

**Методические указания по контролю состояния
основного теплоэнергетического оборудования тепловых
электрических станций и котельных**

ПРОЕКТ

УДК 621.....

Ключевые слова: котел, поверхность нагрева, водяной экономайзер, экранные трубы, пароперегреватель, турбина, рабочие лопатки, направляющие лопатки, подбандажные ячейки, контрольные образцы труб, температурные вставки, внутренний относительный КПД турбины, контрольная ступень, количество отложений, катодное травление, химическая очистка, механическая очистка, химический состав отложений.

Предисловие

Методические указания по контролю состояния основного теплоэнергетического оборудования тепловых электрических станций и котельных

1 РАЗРАБОТАН ОАО «БЕЛЭНЕРГОРЕМНАЛАДКА»

2 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом государственного производственного объединения электроэнергетики «Белэнерго» _____.20__г. № ____.

3 Настоящий стандарт устанавливает порядок и методы контроля состояния внутренних поверхностей нагрева котлов, проточной части паровых турбин, осмотра состояния вспомогательного оборудования при остановках, способы отбора проб отложений для определения их количества и химического состава, методы определения количества отложений, образовавшихся в проточной части паровых турбин и на поверхностях нагрева котлов тепловых электростанций и котельных.

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Настоящий стандарт не может быть тиражирован и распространен без разрешения ГПО «Белэнерго»

Издан на русском языке

Содержание

1 Область применения	1
2 Нормативные ссылки	1
3 Термины и определения	2
4 Общие положения	4
5 Оценка состояния внутренних поверхностей нагрева котлов.....	7
5.1 Организация контроля	7
5.2 Маркировка элементов поверхностей нагрева котлов	8
5.3 Эксплуатационный контроль состояния экранных труб по температуре металла.....	9
5.4 Контроль состояния внутренних поверхностей нагрева котлов по вырезкам контрольных образцов труб.....	10
5.4.1 Периодичность вырезок экранных труб	10
5.4.2 Периодичность вырезок труб водяного экономайзера и пароперегревателя.....	10
5.4.3 Зоны и объем вырезок поверхностей нагрева	11
5.5 Определение необходимости и эффективности химической очистки	12
5.6 Вырезка и подготовка образцов труб для исследования	15
5.6.1 Порядок вырезки образцов.....	15
5.6.2 Подготовка образцов труб для исследования	16
5.7 Определение загрязненности труб	18
5.7.1 Методы определения загрязненности	18
5.7.2 Электролитический метод (метод катодного травления)	18
5.7.3 Механический метод.....	22
5.8 Снятие отложений для определения их химического состава	23
5.9 Внутренние осмотры элементов котлов	25
6 Оценка состояния проточной части паровых турбин	27
6.1 Организация контроля	27
6.2 Эксплуатационный контроль состояния проточной части турбины по давлению в контрольной ступени	28
6.3 Контроль состояния проточной части турбины по снижению внутреннего относительного КПД	29
6.4 Контроль состояния проточной части турбины по анализу отложений.....	30
6.3.1 Отбор проб отложений	30
6.3.2 Определение количества отложений	31
6.3.3 Определение объема химического анализа отложений	32
7 Оценка состояния поверхностей вспомогательного оборудования во время остановов.....	33
Приложение А (справочное)	
Рисунок А.1 – Схема нумерации труб поверхностей нагрева котла	

с вертикально расположенными трубами	36
Приложение Б (рекомендуемое)	
Рисунок Б.1 – Устройство температурной вставки для гладких экранов труб прямоточных котлов	37
Рисунок Б.2 – Устройство и установка температурной вставки для экранов с плавниковыми трубами прямоточных котлов	38
Рисунок Б.3 – Температурная вставка для топочных экранов барабанных котлов ($P = 16$ МПа).....	39
Приложение В (рекомендуемое)	
Рисунок В.1 – Схема разметки и разрезки образцов труб.....	40
Приложение Г (рекомендуемое)	
Рисунок Г.1 – Принципиальная схема установки катодного травления	41
Библиография.....	42

СТАНДАРТ ГПО «БЕЛЭНЕРГО»

**Методические указания по контролю состояния
основного теплоэнергетического оборудования электрических
станций и котельных**

Дата введения

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает методы контроля и оценки состояния внутренней поверхности экранных труб, труб водяного экономайзера и пароперегревателя энергетических котлов, проточной части паровых турбин, оценку состояния поверхностей вспомогательного оборудования при остановках, способы отбора проб отложений и методы определения количества отложений.

1.2 Настоящий стандарт распространяется на все предприятия, входящие в состав ГПО «Белэнерго» и предназначен для определения необходимости проведения химической очистки экранной системы котлов, оценки надежности работы котельных труб, определения состояния и необходимости очистки проточной части паровых турбин, определения правильности ведения водно-химического режима.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы ссылки на следующие технические нормативные правовые акты (ТНПА):

СТП 09110.26.514-08 Контроль состояния поверхностей нагрева энергетических котлов

СТБ 2574-2020 Электроэнергетика. Основные термины и определения

СТП 33240.20.501-23 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей

СТП 34.37.506-88 (РД 34.37.506-88) Методические указания по водоподготовке и водно-химическому режиму водогрейного оборудования и тепловых сетей

СТП 09110.37.410-10 Проведение механических и химических очисток котельного оборудования ТЭС и котельных ГПО «Белэнерго»

Примечание – При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие включенных в перечень ТНПА.

Если ссылочные ТНПА заменены (изменены), то при пользовании настоящим стандартом

следует пользоваться замененными (измененными) ТНПА.

Если ссылочные ТНПА отменены без замены, то положение, в котором дана ссылка на них, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

«В настоящем стандарте применяют термины с соответствующими определениями, установленные в СТБ 2574-2020 а также других документов, не относящихся к ТНПА:

3.1 электростанция: Энергоустановка, предназначенная для производства электрической или электрической и тепловой энергии, состоящая из строительной части, оборудования для преобразования различных видов энергии в электрическую или электрическую и тепловую, вспомогательного оборудования и электрических распределительных устройств.

3.2 тепловая электростанция; ТЭС: Электростанция, преобразующая связанную химическую энергию топлива в электрическую энергию или электрическую энергию и теплоту.

3.3 теплоэлектроцентраль; ТЭЦ: Тепловая электрическая станция, предназначенная для производства электрической энергии и теплоты.

3.4 конденсационная электростанция; КЭС: Паротурбинная электростанция, предназначена для производства электрической энергии.

3.5 государственная районная электростанция; ГРЭС: Тепловая (конденсационная) электростанция, производящая только электрическую энергию.

3.6 котельная: Комплекс технологического оборудования, состоящий из энергоустановки с котлами (котлом, электрокотлами, электрокотлом) и котельно-вспомогательным оборудованием, водонагревателями (водонагревателем), предназначенный для выработки тепловой энергии и расположенный в отдельных производственных зданиях, встроенных, пристроенных или надстроенных помещениях.

3.7 республиканское унитарное предприятие электроэнергетики; РУП-облэнерго: Предприятие электроэнергетики, которое осуществляет производство, передачу, распределение электрической и тепловой энергии и продажу этой энергии юридическим лицам, индивидуальным предприятиям и гражданам, а также функции областного диспетчерского центра объединенной энергетической системы Республики Беларусь, обеспечивает непрерывное централизованное областное оперативно-диспетчерское управление объединенной энергетической системы и ее параллельной работой с электроэнергетическими системами других предприятий электроэнергетики и (или) иностранных государств.

3.8 энергообъект: Имущественный объект, непосредственно используемый в процессе производства, и (или) передачи, и (или) распределения электрической и (или) тепловой энергии.

Примечание – Примерами энергообъекта являются: тепловые и гидравлические электростанции, электрические и тепловые сети.

3.9 специализированная организация: Организация, имеющая в своем составе структурные подразделения, выполняющие один или несколько видов работ по проектированию, монтажу, ремонту, наладке, техническому диагностированию,

обслуживанию, эксплуатации энергооборудования электрических станций, электрических и тепловых сетей, а также имеющая специальное разрешение (лицензию) на право осуществления деятельности в области промышленной безопасности одного или нескольких видов выполняемых работ на оборудовании под давлением, у которой эти виды выполняемых работ составляют основной объем.

3.10 сторонняя организация: Специализированная организация, привлекаемая для выполнения отдельных видов работ по договорам подряда (субподряда).

3.11 котел: Конструктивно объединенный в одно целое комплекс устройств для получения пара или для нагрева воды под давлением за счет тепловой энергии от сжигания топлива, при протекании технологического процесса или преобразовании электрической энергии в тепловую.

Примечание – В котел могут входить (полностью или частично): топка, пароперегреватель, экономайзер, воздухоподогреватель, каркас, обмуровка, тепловая изоляция, обшивка.

3.12 энергетический котел: Конструктивно объединенный в одно целое комплекс устройств для получения пара или для нагрева воды под давлением за счет тепловой энергии от сжигания топлива, при протекании технологического процесса или преобразовании электрической энергии в тепловую.

3.13 паровой котел: Устройство, предназначенное для выработки пара с давлением выше атмосферного, используемого вне этого устройства.

3.14 прямоточный котел: Котел с последовательным однократным принудительным движением воды.

3.15 барабанный котел: Водотрубный котел с одним или несколькими барабанами.

3.16 водогрейный котел: Котел для нагрева воды под давлением.

3.17 электрический котел; электрокотел: Котел, в котором для получения пара или нагрева воды используется электрическая энергия.

3.18 водотрубный котел: Котел, в котором вода, пароводяная смесь и пар движутся внутри труб поверхностей нагрева, а продукты сгорания топлива – снаружи труб.

Примечание – По расположению труб различают горизонтально-водотрубные и вертикально-водотрубные стационарные котлы.

3.19 газотрубный котел: Котел, в котором продукты сгорания топлива проходят внутри труб поверхностей нагрева, а вода и пароводяная смесь – снаружи труб.

Примечание – Различают жаротрубные, дымогарные и комбинированные газотрубные котлы.

3.20 поверхность нагрева (котла): Элемент котла для передачи теплоты к рабочей среде или воздуху.

3.21 нижняя радиационная часть прямоточного котла; НРЧ: Экраны, расположенные в нижней части топки прямоточного котла.

3.22 средняя радиационная часть прямоточного котла; СРЧ: Экраны, расположенные в средней части топки прямоточного котла.

3.23 верхняя радиационная часть прямоточного котла; ВРЧ: Экраны, расположенные в верхней части топки, в горизонтальном газоходе и на потолке прямоточного котла.

3.24 экран (котла): Поверхность нагрева котла, расположенная на стенах топки и газоходов и ограждающая их от воздействия высоких температур.

3.25 панель экрана (котла): Часть экрана, изготовленная из сваренных между собой или объединенных коллекторами труб.

3.26 экономайзер (котла): Устройство, обогреваемое продуктами сгорания топлива и предназначенное для подогрева или частичного парообразования воды, поступающей в стационарный котел.

3.27 пароперегреватель (котла); перегреватель: Устройство для повышения температуры пара выше температуры насыщения, соответствующей давлению в стационарном котле.

3.28 турбина: Двигатель с лопастями, в котором энергия пара, газа или движущейся воды преобразуется в механическую работу.

3.29 паровая стационарная турбина: Стационарная турбина, в которой в качестве рабочего тела используется водяной пар.

3.30 цилиндр (паровой стационарной) турбины: Часть паровой стационарной турбины, состоящая из ротора, статора и устройства для подвода и отвода пара, в которой энергия пара преобразуется в механическую работу вращения ротора.

3.31 подогреватель высокого давления; ПВД: Теплообменник системы регенерации высокого давления, служащий для нагрева питательной воды паром из отбора турбины перед ее подачей в котел.

3.32 подогреватель низкого давления; ПНД: Теплообменник системы регенерации низкого давления, служащий для нагрева конденсата паром из отбора турбины перед его подачей в деаэрактор.

3.33 подогреватель сетевой горизонтальный; ПСГ: Подогреватель сетевой воды, трубная система которого расположена горизонтально.

3.34 водно-химический режим (котла): Химические и теплотехнические мероприятия, с помощью которых в заданных пределах поддерживается совокупность показателей качества воды и пара для предотвращения процессов накипеобразования, коррозии и загрязнения пара для обеспечения непрерывной работы оборудования электростанции.

3.35 визуальный контроль: Органолептический контроль, осуществляемый органами зрения.

3.36 выборочный контроль: Контроль, при котором оценка качества продукции дается по результатам одной или нескольких выборок.

3.37 химическая очистка: Воздействие на отложения моющими растворами, способными переводить нерастворимые соли в растворимую форму.

3.38 эксплуатационная очистка: Процесс удаления отложений, образующихся во время эксплуатации на внутренней поверхности труб котла.

4 Общие положения

4.1 Эффективность ведения водно-химического режима определяется, в первую очередь, состоянием оборудования: котла, турбины, а также деаэратора, конденсатора, подогревателей и бойлеров в отношении коррозии и образования

отложений.

4.2 Примеси, попадающие в питательную воду пароводяного тракта при нарушении водного режима, при неправильной организации топочного режима котла, при повышенных локальных тепловых нагрузках, вызванных конструктивными особенностями котла, и т.п., могут выделяться в твердую фазу на внутренних поверхностях котельных агрегатов, ПВД, ПНД, ПСГ, конденсаторов паровых турбин, в их проточной части.

В водогрейных котлах отложения образуются при повышении жесткости подпиточной воды в результате попадания сырой воды в сетевую воду, а также при глубоком упаривании сетевой воды в отдельных змеевиках котлов.

Отложения, образующиеся на внутренних поверхностях оборудования, различны по химическому составу, структуре, плотности сцепления с металлом.

Отложения вызывают ухудшение теплопередачи, так как их теплопроводность меньше теплопроводности металла.

Отложения примесей разделяют на два слоя: верхний слой (наружный, эпитактический) - рыхлый, слабо сцепленный с нижним слоем, легко снимается при механическом воздействии; состоит из хаотично расположенных кристаллов размером 1-6 мкм и из конгломератов округлых частиц размером в десятые доли микрона; поры пронизывают весь слой в разных направлениях; нижний слой (внутренний, топотактический) - прочно сцеплен с поверхностью металла, состоит из сросшихся кристаллов размером 1-2 мкм, плотный, с малым количеством пор.

Снижение пористости отложений, как правило, приводит к росту их теплопроводности. Плотно приставшие к поверхности отложения менее опасны, чем слабо сидящие.

4.3 В котлах отложения вызывают перегрев металла и потерю им прочности, вплоть до разрыва стенок труб, уменьшают сечение для прохода воды, увеличивают потери напора, могут нарушать циркуляцию. Куски отложений, отвалившиеся от стенок, могут закупорить одну или несколько парогенерирующих труб, прекратить в них циркуляцию воды и вызвать пережог.

Отложения примесей в проточной части турбин уменьшают проходные сечения и увеличивают сопротивление по ее тракту, что приводит к снижению внутреннего относительного коэффициента полезного действия (КПД) турбины и вырабатываемой ею мощности. Для восстановления мощности турбины приходится повышать расход пара на нее и, соответственно, паропроизводительность котла и количество сжигаемого топлива.

4.4.1 Контроль за состоянием теплоэнергетического оборудования можно разделить на два вида: во время эксплуатации оборудования и во время его останова.

4.4.2 За состоянием внутренней поверхности экранных труб паровых котлов выполняется следующий контроль:

- в процессе эксплуатации - контроль температуры металла труб по температурным вставкам (в случае оборудования котла системой температурного контроля);
- при останове котла - выборочная вырезка контрольных образцов труб для определения наличия коррозии, степени загрязненности и химического состава

отложений, осмотр внутреннего состояния барабанов и нижних коллекторов.

4.4.3 За состоянием внутренней поверхности экранных труб водогрейных котлов выполняется следующий контроль:

- в процессе эксплуатации - контроль гидравлического сопротивления тракта, которое увеличивается с увеличением количества отложений;
- при останове котла - выборочная вырезка контрольных образцов труб для определения наличия коррозии, степени загрязненности и химического состава отложений.

4.4.4 За состоянием проточной части турбин выполняется следующий контроль:

- в процессе эксплуатации - измерение давления пара в контрольных ступенях и по снижению внутреннего относительного КПД турбины;
- при останове турбины – осмотр проточной части для оценки степени ее заноса солями и коррозионного состояния металла, отбор проб отложений с лопаточного аппарата, определение количества и химического состава отложений.

4.5 При остановах производится также визуальная оценка состояния вспомогательного оборудования (деаэраторов, конденсаторов, подогревателей, бойлеров) путем осмотра состояния металла с точки зрения коррозии, степени загрязненности и необходимости очистки.

4.6 Вырезка образцов экранных труб и установка температурных вставок на котлах производится в зонах максимальных тепловых нагрузок, где создаются наиболее благоприятные условия для образования отложений.

По вырезанным образцам труб определяется:

- количество и химический состав отложений;
- необходимость проведения химической очистки котла;
- коррозионное состояние внутренней поверхности труб.

4.7 Места вырезки образцов труб, соответствующие зонам максимальных тепловых нагрузок, определяются для каждого типа котла и используемого топлива при проведении теплотехнических испытаний головных образцов парогенераторов, и уточняются при проведении таких испытаний на серийных образцах.

В эксплуатационных условиях наиболее теплонапряженные участки определяются или уточняются при проведении испытаний экранов котлов с определением температуры металла экранных труб в зоне обогрева.

4.8 Зоны труб, из которых необходимо производить вырезки контрольных образцов, устанавливаются отдельной инструкцией, разрабатываемой владельцем оборудования и согласованной с головной организацией. В случае существенного изменения режима эксплуатации котлоагрегата (при переходе на новый вид топлива, реконструкции поверхностей нагрева, изменения режима работы горелочных устройств и других подобных случаях) зоны вырезок и количество вырезаемых труб должны пересматриваться.

4.9 В процессе эксплуатации турбин невозможно непосредственно влиять на их водно-химический режим. Влияние на водный режим турбин можно оказывать только через изменение водного режима предшествующих элементов. Однако, для правильного формулирования требуемых изменений необходим анализ водно-химического режима турбины, т.е. количества и состава отложений по ступеням.

4.10 По результатам оценки состояния теплосилового оборудования, данным теплотехнических измерений и показателям водно-химического режима получают объективную оценку состояния водно-химического режима, устанавливают необходимость коррекции режима и принятия дополнительных мер для обнаружения и устранения возникающих источников загрязнения.

5 Оценка состояния внутренних поверхностей нагрева котлов

5.1 Организация контроля

5.1.1 Контроль состояния внутренних поверхностей нагрева котлов осуществляется путем периодических вырезок контрольных образцов труб и по температурным вставкам.

5.1.2.1 Вырезка контрольных образцов труб является наиболее доступным и представительным способом контроля состояния внутренних поверхностей нагрева котла.

5.1.2.2 Перед проведением вырезок представителями котлотурбинного цеха (котельного цеха, инженером-теплотехником сетевого района) и химического цеха (инженером-химиком сетевого района или химслужбы тепловых сетей) на основании местной инструкции, устанавливающей зоны вырезок, по каждому котлоагрегату составляется необходимый объем вырезок с указанием:

- наименования поверхности нагрева;
- номера ленты и номера хода (при их наличии);
- номера панели;
- номера трубы (змеевика);
- длины вырезаемого участка трубы;
- отметок, на которых должны производиться вырезки.

Объем вырезок утверждается главным инженером энергообъекта и включается в объем ремонтных работ.

5.1.2.3 Вырезка образцов труб производится ремонтным персоналом (станционным, сетевого района или персоналом подрядной организации) под надзором представителя химического цеха (инженера-химика сетевого района или химслужбы тепловых сетей).

5.1.2.4 По окончании вырезок, представителями котлотурбинного цеха (котельного цеха, инженером-теплотехником сетевого района) и химического цеха (инженером-химиком сетевого района или химслужбы тепловых сетей) составляется акт о вырезке образцов труб с указанием в нем:

- даты вырезки;
- номера котла;
- номера, отметки и расположения в котле вырезанных труб;
- даты установки вырезанного участка трубы (вставки).

5.1.2.5 Данные о времени и местах вырезки образцов труб должны быть отмечены в формуляре котла, который хранится в котлотурбинном цехе (котельном цехе, сетевом районе). Те же данные записываются в «Журнал осмотров

оборудования» в химическом цехе (химслужбе тепловых сетей), в который дополнительно заносятся результаты визуального осмотра внутренних поверхностей труб до снятия отложений и после снятия отложений, количество отложений и их химический состав.

Форма «Журнала осмотров оборудования» - произвольная.

Примечание – Визуальный осмотр внутренней поверхности, особенно после снятия отложений, осуществляется с участием представителя лаборатории металлов и подтверждается его подписью в «Журнале осмотров оборудования».

5.1.2.6 Определение количества и химического состава отложений осуществляется химической лабораторией энергообъекта, химической лабораторией химслужбы тепловых сетей, либо специализированной организацией с выдачей протокола.

5.1.3 Установка температурных вставок, позволяющих осуществлять прямой замер температуры стенки металла труб, производится в отдельных случаях, в основном при пуске головных образцов котлов, при введении новых водно-химических режимов, при исследовании причин повреждения экранных труб, при использовании одного жидкого топлива или газа с добавкой более 50 % мазута.

Контроль температуры металла труб по температурным вставкам осуществляется персоналом котлотурбинного (котельного) цеха.

По каждому котлоагрегату должен вестись журнал учета установленных температурных вставок, в специальном журнале должна регистрироваться температура металла.

5.1.4 Осмотр внутреннего состояния барабанов и нижних коллекторов котла может производиться во время ремонтов, до и после химических очисток котла.

При проведении осмотров представителем котлотурбинного цеха (котельного цеха, инженером-теплотехником сетевого района) при участии представителя химического цеха (инженера-химика сетевого района или химслужбы тепловых сетей) составляется акт осмотра с описанием состояния осматриваемой поверхности.

5.2 Маркировка элементов поверхностей нагрева котлов

5.2.1 Маркировка элементов поверхностей нагрева и нумерация труб для вырезки образцов и установки температурных вставок выполняется следующим образом:

- при проведении маркировки на котлах с вертикально расположенными трубами (котлы с естественной циркуляцией) наблюдатель должен находиться вне топки лицом к фронту котла;
- трубы и змеевики нумеруются арабскими цифрами;
- трубы фронтального и заднего экранов нумеруются слева направо по фронту котла;
- трубы боковых и двухсветного экранов нумеруются по направлению от фронта к задней стене топки;
- на прямоточных котлах с горизонтальной навивкой труб нумерация их производится снизу вверх с указанием номера змеевика арабскими цифрами,

номера хода - римскими цифрами и обозначения ленты - буквой русского алфавита.

5.2.2 Нумерация труб поверхностей нагрева на котлах с вертикально расположенными трубами производится в соответствии со схемой, представленной на рисунке А.1 приложения А (справочного).

5.3 Эксплуатационный контроль состояния экранных труб по температуре металла

5.3.1 Для наблюдения за температурой экранных труб в них ввариваются специальные температурные вставки. Температурная вставка изготавливается из отрезка экранной трубы длиной 200-300 мм. Вставка оснащается двумя термопарами на случай выхода одной из них из строя.

Устройство температурной вставки для экранов с гладкими трубами прямоточных котлов приведено на рисунке Б.1, для экранов с плавниковыми трубами прямоточных котлов - на рисунке Б.2, для топочных экранов барабанных котлов - на рисунке Б.3 приложения Б (справочного).

5.3.2 Все термопары выводятся на тыльную сторону вставки, собираются в жгут и выводятся наружу через штуцер, на выходе из которого установлена клеммная сборка. Показания термопар выводятся на вторичный (регистрирующий) прибор, периодически включаемый для фиксации температуры в течение 2-3 часов.

5.3.3 Температурные вставки, как правило, устанавливаются в зонах производимых вырезов в количестве не менее четырех штук на котел и/или в соответствии с рекомендациями завода-изготовителя котла.

5.3.4 По каждому котлоагрегату ведется журнал учета установленных температурных вставок. Рекомендуемая форма журнала приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Журнал учета установленных температурных вставок на котле № ____ типа _____ ГРЭС (ТЭЦ)

Номер вставки	Дата установки вставки	Номер трубы со вставкой	Экран, на котором установлена вставка	Номер точки на приборе		Продолжительность работы вставки*, ч	Примечание
				Термопара № 1	Термопара № 2		

*Указывается количество часов работы от момента ее установки до выхода из строя

Показания термопар вставок фиксируют в специальном журнале регистрации температуры металла, рекомендуемая форма журнала приведена в таблице 2.

Таблица 2 – Журнал регистрации температуры металла экранных труб котла № ____ типа _____ ГРЭС (ТЭЦ)

Экран котла	Дата измерения	Нагрузка котла, т/ч	Номер					Показания термопары	Температура металла (по вставкам), °С	Примечание
			хода	панели	трубы	вставки	термопары			

Журналы ведутся инженерно-техническим персоналом цеха наладки или котлотурбинного (котельного) цеха.

5.3.5 Непосредственно после установки температурных вставок в журнале должна быть зафиксирована начальная температура металла ($t_{\text{нач}}^{\circ\text{C}}$). Далее показания термопар снимаются раз в 5-7 суток. После накопления опытных данных возможна фиксация 1 раз в месяц.

Показания записываются при номинальной нагрузке и установившемся режиме работы котла. Для записи в журнале выбирается максимальное значение температуры, определяемой в течение 5-10 минут непрерывных записей по каждой вставке.

5.4 Контроль состояния внутренних поверхностей нагрева котлов по вырезкам контрольных образцов труб

5.4.1 Периодичность вырезок экранных труб

5.4.1.1 Периодичность эксплуатационных вырезок образцов экранных труб устанавливается для каждого котла электростанции в зависимости от режима его работы и вида топлива.

5.4.1.2 На котлах, работающих на жидком и газообразном топливе или их смеси, вырезка образцов экранных труб производится не чаще 1 раза в год, но и не реже, чем через 16-17 тысяч часов работы котла и уточняется местной инструкцией.

5.4.1.3 На котлах, работающих на твердом топливе и смеси твердого и газообразного топлива вырезка образцов производится через 17-20 тысяч часов работы котла и уточняется местной инструкцией.

5.4.1.4 При нарушении водно-химического режима, существенном отклонении качества питательной и котловой вод от норм и т.п., по решению технического руководства энергопредприятия контрольные вырезки производятся через более короткие промежутки времени.

5.4.1.5 После реконструкции, связанной с изменением топочного режима котла (горелки, подача воздуха, рециркуляция газов и тому подобное), вырезка образцов производится через 1 год.

5.4.1.6 Дополнительно для водогрейных котлов: при достижении загрязненности труб 800 г/м^2 вырезка производится на следующий год.

5.4.2 Периодичность вырезок труб водяного экономайзера и пароперегревателя

5.4.2.1 Периодичность вырезок образцов труб водяного экономайзера и пароперегревателя составляет каждые 50 тысяч часов работы котла.

5.4.2.2 При наличии повреждений или интенсивной коррозии, вырезки образцов водяного экономайзера и пароперегревателя по решению технического руководства энергопредприятия производятся через более короткие промежутки времени.

5.4.3 Зоны и объем вырезок поверхностей нагрева

5.4.3.1 Зоны вырезок обычно ограничиваются 3-10, в основном 5-6 рядом расположенными трубами с учетом доступности работ по вырезке и вставке контрольных участков, которая определяется расположением каркаса, газоходов, горелок и т.д.

5.4.3.2 Вырезка образцов производится циклично: первый год из рекомендуемой зоны вырезается крайняя труба с наименьшим порядковым номером. В последующие годы вырезаются трубы с последующими возрастающими номерами и так до трубы с наибольшим порядковым номером в зоне вырезок. Затем вырезки вновь начинаются с крайней трубы с наименьшим порядковым номером рекомендуемой зоны и цикл повторяется.

5.4.3.3 При проведении химической очистки поверхностей нагрева для оценки ее эффективности контрольные образцы вырезаются до и после очистки. До химической очистки вырезаются очередные по счету экранные трубы из чистого и солевого отсеков или НРЧ, после химической очистки - рядом стоящие трубы с последующими порядковыми номерами. Если до химической очистки был вырезан образец трубы с наибольшим порядковым номером зоны вырезки, то после химической очистки вырезается образец крайней трубы с наименьшим порядковым номером.

5.4.3.4 Образцы экранных труб вырезаются в следующем объеме:

а) на барабанных котлах со ступенчатым испарением:

1) по чистому отсеку - не менее одного образца с каждой стены топочной камеры;

2) по солевому отсеку - не менее одного образца с каждого экрана;

б) на барабанных котлах без ступенчатого испарения - не менее одного образца с каждой стены топочной камеры;

в) на прямоточных котлах - не менее одного образца с каждой поверхности экрана НРЧ, и, в случае необходимости, из СРЧ (входные участки) и ВРЧ (выходные участки);

г) на водогрейных котлах:

1) из экранных труб топочной камеры - не менее одного образца с каждой стены топочной камеры;

2) из конвективной части - не менее одного образца из первого ряда нижнего пакета по центру топочной камеры (для котлов типа ПТВМ).

5.4.3.5 Образцы труб из водяного экономайзера вырезаются в следующем объеме:

— на входе в первую ступень - не менее одного образца;

— на выходе из первой ступени - не менее одного образца;

— на выходе из второй ступени - не менее одного образца.

5.4.3.6 Образцы труб из пароперегревателя вырезаются в следующем объеме:

— на барабанных котлах из выходной ступени пароперегревателя в зоне с максимальной температурой стенки как минимум один образец;

— на прямоточных котлах из выходных ступеней пароперегревателя высокого

и низкого давлений как минимум по одному образцу.

5.4.3.7 Полный объем необходимых мест вырезок для каждого котлоагрегата устанавливается местной инструкцией.

5.4.3.8 Длина вырезанного образца экранной трубы должна быть не менее 1,5 метра. В случае невозможности вырезки по конструктивным соображениям допускается уменьшение длины образца до 1,2 – 1,0 м.

Длина вырезаемого образца из водяного экономайзера и пароперегревателя должна быть не менее 1 метра.

5.5 Определение необходимости и эффективности химической очистки

5.5.1 Решение о проведении химической очистки котла принимается только после вырезки контрольных образцов экранных труб и определения на них количества отложений.

5.5.2 Необходимость проведения химической очистки определяется величиной предельной загрязненности экранных труб с огневой стороны.

5.5.3 Вырезка контрольных образцов труб водяного экономайзера и пароперегревателя осуществляется с целью контроля имеющихся отложений и оценки коррозионного состояния внутренних поверхностей труб.

Водяной экономайзер находится в менее теплонапряженной зоне, поэтому предельное количество отложений в них не лимитируется. Вместе с этим, целесообразно производить очистку водяного экономайзера одновременно с очисткой экранной системы.

Количество отложений на внутренней поверхности пароперегревателей также не лимитируется. Поверхности пароперегревателей высокого давления имеют отложения, представляющие собой высокотемпературную окалину, удаление которой вызывает существенные трудности. Из-за отсутствия приемлемых технических решений, очистка пароперегревателей высокого давления производится крайне редко.

Отложения на поверхностях пароперегревателей котлов низкого давления обычно имеют железистоокисный или смешанный характер.

Возможность проведения эксплуатационной химической очистки пароперегревательных поверхностей оценивается совместно котлотурбинным (котельным) цехом, химическим цехом и службой металлов с учетом анализа состояния металла труб под окалиной, оценки его механических свойств.

При необходимости проведения очистки внутренней поверхности пароперегревательных поверхностей, она может быть выполнена только при наличии технологической возможности, в противном случае производится замена пароперегревателя или его части (ступени).

5.5.4 Предельно допустимые значения загрязненности экранных труб, при достижении которых проведение химической очистки является обязательным, представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Предельные значения количества внутритрубных отложений на огневой поверхности экранных труб

Тип котлоагрегата	Количество отложений с огневой стороны труб, определенное методом катодного травления, г/м ²			
	жидкое и газообразное топливо	смесь твердого и жидкого топлива	твердое топливо	
			уголь	торф
Барабанные котлы:				
давлением до 4 МПа	800	800	1000	1200
давлением свыше 4 до 10 МПа	600	600	800	1000
давлением свыше 10 до 15,5 МПа	400	400	600	800
Прямоточные котлы:	Общая загрязненность			
докритического давления	300	300	400	-
сверхкритического давления (при НКВР или КАВР)	250 (300)	300	400	-
	В том числе рыхлого слоя			
	70	70	120	-
Водогрейные котлы	1000	1000	1000	1000
Примечания 1 На газомазутных котлах, работающих при комплексной обработке питательной или котловой воды, допускается увеличение количества отложений в 1,5 раза. 2 Поскольку котлы одной и той же марки в Белорусской энергосистеме могут иметь различную величину тепловой нагрузки, предельно допустимое количество отложений может быть увеличено решением технического руководства энергопредприятия по согласованию с разработчиком СТП – ОАО «Белэнергоремналадка»				

5.5.5 Эффективность химической очистки котла оценивается по количеству отложений, оставшихся на экранных трубах. Для этого после проведения химической очистки в обязательном порядке необходимо произвести вырезку образцов труб из той же зоны и в том же объеме, что и до проведения очистки.

При качественно проведенной очистке остаточное количество отложений не должно превышать значений, указанных в таблице 4.

Таблица 4 – Остаточное количество внутритрубных отложений после химической очистки

Тип котлоагрегата	Остаточное количество внутритрубных отложений, г/м ²
Барабанные котлы:	
давлением до 4 МПа	100
давлением от 10 до 15,5 МПа	70
Прямоточные котлы	50
Водогрейные котлы	100

5.5.6 Для анализа качества ведения водно-химического и топочного режимов за период между вырезками следует производить определение скорости роста отложений на поверхностях нагрева за 1000 часов работы котла по формуле

$$G = \frac{(q_2 - q_1) \cdot 1000}{\Delta t}, \quad (1)$$

где G – скорость роста отложений за 1000 ч, г/м²;

q_2 – количество отложений на поверхности нагрева в последнюю вырезку, г/м²;

q_1 – количество отложений на поверхности нагрева в предыдущую вырезку, г/м²;

Δt – время работы котла между последней и предыдущей вырезками, ч;

5.5.7 При установившемся водно-химическом режиме без четко выраженных его нарушений с целью прогнозирования срока выхода котла на предельный уровень загрязнений можно произвести ориентировочный расчет по формуле

$$\Delta t = \frac{(q_n - q_2) \cdot 1000}{G}, \quad (2)$$

где Δt – время работы котла до уровня предельных загрязнений, ч;

q_n – предельное значение количества отложений на поверхности нагрева в соответствии с таблицей 3, г/м²;

q_2 – количество отложений на поверхности нагрева в последнюю вырезку, г/м²;

G – скорость роста отложений за 1000 ч рассчитанная по формуле (1), г/м².

Примечание – При незначительном расхождении результатов анализов по определению количества отложений расчеты можно производить по усредненным результатам, при значительном расхождении расчеты следует производить по отдельным поверхностям нагрева (фронтовые экраны, задние экраны и т.д.).

5.5.8 При контроле состояния поверхностей нагрева по температурным вставкам, достижение допустимой температуры металла экранных труб в зоне обогрева является упреждающим сигналом к проведению химической очистки. Ориентировочно, предельно допустимая температура наружной поверхности трубы не должна превышать следующих значений:

- для труб НРЧ из стали 12Х1МФ прямоточных котлов - 545⁰С;
- для барабанных котлов с трубами из стали 20 - 450⁰С;
- для барабанных котлов с трубами из стали 15ХМ и 12Х1МФ - 500⁰С.

Примечание – Поскольку котлы одной и той же марки в Белорусской энергосистеме могут иметь различную величину тепловой нагрузки, более точная допустимая температура металла определяется для каждого котлоагрегата в процессе проведения наладочных работ.

5.5.9 При наличии контроля по температурным вставкам, после проведения химической очистки температура металла по вставкам не должна превышать

начальную более, чем на 5⁰С.

5.5.10 В водогрейных котлах дополнительным индикатором необходимости проведения химической очистки является увеличение гидравлического сопротивления котла в 1,5 раза по сравнению с гидравлическим сопротивлением чистого котла.

5.6 Вырезка и подготовка образцов труб для исследования

5.6.1 Порядок вырезки образцов труб

5.6.1.1 Вырезка образцов труб производится ремонтным персоналом энергообъекта (станционным, сетевого района или подрядной организации) в соответствии с утвержденным объемом вырезок под надзором представителя химического цеха (инженера-химика сетевого района или химслужбы тепловых сетей).

5.6.1.2 Перед проведением вырезок экранных труб на огневой стороне еще не вырезанных образцов труб краской или любым другим способом отмечается экран котла и номер трубы, намеченной к вырезке.

Перед проведением вырезок образцов труб водяного экономайзера и пароперегревателя при возможности также помечается наименование вырезаемой поверхности и номер трубы.

5.6.1.3 Вырезка образцов труб осуществляется газовым резаком или механическим способом (ножовкой, абразивным кругом).

При вырезке необходимо принимать меры, предотвращающие попадание металлических частиц, сварочного грата и шлака внутрь оставшейся в котле части трубы.

При вырезке вертикальных участков труб следует начинать резать трубу сначала внизу контрольного участка, а затем отвести трубу и отрезать участок сверху.

При удалении из котла вырезанные образцы необходимо предохранять от резких ударов и сотрясений, которые могут нарушить целостность отложений.

5.6.1.4 На огневой стороне вырезанных образцов экранных труб, на стороне «по ходу газов» труб водяного экономайзера и пароперегревателя напильником, краской, маркером или другим способом наносится метка.

Вырезанные образцы труб маркируются представителем ремонтного персонала в присутствии представителя химического цеха (инженера-химика сетевого района или химслужбы тепловых сетей) с указанием следующих данных:

- номер котла;
- место расположения трубы;
- номер трубы;
- направление движения среды;
- отметка, на которой производилась вырезка.

5.6.1.5 После маркировки вырезанные образцы передаются в химический цех на ответственное хранение и для исследования.

Срок хранения образцов составляет не менее 10 лет.

5.6.2 Подготовка образцов труб для исследования

5.6.2.1 После передачи вырезанных образцов в химический цех (химслужбу тепловых сетей), представитель химического цеха (химслужбы тепловых сетей) регистрирует их в «Журнале регистрации проб» (форма журнала произвольная) с присвоением идентификационного номера для огневой и тыльной сторон каждого вырезанного образца экранных труб, для образцов труб водяного экономайзера и пароперегревателя - для стороны «по ходу газов», условно (огневая сторона) и стороны «против хода газов», условно (тыльная сторона) или произвольно, затем, по возможности, освобождает наружную поверхность вырезанных образцов от сыпучих зольных отложений, не прибегая при этом к ударам и сотрясениям.

После очистки от сыпучих отложений, представитель химического цеха (химслужбы) размечает мелом образцы экранных труб на огневую и тыльную стороны, а также на участки для снятия отложений на химический состав и для определения загрязненности труб (количества отложений).

5.6.2.2 Разметка трубы на участки осуществляется следующим образом: в середине трубы отмечается участок длиной 4-6 см, затем вправо и влево от него отмечаются участки длиной по 30-50 см и далее участки длиной по 4-6 см. Таким образом, получается три участка (длиной 4-6 см) в разных местах трубы для определения загрязненности и два участка (длиной 30-50 см) для описания состояния внутренней поверхности и снятия отложений на химический состав. Пример разметки образцов приведен на рисунке В.1 приложения В.

5.6.2.3 После разметки на середину каждого намеченного участка трубы с огневой и тыльной сторон наклеиваются этикетки, на которых указано:

- дата вырезки;
- станция;
- тип и номер котла;
- номер и расположение трубы в котле;
- солевой или чистый отсек;
- огневая или тыльная сторона;
- отметка, на которой производилась вырезка;
- номер образца по длине трубы снизу вверх.

Этикетки наклеиваются на очищенный от наружных отложений участок силикатным клеем или другим клеящим веществом.

5.6.2.4 Участки труб, расположенные на расстоянии 10-15 см от концов образца, вырезанного газовым резаком, вследствие перегрева металла, изменения его структуры, характера и химического состава отложений, отбрасываются.

5.6.2.5 Промаркированные образцы передаются в механическую мастерскую, где их разрезают согласно нанесенным меловым линиям в присутствии представителя химического цеха (инженера-химика сетевого района или химслужбы тепловых сетей).

В начале образцы труб разрезаются на отдельные участки (кольца), а затем каждый участок – на огневую и тыльную стороны (полукольца).

5.6.2.6 Трубы разрезаются на фрезерном или продольно-строгальном станке с соблюдением следующих условий:

- режущий инструмент (фреза, резец) не должен смачиваться, то есть распиливание производится «всухую»;
- для предотвращения разрушений отложений из-за вибрации, образцы труб должны хорошо закрепляться на станке. Недопустимы удары по образцам;
- перед пуском станка внутреннюю поверхность трубы необходимо осторожно прикрыть бумагой для предотвращения попадания стружки и металлических опилок;
- распиливание выполняется строго по меловым линиям, особенно при распиливании на огневую и тыльную стороны.

После распиливания на участки (кольца), образцы продольно распиливаются на огневую и тыльную половины (полукольца), складываются вместе и плотно скрепляются. Допускается продольное распиливание не доводить до конца, оставляя с одной стороны несколько миллиметров металла.

5.6.2.7 Для облегчения подготовки образцов к исследованию и проведения исследования, можно на токарном станке произвести снятие наружной поверхности трубы (обтачивание) на глубину 0,5-0,6 мм для удаления наружных отложений. При этом обтачивание может производиться либо всего вырезанного образца трубы, либо только участков, предназначенных для катодного травления, а иногда образцов, уже разрезанных на кольца.

5.6.2.8 Перед очисткой наружной поверхности образцов, следует любым способом отметить огневую сторону, так как во время очистки все маркировочные этикетки вместе с наружными отложениями будут удалены. Одним из способов является приклеивание силикатным клеем бумажной этикетки размером 10x10 мм на внутреннюю поверхность по центру огневой стороны с указанием на ней идентификационного номера (номера трубы или номера лабораторной пробы). Можно маркером или химическим карандашом нанести разметку на огневую и тыльную стороны на торцах образца.

5.6.2.9 После очистки наружной поверхности, на середине огневой стороны образцов наносится продольная риска, ориентируясь либо на приклеенные внутри этикетки, либо на пометки, сделанные на торцах образца.

Затем представитель химического цеха (химслужбы тепловых сетей) восстанавливает меловую разметку, строго соблюдая огневую и тыльную стороны.

После окончания разметки образца на участки, предназначенные для определения химического состава отложений, силикатным клеем снаружи приклеиваются бумажные этикетки, на которых указываются те же данные, что в 5.6.2.3.

На участки, предназначенные для определения загрязненности, снаружи маркером по металлу наносится идентификационный номер (номер трубы или номер лабораторной пробы) или силикатным клеем приклеиваются бумажные этикетки размером 10x10 мм с теми же данными.

Промаркированные образцы разрезаются в соответствии с 5.6.2.5-5.6.2.6.

5.6.2.10 После разрезки образцов, в химической лаборатории производится тщательный визуальный осмотр внутренней поверхности каждого участка труб

вырезанных образцов и описание их состояния (отдельно для огневой и тыльной сторон), производится определение загрязненности образцов (количества отложений), снимаются отложения для определения химического состава, производится определение химического состава отложений (если лаборатория выполняет этот вид определений).

Все данные и результаты заносятся в «Журнал осмотров оборудования».

5.6.2.11 При описании характера отложений (в основном это делается по участку трубы длиной 30-50 см) отмечаются их цвет, степень равномерности покрытия отложениями поверхности трубы, характер отложений (пластинки, слоистая или губчатая масса, отдельные бугорки, сплошной слой и тому подобное).

5.6.2.12 В описание включается и коррозионное состояние металла образцов. Оценка коррозионного состояния металла производится после снятия отложений (в основном при определении загрязненности методом катодного травления). При этом отмечается отсутствие или наличие коррозионных язвин и точек, частота их расположения на внутренней поверхности образца, размер, глубина, их характер.

5.6.2.13 При наличии разрушенных труб, они должны подвергаться металлографическому анализу.

5.7 Определение загрязненности труб

5.7.1 Методы определения загрязненности

Основным показателем загрязненности труб является весовое количество отложений, отнесенных к 1 м² поверхности трубы.

Для определения загрязненности используется по два участка длиной 4-6 см с каждого вырезанного образца трубы, один участок оставляется с отложениями на хранение.

Для экранных труб загрязненность определяется отдельно для огневой и тыльной сторон.

Образцы труб, разрезанные на огневую и тыльную стороны и предназначенные для определения загрязненности, внимательно осматриваются, с внутренней поверхности тщательно удаляются посторонние загрязнения – стружка металла, грат, приставшие частички посторонних примесей (при их наличии). Удаление производится пинцетом или мягкой кисточкой. После тщательной очистки от посторонних загрязнений приступают к определению загрязненности.

Загрязненность труб может быть определена двумя методами:

- электролитическим (катодным травлением);
- механическим.

5.7.2 Электролитический метод (метод катодного травления)

5.7.2.1 Электролитический метод является наиболее точным методом определения загрязненности труб. При катодном травлении отложения удаляются полностью, освобождая даже мелкие поры на поверхности образца.

При определении загрязненности катодным травлением определяется потеря веса образца, помещенного в электролит.

В основу метода положены катодные и анодные реакции, протекающие при электролитических процессах. Помещенный в электролит образец при пропускании через него постоянного электрического тока является катодом. В качестве анода используются свинцовые стержни или пластины, либо угольно-графитовые стержни.

Образующийся на катоде газообразный водород способствует отслаиванию и удалению с поверхности образца отложений.

5.7.2.2 Катодное травление осуществляется на специальной установке в соответствии с инструкцией по эксплуатации установки. Принципиальная схема установки катодного травления приведена на рисунке Г.1 приложения Г.

Приспособления для крепления испытуемых образцов и стержней (пластин) изготавливаются из нержавеющей стали.

В качестве электролитической ванны используется стакан из полимерных материалов, органического или обычного стекла емкостью 800-900 см³, диаметром 9-10 см, высотой порядка 14 см.

5.7.2.3 В качестве электролита могут применяться следующие растворы:

- водный раствор аммония лимоннокислого одно- или двухзамещенного с массовой долей 10%;
- раствор серной кислоты с массовой долей 7-10% и уротропина с массовой долей 5-7% в качестве ингибитора;
- раствор лимонной кислоты с массовой долей 10% с добавлением аммиака до pH 3,8-4,2 ед.

Для приготовления раствора электролита из лимонной кислоты и аммиака взвешивается 100 г лимонной кислоты с точностью до 0,01 г, растворяется в 900 см³ дистиллированной воды и добавляется 25%-ный раствор аммиака до pH раствора 3,8-4,2 ед. Количество добавляемого аммиака обычно составляет 40-45 см³. pH приготовленного раствора проверяется по pH-метру любого типа или по универсальной индикаторной бумаге.

Примечание – Раствор электролита устойчив, но часто поражается биологическими обрастаниями, поэтому хранить его следует не более месяца при возможно низкой температуре.

Замена электролита в электролитической ванне производится через 8-10 часов работы установки, при значительной загрязненности раствора замена может производиться через более короткие промежутки времени.

5.7.2.4 Образцы труб необходимо предварительно подготовить для катодного травления.

Подготовка образца заключается в очистке его от наружных отложений и защите наружной поверхности специальными покрытиями.

5.7.2.5 Очистка образца от наружных отложений производится на токарном станке в соответствии с 5.6.2.7-5.6.2.9 или вручную.

При очистке вручную образец трубы (полукольцо) следует зажать в тиски и с помощью напильника счистить наружные отложения до металла.

На очищенную наружную поверхность образца маркером по металлу наносится идентификационный номер (номер трубы или номер лабораторной

пробы) или силикатным клеем приклеивается бумажная этикетка размером 10x10 мм с теми же данными.

5.7.2.6 После очистки образца от наружных отложений (на токарном станке или вручную) и нанесения идентификационного номера, наружная поверхность и торцевые срезы защищаются специальным покрытием. В качестве покрытия могут быть использованы:

- эпоксидный клей ЭДП, смешанный с отвердителем;
- клей БФ-2, БФ-4 или БФ-6;
- химически стойкие лаки (ХСЛ) и др.

Покрытие на наружную поверхность образца наносится кисточкой.

После нанесения первого слоя покрытия образец высушивается на воздухе или в сушильном шкафу при температуре 80-100⁰С в течение времени, достаточного для полного высыхания покрытия (покрытие не должно прилипать к бумаге). Затем на охлажденный до комнатной температуры образец, наносится второй слой покрытия, образец вновь высушивается на воздухе или в сушильном шкафу, охлаждается и взвешивается с точностью до 0,01 г.

Примечание – Взвешивание образца перед катодным травлением осуществляют без удаления с внутренней стороны бумажной этикетки с идентификационным номером, если таковую наклеивали перед зачисткой образца. Ее механически удаляют (соскребают) только с взвешенного образца непосредственно перед катодным травлением.

5.7.2.7 На образцах, наружная поверхность которых очищена на токарном станке, при катодном травлении в растворе аммония лимоннокислого одно- или двузамещенного и предположительно по времени не более часа (то есть при незначительной загрязненности), наружную поверхность можно не защищать покрытием. В данном случае защищается лишь бумажная этикетка на образце или надпись маркером по металлу, нанося на них один слой покрытия. Покрытие на этикетке высушивается на воздухе или в сушильном шкафу при температуре 80-100⁰С, образец охлаждается на воздухе, взвешивается с точностью до 0,01 г. После этого приступают к определению загрязненности.

5.7.2.8 При необходимости определения количества мягких и твердых отложений отдельно, вначале, перед катодным травлением, с внутренней поверхности анализируемых образцов скребком или металлической щеткой удаляются мягкие отложения и образцы вновь взвешиваются с точностью до 0,01 г.

5.7.2.9 Подготовленный к катодному травлению образец и угольный (свинцовый) электрод с помощью приспособления для крепления помещаются в электролитическую ванну, заполненную электролитом. Образец укрепляется так, чтобы его внутренняя поверхность с отложениями была обращена к угольному (свинцовому) электроду. Образец и электрод полностью погружаются в электролит и фиксируются. Фиксированное положение анода по отношению к образцу обеспечивает равномерность очистки и постоянство силы тока по всей его поверхности.

С помощью контактного провода испытуемый образец подсоединяется к отрицательной клемме реостата, а электрод – к положительной и установка включается в работу.

При катодном травлении плотность тока в электролитической ванне должна составлять 2-4а на 1 дм² поверхности образца. Сила тока, показываемая амперметром, должна быть примерно 1-2а на поверхность образца 40-50см².

5.7.2.10 В зависимости от количества, характера и химического состава отложений процесс травления может быть разной продолжительности.

При загрязненности поверхности до 500 г/м², процесс травления может производиться от 2 до 8 часов, при загрязненности 500-1000 г/м² и выше процесс травления может длиться до 30 часов и более.

Окончание процесса травления устанавливается или по изменению показания силы тока или визуальным осмотром образца. Образец, с которого удалены все отложения, должен иметь чистую металлическую поверхность без следов отложений.

5.7.2.11 В процессе травления каждые 2-4 часа, в зависимости от количества отложений, установка отключается, образец извлекается из электролита, шпателем или металлической щеткой стираются остатки отложений, параллельно смывая их струей водопроводной воды. Визуально определяется, полностью ли произошла очистка образца от отложений. Если поверхность по-прежнему покрыта отложениями или обнаруживаются остатки отложений, образец снова помещается в электролит и продолжается процесс травления.

5.7.2.12 После полного удаления отложений, поверхность образца насухо протирается салфеткой, высушивается на воздухе или в сушильном шкафу при температуре 80-100⁰С, охлаждается до комнатной температуры и взвешивается с точностью до 0,01г.

5.7.2.13 При катодном травлении после снятия отложений внутренняя поверхность некоторых образцов может быть омеднена (наличие на поверхности медно-красного налета). Для его удаления образец помещается в аммиачный раствор персульфата аммония (5% раствор аммиака, содержащий 7% персульфата аммония (NH₄)₂S₂O₈). Через 10-20 минут образец извлекается из раствора, промывается водопроводной водой, вытирается салфеткой от избытка воды, высушивается на воздухе или в сушильном шкафу при температуре 80-100⁰С, охлаждается на воздухе до комнатной температуры и взвешивается с точностью до 0,01г.

5.7.2.14 В зависимости от необходимости, загрязненность может рассчитываться как по общему количеству отложений, так и отдельно для мягких и твердых отложений.

5.7.2.15 Загрязненность образца трубы определяется по формуле

$$q = \frac{D_1 - D_2}{S} \cdot 10000, \quad (3)$$

где: q – загрязненность образца трубы, г/м²;

D₁ – вес образца до снятия отложений, г;

D₂ – вес образца после снятия отложений, г;

S – площадь внутренней поверхности образца, см²;

10000 – переводной коэффициент см² в м².

5.7.2.16 Для определения площади внутренней поверхности образца производится измерение его длины и ширины с применением калиброванной рулетки. При измерении длины образца допускается использование штангенциркуля.

Примечание – Измерение линейных размеров образца (полукольца) производится в средней части, приблизительно по осям симметрии.

5.7.2.17 Результаты определения количества отложений заносятся в «Журнал осмотров теплосилового оборудования». Результаты можно оформить в виде таблицы, рекомендуемая форма которой представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Количество отложений на поверхностях нагрева котла

Дата вырезки	Номер котла	Место вырезки	Количество отложений, г/м ²			
			огневая сторона		тыльная сторона	
			мягких	общих	мягких	общих

5.7.2.18 При определении количества отложений специализированной организацией результаты оформляются протоколом.

5.7.3 Механический метод

5.7.3.1 Механический метод – это метод снятия отложений с помощью скребка, ножичка, скальпеля и других приспособлений, а также путем деформации трубы с помощью тисков или пресса.

Метод определения загрязненности образцов путем механического удаления отложений является ориентировочным, так как не позволяет достоверно оценить степень загрязненности труб из-за невозможности удаления отложений из мелких пор и язвин, а также затруднительности удаления отложений, прочно сцепленных с металлом.

5.7.3.2 При необходимости определения количества мягких и твердых отложений отдельно, вначале со всей внутренней поверхности анализируемого образца скребком, ножичком или скальпелем снимаются мягкие отложения. Отложения аккуратно и без потерь переносятся в предварительно взвешенный с точностью до 0,01г и промаркированный бумажный пакетик или бюкс.

5.7.3.3 После снятия мягких отложений снимаются твердые отложения путем деформации трубы с помощью тисков или пресса.

5.7.3.4 При снятии твердых отложений с помощью тисков, образец помещается в тиски, внутренняя поверхность прикрывается листом бумаги и образец сильно сжимается.

В результате деформации трубы твердые отложения отслаиваются в виде пластинок, их тщательно собирают в другой предварительно взвешенный с точностью до 0,01г и промаркированный пакетик или бюкс. Затем поверхность трубы ножом или скальпелем тщательно подчищается для более полного удаления отложений, которые аккуратно переносятся в тот же бумажный пакетик или бюкс.

5.7.3.5 При снятии твердых отложений с помощью пресса, образец

заворачивается в несколько слоев бумаги, на которой помечается внутренняя сторона. Образец расплющивается прессом, извлекается, бумага осторожно подрезается со стороны метки и отслоившиеся отложения тщательно собираются в предварительно взвешенный с точностью до 0,01г и промаркированный пакетик или бюкс.

5.7.3.6 Пакетики или бюксы с мягкими и твердыми отложениями взвешиваются с точностью до 0,01г.

5.7.3.7 При отсутствии необходимости отдельного определения количества мягких и твердых отложений, отложения снимаются путем деформации трубы с помощью тисков в соответствии с 5.7.3.4 или с помощью прессы в соответствии с 5.7.3.5.

5.7.3.8 Если наружная поверхность образца не очищена на токарном станке, при сборании отложений следует следить за тем, чтобы не происходило их загрязнение наружными отложениями.

5.7.3.9 Загрязненность образца трубы определяется по формуле

$$q = \frac{D_1 - D_2}{S} \cdot 10000, \quad (4)$$

где: q – загрязненность образца трубы, г/м²;

D_1 – вес бумажного пакетика (бюкса) с отложениями, г;

D_2 – вес пустого бумажного пакетика (бюкса), г;

S – площадь образца, с которой сняты отложения, см²;

10000 – переводной коэффициент см² в м².

5.7.3.10 Площадь образца, с которой снимались отложения, производится с помощью калиброванной рулетки без учета тех участков, с которых отложения не удалились.

5.8 Снятие отложений для определения их химического состава

5.8.1 Снятие отложений для определения их химического состава производится с огневой стороны труб с участков длиной 30-50 см. В отдельных случаях, при необходимости, химический состав отложений определяется и с тыльной стороны труб.

5.8.2 Перед снятием отложений внутренняя поверхность трубы предварительно осторожно очищается от посторонних загрязнений: стружки металла, грата, приставших частиц посторонних примесей. Удаление необходимо производить пинцетом и мягкой кисточкой. Лишь после тщательной очистки внутренней поверхности можно приступать к снятию отложений.

5.8.3 При определении химического состава отложений необходимо учитывать, что отложения на трубах обычно состоят из двух слоев – мягкого и твердого.

Мягкие отложения – это отложения, слабо сцепленные с поверхностью трубы, легко снимаются ножом или скальпелем при незначительном усилии.

Твердые отложения – это отложения, прочно сцепленные с металлом, снимаются только при деформации трубы путем зажатия в тиски или сдавливания прессом.

5.8.4 Мягкие и твердые отложения по своему химическому составу отличаются друг от друга. Поэтому, при необходимости определения химического состава мягких отложений отдельно от твердых, они снимаются и анализируются отдельно.

5.8.5 Сначала со всей внутренней поверхности участка трубы счищаются мягкие отложения и собираются в бюкс или бумажный пакетик, на котором отмечается:

- станция;
- дата вырезки;
- тип и номер котла;
- номер и расположение трубы в котле;
- солевой или чистый отсек;
- отметка, на которой производилась вырезка.

Кроме этого, на пакетике делается пометка «мягкие отложения».

5.8.6 После снятия мягких отложений, приступают к снятию твердых отложений.

При снятии твердых отложений с помощью тисков, образец трубы помещается в тиски, внутренняя поверхность прикрывается листом бумаги, и образец сильно сжимается.

В результате деформации трубы твердые отложения отслаиваются в виде пластинок. Пластины тщательно собираются в бюкс или бумажный пакетик, на котором отмечаются те же данные, что указаны в 5.8.5 и помечается «твердые отложения».

5.8.7 При снятии твердых отложений с помощью пресса, образец трубы заворачивается в несколько слоев бумаги, на которой помечается внутренняя сторона трубы надписью «внутренняя сторона» и образец расплющивается прессом. Деформированный образец извлекается из-под пресса, бумага осторожно подрезается со стороны пометки «внутренняя сторона» и отслоившиеся отложения собираются в бюкс или бумажный пакетик, на котором отмечаются те же данные, которые указаны в 5.8.5 и делается надпись «твердые отложения».

5.8.8 Если наружная поверхность образца не подвергалась обтачиванию, то при любом способе деформации трубы при снятии твердых отложений необходимо следить за тем, чтобы в отложения с внутренней поверхности не попали наружные отложения.

5.8.9 Для определения химического состава общих отложений (в целом по трубе) мягкие и твердые отложения снимаются вместе с одной и той же площади поверхности трубы. Снятие отложений осуществляется с помощью тисков в соответствии с 5.8.6 или пресса в соответствии с 5.8.7.

5.8.10 Перед проведением химического анализа отложения, снятые с образца трубы, подвергаются дальнейшему тщательному измельчению в агатовой ступке до состояния пудры (при протирании между пальцами не должно оставаться крупинки).

5.8.11 Химический состав образующихся на поверхностях нагрева отложений зависит от множества факторов (примесей, присутствующих в воде, наличия процессов коррозии, схем подготовки воды, схем коррекционной обработки воды, типа и параметров котлов и т. д.).

Химический анализ отложений состоит в определении потерь (привеса) при прокаливании, содержания кальция, магния, натрия, железа, алюминия, меди, цинка, кремнекислоты, сульфатов, фосфатов, а в отдельных случаях и других веществ.

5.8.12 В зависимости от типа отложений, объем анализа может меняться. Так, в отложениях, образовавшихся в трубах барабанных котлов, нет смысла определять содержание растворенных в воде примесей (обычно их нет вследствие контакта с котловой водой). В отложениях из труб прямоточных котлов нет смысла определять содержание фосфатов, так как на этих котлах фосфатирование не проводится. Обычно в этих отложениях отсутствуют и органические вещества.

5.8.13 Учитывая различный состав отложений, не представляется возможным создать единую методику их анализа. В этом отношении все отложения можно условно разделить на три типа, руководствуясь различной растворимостью составляющих их основных компонентов в воде и кислотах.

К первому типу отложений можно отнести отложения нерастворимые в воде и соляной кислоте, ко второму типу – отложения, практически нерастворимые в воде, но легко растворимые в соляной кислоте, к третьему типу – отложения, в значительной степени растворимые в воде.

Большинство котельных накипей можно отнести к первому типу отложений, нерастворимых в воде и соляной кислоте. Нерастворимые в воде и не разлагаемые соляной кислотой отложения требуют сплавления с едким натром или с содой для их разложения.

Некоторые котельные отложения (кальциевые, магниевые, железофосфатные и т.д.) можно отнести ко второму типу отложений, практически нерастворимых в воде, но легко растворимых в соляной кислоте.

К третьему типу отложений можно отнести солевые отложения из трубок пароперегревателей.

Таким образом, определение химического состава отложений производится в зависимости от типа отложений.

5.8.14 При определении химического состава отложений на энергообъектах, он должен производиться в соответствии с утвержденными РУП-облэнерго методиками.

5.8.15 При определении химического состава отложений специализированной организацией, результаты оформляются протоколом.

5.9 Внутренние осмотры элементов котлов

5.9.1 С целью выявления отклонений и дефектов, которые могут осложнить водно-химический режим, ухудшить качество пара, снизить надежность и экономичность работы котла, а также для определения степени загрязненности и коррозионно-эрозионного состояния внутренней

поверхности оборудования, во время остановов при проведении капитальных и текущих ремонтов должны производиться внутренние осмотры элементов котла. Внутренние осмотры также должны производиться после проведения химической очистки (в некоторых случаях и до проведения химической очистки).

5.9.2 Осмотру подвергаются:

- барабаны котла и внутрибарабанные сепарационные устройства;
- вскрытые отдельные коллектора котла для определения необходимости их очистки;
- холодильники системы отбора проб для определения необходимости их очистки.

Осмотры производятся совместно представителями химического и котлотурбинного (котельного) цехов (инженером-химиком сетевого района или химслужбы тепловых сетей и инженером-теплотехником сетевого района), результаты оформляются актами и/или фиксируются в «Журнале осмотров оборудования».

5.9.3 При осмотре барабанов следует обращать внимание на правильность и чистоту разводки корректирующих реагентов, состояние сепарационных устройств, площади сечения всех проходов для воды и пара, плотность сварных и болтовых соединений, наличие прокладок, плотность и порочность присоединения улиток циклонов к коробам пароводяной смеси.

5.9.4 При проведении осмотров барабанов необходимо руководствоваться следующим:

- при осмотре сепарационных устройств, следует проконтролировать крепление и вертикальность установки внутрибарабанных циклонов, горизонтальность крышек циклонов, горизонтальность и плотность установки паропромывочных листов, жалюзийных сепараторов и потолочных дырчатых листов;
- неплотности в сепарационных устройствах барабанов определяются по следам шлама, начинающимся у неплотностей или по чистой поверхности, если через неплотности вырывается струя пара;
- при осмотре состояния металла следует обращать внимание на состояние окисной пленки, признаки коррозионных процессов;
- следует фиксировать четкость границы раздела водяного и парового пространств барабанов, расположение границы относительно оси и нормального рабочего уровня барабанов;
- при осмотре водяного пространства барабанов, следует оценивать наличие, цвет и толщину отложений и шлама на стенках и днище, в устьях опускных труб, и других устройствах, расположенных в водяном пространстве;
- в паровом пространстве барабанов следует обращать внимание на наличие и количество отложений и шлама на стенках, пароприемных устройствах, а также шламовые и другие следы уровня воды на стенках.

5.9.5 При осмотре нижних коллекторов экранных труб выявляется наличие отложений на стенках коллекторов, скопление шлама, чешуек накипи или продуктов коррозии, наличие эрозии.

5.9.6 Наличие язвенной коррозии внизу внутренней поверхности барабанов, коллекторов и других элементов котла - типичный признак стояночной коррозии, происходящий в результате плохого удаления воды из котла при его остановках.

5.9.7 При выявлении значительного количества загрязнений в барабанах и коллекторах, должна производиться их очистка (механическим или другим способом). После очистки представителями химического и котлотурбинного (котельного) цехов (инженером-химиком сетевого района или химслужбы тепловых сетей и инженером-теплотехником сетевого района) производится проверка и прием поверхностей на чистоту, результаты оформляются актами.

6 Оценка состояния проточной части паровых турбин

6.1 Организация контроля

6.1.1 Контроль состояния проточной части паровых турбин и степени их заноса солями осуществляется:

- путем измерения давления в контрольных ступенях турбины при ее работе;
- путем расчета изменения (снижения) внутреннего относительного КПД турбины в процессе эксплуатации;
- осмотром проточной части при вскрытии турбины с оценкой коррозионного и эрозионного состояния металла;
- снятия отложений с поверхностей проточной части, описания характера отложений, определения их количества и химического состава.

6.1.2 Эксплуатационный контроль и анализ результатов измерений давления в контрольных ступенях осуществляется персоналом котлотурбинного (турбинного) цеха.

6.1.3 Контроль состояния проточной части турбины путем расчета снижения внутреннего КПД осуществляется после проведения соответствующих тепловых испытаний турбины. Испытания в основном проводятся специализированной организацией.

6.1.4 Наиболее полное представление о состоянии проточной части даёт осмотр вскрытой турбины. Отобранные при таком осмотре образцы отложений подлежат количественному и химическому анализу.

6.1.5 Осмотр проточной части турбины, описание ее состояния должны выполняться совместно представителями химического и котлотурбинного (турбинного) цехов, по результатам осмотра составляется акт осмотра.

Результаты осмотра также записываются в «Журнал осмотров оборудования» в химическом цехе, в который дополнительно заносится количество отложений и их химический состав (при проведении данного вида работ на энергообъекте).

6.1.6 Снятие отложений с проточной части турбины, определение количества отложений и их химического состава может осуществляться персоналом химической лаборатории энергообъекта или специализированной организацией.

6.1.7 При определении химического состава отложений на энергообъектах, он должен производиться в соответствии с утвержденными РУП-облэнерго

методиками.

6.1.8 При определении химического состава отложений специализированной организацией, результаты оформляются протоколом

6.2 Эксплуатационный контроль состояния проточной части турбины по давлению в контрольной ступени

6.2.1 Для оценки степени загрязненности проточной части турбины проводятся наблюдения за давлением пара в контрольных ступенях (камеры за дроссельным и перегрузочными клапанами, камеры регулирующих ступеней, камеры отборов пара у турбины).

Данный метод контроля не отличается высокой точностью и чувствительностью вследствие зависимости давления в контрольных ступенях от начальных параметров пара, расхода воды через систему регенерации и не позволяет непосредственно оценить изменение КПД проточной части как основного показателя ее состояния, однако он достаточно доступен и позволяет предупредить возникновение аварии турбины.

6.2.2 Давление должно измеряться манометрами класса точности 0,6-1,0. При ограниченной точности эксплуатационных приборов этим методом обнаруживаются лишь значительные заносы турбины.

6.2.3 Значения давлений пара в контрольных ступенях должны фиксироваться не реже 1 раза в месяц при номинальной, или близкой к номинальной нагрузке турбины при одних и тех же условиях работы по нагрузке, расходу свежего пара, вакууму, тепловой схеме.

Результаты измерений регистрируются в специальном журнале. Рекомендуемая форма журнала приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Журнал наблюдений за давлением пара в контрольных ступенях турбины

Дата и время	Давление свежего пара, МПа	Температура свежего пара, °С	Нагрузка турбины, МВт	Расход свежего пара на турбину, т/ч	Давление пара в регулируемом отборе, МПа	Противодавление отработавшего пара, МПа	Давление пара в контрольных ступенях, МПа		Относительное увеличение давления в контрольных ступенях, %	
							№1	№2	№1	№2

Начальная запись должна быть сделана во время работы турбины с чистыми лопатками (после ревизии и ремонта).

6.2.4 По данным наблюдений строится график изменения величины давления по времени $P_k = f(\tau)$, характеризующий динамику роста давления в зависимости от заноса проточной части турбины.

Степень повышения давления в контрольной ступени в %, определяется по формуле:

$$\Delta P = \frac{\left(\frac{P_k}{D}\right)_{загр.} - \left(\frac{P_k}{D}\right)_{чист.}}{\left(\frac{P_k}{D}\right)_{чист.}} \cdot 100 \quad (5)$$

Где: $\left(\frac{P_k}{D}\right)_{загр.}$ и $\left(\frac{P_k}{D}\right)_{чист.}$ – отношение давления в регулирующей ступени к расходу свежего пара соответственно на загрязненной и чистой турбине;
100 – перевод в проценты.

6.2.5 Повышение давления в контрольных ступенях против номинального при данном расходе пара должно быть не более 5%. При этом давление не должно превышать предельных значений, установленных изготовителем или проектом реконструкции турбины.

При достижении в контрольных ступенях предельных значений давления из-за солевого заноса должна быть проведена промывка или очистка проточной части турбины. Способ промывки или очистки должен быть выбран исходя из состава и характера отложений и местных условий. Возможные варианты промывки:

- промывка влажным паром;
- химическая промывка;
- механическая очистка.

6.3 Контроль состояния проточной части турбины по снижению внутреннего относительного КПД

6.3.1 Метод упрощенных тепловых испытаний (экспресс-испытаний) турбин, позволяет с достаточной точностью оценить относительное изменение КПД турбин в процессе эксплуатации.

6.3.2 Сущность этого метода состоит в получении зависимости приведенного давления пара в контрольных ступенях $P_i^{пр}$ от приведенной мощности турбины $N_3^{пр}$. Приведенные величины давления и мощности получают путем приведения опытных величин к сопоставимым (номинальным) условиям. Для облегчения приведения измеренных величин к номинальным условиям и повышения точности конечного результата опыты по оценке изменения состояния проточной части выполняются при отключенной системе регенерации и неизменном положении органов парораспределения с достаточно узким допустимым диапазоном изменения параметров пара.

6.3.3 Получаемая в результате экспресс - испытаний зависимость $P_{контр}^{пр} = f(N_3^{пр})$ является основной характеристикой состояния проточной части. Эта зависимость для всех случаев линейная, но угол наклона ее зависит от КПД турбины. Увеличение угла наклона зависимости $P_{контр}^{пр} = f(N_3^{пр})$ свидетельствует о соответствующем снижении экономичности проточной части.

При экспресс-испытаниях строятся зависимости $P_i^{пр} = f(N_3^{пр})$ для нескольких ступеней. Сравнивая их, можно оценить характер изменения проточной

части различных цилиндров.

В целом экспресс-испытания дают возможность оперативно и с малыми затратами сил и времени оценить изменения состояния и экономичности проточной части турбины в процессе эксплуатации. Они позволяют также более объективно оценить качество ремонтов турбоагрегатов и обоснованно установить необходимую периодичность их проведения.

6.4 Контроль состояния проточной части турбины по анализу отложений

6.4.1 Отбор проб отложений

6.4.1.1 Происходящая при остановках турбин конденсация пара сопровождается частичным растворением в каплях влаги легкорастворимых компонентов отложений, что в какой-то мере искажает представления об их качественном и количественном составе.

Неизбежный при вскрытии турбины контакт проточной части с атмосферным воздухом может обусловить попадание примесей из окружающей среды или их взаимодействие с отложениями. По этой причине взятие проб отложений должно производиться возможно быстрее после останова и вскрытия турбины (не позднее первых суток).

6.4.1.2 Отложения снимаются отдельно со всех ступеней рабочих, направляющих лопаток и под бандажами.

6.4.1.3 При отборе проб фиксируются: распределение отложений, цвет, плотность, прочность связи с металлом и другие особенности отложений, наличие коррозионных и эрозионных повреждений металла, следов механического воздействия.

Результаты записываются в «Журнал осмотров теплосилового оборудования».

6.4.1.4 Отбор проб отложений выполняется при помощи скальпеля, перочинного ножа или специальных скребков, изготовленных из обычной стали в форме ложки по профилю лопаточного аппарата, а также кисточек.

При снятии отложений под очищаемую поверхность подставляется кусочек кальки или глянцевой бумаги, согнутой желобком.

Выбранные лопатки и подбандажные ячейки по возможности полностью освобождаются от отложений. Это необходимо для подсчета общего количества отложений на каждой ступени и по всей проточной части турбины.

Пробы следует отбирать с нескольких лопаток или подбандажных ячеек в количестве не менее 0,5 г.

6.4.1.5 Снятые отложения по возможности без потерь ссыпаются в предварительно взвешенные на аналитических весах с точностью до 0,0001 г пакетики из кальки или высушенные бюксы. В каждый пакетик или бюкс помещаются отложения только с одной ступени.

На пакетике или бюксе записывается:

- вес пустого пакетика (бюкса);
- название станции;

- номер турбины;
- номер ступени;
- очищенная поверхность (рабочие лопатки, направляющие лопатки или подбандажные ячейки);
- количество очищенных лопаток или подбандажных ячеек).

6.4.1.6 Пакетики из кальки (бюксы) с пробами отложений помещаются в эксикатор с прокаленной СаО или силикагелем, где они и хранятся.

6.4.2 Определение количества отложений

6.4.2.1 Отложения, снятые с рабочих, направляющих лопаток (диафрагм) и под бандажми учитываются и исследуются отдельно.

6.4.2.2 В химической лаборатории пакетики (бюксы) с пробами взвешиваются на аналитических весах с точностью 0,0001г, после чего производится расчет количества отложений.

6.4.2.3 Расчет количества отложений на одной рабочей, направляющей лопатке или подбандажной ячейке производится по формуле:

$$Gr_{л}(нл, б) = \frac{(D_2 - D_1)}{n}, \quad (6)$$

где: $Gr_{л}(нл, б)$ – количество отложений на одной рабочей лопатке, направляющей лопатке или подбандажной ячейке, г/лопатку или г/ячейку;

D_1 – вес пустого пакета, г;

D_2 – вес пакета с отложениями, г;

n – количество лопаток (подбандажных ячеек) с которых сняты отложения, шт.

6.4.2.4 Количество отложений на каждой ступени, диафрагме, под бандажом рассчитывается по формуле:

$$G_{ст.}(диафр., бандаж) = Gr_{л}(нл, б) \cdot N, \quad (7)$$

где: $G_{ст.}(диафр., бандаж)$ – количество отложений на одной ступени, диафрагме или под бандажом одной ступени, г/ступень;

N – количество лопаток в ступени, диафрагме или подбандажных ячеек в ступени, шт.

6.4.2.5 Для подсчета количества отложений в каждом цилиндре суммируются отложения всех ступеней, диафрагм и бандажей, относящихся к данному цилиндру.

Общее количество отложений по турбине в целом определяется суммой отложений в каждом цилиндре.

6.4.2.6. Результаты определения количества отложений заносятся в «Журнал осмотров теплосилового оборудования». Результаты можно оформить в виде таблицы, рекомендуемая форма которой представлена в таблице 7.

Таблица 7 –Количество отложений в проточной части турбины

Но- мер сту- пени	Количество лопаток на данной ступени, штук	Количество очищенных лопаток, штук	Вес снятых отложений со всех очищенных лопаток, г	Среднее количество отложений на одну лопатку, г	Количество отложений на одной ступени, г	Количество отложений по цилиндрам		
						ЦВД	ЦСД	ЦНД
Рабочие лопатки								
1								
2...								
Направляющие лопатки								
1								
2...								
Бандажи								
1								
2...								

6.4.2.7 При определении количества отложений в проточной части турбины специализированной организацией, результаты оформляются протоколом.

6.4.3 Определение объема химического анализа отложений

6.4.3.1 Объём химического анализа отложений определяется конкретно поставленной задачей (характеристикой и оценкой водно-химического режима, выбором способа очистки проточной части и пр.).

На основании полученных результатов разрабатываются рекомендации по совершенствованию водно-химического режима для устранения негативных явлений или, при необходимости, может определяться способ очистки для удаления солевых отложений.

Наиболее распространенными методами удаления солей из проточной части турбин являются: механическое удаление солевых отложений путем обдувки воздухом с тонким сухим песком (пескоструйкой), промывка турбины влажным паром под нагрузкой, промывка турбины влажным паром с добавкой к нему химических реагентов.

Действия по снижению солевых заносов проточной части турбин в первую очередь должны быть направлены на улучшение качества свежего пара путем снижения в нем солей до нормативных значений, так как накопление отложений в проточной части в основном является следствием загрязнений пара. Эти загрязнения образуют в проточной части как твердые нерастворимые в воде отложения, так и растворимые, способствующие протеканию коррозионных процессов. Большинство загрязнений, содержащихся в паре, в турбине переходит в состояние твердой фазы, частично осаждаясь в проточной части, частично уносясь паром в конденсатор.

6.4.3.2 В состав отложений, как правило, входят соединения натрия, кальция, магния, двух- и трёхвалентного железа, цинка, меди и др.

Присутствие соединений натрия, кальция и магния свидетельствуют о загрязнении ими пара, а, следовательно, питательной и котловой воды.

Оксиды металлов являются продуктами коррозии или эрозии

конструкционных материалов, что говорит о наличии в теплоносителе коррозионно-агрессивных газов.

6.4.3.3 Отложения с проточной части паровых турбин условно можно отнести к типу отложений полностью или частично растворимых в воде.

Если отложения полностью растворимы в воде, то для определения их химического состава подвергается анализу водный раствор отложений.

Если отложения растворяются в воде частично, то в этом случае отдельно анализируется водорастворимая часть отложений и отложения, не растворяющиеся в воде.

6.4.3.4 Водорастворимые соли образуют более рыхлые соединения, кроме того, турбины частично очищаются от водорастворимых солей при частых пусках и остановках в результате «самопромывки».

Водонерастворимые соли отличаются способностью плотно соединяться с металлом турбины, что затрудняет их удаление.

6.4.3.5 В водорастворимой части отложений определяется содержание натрия, кальция, магния, хлоридов, сульфатов, фосфатов в пересчете на NaCl , NaHCO_3 , Na_2CO_3 , Na_2SO_4 , Na_3PO_4 и др., растворимая кремнекислота и щелочность.

В водонерастворимой части отложений определяется содержание окислов железа, меди, цинка, кальция, магния, алюминия, сульфаты, кремнекислота, потери (привес) при прокаливании.

В результате прокаливания масса накипи (отложений) может уменьшиться или увеличиться. Уменьшение массы происходит вследствие потери массовой доли влаги, сгорания органических веществ, разложения карбонатов и т.д. Увеличение массы вызывается окислением кислородом воздуха закиси железа и металлической меди до их окислов.

6.4.3.6 Вес пробы для определения химического состава отложений должен быть не менее 0,5 г. Если количество отложений не превышает 0,1-0,2 г, то определяется только содержание наиболее важных компонентов - кремнекислоты, железа, меди и натрия.

6.4.3.7 Пробы отложений перед определением химического состава тщательно измельчаются до состояния пудры в агатовой, яшмовой или халцедоновой ступке.

Перед измельчением из отложений должны быть удалены посторонние предметы (щепки, ворс от кисточек, обрывки материи и т.п.). Посторонние предметы необходимо удалять вручную. При этом нельзя пользоваться магнитом, так как окислы железа, содержащиеся в отложениях, также извлекаются магнитом.

6.4.3.8 При определении химического состава отложений на энергообъектах, он должен производиться в соответствии с утвержденными РУП-облэнерго методиками.

6.4.3.9 При определении химического состава отложений специализированной организацией, результаты оформляются протоколом.

7 Оценка состояния поверхностей вспомогательного оборудования во время остановов

7.1 Для оценки состояния оборудования с точки зрения загрязненности и

коррозионно-эрозионного состояния, во время остановов в капитальный или текущий ремонт, производится его осмотр.

При выявлении дефектов и повреждений осмотр должен производиться также после выполнения ремонтных работ, при выявлении необходимости проведения очистки оборудования осмотр должен производиться и после очистки.

Осмотры производятся совместно представителями химического и котлотурбинного (турбинного) цехов (турбинного инженером-теплотехником и инженером-химиком сетевого района или химслужбы тепловых сетей), результаты заносятся в «Журнал осмотров оборудования», при необходимости составляется акт осмотра.

Полученные по результатам осмотра данные должны использоваться при разработке мероприятий по совершенствованию ВХР.

7.2 Контроль состояния конденсаторов, деаэраторов, подогревателей, теплообменников осуществляется во время останова после их вскрытия путем осмотра внутренних поверхностей и трубной системы.

7.3 При осмотрах оборудования описывается наличие окислов железа или шлама, их структура, толщина слоя, доля занимаемой ими поверхности, слоистость, окраска глубинных и поверхностных слоев, прочность сцепления с поверхностью металла и т.п.

Также отмечается состояние металлической поверхности, как под слоем отложений, так и чистой (в местах зачистки или после снятия отложений), указываются степень шероховатости, наличие оксидной пленки, равномерность разъеданий, форма и величина язвин и трещин и т.п.

Отмечаются глубина проникновения коррозии, размеры участков, пораженных равномерной коррозией.

7.4 При осмотре конденсатора следует обращать внимание на состояние трубок как с паровой стороны, где могут иметь место явления коррозии и эрозии, так и с водяной стороны, где наблюдаются отложения наносного характера. Кроме этого, необходимо проверять коррозионное состояние, наличие и характер отложений нижней части и днища (конденсатосборника) конденсатора с паровой стороны.

При необходимости, следует произвести очистку конденсатора по паровой стороне, убрать скопившийся мусор и очистку (промывку) трубной системы по водяной стороне.

7.5 При осмотре деаэратора следует обращать внимание на состояние внутренних устройств (сопел, разбрызгивателей, барботажного устройства и т.д.), скопление шлама и продуктов коррозии на дне и на стенках аккумуляторного бака, коррозионное состояние (наличие коррозионных язвин, пятен, дорожек и т.п.)

При необходимости следует произвести очистку аккумуляторного бака, удалить мусор.

7.6 Осмотр оборудования регенеративной системы (ПНД, ПВД, ПСГ и др.) производится также на наличие отложений и коррозии.

7.7 При осмотре теплообменников с водяной стороны фиксируются отложения наносного характера, и определяется необходимость очистки трубной системы.

7.8 При необходимости, контроль состояния трубной системы теплообменников осуществляется путем определения количества и химического анализа отложений на трубках.

Вырезка (выбивка) образцов производится ремонтным персоналом по согласованию с руководством котлотурбинного (турбинного) и химического цехов (сетевого района). Длина вырезаемого образца зависит от объема необходимого химического исследования.

Вырезанные образцы труб маркируются представителем ремонтного персонала или представителем котлотурбинного (турбинного) цеха (инженером-теплотехником сетевого района) в присутствии представителя химического цеха (инженера-химика сетевого района или химслужбы тепловых сетей) с указанием места вырезки, затем образец передается в химический цех (химслужбу тепловых сетей) для исследования и хранения.

Разметка и подготовка образца для определения количества отложений и их химического состава производится в соответствии с 5.6.2 без учета огневой и тыльной сторон и без удаления отложений с наружной поверхности образца.

Загрязненность образцов определяется механическим способом или методом катодного травления в соответствии с 5.7.

Снятие отложений для определения химического состава производится в соответствии с 5.8.

Определение химического состава отложений должно производиться в соответствии с утвержденными РУП-облэнерго методиками.

7.9 Результаты осмотра и анализов заносятся в «Журнал осмотра теплосилового оборудования».

7.10 При определении количества и химического состава отложений с теплообменных аппаратов специализированной организацией результаты оформляются протоколом.

Приложение А
(справочное)

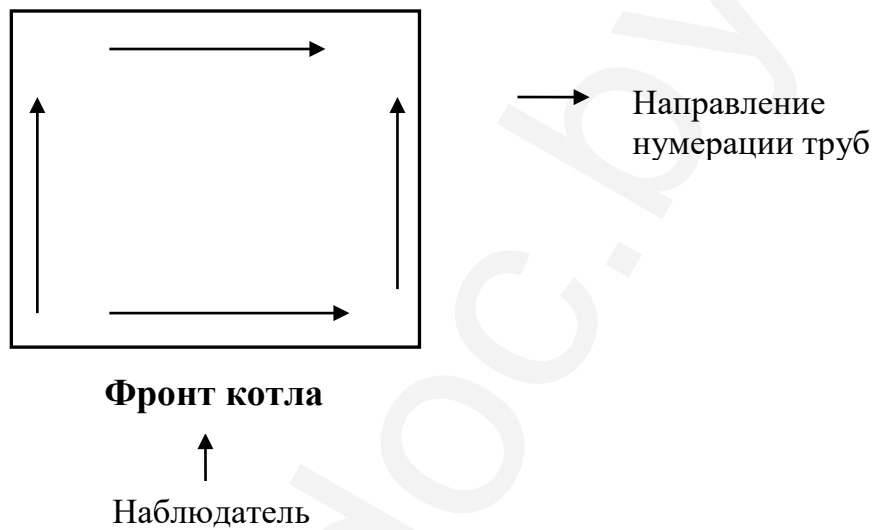
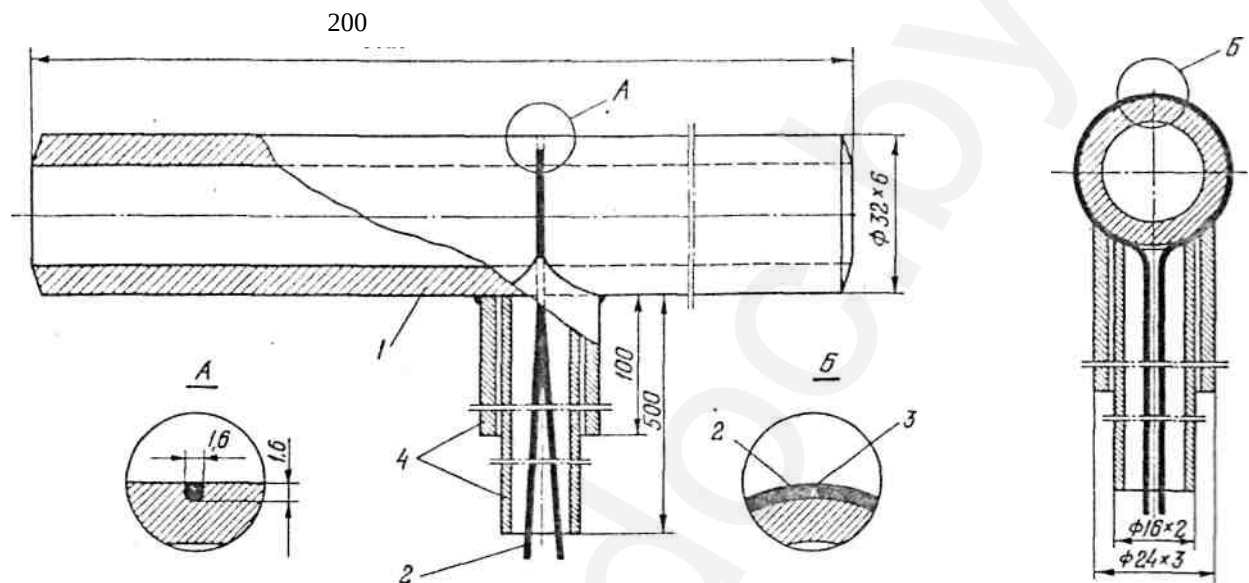


Рисунок А.1 – Схема нумерации труб поверхностей нагрева котла с вертикально расположенными трубами

Приложение Б
(рекомендуемое)



**Рисунок Б.1 – Устройство температурной вставки для гладких
экранных труб прямоточных котлов**

Приложение Б (рекомендуемое)

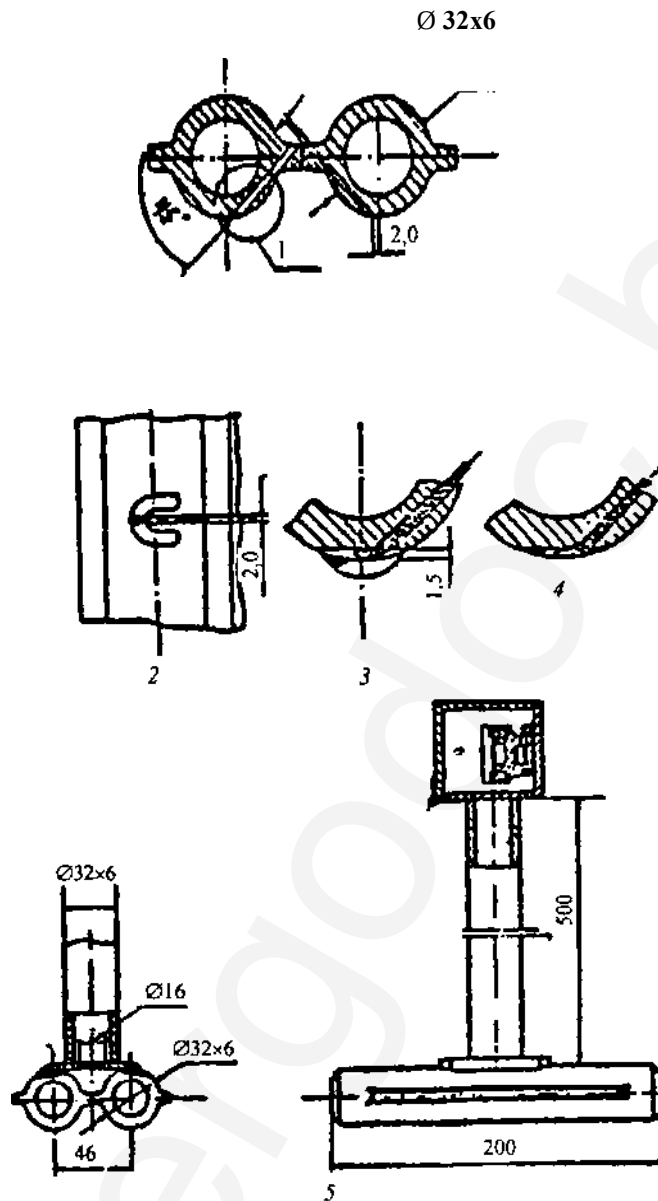


Рисунок Б.2 – Устройство и установка температурной вставки для экранов с плавниковыми трубами прямоточных котлов

- 1 – заделка термоэлектрического преобразователя;
- 2, 3, 4 – заделка термоэлектрического преобразователя по лобовой образующей трубы;
- 5 – вставка в собранном виде.

Приложение Б

(рекомендуемое)

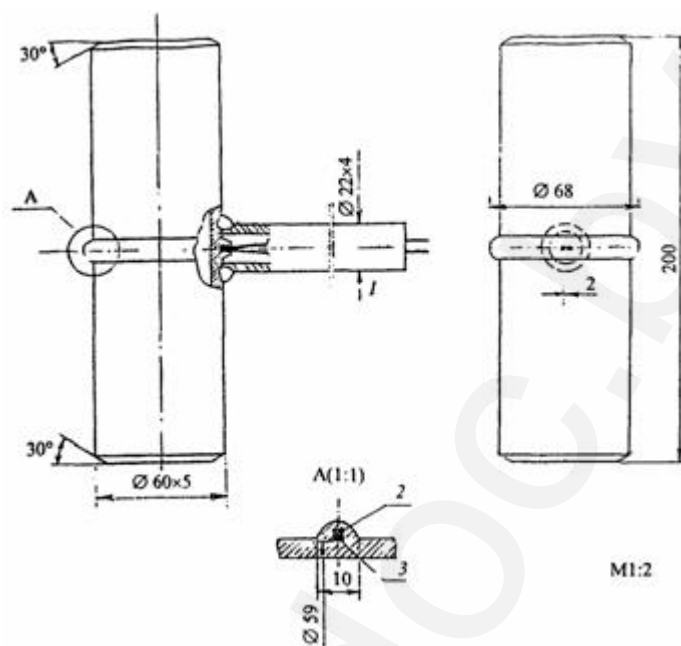


Рисунок Б.3 – Температурная вставка для топочных экранов барабанных котлов ($P = 16$ МПа)

- 1 – корольки термоэлектрических преобразователей на лобовой образующей трубы;
- 2 – полоса 2x2;
- 3 – термоэлектрический преобразователь (термопара).

Приложение В
(рекомендуемое)

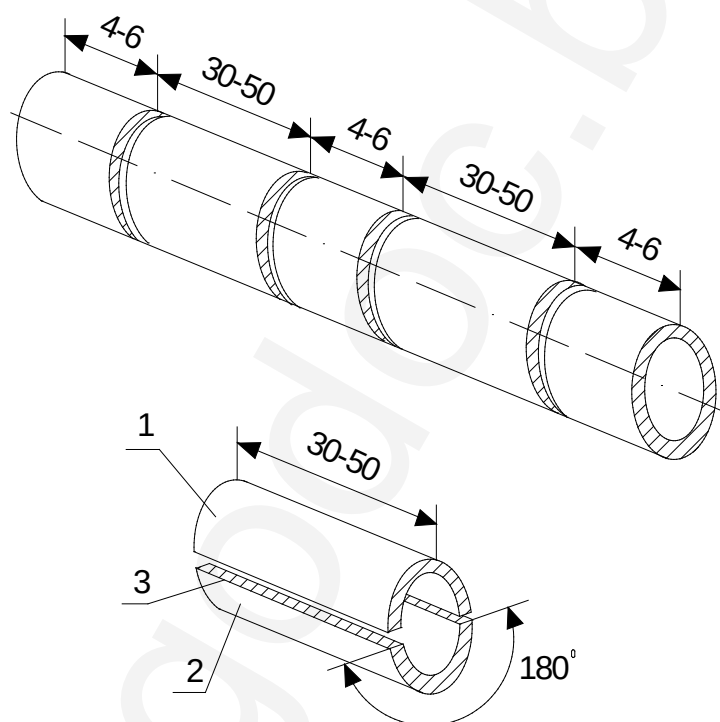


Рисунок В.1 – Схема разметки и разрезки образцов труб

- 1 – огневая сторона;
- 2 – тыльная сторона;
- 3 – линия разреза на полукольца

Приложение Г (рекомендуемое)

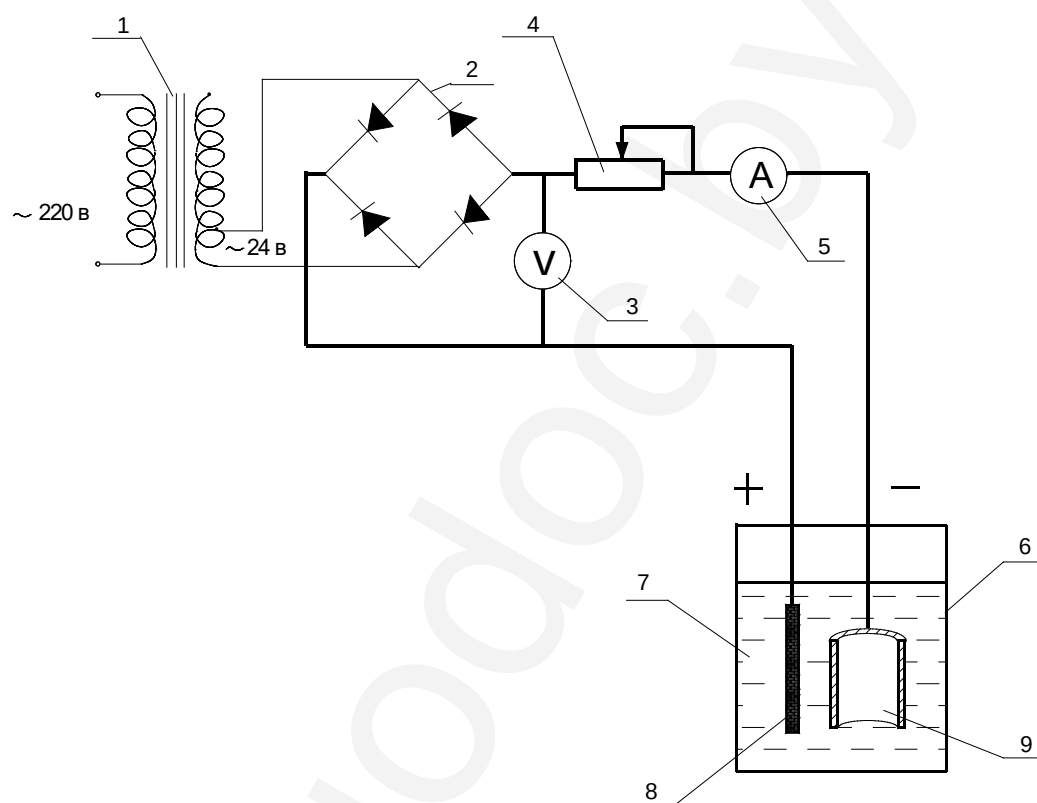


Рисунок В.1 – Схема разметки и резки образцов труб

- 1 – понижающий трансформатор (латр);
- 2 – выпрямитель с диодами Д24 В;
- 3 – вольтметр постоянного тока (0-30 В);
- 4 – регулирующий реостат (70 оМ);
- 5 – амперметр постоянного тока (0-03 а);
- 6 – емкость из стекла или полимерных материалов;
- 7 – электролит;
- 8 – анод;
- 9 – исследуемый образец.

Библиография

- [1] РД 34.37.306-87 Методические указания по контролю основного оборудования тепловых электрических станций; определение количества и химического состава отложений
Москва, 1987 г., ВТИ им. Ф.Э. Дзержинского
- [2] Инструкция по эксплуатационному контролю и оценке внутренних поверхностей нагрева экранных труб энергетических котлов
Минск, 1984 г., «Белэнергоремналадка»
- [3] 34.37.306-2001 (РД 153-34.1-37.306-2001) Методические указания по контролю состояния основного оборудования тепловых электрических станций определение количества и химического состава отложений
ОАО «ВТИ», Москва, 2003г.
- [4] РД 153-34.1-09.307-2001 (СО 34.09.307-2001) Методика исследования новых водно-химических режимов и оценка их эффективности в условиях эксплуатации энергоблоков СКД
«ВТИ», Москва, 2001г.
- [5] РД 153-34.1-37.531-00 Типовой эксплуатационный регламент водно-химического режима барабанных котлов высокого давления
Москва, 2000г., СПО ОРГРЭС
- [6] Мещерский Н.А. Эксплуатация водоподготовительных установок электростанций высокого давления
Москва, Энергоатомиздат, 1984г.
- [7] Кострикин Ю.М. и др. Водоподготовка и водный режим энергообъектов низкого и среднего давления Справочник
Москва, Энергоатомиздат, 1990г.