РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ "ЕЭС РОССИИ"

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО "ФИРМА ПО НАЛАДКЕ
СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ ТЕХНОЛОГИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ
ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И СЕТЕЙ ОРГРЭС"

ТИПОВОЙ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ РЕГЛАМЕНТ ВОДНО-ХИМИЧЕСКОГО РЕЖИМА БАРАБАННЫХ КОТЛОВ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ

РД 153-34.1-37.531-00

СЛУЖБА ПЕРЕДОВОГО ОПЫТА ОРГРЭС

Москва 2000

gost.e-ecolog.ru

Разработано Открытым акционерным обществом "Фирма по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электростанций и сетей ОРГРЭС"

Исполнители *В.И. СТАРЦЕВ, П.П. БЕЛОУСОВ, А.Ю. БУЛАВКО, В.А. РОГОВОЙ*

Утверждено Департаментом стратегии развития и научно-технической политики РАО "ЕЭС России" 12.01.2000

Первый заместитель начальника *А.П. БЕРСЕНЕВ*

© СПО ОРГРЭС, 2000

Подписано к печати 15 11.2000 Формат 60 × 84 1/16
Печать ризография Усл.печ.л. 3,9 Уч.-изд. л. 4,1 Тираж 400 экз.
Заказ № 143 Издат. № 00-142

Лицензия № 040998 от 27.08.99 г.

Производственная служба передового опыта эксплуатации
энергопредприятий ОРГРЭС
105023, Москва, Семеновский пер., д. 15

УДК 621.311

ТИПОВОЙ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ РЕГЛАМЕНТ ВОДНО-ХИМИЧЕСКОГО РЕЖИМА БАРАБАННЫХ КОТЛОВ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ

РД 153-34.1-37.531-00

Введено впервые

Вводится в действие с 01.11.2000

Типовой эксплуатационный регламент (далее — Регламент) распространяется на барабанные котлы давлением 13,8 МПа тепловых электростанций и определяет общий порядок и основные условия проведения технологических операций в части водно-химического режима (ВХР) котлов, работающих как в составе энергоблоков, так и в тепловых схемах с поперечными связями.

Регламент составлен с учетом требований отраслевых нормативных и руководящих документов по эксплуатации водоподготовительных установок (ВПУ) и ВХР. В Регламенте также предлагаются к рассмотрению и возможному внедрению дополнительные нормы качества теплоносителя и рекомендации по совершенствованию ВХР, разработанные при анализе опыта эксплуатации и наладки.

Регламент включает комплекс разделов по средствам организации ВХР (ВПУ; сбор и очистка внутристанционных и возвратных конденсатов; схема ручного и автоматического химического контроля; установки приготовления и дозирования аммиака, гидразина, фосфатов и едкого натра; узлы непрерывной и периодической продувки котла; консервация котлов в период простоев; установки для химических очисток); технологическим операциям в различные периоды экс-

плуатации котла (энергоблока) (ввод в эксплуатацию после монтажа, подготовка к пуску, пуск, работа, останов в резерв и ремонт), характерным нарушениям ВХР и мерам по их устранению, а также способам оценки ВХР по состоянию оборудования тепловой схемы.

На основе Регламента с учетом конкретных условий электростанции должна быть составлена местная эксплуатационная инструкция по ВХР котлов (энергоблоков), а также и разработаны мероприятия по совершенствованию режима и средств его организации.

1. ВВЕДЕНИЕ

1.1. Ведение ВХР котлов (энергоблоков) — совокупность мероприятий, обеспечивающих работу основного и вспомогательного оборудования электростанции без повреждений и снижения экономичности, вызванных коррозией внутренних поверхностей, образованием отложений на теплопередающих поверхностях и в проточной части турбин, шлама в оборудовании, насосах и трубопроводах.

Качество воды, конденсата и пара должно соответствовать нормам ПТЭ [1].

1.2. Рациональная организация ВХР может быть обеспечена при наличии специально подготовленного сменного и дневного персонала для обслуживания ВПУ, узлов приготовления и дозирования химических реагентов, контроля за состоянием ВХР и внутренних поверхностей оборудования.

Подготовка персонала должна проводиться в соответствии с РД 34.12.102-94 [2].

Рабочее место персонала должно быть укомплектовано необходимой технической документацией согласно ПТЭ [1].

1.3. Местная эксплуатационная инструкция по эксплуатации различных установок и ВХР котла должна содержать:

принципиальную тепловую схему ТЭС с указанием точек химического контроля и ввода корректирующих реагентов, схему экранной системы котла и трубопроводов непрерыв-

ной и периодической продувок, принципиальную схему внутрибарабанных устройств;

описание основных узлов тепловой схемы;

характеристику основного оборудования с указанием применяемых конструкционных материалов;

описание и характеристику котла, включая продувочные устройства;

сведения о тепловых нагрузках экранов при сжигании различных видов топлива;

схему и описание установки дозирования корректирующих химических реагентов;

описание режимов коррекционной обработки питательной и котловой воды;

описание технологических операций по ВХР и действий персонала ТЭС при подготовке к пуску, пуске, работе, останове и простое оборудования в резерве и ремонте;

нормы качества теплоносителя, график и объем химического и технологического контроля;

сведения об изменениях и контроле параметров ВХР с указанием типа приборов;

характерные нарушения режима и меры по их устранению;

данные о допустимых количествах внутренних трубных отложений и заносе солями проточной части турбин, о предельной температуре металла экранных труб котла;

указания мер безопасности.

1.4. При составлении инструкций следует также руководствоваться:

отраслевыми нормативно-техническими документами (НТД);

правилами техники безопасности и пожарной безопасности;

действующими должностными инструкциями;

принятым на ТЭС распределением оборудования и обязанностей между цехами;

документацией заводов — изготовителей основного и вспомогательного оборудования;

эксплуатационными и противоаварийными циркулярами.

1.5. Если для установления или проверки показателей качества котловой (питательной) воды и режима работы котла требуется проведение теплохимических испытаний, например после реконструкции котла, перехода на другой ВХР, изменения качества питательной воды (соответственно и котловой воды), то эти испытания проводятся специализированной организацией согласно отраслевой методике.

2. СРЕДСТВА И СПОСОБЫ ОРГАНИЗАЦИИ ВОДНО-ХИМИЧЕСКОГО РЕЖИМА

2.1. Водоподготовительная установка для получения добавочной воды

2.1.1. Водоподготовительная установка должна надежно обеспечивать требуемое в соответствии с ПТЭ [1] качество подпиточной воды.

2.1.2. В баки запаса добавочной воды не следует направлять воду или конденсат от других установок (установки по очистке производственного конденсата, общестанционной обессоливающей установки) или внутристанционный конденсат.

2.1.3. Стабильное получение добавочной воды требуемого качества, а также существенное улучшение этого качества может быть реализовано путем модернизации установки с использованием современных методов водоподготовки, оснащения действующих установок дополнительной ступенью обессоливания, тщательной режимной наладкой процесса.

2.1.4. На электростанциях, имеющих котлы нового поколения (газоплотные, малогабаритные) или большую долю (более 5%) добавочной обессоленной воды (дистиллята испарителей) в балансе питательной воды котлов, целесообразно оснастить ВПУ дополнительной ступенью обессоливания (фильтрами смешанного действия или фильтрами Н-ОН).

2.1.5. При эксплуатации ВПУ необходимо руководствоваться требованиями [3], [4] и [5].

2.1.6. При химическом обессоливании воды в соответствии с [4] и [5] предельные значения допустимых концентраций

примесей, "отравляющих" иониты, в воде, поступающей на ионообменную установку после предочистки, следующие:

взвешенные вещества	— 2—5 мг/дм^3;
железо и его соединения	— 0,1—0,3 мг/дм^3;
алюминий и его соединения	— 0,1 мг/дм^3;
хлор	— 0,05 мг/дм^3;
нефтепродукты	— 0,5 мг/дм^3;
органические вещества	— 7 мгО/дм^3.

2.1.7. На установках химического обессоливания необходимо не только ограничить поступление нежелательных примесей на иониты, но и максимально уменьшить проникновение органических веществ в обессоленную воду. Наличие органических веществ, поступающих в пароводяной цикл с добавочной водой, является причиной загрязнения котловой воды и пара коррозионно-активными примесями, вызывающими понижение значения pH.

2.1.8. В наибольшей степени влиянию органических веществ подвержены анионообменные смолы из-за их большого сродства с органическими соединениями. При "отравлении" анионитов органическими веществами снижается их обменная емкость, повышается расход воды на отмывку фильтра после регенерации, происходит понижение значения pH и повышение электрической проводимости обессоленной воды за счет "проскока" натрия и органики в обрабатываемую воду и, как следствие, в пароводяной цикл электростанции.

2.1.9. Основными мерами по предотвращению загрязнения анионитов и обессоленной воды органическими веществами являются:

повышение эффективности работы предочистки;

правильный подбор типов анионитов для конкретной ВПУ;

регулярная периодическая обработка анионитов солещелочным раствором для удаления органики;

своевременная замена отработанных анионитов на свежие.

2.1.9.1. Повышение эффективности работы предочистки может быть обеспечено за счет:

тщательной ревизии осветлителей для проверки горизонтальности верхней решетки и сборного желоба, геометрических размеров различных его элементов с последующим приведением этих размеров к проектным с допустимыми отклонениями в соответствии с требованиями [3] и [4];

определения предельной нагрузки осветлителя в зависимости от значения коэффициента использования объема осветлителя;

организации надежного удаления воздуха в воздухоотделителе осветлителя вплоть до реконструкции воздухоотделителя, например путем установки специальных насадок на раздающих трубопроводах воздухоотделителя;

организации схемы автоматического непрерывного дозирования реагентов в осветлитель;

применения в механических фильтрах современных фильтрующих материалов: гидроантрацита в однослойной загрузке или кварцевого песка и гидроантрацита в двухслойной загрузке.

2.1.9.2. С учетом опыта отечественной водоподготовки на электростанциях и в электронной промышленности следует поддерживать в обессоленной воде после ВПУ содержание органических веществ в пересчете на перманганатную окисляемость не более 1 мгО/дм^3. Это может быть достигнуто за счет корректного выбора типа анионитов для конкретной ВПУ.

Для наибольшего снижения содержания органических веществ в обессоленной воде, уменьшения скорости "отравления" анионитов следует отдавать предпочтение, особенно на первой ступени анионирования, анионитам на стирольной или акриловой основе. Эти аниониты удаляют из обрабатываемой воды до 70% органических веществ, а при регенерации органические вещества, ранее задержанные анионитом, вымываются на 70 – 100%.

При перманганатной окисляемости воды после предочистки выше 5 мгО/дм^3 целесообразно использование и на второй ступени анионирования анионитов, имеющих достаточно высокие степени сорбции и десорбции органических веществ (например, макропористые аниониты).

Выбор типов анионитов для конкретной ВПУ должен производиться с учетом содержания органических веществ в воде после предочистки. Выбранные типы анионитов должны пройти лабораторные испытания процессов анионирования с обязательным снятием выходных кривых по органическим веществам для определения оптимального момента отключения их на регенерацию.

2.1.9.3. При эксплуатации любых типов анионитов следует учитывать неизбежность постоянного их "отравления" из-за невозможности полного удаления при регенерации ранее поглощенной органики.

Для уменьшения "отравления" и продления времени эффективной работы необходимо проводить регулярную обработку анионитов в соответствии с рекомендациями фирм-изготовителей (обычно это раствор 10% NaCl + 2% NaOH), что требует предусмотреть на ВПУ штатную схему и оборудование для этой обработки.

2.1.10. В объем химического контроля за работой ВПУ необходимо включить определение перманганатной окисляемости по ступеням анионирования. Это позволит своевременно определять необходимость солещелочной обработки анионитов и эффективность сорбции органических веществ на различных стадиях фильтроцикла, установить предельный фильтроцикл каждой ступени анионирования для обеспечения оптимальных условий работы последующих ступеней и минимально возможного содержания органических веществ в обессоленной воде.

2.1.11. По данным фирм-изготовителей срок службы анионитов при качественном их обслуживании составляет для слабоосновных смол 4–6 лет, а для сильноосновных – 4–8 лет. Основными показателями ухудшения технологических свойств анионитов являются снижение их обменной емкости, увеличение расходов воды на отмывку, ухудшение качества обработанной воды, в том числе и по содержанию органических веществ.

Следует отметить, что снижение обменной емкости на 20–30% первоначальной приводит к значительным потерям щелочи и воды на регенерацию, поэтому экономически целесообразнее заменить старый анионит на свежий.

2.2. Сбор и очистка внутристанционных и возвратных производственных конденсатов

2.2.1. Конденсаты являются основной и наиболее ценной составляющей питательной воды котлов вследствие относительно высокой температуры и низкой концентрации солей и кремнекислоты.

Конденсаты можно условно разделить на следующие группы:

турбинные конденсаты, в основном содержащие растворенные газы (аммиак, углекислоту и кислород) и некоторое количество продуктов коррозии (железа, меди, цинка); при подсосах охлаждающей воды в них возрастает солесодержание, жесткость, содержание натрия, кремнекислоты и органических веществ, а при подсосах воздуха увеличивается содержание кислорода; солесодержание турбинных конденсатов может также увеличиваться при пусках и изменениях нагрузки на турбине за счет вымывания паром части отложений из проточной части;

конденсаты регенеративных подогревателей (ПНД, ПВД), которые обычно имеют достаточно низкое солесодержание, но могут содержать продукты коррозии (железо, медь, цинк), особенно в периоды подключения в работу этих подогревателей по пару и в случае неудовлетворительного отсоса неконденсирующихся газов (кислорода, углекислоты) из парового пространства;

конденсаты бойлеров, подогревателей сетевой и сырой воды, в основном содержащие растворенные газы (аммиак, углекислоту и кислород) и продукты коррозии (железо, медь, цинк); при неплотностях трубных систем в этих конденсатах повышается солесодержание, жесткость, содержание натрия, кремнекислоты и органических примесей;

конденсаты дренажных баков и баков низких точек, которые загрязняются в основном окислами железа, содержание растворенных газов в них обычно невелико, так как они удаляются с выпаром из баков; в случае подключения к этим бакам дренажей трубопроводов сырой и сетевой воды,

слива дренажей пробоотборных точек сетевой, циркуляционной и котловой воды в этих конденсатах может увеличиваться солесодержание, жесткость, содержание натрия и кремнекислоты;

конденсаты от мазутохозяйств, которые могут содержать нефтепродукты;

возвратные производственные конденсаты от внешних технологических потребителей пара, которые могут содержать продукты коррозии (железо, медь, цинк), растворенные газы (аммиак, углекислоту и кислород), масла и нефтепродукты, а также другие химические вещества, нагреваемые паром; особенно опасно поступление в пароводяной тракт электростанции с возвратным конденсатом потенциально кислых или щелочных соединений.

2.2.2. Предотвращение загрязнения и своевременное его обнаружение, сбор и возврат в пароводяной тракт, сброс загрязненных конденсатов в дренаж и оборудование более низких параметров или очистка его являются основными условиями организации ВХР.

2.2.3. При эксплуатации конденсаторов турбин и теплообменников необходимо организовать надежный химический контроль за протечками в конденсат охлаждающей, сырой и сетевой воды.

Контроль за качеством конденсата по одному из показателей — электрической проводимости, жесткости, содержанию натрия, щелочности — позволяет оценить ориентировочно степень загрязненности и по другим показателям исходя из соотношения значений контролируемого показателя в воде и конденсате.

2.2.4. Контроль содержания кислорода в конденсате теплообменников, работающих под вакуумом, позволяет принимать своевременные меры к устранению присосов воздуха в пароводяной тракт.

2.2.5. На всех теплообменниках во избежание интенсификации процессов коррозии должна быть организована эффективная система отсосов (вентиляция) для удаления не-

конденсирующихся газов (кислорода и углекислоты) из парового пространства.

2.2.6. Необходимо на каждой электростанции выполнить тщательный анализ всех потоков (постоянных и временных), поступающих в дренажные баки и баки низких точек, для исключения поступления в эти баки сырой, сетевой, циркуляционной или котловой воды, а также организовать химический контроль за качеством конденсата.

2.2.7. Рационально организованная схема сбора и использования внутристанционных конденсатов (конденсата дренажных баков, баков низких точек, конденсата от мазутохозяйств), а также конденсата греющего пара ПВД может обеспечить минимальную загрязненность питательной воды продуктами коррозии и нефтепродуктами.

В зависимости от местных условий может быть предусмотрено следующее:

сброс в дренаж конденсатов в периоды наибольшего их загрязнения;

направление загрязненных конденсатов в тепловую сеть или в пароводяной тракт котлов более низких параметров;

направление загрязненных конденсатов на очистку при наличии на электростанции установок по очистке производственного конденсата или автономной обессоливающей установки.

2.2.8. Сбор, очистка и использование возвратного производственного конденсата должны быть организованы в соответствии с указаниями ПТЭ [1] и РД 34.37.515-93 [6].

2.3. Схема ручного и автоматического химического контроля качества воды, конденсата и пара

2.3.1. Общие требования к организации и объему химического контроля за качеством теплоносителя в условиях нормальной эксплуатации и в режимах пуска оборудования изложены в РД 34.37.303-88 [7] и РТМ ЦКТИ 108.030.08-81 [8].

2.3.2. При организации химического контроля на электростанции следует также руководствоваться рекомендациями [9].

Основные направления использования кондуктометров:

измерение концентрации и автоматизация приготовления рабочих растворов аммиака и фосфатов (фосфатов совместно с щелочью);

автоматизация процессов амминирования питательной и фосфатирования котловой воды;

измерение качества котловой воды и косвенное определение при этом содержания фосфатов (по предварительно установленной зависимости электрической проводимости от содержания фосфатов, характерной для данной электростанции);

контроль качества основного конденсата, питательной воды и пара;

контроль и сигнализация присосов охлаждающей воды в конденсаторах и теплообменниках;

контроль и сигнализация качества различных составляющих питательной воды (конденсата дренажных баков и баков низких точек, возвратного производственного конденсата и др.).

2.3.3. На каждой электростанции в соответствии с требованиями вышеприведенных РД и с учетом конкретной тепловой схемы (энергоблок, ТЭЦ с поперечными связями), конструктивных особенностей котлов должна быть разработана и осуществлена схема ручного и автоматического контроля, составлен график и объем оперативного химического контроля и химического контроля, выполняемого центральной химической лабораторией.

Особое внимание при этом должно быть обращено на оснащение различных потоков, могущих ухудшать качество теплоносителя, системой автоматического контроля и сигнализации.

2.3.4. Объем оперативного химического контроля (автоматического, полуавтоматического и ручного аналитического) должен обеспечивать возможность наблюдения за всеми

объектами тепловой схемы, влияющими на ВХР, и своевременно выявлять и устранять отклонения.

2.3.5. Объем химического контроля, выполняемого центральной химической лабораторией, должен включать в себя периодический полный анализ питательной и котловой воды с определением электрической проводимости, содержания фосфатов, натрия, кремнекислоты, аммиака, щелочности и значения pH. Это позволит оценивать ВХР по номограмме NH_3-CO_2-pH-χ [9], соотношению $\frac{Na}{PO_4}$ и $\frac{Щ_{фф}}{Щ_о}$, кратности концентрирования между отсеками котла, размеру непрерывной продувки, значению химического перекоса в чистом отсеке и между солевыми отсеками, зависимости pH от щелочности, концентрации фосфатов и аммиака.

2.3.6. Выполнение ручных аналитических химических анализов производится в соответствии с методами, изложенными в стандартах (приложение) или [10].

2.4. Установка приготовления и дозирования в питательную воду котлов аммиака

2.4.1. Технология коррекционной обработки питательной воды аммиаком определяется требованиями РД 34.37.522-88 [11].

2.4.2. Аммиачная обработка питательной воды осуществляется для предупреждения коррозии металла конденсатно-питательного тракта котлов путем повышения значения pH питательной воды в соответствии с требованиями ПТЭ [1].

Необходимо подчеркнуть крайнюю необходимость стабильного поддержания заданного значения pH. Снижение значения pH интенсифицирует коррозию стали конденсатно-питательного тракта, большинство продуктов коррозии в условиях работы котла высокого давления отлагается на поверхностях нагрева, практически не удаляясь с непрерывной продувкой. Повышение значения pH в условиях питания котлов глубокообессоленной водой вызывается передозировкой аммиака, что приводит к коррозии медьсодержащих сплавов

конденсатного тракта, особенно при увеличении в этом тракте содержания кислорода.

2.4.3. Доза аммиака должна обеспечивать полное связывание свободной углекислоты (на 1 мг CO_2 требуется 0,4 мг NH_3) и некоторый избыток NH_4OH для повышения pH питательной воды до значения 9,1±0,1.

На рис. 1 представлена теоретическая зависимость значения pH от содержания аммиака в питательной воде, которая может быть использована для установления необходимой минимальной дозы аммиака при организации коррекционной обработки. Ориентировочное содержание углекислоты в пароводяном тракте может быть определено в соответствии с [9] по номограмме NH_3-CO_2-pH-χ.

2.4.4. При обеспечении необходимой дозы аммиака в питательной воде следует учитывать, что в тепловой схеме ТЭС часть аммиака непрерывно удаляется в деаэраторах, с отсосом паровоздушной смеси из конденсаторов и теплообменных аппаратов. Необходимо также учесть, что часть аммиака, содержащегося в питательной воде, переходит в котле в котловую воду (коэффициент распределения аммиака при давлении 15,5 МПа между паром и водой составляет 3 — 4), причем некоторая доля его удаляется непрерывной продувкой.

2.4.5. На электростанциях с поперечными связями дозирование аммиака целесообразно осуществлять в добавочную воду котлов. Раствор аммиака может вводиться в добавочную воду непосредственно на ВПУ или в напорный трубопровод насосов подпитки котлов.

2.4.6. Количество вводимого аммиака, необходимое для поддержания требуемой его дозы в питательной воде котлов, зависит от расхода добавочной воды и потерь аммиака в пароводяном тракте.

2.4.7. Концентрация рабочего раствора аммиака, дозируемого в пароводяной тракт, и требуемая подача насосов-дозаторов рассчитываются с учетом необходимой дозы аммиака в питательной (обессоленной) воде и потерь аммиака в пароводяном тракте.

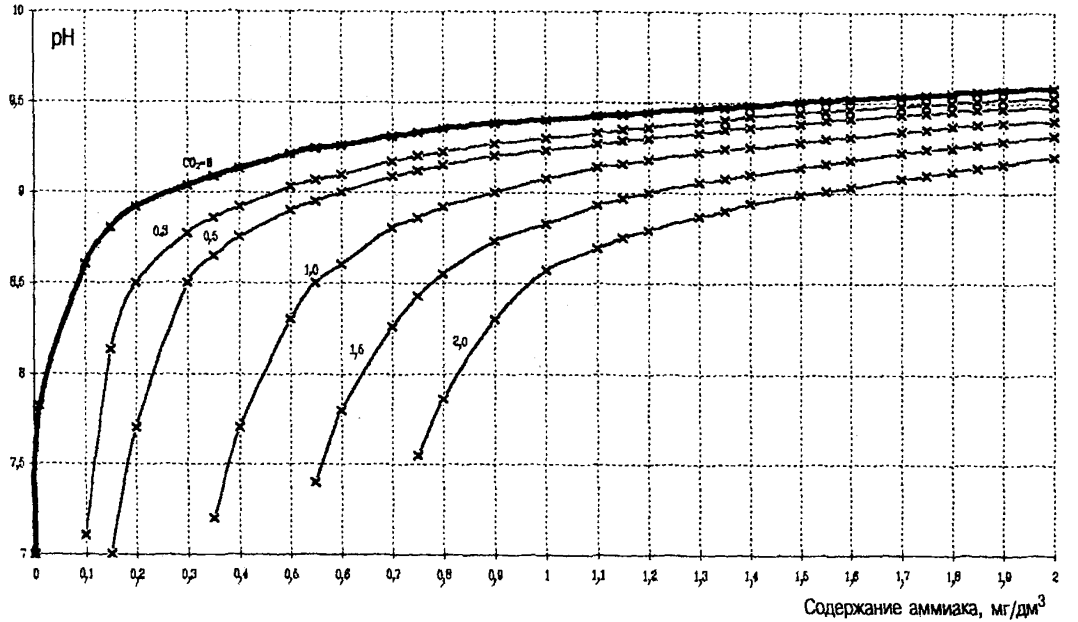

Рис. 1. Зависимость pH питательной воды от концентрации аммиака

Для дозирования аммиака целесообразно использовать насосы-дозаторы, оснащенные системой изменения хода плунжера дистанционно или автоматически на ходу (например, серии Э).

2.4.8. Контроль за дозированием аммиака может осуществляться по щелочности, значению pH или прямой электрической проводимости (без H-колонки) пробы, отобранной после точки ввода аммиака. Стабильное поддержание требуемой дозы аммиака может быть обеспечено только при автоматизации процесса дозирования. Регулирование подачи аммиака целесообразно осуществлять по значению pH или приращению прямой электрической проводимости пробы воды после точки ввода аммиака. Предпочтительнее организовать непрерывную, а не импульсную дозировку аммиака.

2.5. Установка приготовления и дозирования гидразина в питательную воду котлов

2.5.1. При работе котла коррекционная обработка гидразином питательной воды осуществляется для снижения скорости коррозии в питательном тракте за счет связывания гидразином остатков кислорода после деаэраторов давлением 0,6 МПа и восстановления на поверхностях питательного тракта оксидов железа и меди.

Технология коррекционной обработки питательной воды гидразином определяется требованиями РД 34.37.522-88 [11].

2.5.2. При пусках и остановах котлов гидразинная обработка производится для пассивации поверхностей нагрева экономайзера и испарительной части котла. Под воздействием гидразина при высоких температурах на поверхности металла создается защитная оксидная пленка магнетита. В формировании этой пленки участвует сравнительно небольшая часть оксидов железа, находящихся на поверхности металла. При этом часть имеющихся оксидов железа и меди за счет восстановления до закисных и металлических форм, а

также образования комплексных соединений теряет прочную связь с металлом и удаляется с поверхности нагрева. Наибольшая эффективность гидразинной обработки достигается при номинальных параметрах (температуре, давлении) работы котла.

Технология гидразинной обработки поверхностей нагрева при рабочих параметрах котла для пассивации металла определяется в соответствии с требованиями РД 34.20.591-97 [12].

2.5.3. Установки по дозированию гидразина должны обеспечивать возможность организации коррекционной обработки питательной воды и пассивационной обработки поверхностей нагрева котла.

2.5.4. На электростанциях с поперечными связями целесообразно при коррекционной обработке питательной воды вводить гидразин в трубопровод до ПВД, а при пассивационной обработке — индивидуально на каждый котел в какой-либо байпасный или дренажный трубопровод питательного узла котла.

2.5.5. Концентрации рабочих растворов, вместимость баков-мерников гидразина, подача насосов-дозаторов рассчитываются в соответствии с требуемыми дозами гидразина в зависимости от вида гидразинной обработки. Целесообразно для пассивационной гидразинной обработки предусматривать специальные баки-мерники.

2.5.6. При коррекционной обработке питательной воды необходимо осуществлять непрерывную подачу гидразина в питательную воду при автоматическом поддержании требуемой дозы.

2.5.7. При дозировании гидразина в тракт низкого давления (за деаэратором) целесообразно использовать насосы-дозаторы, оснащенные системой изменения хода плунжера дистанционно или автоматически на ходу (например, серии Э); регулирование подачи гидразина осуществляется по расходу питательной воды на котел.

При дозировании гидразина в тракт высокого давления целесообразно оснастить насосы-дозаторы системами АРДН

(автоматическое регулирование подачи дозировочного насоса); АРДН изменяет частоту вращения ротора электродвигателя (соответственно число ходов плунжера) насоса-дозатора пропорционально расходу питательной воды на котел.

До ввода в эксплуатацию системы автоматического дозирования необходимо установить ход плунжера насоса-дозатора таким, чтобы при среднесуточной нагрузке котла содержание свободного гидразина в питательной воде соответствовало среднему значению нормируемого ПТЭ [1] показателя.

2.6. Установка приготовления и дозирования фосфатов и щелочи в котловую воду

2.6.1. Технология коррекционной обработки котловой воды определяется требованиями РД 34.37.522-88 [11].

2.6.2. При обработке котловой воды необходимо учитывать, что при фосфатировании важно не только предотвращение образования на поверхностях нагрева котла различного вида накипей за счет химической природы фосфатов, но и снижение коррозионной агрессивности котловой воды. Наименьшей скорости коррозии металла в котловой воде отвечает молекулярное соотношение $\frac{Na^+}{PO_4^{3-}} = \frac{(2,7 \div 3,2)}{1}$ (массовое соотношение $\frac{Na}{PO_4} = 0,65 \div 0,77$).

2.6.3. При стабильной работе котла для коррекции значения pH котловой воды, особенно чистого отсека, целесообразно едкий натр дозировать совместно с тринатрийфосфатом. При этом при приготовлении рабочих растворов реагентов необходимо учитывать, что во многих случаях в товарном фосфате массовое соотношение $\frac{Na}{PO_4}$ меньше 0,65, т.е.

реагент содержит некоторое количество Na_2HPO_4. Задавшись значением массового соотношения $\frac{Na}{PO_4}$ в котловой воде, равной 0,726 (соответствующей формуле тринатрийфосфата Na_3PO_4), можно рассчитать необходимое для обеспечения этого соотношения в рабочем растворе фосфатов с учетом концентрации натрия в питательной воде и уноса натрия с паром по формуле:

$$\left(\frac{Na}{PO_4}\right)^{рр} = \frac{\left(\frac{Na}{PO_4}\right)^{кв} - \left(Na^{пв} - Na^{нп}\right) \cdot K_{уп}}{PO_4^{со}}, \qquad (1)$$

где $\left(\frac{Na}{PO_4}\right)^{рр}$ — требуемое соотношение $\frac{Na}{PO_4}$ в рабочем растворе фосфатов;

$\left(\frac{Na}{PO_4}\right)^{кв}$ — заданное соотношение $\frac{Na}{PO_4}$ для котловой воды;

$Na^{пв}$ — концентрация натрия в питательной воде, характерная для данного котла, мг/дм^3;

$Na^{нп}$ — концентрация натрия в насыщенном паре, характерная для данного котла, мг/дм^3;

$K_{уп}$ — коэффициент упаривания питательной воды в котле.

$K_{уп} = \frac{(100 + p)}{p}$ (здесь p — размер непрерывной продувки котла, %);

$PO_4^{со}$ — поддерживаемая концентрация фосфатов в солевом отсеке, мг/дм^3.

Определив в конкретной партии товарного фосфата массовое соотношение $\frac{Na}{PO_4}$ (путем химического анализа товарного продукта), необходимо рассчитать количество щелочи, которое следует добавлять к товарному фосфату при приготовлении рабочего раствора, чтобы получить требуемое соотношение в рабочем растворе:

$$P_{NaOH} = \frac{A \cdot C_4^{PO}\left[\left(\frac{Na}{PO_4}\right)^{pp} - \left(\frac{Na}{PO_4}\right)^{T}\right]}{C^{Na}}, \qquad (2)$$

где P_{NaOH} – требуемое количество щелочи, кг;

A – количество товарного тринатрийфосфата, необходимое для приготовления одной порции рабочего раствора, кг;

C_4^{PO} – количество PO_4 в товарном продукте, массовые доли;

$\left(\frac{Na}{PO_4}\right)^{pp}$ – требуемое соотношение $\frac{Na}{PO_4}$ в рабочем растворе;

$\left(\frac{Na}{PO_4}\right)^{T}$ – соотношение $\frac{Na}{PO_4}$ в товарном продукте;

C^{Na} – количество натрия в щелочи, массовые доли.

При относительно высоком содержании натрия (в пределах норм ПТЭ) в питательной воде или при соотношении $\frac{Na}{PO_4} > 0{,}65$ в товарном тринатрийфосфате обычно не требуется коррекция значения pH котловой воды едким натром.

При приготовлении рабочих растворов фосфата и щелочи важно обеспечивать точное выдерживание заданных концентраций реагентов, поэтому следует использовать весы для взвешивания реагентов, а вместо жидкой щелочи использовать сухую, гранулированную.

Контроль за приготовлением рабочих растворов реагентов целесообразно осуществлять по электрической проводимости. Для этого в лабораторных условиях необходимо построить график зависимости электрической проводимости раствора от концентрации реагентов.

2.6.4. Концентрация рабочего раствора фосфатов рассчитывается с учетом подачи насосов-дозаторов и оптимального содержания фосфатов в чистом отсеке.

2.6.5. Оптимальное содержание фосфатов в чистом отсеке (в пределах, определенных ПТЭ) может быть ориентировочно рассчитано в зависимости от жесткости питательной воды. Для этого необходимо рассчитать количество фосфатов, расходуемых на связывание кальциевой составляющей жесткости в гидроксилапатит, по формуле

$$Р_{св} = \frac{2{,}85 \cdot Ж_{пв}}{p}, \qquad (3)$$

где $Р_{св}$ — концентрация связанных фосфатов в чистом отсеке, мг/дм^3;

$Ж_{пв}$ — кальциевая жесткость питательной воды, мкг-экв/дм^3;

p — продувка чистого отсека, равная паропроизводительности солевого отсека плюс непрерывная продувка, % паропроизводительности котла.

При жесткости питательной воды до 0,5 мкг-экв/дм^3 общая концентрация фосфатов 0,8 — 1,5 мг/дм^3 в чистом отсеке обеспечит не менее чем 5-кратный избыток фосфатов по сравнению с расчетной концентрацией связанных фосфатов, а также некоторый избыток фосфатов при кратковременном повышении жесткости питательной воды до 0,5 — 1 мкг-экв/дм^3. Если жесткость питательной воды стабильно находится в

пределах 0,5 — 1 мкг-экв/дм^3, то общую концентрацию фосфатов в чистом отсеке следует поддерживать в пределах 1 — 2 мг/дм^3, чтобы обеспечить не менее чем 5-кратный избыток фосфатов по сравнению с расчетной концентрацией связанных фосфатов, а также иметь некоторый избыток фосфатов в случае кратковременного повышения жесткости питательной воды более 1 мкг-экв/дм^3.

2.6.6. При определении оптимального содержания фосфатов и необходимой дозы щелочи в рабочем растворе фосфатов можно использовать расчетную зависимость pH котловой воды от содержания фосфатов [13]. На рис. 2 эта зависимость представлена для удобства пользования в логарифмических координатах.

Использование этой зависимости позволяет установить присутствие в котловой воде свободного едкого натра или кислых фосфатов (Na_2HPO_4, NaH_2PO_4). При этом необходимо учитывать, что в некоторых случаях для чистого отсека значение pH будет превышать расчетное из-за влияния аммиака в котловой воде, когда его концентрация сопоставима с концентрацией натрия.

2.6.7. Стабильное поддержание заданных оптимальных концентраций фосфатов в котловых водах может быть обеспечено при условии непрерывного автоматического дозирования фосфатов в котловую воду.

Автоматическое дозирование может быть организовано путем оснащения насосов-дозаторов системами АРДН, которые изменяют частоту вращения ротора электродвигателя насоса пропорционально расходу питательной воды.

До ввода в эксплуатацию системы автоматического дозирования фосфатов следует настраивать ход плунжера насоса-дозатора для обеспечения требуемой концентрации фосфатов в котловой воде на среднеарифметическую суточную нагрузку и непрерывную продувку 1% этой нагрузки. При этом расход непрерывной продувки (т/ч) должен оставаться постоянным независимо от нагрузки. При таком регулировании концентрация фосфатов в солевом отсеке будет доста-

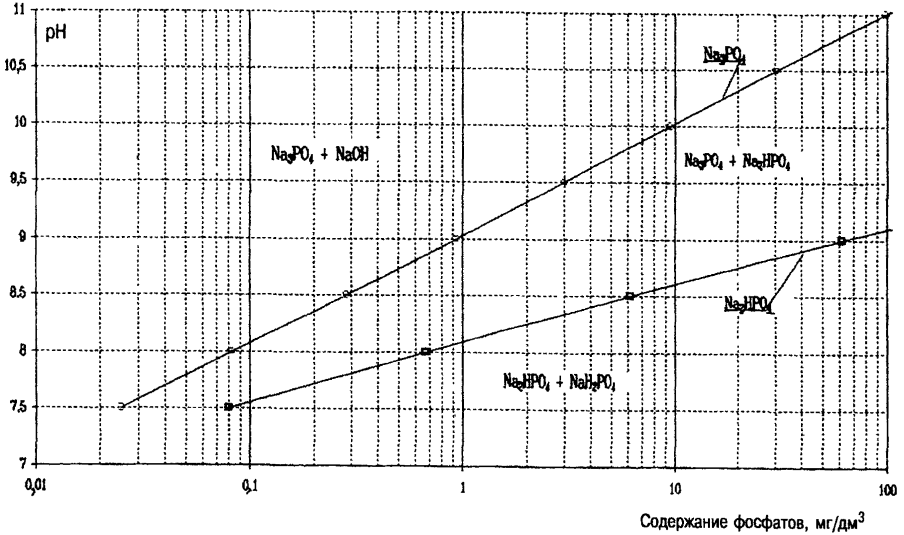

Рис. 2. Зависимость pH котловой воды от концентрации фосфатов

точно стабильной, а в чистом отсеке может колебаться в пределах, установленных для разных значений жесткости питательной воды. Размер непрерывной продувки в течение суток не будет выходить за пределы 0,5—2% даже при значительных колебаниях нагрузок в течение суток (30—100% номинала).

2.6.8. При необходимости коррекции значения pH котловой воды при пусках, а также на тех котлах, где возможно попадание потенциально кислых соединений, следует иметь автономную схему ввода едкого натра.

2.6.9. Для дозирования фосфатов может быть использован общий для всех котлов или группы котлов бак-мерник при индивидуальном дозировании фосфатов в каждый котел с помощью двух насосов-дозаторов (один — рабочий, другой — резервный).

2.7. Узлы непрерывной и периодической продувки котла

2.7.1. Непрерывная продувка служит для поддержания оптимальных норм качества котловой воды путем вывода из котла поступивших в него примесей.

2.7.2. Схема узла непрерывной продувки должна быть выполнена в соответствии с требованиями завода — изготовителя котла.

2.7.3. Наиболее надежным средством измерения продувки являются расходомеры, устанавливаемые на трубопроводе непрерывной продувки.

На котлах с двусторонними солевыми отсеками целесообразно на каждом из отсеков иметь отдельный узел непрерывной продувки с расходомером.

2.7.4. Наряду с измерением расхода непрерывной продувки необходимо периодически контролировать размер непрерывной продувки по результатам химических анализов по формуле

$$p = \frac{C_{пв} - C_{п}}{C_{кв} - C_{пв}} \cdot 100, \qquad (4)$$

где p – размер продувки, % паропроизводительности котла;

$C_{пв}$, $C_{п}$ и $C_{кв}$ – кремнесодержание питательной воды, насыщенного пара и котловой воды солевого отсека, мг/дм^3.

2.7.5. На котлах, оборудованных трубами рециркуляции с регулирующими вентилями для возврата части котловой воды из солевых отсеков в чистый (линия регулирования кратности концентрирования), необходимость и режим регулирования кратности концентрирования должны быть установлены по результатам специальных испытаний.

2.7.6. При автоматизации режима непрерывной продувки в условиях относительно низкого солесодержания, имеющего место на котлах 13,8 МПа, регулировать ее целесообразно по паропроизводительности котла.

2.7.7. Периодическая продувка котлов, осуществляемая из нижних точек экранной системы, служит для удаления осевших там продуктов коррозии и шлама.

Частота и длительность периодических продувок котла при его работе или пуске определяется на каждой электростанции исходя из конкретных местных условий с учетом указаний завода – изготовителя и рекомендаций [14].

2.8. Деаэрация питательной и добавочной воды

2.8.1. Основным способом удаления из воды растворенных в ней газов (кислорода и углекислоты) является термическая деаэрация, проводимая при различном давлении в деаэраторе: разрежении, атмосферном и повышенном давлении.

2.8.2. В качестве дополнительного метода связывания остатков кислорода и углекислоты после термической деаэра-

ции применяются химические методы: гидразинное обескислороживание и связывание углекислоты аммиаком.

2.8.3. При деаэрации кислород удаляется из воды быстрее и полнее, чем углекислота, которая более растворима в воде и способна образовывать с водой угольную кислоту или ее соли натрия и аммония.

2.8.4. Аммиак из деаэрируемой воды удаляется лишь на 10–20%, так как обычно он связан с углекислотой в менее летучие соединения (бикарбонат и карбонат).

2.8.5. Обслуживание и наладку деаэраторов тепловой схемы электростанции следует осуществлять в соответствии с требованиями РД 34.40.502-92 [15].

2.9. Оценка водно-химического режима котлов по состоянию оборудования тепловой схемы

2.9.1. Эффективность и корректность ВХР, осуществляемого на электростанции, ее отдельных агрегатах, определяются в конечном счете их состоянием, отсутствием или наличием коррозии, отложений, накипи, продуктов коррозии и растворимых солей, а также отсутствием аварий или неполадок в работе конкретных агрегатов, вызванных перечисленными выше явлениями.

2.9.2. Количество и химический состав отложений в проточной части турбин и на внутренних поверхностях нагрева котлов, а также необходимость проведения эксплуатационной химической очистки котла определяется в соответствии с указаниями РД 34.37.306-87 [16].

2.9.3. Специалисты химического цеха или химической лаборатории вместе с КТЦ принимают участие при ремонте в осмотре проточной части турбины, различных элементов котла, паровой части конденсаторов, ПВД, ПНД, других теплообменников, а также бакового и насосного хозяйств.

По результатам осмотра при необходимости выполняется отбор проб отложений и накипи, не предусмотренный [16], с последующим определением их количества и качества.

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

2.9.4. При осмотре барабана котла следует оценить наличие и толщину отложений шлама на питательных устройствах, в устьях опускных труб, на перегородках и устройствах, расположенных в водяном объеме.

В паровом объеме барабана обращается внимание на наличие и количество шлама на стенках, пароприемных устройствах, а также на шламовые и другие следы уровня воды на стенках.

Неплотности в сепарационных устройствах барабана определяются по следам шлама, начинающимся у неплотностей или по чистой поверхности, если через неплотности вырывается струя пара.

2.9.5. При осмотре нижних коллекторов экранов котла выявляется наличие отложений на стенках коллекторов, скопление шлама, чешуек накипи или продуктов коррозии.

2.9.6. Осмотр парового пространства конденсаторов и различных теплообменников осуществляется для оценки эрозионно-коррозионного состояния трубных систем, наличия наносных отложений продуктов коррозии на этих системах и в корпусе теплообменника.

2.9.7. При осмотре деаэраторов и баков обращается внимание на скопление шлама, продуктов коррозии на дне, наличие зерен ионитов с ВПУ, а также на коррозионное состояние (наличие язвин, чешуек ржавчины и т.п.) стенок резервуара.

2.9.8. При осмотре проточной части насосов (конденсатных, питательных, дренажных) выявляется наличие шлама, песка, зерен ионитов, продуктов коррозии, а также коррозионное состояние корпуса насоса, вала, рабочих колес.

2.10. Консервация котлов в период простоев

2.10.1. Критерии выбора способов или комбинации (сочетания) способов консервации, схемы и оборудование для

консервации, технология проведения ее при выводе котла в резерв или ремонт и расконсервация определяются в соответствии с указаниями РД 34.20.591-97 [12] и дополнения к этому РД [17].

2.10.2. На каждом котле должны быть предусмотрены не только способы, сохраняющие при консервации ранее образованную защитную пленку на поверхности металла, но и способы, при осуществлении которых удаляется часть отложений и образуется или восстанавливается защитная пленка (например, гидразинная или трилонная обработка поверхностей нагрева) [12].

2.11. Химические очистки котлов

2.11.1. В соответствии с ПТЭ [1] вновь вводимые в эксплуатацию котлы давлением 9,8 МПа и выше после монтажа должны подвергаться предпусковой очистке.

Водно-химическая (химическая) очистка включает водную промывку, обезжиривание (при необходимости), кислотную обработку, водную промывку, нейтрализацию и пассивацию химическими реагентами.

Предпусковая химическая очистка, при которой вместо предварительной водной промывки и пассивации химическими реагентами производится паровая продувка, называется парохимической.

В последние годы наряду с химическими и парохимическими очистками стали применяться следующие виды очистки и пассивации котлов: парокислородная очистка и пассивация и пароводокислородная очистка и пассивация.

2.11.2. Указания по технологии проведения предпусковых очисток приведены в [18] – [20].

2.11.3. Выбор способа и технологии предпусковой очистки котла должен быть обоснован с учетом требований РД по очистке и конкретных местных условий.

2.11.4. Необходимость эксплуатационных химических очисток, их характер (интенсивность, локальность, продолжи-

тельность, реагенты, температура и т.п.) устанавливаются по результатам количественного и качественного анализа отложений на образцах труб котла в соответствии с требованиями РД 34.37.306-87 [16] с учетом конкретного опыта каждой электростанции.

2.11.5. На каждой электростанции должно быть предусмотрено соответствующее оборудование для проведения эксплуатационных очисток и нейтрализации химических реагентов.

2.11.6. При организации схемы очистки должны быть предусмотрены надежные меры по предотвращению и контролю попадания моющих растворов в участки пароводяного тракта работающего оборудования.

3. ОРГАНИЗАЦИЯ ВОДНО-ХИМИЧЕСКОГО РЕЖИМА КОТЛА (ЭНЕРГОБЛОКА) В РАЗЛИЧНЫЕ ПЕРИОДЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ

3.1. Общие положения

3.1.1. Эксплуатация котла (энергоблока) складывается из отдельных периодов: ввода в эксплуатацию после монтажа, подготовки к пуску, пуска, работы, останова в резерв и ремонт.

3.1.2. Водно-химический режим должен быть организован с учетом особенностей каждого периода эксплуатации исходя из конкретных местных условий (тепловая схема, конструкционные материалы, особенности котла, наличие установки для очистки внутристанционного и производственного конденсата и т.п.).

Эксплуатация котла (энергоблока) должна обеспечивать безусловное выполнение требований ПТЭ [1] к качеству добавочной, питательной, котловой воды, пара и конденсата, поддержание максимально возможного высокого качества питательной воды, своевременное обнаружение и устранение причин ухудшения качества воды, пара и конденсата.

3.1.3. При эксплуатации котла (энергоблока) как в стационарном, так и в переходных режимах (пуск, останов, изменение нагрузки, переключения или включения оборудования) начальник смены КТЦ должен информировать начальника смены ХЦ об изменениях режима и согласовывать с ним включение оборудования, оказывающего влияние на ВХР.

3.1.4. При эксплуатации котла (энергоблока) персонал ХЦ обеспечивает:

требуемое качество добавочной обессоленной воды, очищаемого конденсата в соответствии с инструкцией по эксплуатации установок;

химический контроль качества воды, конденсата, пара во всех периодах эксплуатации;

установление окончания отмывки различного теплосилового оборудования или необходимость ее продолжения;

приготовление рабочих растворов корректирующих реагентов;

контроль за дозированием корректирующих химических реагентов;

своевременную информацию персонала КТЦ и начальника смены электростанции о нарушениях ВХР.

3.1.5. Персонал КТЦ при эксплуатации котла (энергоблока) обеспечивает:

участие в принятии оперативных мер к ликвидации нарушений ВХР;

останов оборудования в случае невозможности своевременного устранения опасных нарушений ВХР;

устранение присосов воздуха в вакуумной части тракта, протечек воды в конденсаторе, бойлерах и подогревателях сырой и сетевой воды;

нормальную деаэрацию воды в стационарных и переменных режимах;

контроль за работой насосов-дозаторов корректирующих химических реагентов, находящихся в ведении КТЦ;

включение устройств и схемы удаления неконденсирующихся газов из теплообменников;

открытие первичных запорных вентилей и регулирование расхода проб на линиях отбора проб воды и пара, а также продувку пробоотборных линий в соответствии с графиком или по заявке начальника смены ХЦ;

изменение расхода непрерывной продувки котла по указанию начальника смены ХЦ;

продувку нижних точек котла в соответствии с графиком или по заявке начальника смены ХЦ.

3.1.6. Персонал ЦТАИ обеспечивает надежную работу приборов автоматического химического контроля и автоматических устройств дозирования корректирующих химических реагентов.

3.2. Ввод котла (энергоблока) в эксплуатацию

3.2.1. При вводе в эксплуатацию первого котла (энергоблока) электростанции все ВПУ (добавочной воды, производственного конденсата, общестанционная обессоливающая установка), баки запаса добавочной воды и конденсата, а также установки для коррекционной обработки должны быть смонтированы и сданы для пусковой наладки в сроки, установленные ПТЭ [1].

К началу предпусковой очистки должен быть накоплен необходимый запас обессоленной воды, качество которой отвечает требованиям ПТЭ [1] к качеству добавочной воды для котлов давлением 13,8 МПа.

3.2.2. Предпусковая очистка и пассивация котла (энергоблока) по выбранной электростанцией технологии (химической, парохимической, парокислородной, пароводокислородной) должны производиться по специальной технической программе, разработанной на основе указаний соответствующего РД по очистке.

Очистка должна заканчиваться в сроки до первой растопки котла, указанные в РД. В случае если по каким-либо причинам первая растопка котла отодвигается на более поздний

срок, необходимо принять меры к консервации котла (энергоблока), например заполнить его щелочным защитным раствором в соответствии с указаниями РД 34.20.591-97 [12].

Количество отложений на поверхности нагрева котла после проведения очистки не должно превышать норм, лимитируемых РД по очистке.

По окончании очистки котла (энергоблока) персонал ХЦ принимает на чистоту барабан и нижние коллекторы экранов котла, а также деаэраторный бак и баковое хозяйство котла (энергоблока), входившие в схему очистки.

3.2.3. По окончании сборки внутрибарабанных устройств котла персонал ХЦ принимает участие в приемке этих устройств из монтажа.

Правильность сборки внутрибарабанных устройств контролируется по чертежам завода-изготовителя, а также в соответствии с указаниями отраслевых документов по приемке из монтажа и ремонта внутрикотловых устройств.

По результатам осмотра и приемки внутрибарабанных устройств составляется специальный акт при участии КТЦ и ХЦ.

3.2.4. К началу первой растопки котла должны быть закончены монтажом и приняты в эксплуатацию схема и устройства отбора проб воды, конденсата и пара для ручного и автоматического химического контроля, приборы автоматического контроля, а для электростанции, вводимой в эксплуатацию, также должны быть оснащены необходимыми лабораторными устройствами и приборами центральная и экспресс-лаборатории для осуществления в полном объеме химического контроля в соответствии с РД 34.37.303-88 [7].

При приемке из монтажа устройств отбора проб воды, конденсата и пара из пароводяного тракта для ручного и автоматического химического контроля необходимо проверить их соответствие проекту и указаниям ОСТ 108.030.04-80 [21].

Опробование и включение в работу устройств для отбора проб производится совместно с персоналом КТЦ и ЦТАИ при первом включении в работу соответствующего участка пароводяного тракта.

3.2.5. До первого пуска котла (энергоблока) укомплектовывается и обучается соответствующий персонал ХЦ, КТЦ и ЦТАИ, разрабатываются эксплуатационная инструкция и техническая документация по ВХР (журналы, суточные ведомости).

3.2.6. В период первых растопок котла ВХР следует вести по отдельной технической программе, в которой помимо операций, описанных в эксплуатационной инструкции (подготовка к пуску, пуск), должны быть предусмотрены специальные операции и условия их проведения (время, расход или нагрузка, давление, температура, химические показатели окончания операции, объем химического контроля и т.п.):

первичные водные отмывки различных участков тепловой схемы (конденсатора, тракта низкого давления, деаэратора, питательного тракта, экранной системы и пароперегревателя котла) с учетом примененного химического реагента и пассивации после предпусковой очистки;

учащенные периодические продувки нижних точек котла;

наладка установок приготовления корректирующих химических реагентов (аммиака, гидразина, фосфатов, едкого натра) и режима дозирования реагентов;

наладка схемы отбора проб воды, конденсата и пара, приборов автоматического химического контроля;

эксплуатационные наблюдения (в течение нескольких суток) за основными водно-химическими параметрами котла (качеством насыщенного и перегретого пара, кратностью концентрирования между солевым и чистым отсеками, химическим перекосом по длине чистого отсека и между сторонами солевого отсека) при фактических нагрузках в первое время его работы.

3.2.7. В случае обнаружения в процессе первых пусков каких-либо недостатков ВХР котла (неудовлетворительного качества питательной воды или пара, низкой или высокой по сравнению с проектной кратности концентрирования, наличия химических перекосов более 20% по длине чистого или между солевыми отсеками и др.) должны быть выявлены причины этих недостатков и приняты меры к их устранению.

3.3. Подготовка к пуску котла (энергоблока)

3.3.1. Если котел (энергоблок) был законсервирован, необходимо выполнить операции по расконсервации котла в соответствии с местной инструкцией по консервации котлов (энергоблока).

3.3.2. Начальник смены ХЦ должен быть заранее оповещен начальником смены электростанции о предстоящем пуске. При этом начальник смены КТЦ согласовывает с начальником смены ХЦ режимы водных отмывок тракта и котла (энергоблока), информирует о порядке подключения различного теплосилового оборудования в работу.

3.3.3. Начальник смены ХЦ после оповещения о предстоящем пуске осуществляет:

совместно с персоналом КТЦ осмотр и проверку готовности к работе установок дозирования аммиака, гидразина, фосфатов и щелочи в соответствии с принятым на электростанции распределением оборудования этих установок между цехами и инструкцией по эксплуатации этих установок;

проверку приготовления рабочих растворов реагентов в баках-мерниках аммиака, гидразина, фосфатов и щелочи в соответствии с инструкцией по эксплуатации склада реагентов;

проверку готовности лабораторных приборов химического контроля, лабораторной посуды и химических реактивов для производства ручных химических анализов;

согласование с персоналом КТЦ перечня и порядка подключения точек отбора проб воды и пара, включаемых в работу;

согласование с персоналом ЦТАИ перечня автоматических приборов химического контроля и средств автоматизации процессов дозирования реагентов, включаемых в работу;

проверку наличия необходимых запасов добавочной воды, готовности к приему сбросной воды баков грязного конденсата;

проверку подготовки ВПУ к возможному увеличению производительности в процессе пуска котла (энергоблока).

3.4. Пуск котла (энергоблока) после простоя более 3 сут

3.4.1. На блочных электростанциях до заполнения котла водой осуществляется:

промывка тракта низкого давления обессоленной водой со сбросом в деаэратор и последующим дренированием деаэратора в бак грязного конденсата (или в дренаж) до содержания на сбросе Ж ≤ 3 мкг-экв/дм^3, Fe ≤ 100 мкг/дм^3, SiO_2 ≤ 100 мкг/дм^3, Cu ≤ 20 мкг/дм^3;

заполнение деаэраторного бака обессоленной водой и деаэрация питательной воды при рециркуляции воды через деаэратор и подаче пара в деаэратор из коллектора пара собственных нужд до снижения концентрации кислорода в воде за деаэратором до значения менее 50 мкг/дм^3;

заполнение и промывка деаэрированной водой ПВД со сбросом воды через нижние точки котла до достижения следующих показателей в питательной воде перед котлом: Fe ≤ 100 мкг/дм^3, SiO_2 ≤ 100 мкг/дм^3, Ж ≤ 3 мкг-экв/дм^3.

3.4.2. При заполнении котла водой целесообразно организовать дозирование гидразина (на блочных электростанциях на сторону всасывания ПЭН, на неблочных — в питательный узел по линии пассивации или в барабан котла насосами-дозаторами фосфатов) для обеспечения его концентрации в котловой воде 1 — 3 мг/дм^3 (можно рассчитать необходимое количество гидразина, зная водяной объем котла до растопочного уровня).

В процессе заполнения котла продуваются пробоотборные точки чистого и солевого отсеков и проверяется визуально качество котловой воды.

В случае если она окажется грязной (мутной, цветной, неосветленной), необходимо осуществить сброс воды через нижние точки (при использовании гидразина сброс необходимо осуществлять на очистные сооружения) и вновь заполнить котел водой.

После заполнения котла водой необходимо отключить подачу гидразина в котел.

3.4.3. В процессе растопки котла необходимо контролировать pH котловой воды. Если наблюдается снижение значения pH котловой воды до значения менее 8,5, следует организовать подачу в барабан котла раствора едкого натра с таким расчетом, чтобы pH в чистом отсеке был не менее 9,3, а в солевом отсеке не более 11.

Использовать для коррекции pH котловой воды в процессе растопки раствор фосфата во избежание образования железофосфатных отложений не рекомендуется.

3.4.4. При растопке периодическая продувка нижних точек экранов котла осуществляется в соответствии с указаниями завода-изготовителя.

3.4.5. Непрерывная продувка включается при давлении в котле 1 – 1,5 МПа на максимальную степень открытия клапана. Максимальная степень открытия продувки сохраняется до достижения параметров перегретого пара, близких к номинальным, и качества его, отвечающего требованиям ПТЭ [1].

3.4.6. При появлении давления в пароперегревателе продуваются пробоотборные точки насыщенного и перегретого пара. Перед подачей пара на турбину или подключением котла к общему паропроводу проверяется качество насыщенного и перегретого пара. При кремнесодержании пара более 50 мкг/дм^3 сообщается начальнику смены КТЦ о необходимости продолжения продувки пароперегревателя. Продувка пароперегревателя ведется до достижения показателей качества пара (содержания натрия, кремнекислоты; электрической проводимости) выше норм ПТЭ не более чем в 2 раза.

3.4.7. Коррекционная дозировка гидразина и аммиака (на блочных ТЭС) или гидразина (на неблочных ТЭС) начинается при постоянной подпитке котла с расходом, близким к 30% номинала.

3.4.8. Дозировка фосфатов начинается при достижении номинальных параметров пара и нагрузке котла не менее 30% номинала при следующих условиях:

значении pH котловой воды более 9,0;

отсутствии фосфатов в котловой воде.

3.4.9. Эксплуатационное значение непрерывной продувки устанавливается после стабилизации качества питательной воды и пара в пределах норм ПТЭ [1].

3.4.10. Приборы автоматического химического контроля должны быть включены не позднее подачи пара на турбину или подключения котла к общему паропроводу.

3.4.11. На блочных ТЭС после подачи пара на турбину и подключения ПНД и ПВД по пару в случае ухудшения качества основного конденсата (Ж > 1 мкг-экв/дм^3) необходимо принять меры к выводу из цикла грязного конденсата. В случае подачи подпиточной воды в деаэратор размыкается конденсатный тракт, а сброс конденсата за ПНД ведется на бак грязного конденсата либо в дренаж. При подаче подпиточной воды в конденсатор приоткрывается дренаж деаэратора в расширитель дренажей, увеличивается подача подпиточной воды в конденсатор. Сброс конденсата осуществляется до снижения жесткости конденсата до 1 мкг-экв/дм^3, содержание натрия и кремнекислоты в нем должно быть таким, чтобы не ухудшалось качество питательной воды по этим показателям.

3.4.12. Отмывка парового пространства бойлеров при включении их в работу ведется при необходимости со сбросом в дренаж до получения в сбросной воде концентрации жесткости, натрия, кремнекислоты, не ухудшающей качество питательной воды.

Перед подачей пара в бойлеры необходимо включить в работу приборы автоматического химического контроля качества конденсата бойлеров.

Во время растопки следует осуществлять контроль качества воды в дренажных баках, не допуская при этом ухудшения качества питательной воды. При ухудшении качества воды в дренажных баках ее необходимо направить либо в дренаж, либо в зависимости от местных условий на очистку или в пароводяной тракт котлов более низких параметров.

После растопки котла качество питательной воды по содержанию железа и меди должно быть в пределах норм ПТЭ [1] в конце вторых суток.

3.5. Пуск котла (энергоблока) после простоя менее 3 сут

3.5.1. Подготовка к растопке осуществляется в соответствии с указаниями пп. 3.3.2 и 3.3.3 настоящего РД.

3.5.2. Деаэрация питательной воды, заполнение котла водой осуществляется в соответствии с указаниями пп. 3.4.1 и 3.4.2 настоящего Регламента.

3.5.3. Режим коррекции pH котловой воды осуществляется согласно п. 3.4.3 настоящего РД.

3.5.4. Коррекционная дозировка гидразина и аммиака начинается согласно п. 3.4.7, а фосфатов — п. 3.4.8 настоящего Регламента.

3.5.5. Непрерывная продувка котла поддерживается в размере 2—5% паропроизводительности котла, а при стабилизации качества питательной воды и пара — в эксплуатационных пределах.

Периодическая продувка осуществляется согласно п. 3.4.4 настоящего РД.

3.5.6. Перед подключением котла к общему паропроводу качество насыщенного и перегретого пара контролируется в соответствии с п. 3.4.6 настоящего Регламента.

3.5.7. Качество конденсата турбины, бойлеров и дренажных баков проверяется в соответствии с пп. 3.4.11 и 3.4.12.

3.5.8. При пуске котла (энергоблока) из неостывшего состояния операции по растопке проводятся в соответствии с графиком-заданием растопки.

3.5.9. Нормы качества питательной воды по содержанию железа и меди должны быть достигнуты в течение суток.

3.6. Работа котла (энергоблока)

3.6.1. Качество воды, конденсата и пара должно соответствовать нормам ПТЭ. В табл. 1 представлены наряду с обя-

Нормы качества воды,

Показатель	Обессоленная вода для подпитки		Конденсат турбины	Конденсат перед деаэратором		Вода за деаэратором
	Норма ПТЭ	Рекомендуемая норма	Норма ПТЭ	Норма ПТЭ	Рекомендуемая норма	Норма ПТЭ
1	2	3	4	5	6	7
Ж мг-экв/дм^3	<1		<1	–	–	–
SiO_2 мкг/дм^3	<100 Допускается корректирование	<50	–	–	–	–
Na мкг/дм^3	<80 Допускается корректирование	<50	–	–	–	–
$\chi_н$ мкСм/см	–	–	–	–	–	–
χ мкСм/см	<2 Допускается корректирование	<1	–	–	–	–
O_2 мкг/кг	–	–	<20	–	–	<10
NH_3 мкг/кг	–	–	–	–	–	–
N_2H_4 мкг/кг	–	–	–	–	–	–
pH	–	–	–	–	–	–
PO_4 мг/кг	–	–	–	–	–	–
$\frac{Щ_ф}{Щ_о}$	–	–	–	–	–	–
$\frac{Na}{PO_4}$	–	–	–	–	–	–
Fe мкг/кг	–	–	–	–	–	–
Cu мкг/кг	–	–	–	<5	–	–
Нефтепродукты	–	–	–	–	–	–
$NO_2 + NO_3$, мкг/кг	–	–	–	–	–	–
Окисляемость, мгО/кг	–	<1	–	–	–	–

Таблица 1

конденсата и пара

Питательная вода				
Значения показателя по ПТЭ				Рекомендуемая норма
Норма	Допустимые отклонения			
	До 72 ч	До 24 ч	Останов через 4 ч	
8	9	10	11	12
<1	До 2, при неустранении нарушения останов через 4 ч	2–5, при неустранении нарушения останов через 4 ч	>5	–
ГРЭС, отопительная ТЭЦ <30 ТЭЦ с отбором пара <60	До 60 До 120	>60 >120	При неустранении нарушения после 72 и 24 ч	<20 <20
<50 Допускается корректирование	До 2 раз выше нормы	Более 2 раз выше нормы	При неустранении нарушений после 72 и 24 ч	<15
<1,5 Допускается корректирование	–	–	–	–
–	–	–	–	В зависимости от дозы NH_3
–	–	–	–	–
<1000	–	–	–	–
20–60, при пусках и остановах до 3000	–	–	–	–
9,1±0,1	–	–	–	–
–	–	–	–	–
–	–	–	–	В зависимости от дозы NH_3
–	–	–	–	–
<20	–	–	–	–
–	–	–	–	–
<0,3	–	–	–	–
<20	–	–	–	–
–	–	–	–	–

Показатель	Котловая вода					
	Чистый отсек			Солевой отсек		
	Значения показателя по ПТЭ		Рекомендуемая норма	Значения показателя по ПТЭ		Рекомендуемая норма
	Норма	Недопустимо		Норма	Недопустимо	
1	13	14	15	16	17	18
Ж мг-экв/дм^3	–	–	–	–	–	–
SiO_2 мкг/дм^3	– –	– –	<500	–	–	<2000
Na мкг/дм^3	–	–	<1500	–	–	<10000
$\chi_н$ мкСм/см	–	–	–	–	–	–
χ мкСм/см	–	–	<10	–	–	<60
O_2 мкг/кг	–	–	–	–	–	–
NH_3 мкг/кг	–	–	–	–	–	–
N_2H_4 мкг/кг	–	–	–	–	–	–
pH	9–9,5	<7,5	–	<10,5	<7,5	–
PO_4 мг/кг	0,5–2	–	–	<12	–	–
$\frac{Щ_ф}{Щ_о}$	0,2–0,5	–	–	0,5–0,7	–	–
$\frac{Na}{PO_4}$	–	–	0,6–0,8	–	–	0,6–0,8
Fe мкг/кг	–	–	–	–	–	–
Cu мкг/кг	–	–	–	–	–	–
Нефтепродукты	–	–	–	–	–	–
$NO_2 + NO_3$, мкг/кг	–	–	–	–	–	–
Окисляемость, мгО/кг	–	–	–	–	–	–

Окончание таблицы 1

Насыщенный и перегретый пар				
Значения показателя по ПТЭ				Рекомендуемая норма
Норма	Допустимые отклонения			
	До 72 ч	До 24 ч	Останов не позднее 24 ч	
19	20	21	22	23
–	–	–	–	–
ГРЭС < 15 ТЭЦ < 25	До 30 До 50 При неустранении нарушения – останов	30–60 50–100 При неустранении нарушения – останов	>60 >100	–
< 5	До 10, при неустранении нарушения – останов	До 20, при неустранении нарушения – останов	>20	–
< 1	До 2, при неустранении нарушения – останов	2–4, при неустранении нарушения – останов	>4	0,3–0,7
–	–	–	–	–
–	–	–	–	–
–	–	–	–	–
–	–	–	–	–
>7,5	–	–	<5,5	–
–	–	–	–	–
–	–	–	–	–
–	–	–	–	–
–	–	–	–	–
–	–	–	–	–
–	–	–	–	–
–	–	–	–	–

зательными (по ПТЭ) нормами и рекомендуемые нормы, выполнение которых позволит повысить надежность ВХР, особенно для котлов с повышенным теплонапряжением топочной камеры.

3.6.2. Во время работы котла под нагрузкой проверяется качество теплоносителя, режимы непрерывной и периодической продувок, кратность концентрирования между солевым и чистым отсеками, химические перекосы по длине чистого отсека и между солевыми отсеками, концентрация рабочих растворов корректирующих химических реагентов, температура металла труб котла, занос солями проточной части турбины, температура проб воды и пара.

Ориентировочный объем проверки ВХР приведен в табл. 2. В табл. 3 и 4 приведен рекомендуемый объем и периодичность химического контроля для персонала ТЭС.

3.6.3. При отклонении от норм показателей качества воды, конденсата или пара проводится повторный анализ (см. п. 3.6.5 настоящего Регламента).

При повторном подтверждении результата необходимо в максимально возможный короткий срок выявить источник нарушения и принять меры к восстановлению ВХР или остановить котел или турбину в соответствии с указаниями ПТЭ [1] и рекомендациями разд. 3.8 настоящего Регламента.

3.6.4. При ведении химического контроля необходимо проводить своевременный анализ полученных данных.

При контроле амминирования воды следует обращать внимание на соотношение таких показателей, как pH, щелочность, содержание углекислоты и аммиака, электрическая проводимость в соответствии с указаниями пп. 2.4.3 и 2.4.8 настоящего РД.

Оценка режима внутрикотловой отработки воды по данным полного анализа котловых вод (см. п. 2.3.4 настоящего Регламента) и с учетом рекомендаций п. 2.6.6 настоящего РД позволит принять своевременные меры к коррекции приготовления рабочих растворов фосфатов и едкого натра и самого режима фосфатирования.

3.6.5. Для исключения случайной ошибки при отклонении показателей качества воды и пара от нормируемого значения необходимо выполнить повторный анализ, расширив при возможности для более быстрого определения причин нарушения число определяемых показателей, например, в дополнение к жесткости определив электрическую проводимость и содержание натрия или в дополнение к pH — щелочность пробы.

3.6.6. Одной из основных задач при организации ВХР котла (энергоблока) следует считать максимально возможное повышение качества питательной воды по таким показателям, как содержание натрия и железа.

Снижение содержания натрия в питательной воде можно достигнуть за счет повышения качества добавочной воды, применения эффективных способов уплотнения конденсаторов, бойлеров, подогревателей сырой и сетевой воды.

Степень загрязненности питательной воды окислами железа может быть уменьшена за счет стабильного поддержания требуемого значения pH при амминировании, эффективной организации деаэрации и отсоса неконденсирующихся газов из теплообменников, недопущения присосов воздуха в вакуумной части пароводяного тракта, рациональной схемы сбора и использования внутристанционных конденсатов.

Таблица 2

Объем проверки показателей ВХР при работе котла (энергоблока)

Проверяемый показатель	Способ проверки	Нормативный документ или рекомендация
1. Качество добавочной воды, конденсата, питательной и котловой воды, насыщенного и перегретого пара	Ручной и автоматический химический контроль качества. Выполняется оперативным персоналом химического цеха и персоналом центральной химической лаборатории. Результаты химических анализов и измерений фиксируются в специальных журналах или ведомостях ХЦ. При действующей схеме автоматического контроля персонал КТЦ один раз в смену фиксирует в суточной ведомости качество питательной воды и пара перед турбиной по содержанию натрия, электрической проводимости и значению pH, а на ТЭС без автоматического контроля – один раз в сутки по данным ХЦ. График и объем химического контроля для оперативного персонала ХЦ и персонала центральной химической лаборатории составляется на каждой ТЭС в соответствии с указаниями РД 34.37.303-88 [7], табл. 3, 4 настоящего Регламента и с учетом особенностей тепловой схемы	ПТЭ [1]. Допускается корректировка отдельных показателей норм качества воды и пара, оговоренных ПТЭ, с разрешения АО-энерго
2. Размер непрерывной продувки котла	Контролируется оперативным персоналом КТЦ и ХЦ по показаниям расходомеров на трубопроводах непрерывной продувки 1–2 раза в смену. Персонал центральной химической лаборатории 1 раз в неделю проверяет размер непрерывной продувки по химическому балансу кремнекислоты по формуле [4]	ПТЭ [1]. Допускается увеличение размера непрерывной продувки по указанию ХЦ в случаях, предусмотренных ПТЭ
3. Частота периодических продувок	Персонал ХЦ проверяет выполнение периодических продувок по оперативной документации КТЦ	Информационное письмо [14] с учетом местных условий и рекомендации завода-изготовителя

4. Кратность концентрирования между солевым и чистым отсеками	Персонал центральной химической лаборатории при выполнении анализов котловой воды определяет кратность концентрирования по формуле $$K = \frac{C^{со}_{SiO_2}}{C^{чо}_{SiO_2}} = \frac{C^{со}_{PO_4}}{C^{чо}_{PO_4}} = \frac{C^{со}_{Na}}{C^{чо}_{Na}}, \quad (5)$$ где $C^{со}$ и $C^{чо}$ – концентрация кремнекислоты, фосфатов или натрия в воде солевого и чистого отсеков, мг/дм^3	Рекомендуемая норма кратности концентрирования: не более 5–8 при сжигании мазута; не более 8–10 при сжигании твердого или газообразного топлива. Кратность концентрирования может регулироваться с помощью изменения размера непрерывной продувки или степени открытия вентиля на линии регулирования кратности концентрирования между отсеками
5. Степень химического перекоса по длине чистого и между сторонами солевого отсека	Персонал центральной химической лаборатории при выполнении анализов котловой воды рассчитывает степень химического перекоса (%) по формуле $$ХП = \left[\frac{\left(C^{макс}_{SiO_2} - C^{мин}_{SiO_2}\right)}{C^{макс}_{SiO_2}}\right] \cdot 100, \quad (6)$$ где $C^{макс}_{SiO_2}$ и $C^{мин}_{SiO_2}$ – максимальная и минимальная концентрация кремнекислоты по сторонам и в середине чистого отсека или по сторонам солевого отсека, мг/дм^3	Рекомендуемая норма – не более 20%. Степень перекоса между сторонами солевого отсека может быть уменьшена за счет изменения размера непрерывной продувки на одной из сторон отсека
6. Концентрация рабочих растворов корректирующих химических реагентов	Персонал ХЦ определяет концентрацию рабочих растворов химических реагентов при приготовлении растворов либо косвенным путем по электрической проводимости, либо выполнением ручного химического анализа реагента	Эксплуатационная норма концентрации рабочих растворов реагентов устанавливается в соответствии с указаниями разд. 2.4–2.6 настоящего Регламента

Окончание таблицы 2

Проверяемый показатель	Способ проверки	Нормативный документ или рекомендация
7. Температура металла труб экранной системы котла (при наличии температурных вставок)	Персонал КТЦ контролирует температуру металла экранов котла	РД 34.37.306-87 [16]. При достижении предельной температуры металла котел должен быть остановлен для химической очистки
8. Занос солями проточной части турбины	Персонал КТЦ контролирует значение давления в контрольных ступенях турбины при близких к номинальным расходах пара через контролируемые ступени не реже 1 раза в месяц	ПТЭ [1]
9. Температура проб воды и пара	Персонал ХЦ при каждом отборе контролирует степень охлаждения пробы	ПТЭ [1]. Если температура пробы превышает 40°С, персонал ХЦ сообщает персоналу КТЦ о необходимости охлаждения пробы путем уменьшения расхода пробы или увеличения расхода охлаждающей воды через холодильник

Таблица 3

Объем оперативного химического контроля за ВХР при установившемся режиме

Точка отбора пробы	Контролируемый показатель										
	Ж	SiO_2	Na	$\chi_н$	χ	O_2	NH_3	N_2H_4	pH	PO_4	$\frac{Щ_ф}{Щ_о}$
1. Добавочная вода	1 раз/см.	1 раз/см.	Авт.[1] / 1 раз/см.	–	Авт.	–	–	–	–	–	–
2. Конденсат с производства	1 раз/см.	1 раз/см.	Авт. / 1 раз/см.	Авт. / 1 раз/см.	–	–	–	–	–	–	–
3. Обессоленная вода после ввода аммиака	–	–	–	–	–	–	Авт.[2] / 1 раз/см.	–	–	–	–
4. Конденсат турбины	1 раз/см.	–	–	Авт.	–	1 раз/см.	–	–	–	–	–
5. Конденсат турбины за ПНД	–	–	–	–	–	Авт. / 1 раз/см.	–	–	–	–	–
6. Питательная вода за деаэратором	–	–	–	–	–	Авт. / 1 раз/см.	–	–	–	–	–
7. Питательная вода перед котлом	1 раз/см.	1 раз/см.	Авт. / 1 раз/см.	Авт.	Авт.[3]	–	1 раз/сут	1 раз/см.	Авт. / 1 раз/см.	–	–

Окончание таблицы 3

Точка отбора пробы	Контролируемый показатель										
	Ж	SiO_2	Na	$\chi_н$	χ	O_2	NH_3	N_2H_4	pH	PO_4	$\frac{Щ_ф}{Щ_о}$
8. Котловая вода чистого отсека	–	1 раз/см.	–	–	Авт.	–	–	–	Авт. / 1 раз/см.	1 - 2 раз/см.[4] / 1 раз/сут.	1 раз/см.
9. Котловая вода солевого отсека	–	1 раз/см.	–	–	Авт.	–	–	–	Авт. / 1 раз/см.	1 - 2 раз/см.[4] / 1 раз/сут	1 раз/см.
10. Насыщенный пар	–	1 раз/см.	–	–	–	–	–	–	–	–	–
11. Перегретый пар	–	1 раз/см.	Авт. / 1 раз/см.	Авт. / 1 раз/см.	–	–	–	–	Авт. / 1 раз/см.	–	–
12. Конденсат бойлеров	1 раз/см.	–	Авт.[5]	Авт.[5] / 1 раз/см.	–	–	–	–	–	–	–
13. Конденсат дренажных баков	2 раз/см.[6]	2 раз/см.	–	–	–	–	–	–	–	–	–
14. Конденсат впрыска	–	1 раз/сут	Авт. / 1 раз/сут	–	–	–	–	–	–	–	–

15. Концентрация рабочих растворов реагентов	–	–	–	–	–	–	После приготовления	После приготовления	–	После приготовления	–

[1] Ручной анализ выполняется при отсутствии автоматического.

[2] Аммиак при автоматическом дозировании определяется косвенным путем – по электрической проводимости или pH. При ручном дозировании контролируются аммиак и щелочность.

[3] При дозировании аммиака в тракт энергоблока.

[4] При наличии автоматического дозирования фосфатов – 1 раз/см., а при наличии автоматического дозирования фосфатов и контроле электрической проводимости – 1 раз/сут.

[5] Устанавливается один из приборов.

[6] При включении в работу оборудования, связанного с дренажным баком,– каждый час.

Объем химического контроля выполняемого центральной

Точка отбора пробы	Контролируемый							
	Ж	SiO_2	Na	$\chi_н$	χ	CO_2 по номограмме	O_2	NH_3
1. Добавочная вода	1 раз / дек	1 раз / дек	1 раз / дек	1 раз / дек	–	–	–	–
2. Конденсат с производства	1 раз / дек	–	1 раз / дек	1 раз / дек	–	–	–	–
3. Конденсат турбины	1 раз / дек	1 раз / дек	–	1 раз / дек	–	–	1 раз / дек	1 раз / дек
4. Питательная вода перед котлом	1 раз / дек	1 раз / дек	1 раз / дек	1 раз / дек	–	1 раз / дек	1 раз ** / дек	1 раз / дек
5. Котловая вода чистого отсека	–	1 раз / дек	1 раз / дек	–	1 раз / дек	–	–	1 раз / дек
6. Котловая вода солевого отсека	–	1 раз / дек	1 раз / дек	–	1 раз / дек	–	–	1 раз / дек
7. Насыщенный пар	–	1 раз / дек	1 раз / дек	1 раз / дек	–	–	–	–
8. Перегретый пар	–	1 раз / дек	1 раз / дек	1 раз / дек	–	1 раз / дек	–	1 раз / дек
9. Конденсат бойлеров	1 раз / дек	1 раз / дек	1 раз / дек	1 раз / дек	–	–	–	–

* Окисляемость определяется по всему тракту ВПУ: исходная вода, после осветлителей, после

** Проба на кислород отбирается после деаэратора.

Примечание. Для определения химических перекосов производится отбор проб из всех

Таблица 4

за водно-химическим режимом, химической лабораторией

Показатель								
N_2H_4	pH	PO_4	$\frac{Щ_ф}{Щ_о}$	Fe	Cu	NO_2	Окисляемость	Нефтепродукты
–	1 раз / дек	–	1 раз / дек	1 раз / дек	–	1 раз / мес	1 раз * / дек	1 раз / мес
–	1 раз / дек	–	–	1 раз / дек	1 раз / дек	–	1 раз / дек	1 раз / дек
–	1 раз / дек	–	–	1 раз / дек	1 раз / дек	–	–	–
1 раз / дек	1 раз / дек	–	1 раз / дек	1 раз / дек	1 раз / дек	–	–	1 раз / дек
–	1 раз / дек	1 раз / дек	1 раз / дек	1 раз / мес	–	–	–	–
–	1 раз / дек	1 раз / дек	1 раз / дек	1 раз / мес	–	–	–	–
–	–	–	–	–	–	–	–	–
–	1 раз / дек	–	1 раз / дек	–	–	–	–	–
–	–	–	–	–	–	–	–	–

механических фильтров, после анионитных фильтров I и II ступеней, обессоленная вода.

точек по длине чистого отсека и обоим сторонам солевого отсека.

3.7. Останов котла (энергоблока) в резерв или ремонт

3.7.1. Если предполагается проведение консервации котла химическими реагентами непосредственно при работе котла или в режиме останова, то действия персонала определяются местной инструкцией по консервации.

3.7.2. В случае останова котла с осуществлением безреагентных способов консервации (сухой останов, поддержание избыточного давления), проведения консервации после останова или останова без консервации дозирование корректирующих химических реагентов необходимо прекратить при окончании постоянной подачи питательной воды в котел.

После погасания факела следует закрыть непрерывную продувку котла и пробоотборные точки воды, конденсата и пара. Для удаления шлама из коллекторов экранной системы необходимо выполнить через 4-6 ч продувку нижних точек котла продолжительностью до 3 мин.

3.7.3. При выводе котла (энергоблока) в ремонт персонал ХЦ согласовывает с персоналом КТЦ график осмотра вскрываемого в этот ремонт оборудования.

Осмотр оборудования осуществляется в соответствии с рекомендациями п. 2.9 настоящего Регламента.

3.7.4. График вырезки образцов труб котла, осмотра и отбора отложений из проточной части турбины составляется в соответствии с требованиями РД 34.37.306-87 [16].

3.8. Характерные нарушения водно-химического режима и меры по их устранению

Характерные нарушения ВХР и методы их устранения следующие:

Нарушение	Возможная причина	Рекомендации по устранению
1. Повышение жесткости, содержания натрия, кремнекислоты, электрической проводимости питательной воды	1. Нарушение плотности трубной системы конденсатора, бойлера, подогревателя сырой или сетевой воды 2. Попадание сырой, циркуляционной или сетевой воды в дренажные баки	1. Увеличиваются доза фосфатов до 12 мг/дм^3 в солевом отсеке, непрерывная продувка до 2–5%; периодическая продувка производится каждые 4 ч 2. Осуществляется учащенный химический контроль за качеством котловой воды – pH, содержанием фосфатов и щелочностью через каждые 2 ч 3. Выявляется жесткость всех потоков, составляющих питательную воду (конденсат турбин, бойлеров, подогревателей, дренажных баков), для отключения соответствующих половины конденсатора, подогревателя, дренирования дренажных баков
2. Повышение содержания кремнекислоты, электрической проводимости без значительного увеличения жесткости в питательной воде	1. Нарушение плотности бойлеров, подогревателей сетевой воды 2. Ухудшение качества добавочной воды, воды после установок по очистке производственного конденсата 3. Попадание воды из расширителя непрерывной продувки в деаэратор	1. Увеличивается размер непрерывной продувки до 1,5–2% 2. Проверяется качество конденсата бойлеров и подогревателей для отключения дефектного теплообменника 3. Проверяется качество добавочной воды и возвратного конденсата в баках запаса и на выходе установок Принимаются меры к дренированию баков(бака) запаса и наладки режима работы установки 4. Проверяется уровень в расширителе непрерывной продувки и налаживается нормальный уровень

Продолжение таблицы

Нарушение	Возможная причина	Рекомендации по устранению
3. Снижение значения pH питательной воды	1. Нарушение режима дозирования аммиака 2. Возрастание содержания углекислоты в пароводяном тракте	1. Проверяется концентрация аммиака после точки его ввода, осуществляется наладка режима амминирования для достижения эксплуатационной нормы дозы аммиака по результатам анализа pH (щелочности, электрической проводимости) за точкой ввода 2. Проверяется концентрация углекислоты по рис. 1 и номограмме $NH_3 - CO_2 - pH - X$ 3. Увеличивается выпар деаэратора питательной воды 4. Налаживается работа системы отсоса неконденсирующихся газов электрической проводимости) за точкой ввода
4. Повышение содержания железа в питательной воде выше нормы	1. Загрязнение окислами железа конденсата дренажного бака 2. Включение в работу ПВД по пару без отмывки парового пространства 3. Нарушение режима дозировки аммиака или гидразина	1. Проверяется конденсат дренажных баков и ПВД. Принимаются меры к дренированию бака или сброса в дренаж конденсата ПВД 2. Налаживается режим дозирования корректирующих реагентов
5. Повышенное содержание кислорода в конденсатном тракте	Присосы воздуха в вакуумной части тракта	1. Проверяется содержание кислорода в точках отбора «КЭН», «Сливной насос», «За ПНД» для определения участка присосов 2. Принимаются меры к уплотнению вакуумного тракта
6. Повышение содержания кислорода за деаэратором	Нарушение режима деаэрации	1. Увеличивается доза гидразина 2. Принимаются меры к наладке режима деаэрации

7. Повышение содержания меди в питательной воде или конденсате за ПНД	1. Увеличение содержания кислорода или углекислоты в тракте 2. Повышенная доза аммиака в тракте	1. Увеличивается доза гидразина 2. Проверяется концентрация кислорода в точках «КЭН», «Сливной насос», «За ПНД» 3. Определяется с помощью номограммы $NH_3 - CO_2 - pH - \chi$, концентрация углекислоты в конденсаторе турбины и паре 4. Принимаются меры к повышению эффективности работы деаэратора, системы отсосов неконденсирующихся газов и уплотнению вакуумной части тракта
8. Изменение концентрации фосфатов, pH, щелочности, соотношений $\frac{Щ_ф}{Щ_о}$, $\frac{Na}{PO_4}$, электрической проводимости котловой воды по сравнению со средними значениями, соответствующими нормальному режиму эксплуатации	1. Нарушение режимов дозирования фосфатов и едкого натра 2. Изменение концентрации фосфатов или едкого натра в рабочем растворе реагентов 3. Изменение размера непрерывной продувки 4. Более интенсивная, чем обычно, периодическая продувка 5. Резкое увеличение концентрации натрия в питательной воде 6. Резкое изменение концентрации аммиака в тракте	1. Проверяется концентрация рабочих растворов реагентов и при необходимости готовится новый раствор требуемой концентрации 2. Проверяется концентрация натрия и аммиака в питательной воде 3. Налаживается работа насосов-дозаторов фосфатов и режима непрерывной и периодической продувки 4. Налаживается нормальный режим амминирования 5. Принимаются меры к снижению концентрации натрия в питательной воде и при невозможности этого меняется количество едкого натра, добавляемого в рабочий раствор фосфатов (см. п. 2.6.4 настоящего Регламента)
9. Снижение значения pH котловой воды на 0,5 ед. pH и более	Попадание в котел нелетучих потенциально кислых веществ с возвратным производственным конденсатом	1. Проверяется качество конденсата по pH, электрической проводимости, щелочности 2. Увеличивается подача в котел фосфатно-щелочной смеси или едкого натра (не более нормы ПТЭ по содержанию фосфатов). Если этого недостаточно, готовится новый рабочий раствор с повышенным содержанием едкого натра 3. Контроль за содержанием фосфатов, pH, щелочностью проводится

Окончание таблицы

Нарушение	Возможная причина	Рекомендации по устранению
		3. Контроль за содержанием фосфатов, pH, щелочностью проводится через 1-2 ч 4. Конденсат с производства направляется в дренаж 5. При снижении pH котловой воды ниже 7,5 котел должен быть остановлен немедленно
10. Ухудшение качества насыщенного пара котла по содержанию натрия, кремнекислоты и электрической проводимости	1. Резкое снижение нагрузки котла 2. Повышение нагрузки сверх допустимой 3. Повышение уровня воды в барабане выше допустимого 4. Неисправность сепарационных или промывочных устройств барабана	1. Учащается контроль за качеством пара 2. Устанавливается нормальные нагрузка и уровень воды в барабане 3. При вынужденной работе на недопустимых нагрузках котла необходимо снизить за счет увеличения непрерывной продувки содержание солей в котловой воде (натрия, фосфатов, кремнекислоты) электрическую проводимость на 30–50%, не выходя за пределы норм ПТЭ 4. Останавливается котел для внеочередного осмотра и проверки внутрибарабанных устройств
11. Ухудшение качества перегретого пара по содержанию натрия, кремнекислоты и электрической проводимости	Ухудшение качества насыщенного пара Неисправность системы впрыска собственного конденсата Впрыск в пароперегреватель питательной воды неудовлетворительного качества	1. Учащается контроль за качеством насыщенного, перегретого пара и конденсатом впрыска 2. В случае ухудшения качества насыщенного пара принимаются меры по п. 10 3. При ухудшении качества собственного конденсата на впрыск оценивается возможность впрыска питательной воды 4. При неудовлетворительном качестве питательной воды, используемой для впрыска, перейти на использование собственного конденсата. 5 При неплотностях в охладителе конденсата собственного пара останавливается котел для ремонта охладителя

12. Повышение электрической проводимости ($\chi_н$) пара при соблюдении нормы по натрию и кремнекислоте или некоторое снижение значения pH (на 0,2-0,5 ед. pH)	Повышение содержания углекислоты в пароводяном тракте	1. Проверяется с помощью номограммы $Na_s - CO_2 - p - \chi$ концентрация углекислоты в паре 2. Принимаются меры к повышению дозы аммиака и повышению эффективности работы деаэратора питательной воды, а также системы отсоса неконденсирующихся газов
13. Снижение в паре значения pH на 0,5 ед. и более	Попадание в пароводяной тракт летучих потенциально кислых соединений с возвратным производственным конденсатом	1. Учащается контроль за pH пара 2. Конденсат с производства направляется в дренаж 3. При снижении pH пара ниже 5,5 энергоблок (на блочных электростанциях) или котел (на ТЭС с поперечными связями) останавливается не позднее чем через 24 ч
14. Повышение кремнесодержания пара при соблюдении нормы по натрию	Термолиз поступивших с добавочной водой коллоидных силикатов	1. Учащается контроль за содержанием кремнекислоты в паре, производится определение коллоидной кремнекислоты в воде с ВПУ 2. Принимаются меры к наладке работы осветлителей

Приложение

РЕКОМЕНДУЕМЫЙ ПЕРЕЧЕНЬ СТАНДАРТОВ И РД ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ХИМИЧЕСКИХ АНАЛИЗОВ

1. ОСТ 34-70-953.1-88÷ОСТ 34-70-953.6-88. (Сборник). Воды производственные тепловых электростанций. Методы определения показателей качества. Отбор проб, приготовление очищенной воды, определение гидразина, железа, кремниевой кислоты.

2. ОСТ 34-70-953.13-90÷ОСТ 34-70-953.18-90. (Сборник). Воды производственные тепловых электростанций. Методы определения показателей качества. Определение взвешенных веществ, сухого и прокаленного остатка, цинка, хлоридов, нитритов, нефтепродуктов.

3. ОСТ 34-70-953.19-91÷ОСТ 34-70-953.21-91. (Сборник). Воды производственные тепловых электростанций. Методы определения показателей качества. Определение ЭДТА и ее солей, сульфатов, свободной угольной кислоты.

4. ОСТ 34-70-953.22-92÷ОСТ 34-70-953.26-92. (Сборник). Воды производственные тепловых электростанций. Методы определения показателей качества. Определение нитратов, кислорода, кислотности, кальция, магния.

5. РД 34.37.309-91. Методика выполнения измерений микроколичеств соединений меди кинетическим методом.— М.: СПО ОРГРЭС, 1993.

6. Воды производственные тепловых электростанций. Методы определения показателей качества воды. Методы определения щелочности. Методы определения жесткости. Методы определения фосфатов. Методы определения окисляемости воды: РД 34.37.523.7.8.9.10-88.— М.: Ротапринт ВТИ, 1988.

7. Воды производственные тепловых электростанций. Методы определения алюминия.— В кн.: Воды производственные тепловых электростанций. Методы определения алюминия, аммонийного азота: РД 34.37.523.11-90.— М.: Ротапринт ВТИ, 1990.

8. Методика выполнения измерений содержания натрия в технологических водах ТЭС потенциометрическим методом с помощью лабораторных ионометров: РД 34.37.528-94. — М.: СПО ОРГРЭС, 1995.

9. Методические указания по определению pH питательной воды прямоточных котлов СКД в пределах от 0,8 до 10,0 лабораторными pH-метрами: РД 34.37.308-90. — М.: Ротапринт ВТИ, 1991.

10. Методика выполнения измерений показателя pH воды и пара энергоустановок ТЭС автоматическим pH-метром: РД 34.11.323-89. — М.: СПО Союзтехэнерго, 1989.

11. Методические указания по применению кондуктометрического контроля ведения водного режима электростанций: МУ 34-70-114-85. — М.: СПО Союзтехэнерго, 1985.

Список использованной литературы

1. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации: РД 34.20.501-95. – М.: СПО ОРГРЭС, 1996.
2. Правила организации работы с персоналом на предприятиях и в учреждениях энергетического производства: РД 23.12.102-94. – М.: СПО ОРГРЭС, 1994.
3. Руководящие указания по коагуляции воды на электростанциях. – М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1973.
4. Руководящие указания по известкованию воды на электростанциях. – М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1973.
5. Методические указания по применению ионитов на водоподготовительных установках тепловых электростанций: РД 34.37.526-94. – М.: Ротапринт ВТИ, 1995.
6. Методические указания по очистке и контролю возвратного конденсата: РД 34.37.515-93. – М.: Ротапринт ВТИ, 1998.
7. Методические указания по организации и объему химического контроля водно-химического режима на тепловых электростанциях: РД 34.37.303-88. – М.: Ротапринт ВТИ, 1988.
8. РТМ ЦКТИ 108.030.08-81. Организация химического контроля котлов высокого давления с естественной циркуляцией.
9. Методические указания по применению кондуктометрического контроля для ведения водного режима электростанций: МУ 34-70-114-85. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1985.

10. Инструкция по эксплуатационному анализу воды и пара на тепловых электростанциях. — М.: СПО Союзтехэнерго, 1979.
11. Методические указания по коррекционной обработке питательной и котловой воды барабанных котлов давлением 3,9-13,8 МПа: РД 34.37.522-88. — М.: СПО Союзтехэнерго, 1988.
12. Методические указания по консервации тепломеханического оборудования: РД 34.20.591-97. — М.: СПО ОРГРЭС, 1997.
13. Кострикин Ю.М. Соотношение компонентов при фосфатном режиме. — Энергетик, 1991, № 10.
14. Усовершенствование периодической продувки барабанных котлов высокого давления (15,2-16,2 МПа): Информационное письмо № 2/95. — М.: СПО ОРГРЭС, 1995.
15. Типовая инструкция по обслуживанию деаэрационных установок энергоблоков мощностью 150-800 МВт КЭС и 110-250 МВт ТЭЦ: РД 34.40.502-92. — М.: СПО ОРГРЭС, 1994.
16. Методические указания по контролю состояния основного оборудования тепловых электрических станций; определение качества и химического состава отложений: РД 34.37.306-87. — М.: Ротапринт ВТИ, 1987.
17. Дополнение к РД 34.20.591-97. Методические указания по консервации теплоэнергетического оборудования с применением пленкообразующих аминов. — М.: ООО "Фирма Ланти-Принт", 1998.
18. Методические указания по предпусковой химической очистке теплоэнергетического оборудования: МУ 34-70-113-85. — М.: СПО Союзтехэнерго, 1986.
19. Методические указания по предпусковой пароки слородной очистке и пассивации паропроводяного тракта теплоэнергетического оборудо-

вания: МУ 34-70-128-85.— М.: СПО Союзтехэнерго, 1986.
20. Методические указания по послемонтажной пароводокислородной очистке и пассивации внутренних поверхностей нагрева энергооборудования: РД 34.37.409-96.— М.: Ротапринт ВТИ, 1997.
21. ОСТ 108.030.04-80. Устройства для отбора проб воды и пара паровых котлов.

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. Введение 4
2. Средства и способы организации водно-химического режима 6
2.1. Водоподготовительная установка для получения добавочной воды 6
2.2. Сбор и очистка внутристанционных и возвратных производственных конденсатов 10
2.3. Схема ручного и автоматического химического контроля качества воды, конденсата и пара 12
2.4. Установка приготовления и дозирования в питательную воду котлов аммиака 14
2.5. Установка приготовления и дозирования гидразина в питательную воду котлов 17
2.6. Установка приготовления и дозирования фосфатов и щелочи в котловую воду 19
2.7. Узлы непрерывной и периодической продувки котла 25
2.8. Деаэрация питательной и добавочной воды 26
2.9. Оценка водно-химического режима котлов по состоянию оборудования тепловой схемы 27
2.10. Консервация котлов в период простоев 28
2.11. Химические очистки котлов 29
3. Организация водно-химического режима котла (энергоблока) в различные периоды эксплуатации 30
3.1. Общие положения 30
3.2. Ввод котла (энергоблока) в эксплуатацию 32
3.3. Подготовка к пуску котла (энергоблока) 35
3.4. Пуск котла (энергоблока) после простоя более 3 сут 36
3.5. Пуск котла (энергоблока) после простоя менее 3 сут 39
3.6. Работа котла (энергоблока) 39
3.7. Останов котла (энергоблока) в резерв или ремонт 54
3.8. Характерные нарушения водно-химического режима и меры по их устранению 55
Приложение. Перечень стандартов и РД при проведении химических анализов 60
Список использованной литературы 62

gost.e-ecolog.ru