщине стенки 90-95 мм. Барабаны котлов Барнаульского котельного завода из стали 16ГНМ, изготовленные до 1967 г., имеют внутренний диаметр 1600 мм. При переходе со стали 16ГНМ на сталь 16ГНМА также не было сразу достигнуто единообразие размеров.

Так, барабаны котлов ТКЗ, изготовленные из стали 16ГНМА до 1972 г., имели внутренний диаметр 1800 мм при толщине стенки от 105 до 115 мм. С 1972 г. на ТКЗ приступили к выпуску барабанов из стали 16ГНМА с внутренним диаметром 1600 мм и толщиной стенки 115 мм. Все барабаны котлов Барнаульского котельного завода из стали 16ГНМА имеют внутренний диаметр 1600 мм при толщине стенки 115 мм. Опыт эксплуатации показал, что барабаны из более качественной стали 16ГНМА, имеющие относительно большую толщину стенки, обладают лучшей эксплуатационной надежностью. Однако это не нашло отражения в инструкции по контролю за металлом барабанов в эксплуатации. Объем контроля и сроки одинаковы.

Проведенные расчеты напряжений, действующих в барабанах отечественного производства, показали, что при хорошем водном режиме и мерах, принятых для предупреждения стояночной коррозии, барабаны способны выдержать более 3000 пусков и остановов без появления трещин. Язвины в отверстиях под трубы и на внутренней поверхности штуцеров могут быть следствием стояночной коррозии, химических промывок чрезмерно агрессивными реагентами, а также термических ударов, вызывающих разрушения оксидной пленки. Наблюдения, проводимые в процессе эксплуатации, позволили установить, что скорость роста язвин с течением времени затухает (так же, как и трещин).

Наблюдения и контроль за металлом барабанов паровых котлов высокого давления

При контроле днищ обнаруживали трещины около швов приварки лапы затвора лаза, а также кольцевые трещины у шва приварки кольца укрепления кромки лаза. Встречаются трещины на внутренней поверхности штампованных днищ в местах отбортовки и в местах приварки заводских монтажных деталей.



На ряде барабанов были обнаружены трещины в сварных швах приварки штуцеров к барабанам; чаще они наблюдаются при обварке прежних вальцовочных соединений для обеспечения их плотности. Имелись трещины и в сварных швах штуцеров с рубашками, обеспечивающими тепловую изоляцию в местах ввода относительно холодной питательной воды и фосфата. На внутренней поверхности штуцеров были найдены также язвы или цепочки язв.

При контроле основных продольных и кольцевых сварных швов в ряде случаев находили трещины в наплавленном металле или околошовной зоне, непровары, поры и шлаковые включения.

Наблюдения и контроль за металлом барабанов паровых котлов высокого давления

Для выявления трещин во время контроля состояния металла из барабана удаляют все внутрибарабанные устройства, очищают металл около отверстий шлифовальными кругами и после внешнего осмотра осуществляют магнитопорошковую или ультразвуковую дефектоскопию. До шлифовки при внешнем осмотре трещины могут быть обнаружены по выступающему валику оксидов.

За барабанами котлов тепловых электростанций в процессе эксплуатации должен осуществляться визуальный и ультразвуковой контроль, а также периодическая магнитопорошковая дефектоскопия согласно инструкции И34-70-013-84. Через каждые 25 тыс. ч эксплуатации следует проводить визуальный осмотр и магнитопорошковую дефектоскопию внутренней поверхности каждого листа корпуса обечайки в водяном объеме на площади размером 200x200 мм. С такой же периодичностью требуется контролировать с помощью магнитопорошковой дефектоскопии отверстия водоопускных, рециркуляционных и питательных труб и водоуказательных приборов. При этом контроле требуется захватить поверхность отверстий и штуцеров с примыкающими к ним участками внутренней поверхности барабана шириной 30-40 мм от кромок отверстий.

Через каждые 50 тыс. ч эксплуатации контролируют магнитопорошковой дефектоскопией отверстия пароотводящих, пароперепускных и прочих труб с примыкающей к ним внутренней поверхностью барабана шириной 30-40 мм; при этом объем контроля должен составлять не менее 15% отверстий группы труб одноименного назначения, но не менее двух в каждой группе.

После обследования состояния металла барабана котла работниками электростанции и ремонтного предприятия рассматривается документация и принимаются необходимые решения с тем, чтобы обеспечить надежную эксплуатацию котла при номинальных параметрах.

При обнаружении трещин в барабане ремонтным предприятием энергоуправления составляется технология ремонта, которая должна быть согласована с руководством электростанции и заводом-изготовителем. Трещины удаляются рассверловкой отверстий. Разрешается выборка трещин шлифовальным кругом. Огневая выборка дефектов не допускается. Выборка дефектов должна выполняться на режимах, не вызывающих нагрева металла до цветов побежалости. При выборке трещин следует избегать резких переходов - концентраторов напряжений. Полнота удаления трещин проверяется магнитопорошковой дефектоскопией или травлением места выборки 10-20% раствором азотной кислоты.

Если поверочный расчет показывает, что мостики между отверстиями после рассверловки обеспечивают достаточную прочность, барабан может быть допущен к эксплуатации. Если же выборка трещин ослабила мостик и прочность их оказывается недостаточной, производят подварку.

Таким образом, анализ причин образования трещин около опускных отверстий в барабанах позволил обосновать и осуществить ряд мероприятий, направленных на повышение надежности:

- улучшилось качество стали (применяется более чистая контролируемая металлографически на содержание неметаллических включений и на наличие расслоений с помощью УЗД сталь 16ГНМА вместо стали 16ГНМ);
- увеличена толщина листа из стали 16ГНМА до 115 мм (это привело к снижению фактических напряжений);
- улучшился водный режим путем введения деаэрации при пусках;
- введена консервация при остановках;
- осуществляется контроль за металлом барабанов в процессе эксплуатации;
- разработана типовая технология ремонта барабанов, имеющих повреждения в виде трещин около отверстий.

Перечисленный комплекс мероприятий позволяет обеспечить надежную эксплуатацию барабанов котлов высокого давления на электростанциях страны.

Обозначение легирующих элементов, входящих в состав стали

- **А** – азот
- **К** – кобальт
- **Т** – титан
- **Б** – ниобий
- **М** – молибден
- **Ф** – ванадий
- **В** – вольфрам
- **Н** – никель
- **Х** – хром
- **Г** – марганец
- **П** – фосфор
- **Ц** – цирконий
- **Д** – медь
- **Р** – бор
- **Ю** – алюминий
- **Е** – селен
- **С** – кремний
- **Ч** – редкоземельные
Me

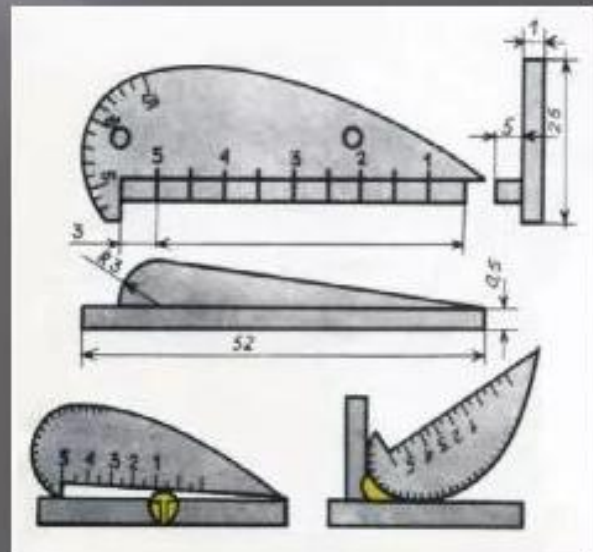
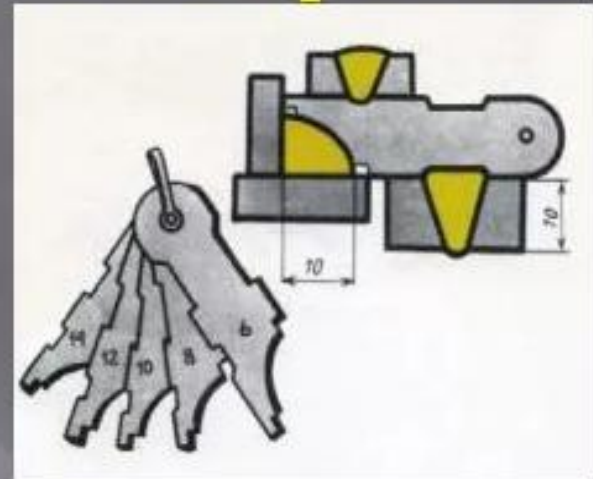
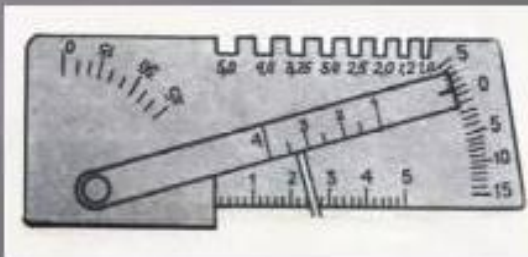
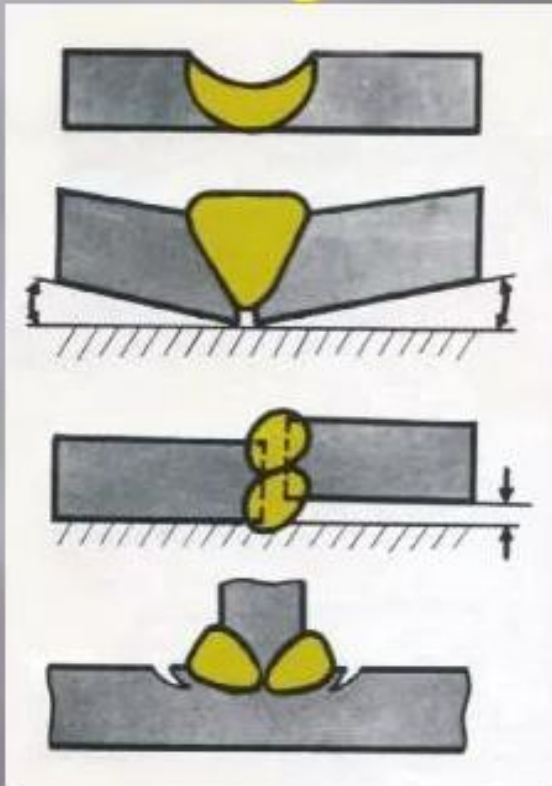
МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ МЕТАЛЛА



Классификация операций контроля.

- Контроль может быть *разрушающий и неразрушающий*.
- При ***разрушающем контроле*** для выполнения контрольных операций необходимо разрушить изделие и дальнейшее его использование становится не возможным. Примером разрушающего контроля, когда определение соответствия контролируемого параметра установленным предельным отклонениям, сопровождается разрушением объекта, является проверка изделия на прочность.
- При ***неразрушающем контроле*** соответствие контролируемого параметра установленным предельным отклонениям определяется по результатам полученной информации об объекте контроля. Взаимодействие органов средства контроля с объектом контроля не вызывает разрушения объекта и не изменяет его свойств. Примерами неразрушающего контроля являются: контроль размеров деталей, отклонений формы и расположения поверхностей, давления, температуры и др. Результаты контроля можно использовать для воздействия на ход производственного процесса.

Визуальный контроль



Визуальный контроль наружной и внутренней поверхностей элементов энергооборудования и измерительный контроль проводят с целью обнаружения и определения размеров дефектов, образовавшихся при изготовлении или монтаже элемента оборудования, в процессе его эксплуатации, при ремонте. Целью визуального контроля является выявление отклонений и дефектов, в том числе:

- трещин, образующихся чаще всего в местах геометрической, температурной и структурной неоднородности;
- коррозионных и коррозионно-усталостных повреждений металла;
- эрозионного износа поверхностей оборудования;
- дефектов сварки в виде трещин, пор, свищей, подрезов, прожогов, незаплавленных кратеров, чешуйчатости поверхности, несоответствия размеров швов требованиям технической документации;
- выходящих на поверхность расслоений;
- изменений геометрических размеров и формы основных элементов оборудования по отношению к первоначальным (проектным) их геометрическим размерам и форме.

По результатам визуального и измерительного контроля может быть уточнена (дополнена) программа неразрушающего контроля объекта. Визуальный и измерительный контроль выполняют до проведения контроля материалов и сварных соединений (наплавки) другими методами неразрушающего контроля, а также после устранения дефектов.

Магнитный вид НК

Основан на регистрации магнитных полей рассеяния, возникающих над дефектами, или на определении магнитных свойств контролируемых изделий



Магнитный

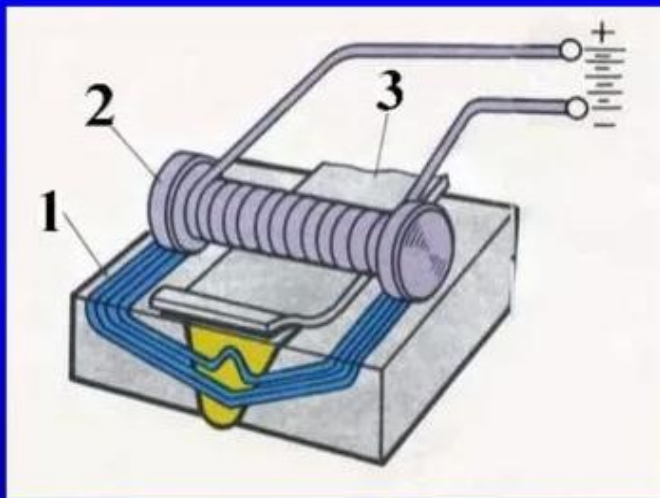
Схема распределения магнитного потока по сечению сварного шва



Без дефекта
С дефектом



Магнитопорошковый метод



Запись на ленту:

1. сварочное соединение (изделие);
2. электромагнит;
3. ферромагнитная лента.

Методы неразрушающего контроля

Магнитный контроль тепловой неравномерности (МКТН):

- распространяется на котлы тепловых электрических станций, эксплуатирующиеся при температуре водяного пара 450 °С и выше;
- предназначен для выявления тепловой неравномерности поверхностей нагрева пароперегревательного тракта, изготовленных из углеродистой стали или из низколегированных теплоустойчивых сталей перлитного класса;
- не распространяется на поверхности нагрева, изготовленные из плавниковых и ошпированных труб и из труб с плакирующим (наплавленным) слоем.

Допускается применение магнитного метода для контроля тепловой неравномерности поверхностей нагрева, не относящихся к пароперегревательному тракту.

Магнитный контроль тепловой неравномерности проводят специалисты, аттестованные в соответствии с правилами аттестации специалистов по неразрушающему контролю и прошедшие обучение в специализированной организации.

Основой магнитного контроля служит явление естественного намагничивания труб поверхностей нагрева при эксплуатации, получившее название температурный магнитный гистерезис (ТМГ).

Магнитный контроль базируется на явлении ТМГ без применения искусственного намагничивания труб.

Методы неразрушающего контроля

Результаты магнитного контроля следует учитывать при разработке мероприятий для повышения эксплуатационной надежности и выборе мест для представительных вырезок с последующим металлографическим исследованием образцов труб для определения работоспособности, условий и срока дальнейшей эксплуатации поверхностей нагрева.

Требования к объекту контроля

а) Магнитный контроль поверхностей нагрева проводят в период останова оборудования.

б) Температура металла и окружающего воздуха в зоне контроля должна быть от 5 до 40 °С.

в) Наружная поверхность труб должна быть очищена водой от отложений и пыли по всей длине. Ширина подготовленной под контроль зоны должна составлять не менее половины периметра трубы. Допустимая толщина отложений не более 1 мм. Если толщина отложений составит больше 1 мм, то их следует удалить инструментами из неферромагнитных материалов (молоток, скребок и т.п. из латуни, дюралюминия, стали аустенитного класса).

г) Присутствие теплоносителя в трубах не оказывает влияние на результаты контроля.

Магнитный контроль не проводят на трубах заглушенных, новых и с ремонтными вставками, испытавших после монтажа или ремонта менее трех температурных циклов: нагревание до рабочих и охлаждение до комнатных температур (от 5 до 40 °С).

Методы неразрушающего контроля

Магнитный контроль следует проводить магнитометром с феррозондовым преобразователем для измерения нормальной составляющей вектора магнитной индукции или напряженности магнитного поля.

Магнитный контроль следует проводить на всех трубах поверхности нагрева по всей длине и высоте (ширине) обогреваемой зоны. Гнутые отводы труб должны быть включены в контролируемый участок. При горизонтальной ориентации поверхности нагрева в пространстве контроль проводят по всей длине труб, при вертикальной ориентации допускается проведение контроля в нижней части поверхности нагрева в зоне гнутых отводов. Если расположение очага повреждений известно, то контролируют только часть труб, например все трубы первых змеевиков пакетов на входе и (или) выходе или участок труб, при этом координаты участка каждой трубы должны быть идентичны.

Магнитный контроль проводят продольным сканированием одной и той же образующей всех труб. Предпочтение следует отдать той образующей, сканирование которой позволяет пройти по внешнему обводу гнутого участка.

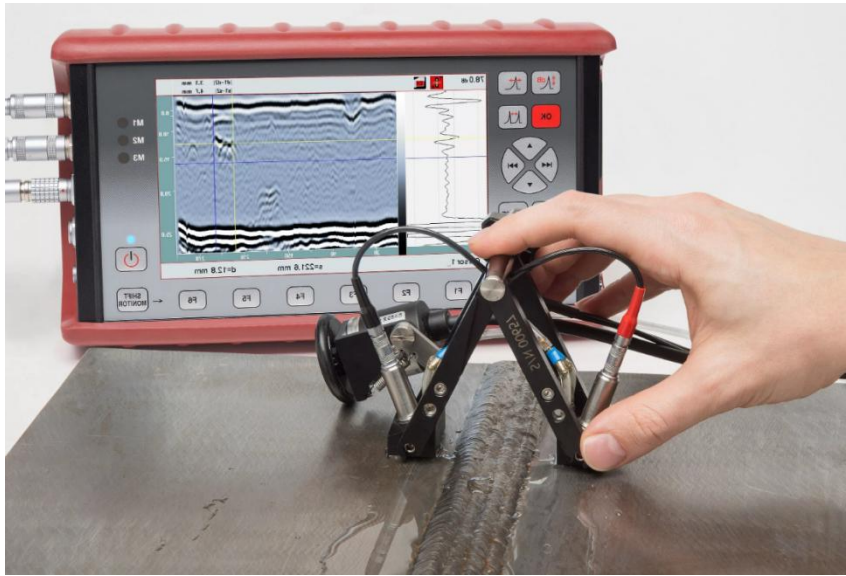
Магнитный контроль состоит из двух этапов. Сначала измеряют магнитный параметр труб поверхности нагрева, а затем проводят обработку и анализ данных измерений.

Если ресурс металла труб с максимальным значением магнитного параметра исчерпан по результатам металлографических исследований, их следует заменить. Если ресурс металла труб со средним и максимальным значением магнитного параметра исчерпан, следует заменить всю поверхность нагрева.

Ультразвуковой контроль

Ультразвуковая толщинометрия – метод, позволяющий оценить величину утонения металла в результате коррозионного или химического износа, сравнивая значения измеренных величин с проектными.





Ультразвуковой контроль применяется при монтаже, ремонте (реконструкции) и эксплуатации тепловых электростанций, а также при техническом диагностировании оборудования для выявления дефектов основного и наплавленного (сварных соединений) металла, возникающих при изготовлении (монтаже и ремонте) или при эксплуатации, а также для измерения толщины стенки (толщинометрии) деталей.

Ультразвуковому контролю подвергаются следующие элементы и детали тепломеханического оборудования (объекты контроля - ОК), изготовленные из сталей перлитного и мартенситно-ферритного классов (кроме литья):

- основной металл гнутых участков (гибов) трубопроводов толщиной свыше 3,5 мм и диаметром более 57 мм;
- наружная и внутренняя поверхность корпусов пароохладителей и пусковых впрысков, в том числе в местах врезки впрыскивающих устройств;
- наружная и внутренняя поверхность камер коллекторов и труб в местах врезки штуцеров, дренажных линий и т.п.;
- основной металл и резьбовая поверхность деталей крепежа (шпильки, болты) диаметром более М30;

Методы неразрушающего контроля

- продольные и спиральные стыковые сварные соединения трубопроводов с толщиной стенки от 6 мм и более;
- стыковые кольцевые и продольные сварные соединения обечаек и днищ барабанов и сосудов;
- кольцевые угловые сварные соединения с полным проплавлением с толщиной стенки более 4,5 мм;
- стыковые кольцевые сварные соединения труб поверхностей теплообмена из сталей аустенитного класса;
- наплавки на участках ремонта сварных соединений или на основном металле элементов.

Ультразвуковой толщинометрии подвергаются следующие элементы и детали тепломеханического оборудования, изготовленные из сталей перлитного и мартенситно-ферритного классов:

- участки трубопроводов, коллекторов и труб поверхностей теплообмена, а также дренажных и сбросных трубопроводов;
- участки патрубков за арматурой (задвижками, отсечными и регулирующими клапанами и т.п.) и дросселирующими устройствами;
- гнутые участки трубопроводов (гибы) в растянутой и нейтральной части; барабаны котлов.)

В дефектоскопии тепломеханического оборудования ТЭС применяется импульсный эхо метод ультразвукового контроля и используется следующая аппаратура и принадлежности:

- ультразвуковые дефектоскопы;
- ультразвуковые толщиномеры;
- ультразвуковые преобразователи.

Акустический вид НК

Основан на регистрации параметров упругих волн, возникающих или возбуждаемых в объекте



Методы акустического вида НК

По характеру взаимодействия с ОК:

Пассивные методы – регистрируются упругие волны, возникающие в самом объекте

Акустической эмиссии – использует упругие волны ультразвукового диапазона, появляющиеся в результате перестройки структуры материала, вызываемой: движением групп дислокаций, возникновением и развитием трещин.



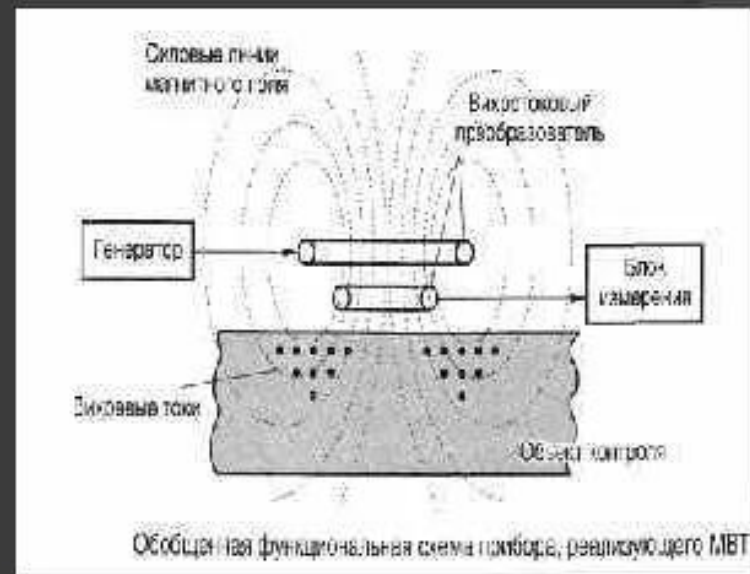
Вихретоковый вид НК

Основан на анализе взаимодействия электромагнитного поля преобразователя с электромагнитным полем вихревых токов, наводимых в контролируемом объекте



Вихретоковая дефектоскопия

- В основе неразрушающего контроля методом вихревых токов лежит регистрация изменений электромагнитного поля токов, наводимых возбуждающей обмоткой вихретокового преобразователя в **электропроводящем** объекте контроля. Интенсивность и распределение вихревых токов в объекте зависят от его геометрических размеров, электромагнитных параметров, а также взаимного расположения ВТП и объекта контроля. Методами вихревых токов **обнаруживаются только поверхностные и подповерхностные** (на глубине 1-2 мм) дефекты.





Аппаратура для вихретокового контроля

а) Вихретоковые дефектоскопы (отечественные и зарубежные) предназначены для работы с накладными преобразователями (различных размеров и конструкций).
б) Дефектоскопы имеют малые габариты, снабжены низковольтным автономным питанием. Дефектоскопы условно разделяются на универсальные и специальные. Универсальные - позволяют работать (комплекуются) различными преобразователями и обладают различными дополнительными и сервисными режимами.

Специальные - предназначены для контроля какой-то конкретной детали или изделия, снабжены специализированным преобразователем, соответствующей оснасткой и приспособлениями (держателями, манипуляторами и т.п.).

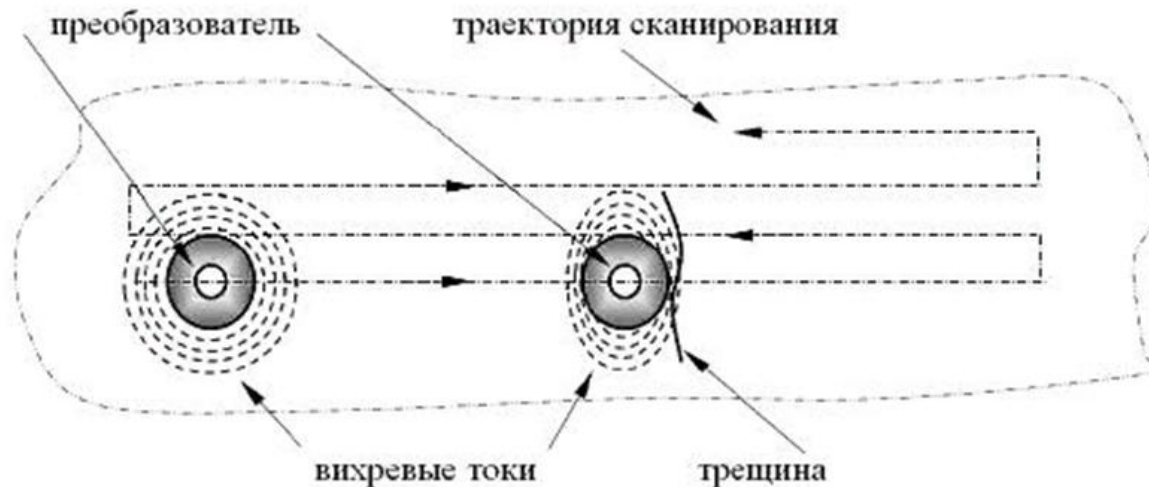
Вихретоковые дефектоскопы не являются измерительными приборами и не требуют периодической аттестации, но подвергаются обязательной поверке для подтверждения паспортных технических характеристик и оценки чувствительности контроля (величины выявляемых несплошностей).

Методы неразрушающего контроля

Основным параметром вихретокового контроля является чувствительность - возможность уверенно выявлять несплошности определенных (минимальных) размеров. Чувствительность зависит от многих факторов, большинство из которых не поддается регулировке. В общем случае вихретоковый контроль позволяет выявлять трещины глубиной от 0,2 мм и длиной от 3,0 мм (при раскрытии более 1,0 мкм).

Участок изделия, подлежащий контролю, должен быть размечен любым общепринятым способом (в виде координатной сетки, начальной точкой отсчета и т.п.)

Контроль производится последовательным сканированием преобразователем контролируемого участка согласно установленной схеме (рисунок). Срабатывание индикатора сигнализирует о наличии и месторасположении несплошности. При значительной величине несплошности и малоразмерном преобразователе возможно ориентировочное определение границ несплошности.



Методы неразрушающего контроля

При срабатывании индикатора место предполагаемой несплошности должно быть отмечено (промаркировано). Для исключения ложной оценки срабатывание индикатора на отмеченном месте должно быть подтверждено неоднократной перепроверкой.

Локальные изменения магнитных свойств, созданные наклепом, прижогами, местной намагниченностью, могут вызывать ложные срабатывания индикатора.

Окончательное подтверждение наличия несплошности и оценка её размеров и допустимости производятся **только** по результатам визуального контроля с применением оптических приборов и мерительных инструментов и, при необходимости, после травления поверхности.



Вихретоковый дефектоскоп

Радиационная дефектоскопия

Основана на способности рентгеновского и гамма-излучения проникать через металлы и фиксировать на фотопленке дефекты, встречающиеся на его пути.

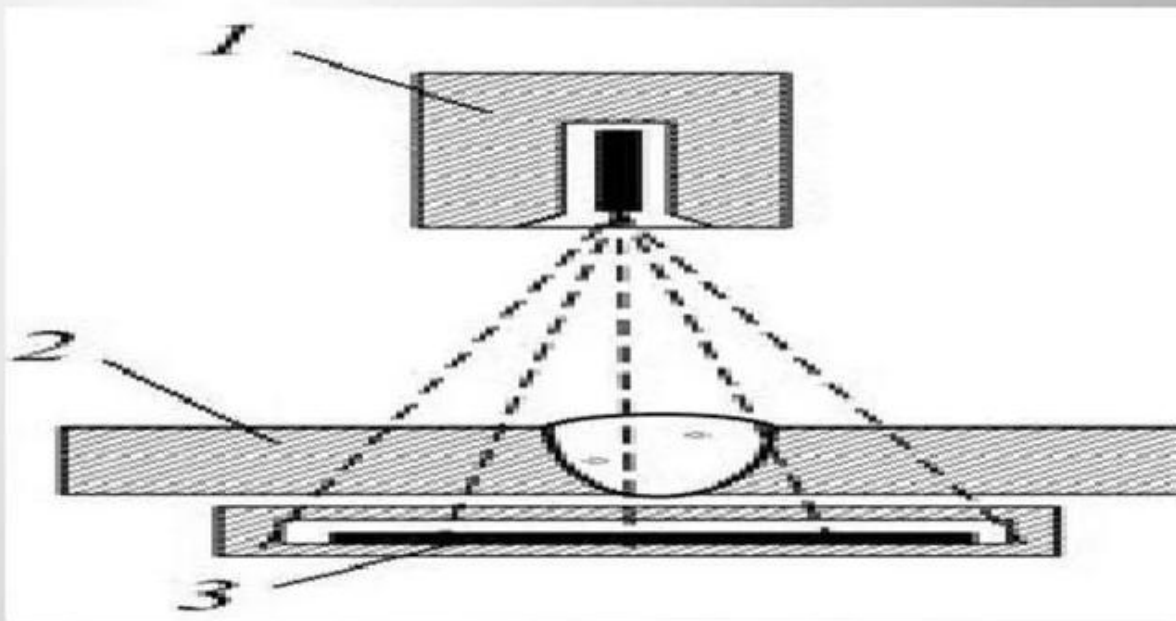


Схема просвечивания сварного соединения: 1 – источник излучения, 2 – изделие, 3 – чувствительная пленка

Методы радиационного вида НК

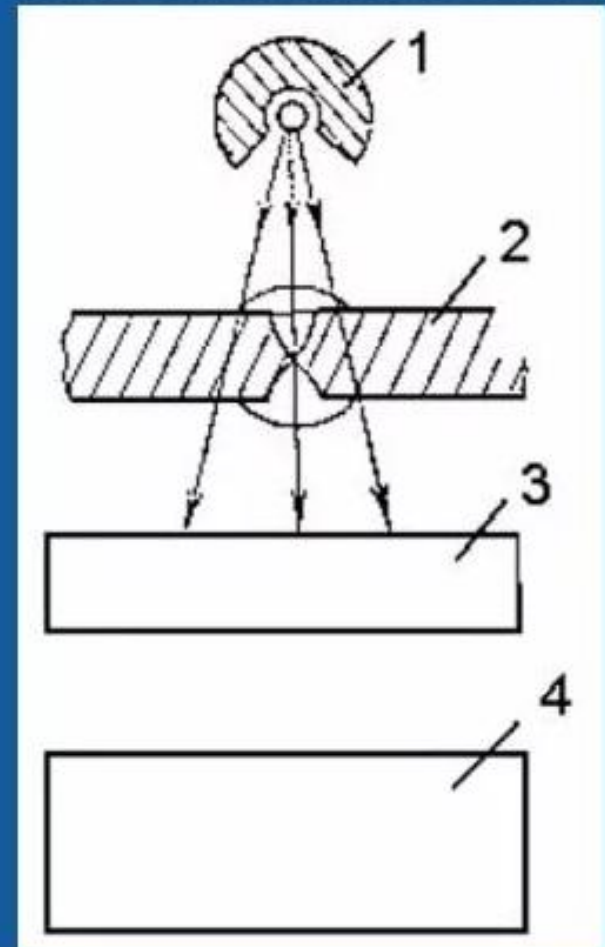
По характеру взаимодействия с ОК:

Метод прохождения

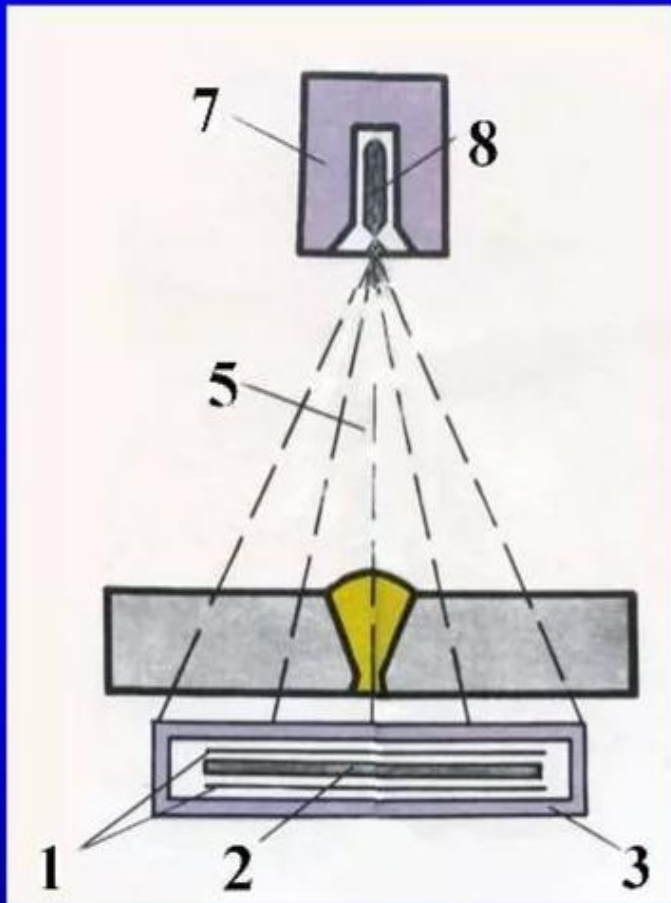
Метод отражения

В зависимости от природы ионизирующего излучения:

- рентгеновский,
- гамма,
- бета (поток электронов),
- нейтронный
- жесткое тормозное (от ускорителя электронов – бетатрона, линейного ускорителя)

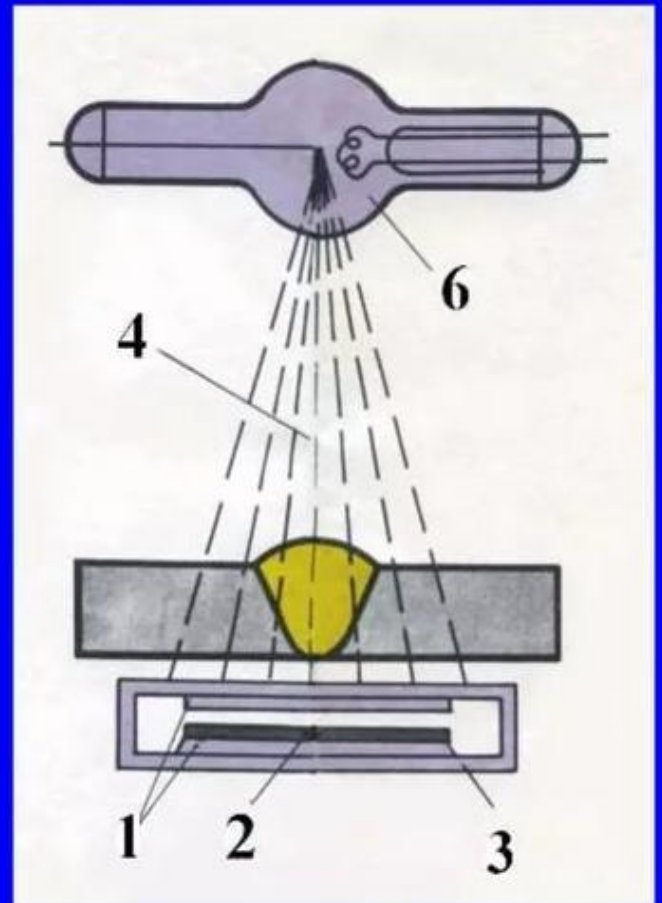


Радиационный



1. Фотоплёнка
2. Кассета
3. Экраны
4. Рентгеновские лучи
5. Гамма-лучи
6. Рентгеновская трубка
7. Свинцовый кожух
8. Ампула радиоактивного вещества

Рентгеновскими
лучами
Гамма -лучами



Метод капиллярного контроля

Капиллярная дефектоскопия – метод контроля, основанный на проникновении определенных контрастных веществ в поверхностные дефектные слои контролируемого изделия под действием капиллярного (атмосферного) давления, в результате последующей обработки проявителем повышается свето- и цветоконтрастность дефектного участка относительно неповрежденного, с выявлением количественного и качественного состава повреждений

Капиллярный контроль

- Сущность метода состоит в окраске дефектов, заполненных пенетрантами.
- Для капиллярного контроля разработан ГОСТ 18442-80 "Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования".



Этапы капиллярного неразрушающего контроля

Подготовка
поверхности

Нанесение
Пенетранта

Удаление
избытков
Пенетранта

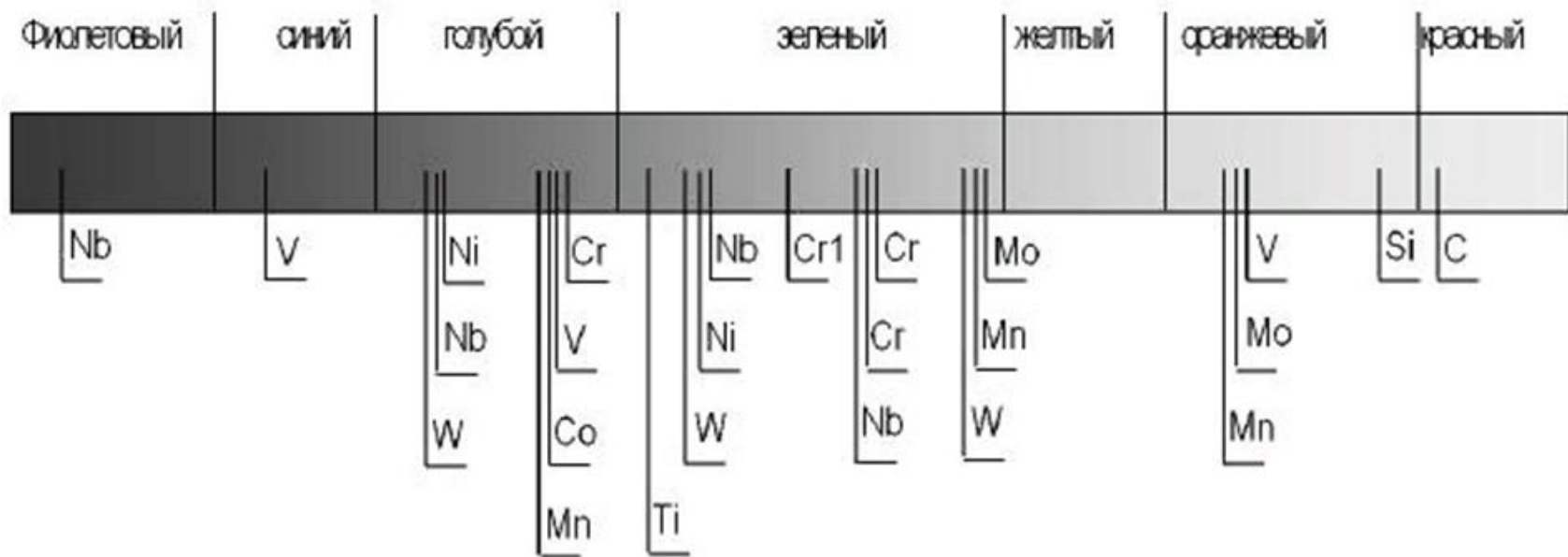
Нанесение
проявителя

Оценка
результата
в контроля

Стилоскопирование

Стилоскопирование является разновидностью спектрального анализа (СА) или спектроскопии, широко используемого для определения химического состава вещества.

Анализ расположения и характера линий в определенных областях спектра даёт возможность определить элементный состав материала (химический состав), а оценка их интенсивности - определить величину содержания отдельных элементов (марку материала).



Методы неразрушающего контроля

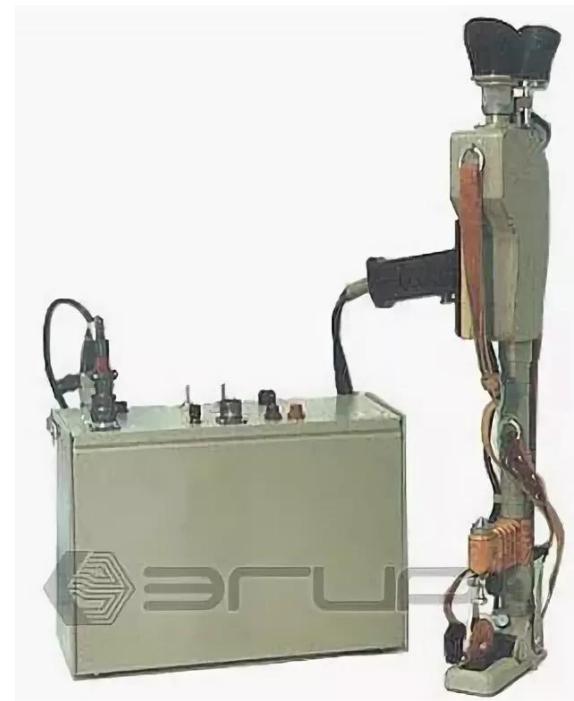
Стилоскопирование применяется:

- при входном контроле оборудования (деталей, полуфабрикатов);
- при монтаже, ремонте и замене оборудования (узлов и деталей);
- при расследовании причин повреждений и аварий.

Стилоскопированию подвергаются:

- основной металл узлов, деталей, элементов, полуфабрикатов и т.п.;
- наплавленный металл сварных швов и наплавки;
- металл крепежа (шпилек, болтов, гаек и т.п.);
- металл деталей опорно-подвесной системы;
- сварочные материалы.

Для проведения спектрального анализа используются стационарная и переносная аппаратура (спектрографы, стилоскопы).

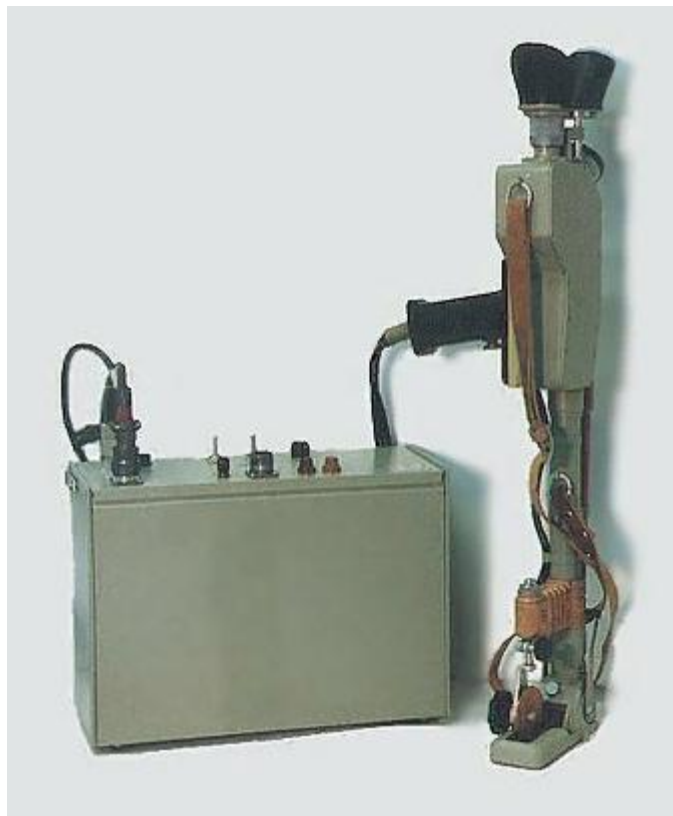


Методы неразрушающего контроля

Любая аппаратура включает два основных блока: электрический генератор дуги и искры, и оптическую систему. Спектрографы и стилоскопы устроены одинаково, но различаются функциональными возможностями и конструктивным исполнением.

Использование стационарных и переносных программируемых приборов "спектросканы" позволяет в автоматическом режиме проводить анализы химического состава вещества.

В условиях ТЭС используются малогабаритные стационарные стилоскопы (СЛ-11, "СПЕКТР") и переносные стилоскопы (СЛП-1, СЛП-2, СЛУ).



Особенности проведения спектрального анализа с помощью стилоскопов:

а) Для оценки интенсивности спектральных линий существуют два основных способа: фотометрический и визуальный. Фотометрический способ имеет несколько разновидностей от простейшего оптического клина до фотографического и фотоэлектрического. Визуальный способ наиболее простой, но менее точный.

б) В стилоскопах используется визуальный способ, при котором оценка интенсивности проводится путем прямого визуального сравнения спектральных линий (такой способ оценки зависит от опыта и качества зрения специалиста).

в) Спектральный анализ, проводимый стилоскопами, является качественным (определяется наличие - присутствие данного элемента в материале) и полуколичественным (содержание элемента определяется с точностью до 20%). Поскольку стилоскопирование на ТЭС применяется, в основном, как контроль (подтверждение) соответствия регламентированных классов или марок сталей, такая точность анализа является допустимой.

Анализ стали по отдельным элементам рекомендуется проводить в следующей последовательности: V (ванадий); Mo (молибден); Mn (марганец); Cr (хром); Ni (никель); Ti (титан); W (вольфрам); Nb (ниобий); Co (кобальт); Si (кремний).

В зависимости от процентного содержания элемента, его линии могут находиться в различных областях спектра.

Методы неразрушающего контроля

Оценив присутствие и процентное содержание отдельных элементов, определяют марку стали по её химическому составу.

При определении только класса стали (углеродистая, легированная), можно ограничиться анализом нескольких характерных элементов. С учётом качественного и полуколичественного характера анализа окончательная оценка результатов сводится к:

- определению соответствия анализируемой стали проектной;
- оценке класса стали (углеродистая, легированная и т.п.);
- определению типа марки стали (" сталь типа").

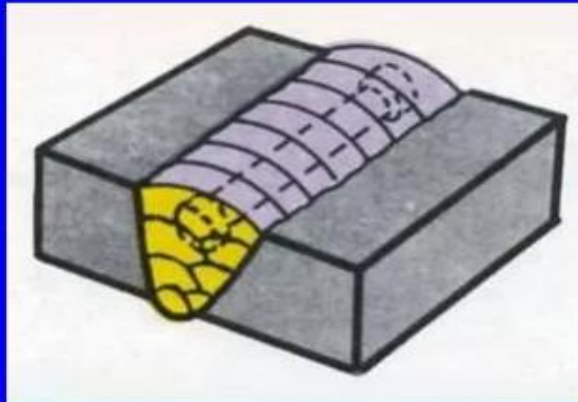
Эффективность методов НК

1. Многие методы применимы для контроля только определенных типов материалов.
2. По опасности для обслуживающего персонала выделяются радиационные и капиллярные методы.
3. С точки зрения автоматизации контроля наиболее благоприятными являются: вихретоковый; магнитный; радиационный виды и некоторые методы тепловых методов НК.
4. По стоимости выполнения контроля к наиболее дорогим относят методы радиографические и течеискания.
5. Сопоставлять различные методы контроля можно только в тех условиях, когда для контроля данного типа дефекта в данном ОК возможно применение нескольких методов НК.

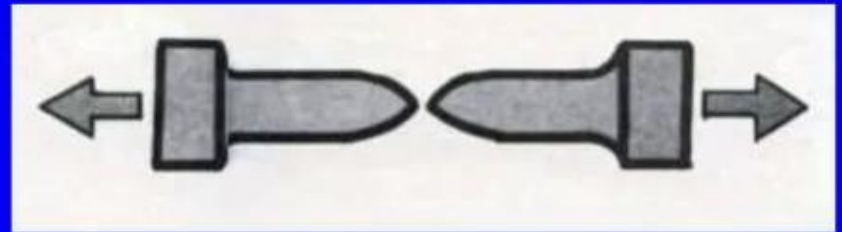
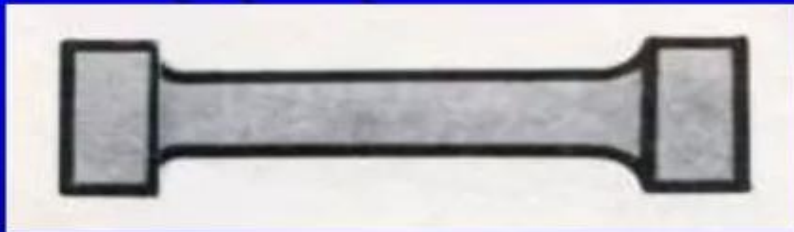
Разрушающие методы контроля

Схема механических испытаний сварных соединений

Схема вырезки плоских образцов

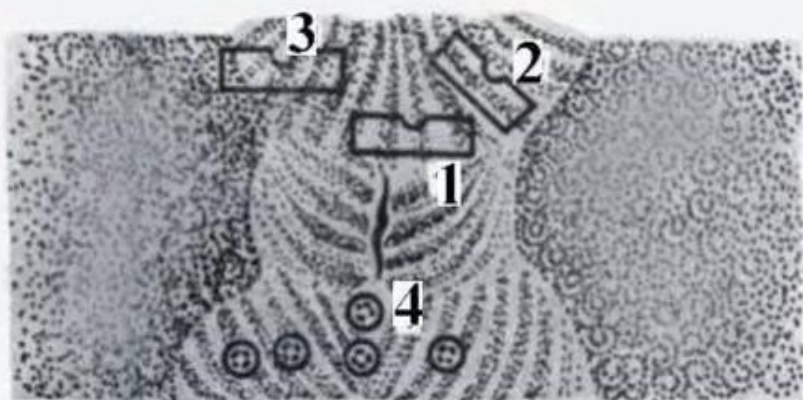


Круглые образцы до и после испытаний



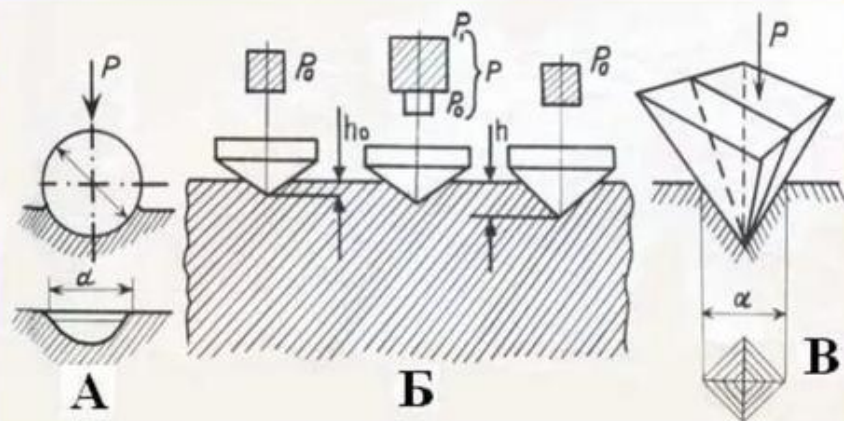
Разрушающие методы контроля

Выбор расположения образцов для определения механических свойств по макрошлифу сварного соединения



1. На ударную вязкость вдоль кристаллитов
2. Поперёк кристаллитов
3. На участке перегрева зоны термического влияния
4. Круглые образцы для определения прочности швов при растяжении

Схема измерения твердости



- А. по бринеллю – вдавливанием стального шарика
- Б. пороквеллю – вдавливанием алмазного конуса
- В. По виккерсу – вдавливанием алмазной пирамиды

**ПРОДЛЕНИЕ РЕСУРСА КОТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПУТЁМ
РАЦИОНАЛЬНОЙ ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНИЧЕСКОГО
ОБСЛУЖИВАНИЯ ПОВЕРХНОСТЕЙ НАГРЕВА**



Эффективный малозатратный механизм обеспечения надежности поверхностей нагрева котлов в первую очередь предполагает исключение отклонений от требований ПТЭ и другой НТД и РД при их эксплуатации, то есть существенное повышение уровня эксплуатации. Другое эффективное направление - это введение в практику эксплуатации котлов системы профилактического технического обслуживания поверхностей нагрева. Необходимость введения такой системы обусловлена рядом причин:

1. После проведения плановых ремонтов в эксплуатации остаются трубы или их участки, которые из-за неудовлетворительных физико-химических свойств или возможного развития дефектов металла попадают в группу «риска», что приводит к их последующему повреждению и остановам котлов. Кроме того, это могут быть проявления недостатков изготовления, монтажа и ремонта.

2. В процессе эксплуатации группа «риска» пополняется за счет недостатков эксплуатации, выраженных нарушениями температурного и водно-химического режимов, а также недостатками в организации защиты металла поверхностей нагрева котлов при длительных простоях из-за несоблюдения требований консервации оборудования.

3. По сложившейся практике на большинстве электростанций при аварийных остановках котлов или энергоблоков из-за повреждений поверхностей нагрева проводится только восстановление (или отглушение) поврежденного участка и устранение сопутствующих дефектов, а также дефектов на других участках оборудования, которые препятствуют пуску или нормальной дальнейшей эксплуатации. Такой подход, как правило, приводит к тому, что повреждения повторяются и происходят аварийные или неплановые остановки котлов (энергоблоков). В то же время с целью поддержания надежности поверхностей нагрева на допустимом уровне в плановые ремонты котлов выполняются специальные меры, включающие в себя: замену в целом отдельных поверхностей нагрева, замену их блоков (участков), замену отдельных элементов (труб или участков труб).

При этом используются различные методы расчета ресурса металла труб, по которым планируется их замена, однако в большинстве случаев основными критериями замены является не состояние металла, а частота повреждений, приходящихся на одну поверхность. Такой подход приводит к тому, что в ряде случаев происходит необоснованная замена металла, который по своим физико-химическим свойствам соответствует требованиям длительной прочности и мог бы еще оставаться в эксплуатации. А так как причина ранних повреждений в большинстве случаев остается неустановленной, то она снова примерно через такой же период эксплуатации проявляется и вновь ставит задачи замены тех же поверхностей нагрева.

Этого можно избежать, если комплексно применить методологию технического обслуживания поверхностей нагрева котлов, которая должна включать в себя следующие постоянно используемые составляющие:

1. Учет и накопление статистики повреждаемости.
2. Анализ причин и их классификация.
3. Прогнозирование предполагаемых повреждений на основе статистико-аналитического подхода.
4. Дефектация инструментальными методами диагностики.
5. Составление ведомостей объемов работ на ожидаемый аварийный, неплановый или плановый кратковременный останов котла (энергоблока) для текущего ремонта второй категории.
6. Организация подготовительных работ и входной контроль основных и вспомогательных материалов.
7. Организация и проведение намеченных работ по восстановительному ремонту, профилактической диагностике и дефектации визуальными и инструментальными методами и превентивной замене участков поверхностей нагрева.

8. Контроль за проведением и приемка поверхностей нагрева после выполнения ремонтных работ.

9. Контроль (мониторинг) за эксплуатационными нарушениями, разработка и принятие мер по их предотвращению, совершенствование организации эксплуатации.

В той или иной степени поэлементно все составляющие методологии технического обслуживания на электростанциях используются, однако комплексного применения в достаточной степени еще нет. В лучшем случае производится серьезная выбраковка при проведении плановых ремонтов. Однако практика показывает необходимость и целесообразность введения системы профилактического технического обслуживания поверхностей нагрева котлов в межремонтный период. Это позволит в самый короткий срок существенно повысить их надежность при минимальных затратах средств, труда и металла.

Согласно основным положениям «Правил организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей» техническое обслуживание и ремонт предусматривают выполнение комплекса работ, направленного на обеспечение исправного состояния оборудования, надежной и экономичной его эксплуатации, проводимых с определенной периодичностью и последовательностью, при оптимальных трудовых и материальных затратах. При этом техническое обслуживание действующего оборудования электростанций рассматривается как выполнение комплекса мероприятий (осмотр, контроль, смазка, регулировка и т.п.), не требующих вывода его в текущий ремонт. В то же время в ремонтном цикле предусматривается Т2 - текущий ремонт второй категории с кратковременным плановым остановом котла или энергоблока. Количество, сроки и продолжительность остановов для Т2 планируются электростанциями в пределах норматива на Т2, который составляет 8 - 12 дополнительных суток (по частям) в год в зависимости от типа оборудования.

В принципе T2 - это время, предоставляемое электростанции в межремонтный период для устранения накапливающихся в процессе эксплуатации мелких неисправностей. Но при этом, понятно, должно проводиться и техническое обслуживание ряда ответственных или «проблемных», имеющих сниженную надежность, узлов. Однако на практике из-за стремления обеспечить выполнение заданий по рабочей мощности в подавляющем большинстве случаев лимит T2 оказывается исчерпан неплановыми остановами, при которых прежде всего ремонтируется поврежденный элемент и устраняются дефекты, препятствующие пуску и дальнейшей нормальной эксплуатации. Для целевого технического обслуживания времени не остается и не всегда готовятся и имеются ресурсы.

Сложившееся положение можно исправить, если принять как аксиому и использовать в практике следующие выводы:

- поверхности нагрева, как важный элемент, определяющий надежность котла (энергблока), нуждаются в профилактическом техническом обслуживании;
- планирование работ должно производиться не только под зафиксированную в годовом графике дату, но и под факт непланового (аварийного) останова котла или энергблока;
- регламент технического обслуживания поверхностей нагрева и объем предстоящих работ должен быть predetermined и доведен до всех исполнителей заранее не только до даты ожидаемого по плану останова, но и аналогично заблаговременно к любому возможному ближайшему аварийному (неплановому) останову;
- независимо от формы останова должен быть predetermined сценарий совмещения ремонтно-восстановительных, профилактических и диагностических работ.

В управлении надежностью энергетического оборудования (в данном случае котлов) статистика повреждаемости играет существенную роль, так как позволяет получить всестороннюю характеристику надежности объекта.

Использование статистического подхода проявляется уже на первом этапе планирования мероприятий, направленных на повышение надежности поверхностей нагрева. Здесь статистика повреждаемости выполняет задачу прогнозирования критического момента как одного из признаков, определяющих необходимость принятия решения на замену поверхности нагрева. Однако анализ показывает, что упрощенный подход к определению критического момента статистики повреждаемости зачастую приводит к необоснованным заменам труб поверхностей нагрева, которые еще не исчерпали свой ресурс.

Поэтому важной частью всего комплекса задач, входящих в систему профилактического технического обслуживания, является составление оптимального объема конкретных работ, направленных на исключение повреждений поверхностей нагрева в условиях нормальной регламентной эксплуатации. Ценность технических средств диагностики несомненна, однако на первом этапе более целесообразен статистико-аналитический подход, который позволяет определить (очертить) границы и зоны повреждаемости и тем самым свести до минимума затраты средств и ресурсов на следующих этапах дефектации и профилактических превентивных замен труб поверхностей нагрева.

Важной частью организации системы профилактического технического обслуживания поверхностей нагрева котлов является расследование причин повреждений, которое должно проводиться специальной профессиональной комиссией, утвержденной приказом по электростанции под председательством главного инженера. В принципе, комиссия к каждому случаю повреждения поверхности нагрева должна подходить как к чрезвычайному событию, сигнализирующему о недостатках в технической политике, проводимой на электростанции, о недостатках в управлении надежностью энергетического объекта и его оборудования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Приказ от 15 декабря 2020 года № 535 Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила осуществления эксплуатационного контроля металла и продления срока службы основных элементов котлов и трубопроводов тепловых электростанций".
2. РД 34.26.609-97 Методические указания по организации технического обслуживания поверхностей нагрева котлов тепловых электростанций.
3. ТУ 34-38-20230-94. Котлы паровые стационарные. Общие технические условия на капитальный ремонт.
4. ТУ 34-38-20220-94. Экраны гладкотрубные паровых стационарных котлов с естественной циркуляцией. Технические условия на капитальный ремонт.
5. ТУ 34-38-20221-94. Экраны гладкотрубные прямоточных паровых стационарных котлов. Технические условия на капитальный ремонт.
6. ТУ 34-38-20222-94. Пароперегреватели паровых стационарных котлов. Технические условия на капитальный ремонт.
7. ТУ 34-38-20223-94. Пароперегреватели промежуточные паровых стационарных котлов. Технические условия на капитальный ремонт.
8. ТУ 34-38-20219-94. Экономайзеры гладкотрубные стационарных паровых котлов. Технические условия на капитальный ремонт.
9. ТУ 34-38-20218-94. Экономайзеры мембранные стационарных паровых котлов. Технические условия на капитальный ремонт.
10. СТО 70238424.27.100.017-2009 Тепловые электростанции. Ремонт и техническое обслуживание оборудования, зданий и сооружений. Организация производственных процессов. Нормы и требования.

Вопросы для тестирования

1. Под *парковым ресурсом* понимается:

- А) Нарботка однотипных по конструкции, материалам и условиям эксплуатации элементов теплоэнергетического оборудования, определяемая по результатам периодических обследований их фактического состояния.
- Б) Назначенный ресурс конкретного объекта, определенный с учетом фактических свойств металла, геометрических размеров и условий его эксплуатации.
- В) Нарботка однотипных по конструкции, материалам и условиям эксплуатации элементов теплоэнергетического оборудования, при которой обеспечивается их безаварийная работа при соблюдении стандартных требований, предъявляемых к контролю металла, эксплуатации и ремонту энергоустановок.

2. Под *индивидуальным ресурсом* понимается:

- А) Нарботка однотипных по конструкции, материалам и условиям эксплуатации элементов теплоэнергетического оборудования, определяемая по результатам периодических обследований их фактического состояния.
- Б) Назначенный ресурс конкретного объекта, определенный с учетом фактических свойств металла, геометрических размеров и условий его эксплуатации.
- В) Нарботка однотипных по конструкции, материалам и условиям эксплуатации элементов теплоэнергетического оборудования, при которой обеспечивается их безаварийная работа при соблюдении стандартных требований, предъявляемых к контролю металла, эксплуатации и ремонту энергоустановок.

3. Эрозионный износ это:

- А) Повреждение металла поверхностей нагрева в окислительной и восстановительной атмосферах топочных газов.
- Б) Процесс поверхностного разрушения под влиянием совместного механического воздействия твердых частиц, капель или струи жидкости или пара и коррозионного воздействия среды.
- В) Разрушение металла вследствие снижения температуры продуктов сгорания ниже точки росы и образования на поверхности нагрева капель кислоты, интенсивно разъедающих сталь..

4. Низкотемпературная сернистая коррозия наиболее сильно поражает:

- А) Трубчатые воздухоподогреватели.
- Б) Водяные экономайзеры.
- В) Пароперегреватели.

5. Высокотемпературная газовая коррозия наиболее сильно поражает:

- А) Трубчатые воздухоподогреватели.
- Б) Водяные экономайзеры.
- В) Пароперегреватели.

Вопросы для тестирования

6. Интенсивность эрозионного износа зависит:

- А) От марки стали, из которой изготовлена поверхность нагрева.
- Б) От содержания оксидов серы в продуктах сгорания.
- В) От температуры и коррозионной агрессивности дымовых газов.

7. Где осуществляют контроль металла змеевиков выходных ступеней первичного и промежуточного пароперегревателей, работающих при температуре перегрева 450°C и выше?

- А) В зонах с максимальной температурой стенки.
- Б) В местах приварки труб к коллекторам.
- В) В местах, где имеются гибы труб.

8. При каком значении превышения наружного диаметра относительно номинального, трубы пароперегревателя, выполненные из углеродистой стали, подлежат замене?

- А) 2,5 %.
- Б) 3,5 %.
- В) 1,5 %.

9. При каком значении превышения наружного диаметра относительно номинального, трубы пароперегревателя, выполненные из легированной стали, подлежат замене?

- А) 2,5 %.
- Б) 3,5 %.
- В) 1,5 %.

Вопросы для тестирования

10. Какое явление приводит к увеличению диаметра труб пароперегревателей?

- А) Малоцикловая усталость.
- Б) Релаксация.
- В) Ползучесть.

11. Что такое термическая усталость материала?

- А) Это разрушение материала под действием многократных повторных температурных напряжений.
- Б) Это разрушение материала при повторных упругопластических деформациях.
- В) Это медленная, происходящая с течением времени, деформация материала под воздействием постоянной нагрузки или механического напряжения.

12. Что такое ползучесть стали?

- А) Это разрушение стали под действием многократных повторных температурных напряжений.
- Б) Это разрушение стали при повторных упругопластических деформациях.
- В) Это медленная, происходящая с течением времени, деформация стали под воздействием постоянной нагрузки или механического напряжения.

Вопросы для тестирования

13. Какому явлению наиболее часто подвержены коллекторы пароохладителей?

- А) Термической усталости.
- Б) Коррозионным разрушениям.
- В) Эрозии.
- Г) Ползучести.

14. Как часто должны подвергаться визуальному осмотру и ультразвуковой дефектоскопии коллекторы пароохладителей впрыскивающего типа, работающие при расчетной температуре рабочей среды 450 °С и выше?

- А) Во время каждого текущего ремонта.
- Б) Во время каждого капитального ремонта.
- В) Через один капитальный ремонт.
- Г) Ежегодно.

15. Как часто должны подвергаться визуальному осмотру и ультразвуковой дефектоскопии коллекторы пароохладителей впрыскивающего типа, работающие при расчетной температуре рабочей среды ниже 450 °С?

- А) Во время каждого текущего ремонта.
- Б) Во время каждого капитального ремонта.
- В) Через один капитальный ремонт.
- Г) Ежегодно.

Вопросы для тестирования

16. Какой характер носят повреждения гибов необогреваемых водоопускных труб?

- А) Ползучести.
- Б) Эрозионно-усталостный.
- В) Коррозионно-усталостный.

17. Что из перечисленного является наиболее частым повреждением барабанов котлов высокого давления?

- А) Трещины около отверстий.
- Б) Коррозионные повреждения днища.
- В) Обрыв сепарационных устройств.

18. С какой целью проводится стилокопирование сварных швов?

- А) Для выявления поверхностных дефектов сварных швов.
- Б) Для оценки химического состава металла сварных швов.
- В) Для выявления внутренних дефектов сварных швов.

19. С какой целью проводится капиллярный контроль металла?

- А) Для выявления поверхностных дефектов.
- Б) Для оценки химического состава металла.
- В) Для выявления внутренних дефектов.

Вопросы для тестирования

20. С какой целью проводится ультразвуковая диагностика металла?

- А) Для выявления поверхностных дефектов сварных швов.
- Б) Для оценки химического состава металла сварных швов.
- В) Для выявления внутренних дефектов.

21. С какой целью проводится радиационный контроль металла?

- А) Для выявления поверхностных дефектов.
- Б) Для оценки химического состава металла.
- В) Для обнаружения и локализации скрытых внутренних дефектов.

22. На каком физическом явлении основан вихретоковый контроль металла?

- А) На индукции электрического тока в проводящем материале.
- Б) На использовании дифракции ультразвуковых волн на дефекте.
- В) На регистрации параметров упругих волн, возникающих или возбуждаемых в объекте.