

Водно- химический режим ТЭС. Основные задачи, организация и виды ВХР.

**Предотвращение коррозии,
борьба с отложениями.
Химический контроль водного
режима.**



Задачи организации ВХР

Водно-химический режим – комплекс организационных, технических и технологических мероприятий, направленных на поддержание такого режима работы тепломеханического оборудования, при котором исключается или сводится к минимуму коррозия конструкционных материалов, образование отложений на внутренних поверхностях нагрева и отсутствие повреждений оборудования по этим причинам.

Общими задачами водоподготовки и рациональной организации водно-химического режима на ТЭС, котельной является:

- предотвращение образований на внутренних поверхностях парообразующих и пароперегревательных труб отложений кальциевых соединений и окислов железа, а в проточной части паровых турбин отложений соединений меди, железа, кремниевой кислоты и натрия;
- защита от коррозии конструкционных металлов основного и вспомогательного оборудования ТЭС, котельных и теплофикационных систем в условиях их контакта с водой и паром, а также при нахождении в резерве.

Поступление примесей в пароводяной цикл ТЭС.

Организация ВХР имеет своей **целью** поддержание концентрации примесей в пределах, обеспечивающих надежную и экономичную работу основного и вспомогательного оборудования ТЭС.

Вместе с питательной водой в котлоагрегат непрерывно поступают различные примеси:

- **С добавочной водой**, восполняющей внешние и внутриванционные потери пара и конденсата;
- **С присосами** из-за неплотностей теплообменных аппаратов, в частности конденсаторов турбин и сетевых подогревателей;
- **С продуктами коррозии**;
- **Возвратный конденсат** от внешних потребителей пара;
- **Вследствие коррозионных процессов** во время стоянки и пуска энергоблока;
- **Вследствие коррозии оборудования** при стационарных и переменных эксплуатационных режимах.

Способы организации водно-химического режима

□ Физико-химические

- Подготовка добавочной воды
- Коррекционная обработка питательной и котловой воды реагентами.

□ Физико-механические

- Удаление из конденсатно-питательного тракта коррозионно-активных газов;
- Продувка;
- Ступенчатое испарение;
- Промывка пара
- Ступенчатое испарение + Промывка пара

В настоящее время на ТЭС применяются различные **виды водно-химических режимов**, в том числе:

- Гидразинно-аммиачный;
- Аммиачный;
- Гидразинный;
- Кислородно-аммиачный;
- Нейтрально-кислородный

в тепловых сетях

- режим силикатной обработки подпиточной воды, сульфитирование, режим подщелачивания подпиточной воды.

Источники и характеристика загрязнений трактов ТЭС

Добавочная вода

В зависимости от схемы очистки может содержать в различных концентрациях:

- соли натрия и аммония,
- кремниевую кислоту,
- соединения железа,
- органические вещества,
- растворенные газы

Если примеси, поступающие с добавочной водой **не выводить**, то начинается **их накопление в котловой воде**, а это приведет к нарушению солевого баланса и, в конечном итоге, к нарушению ВХР станции.

Для вывода примесей применяют:

- непрерывную и периодическую продувки котлов для энергоблоков с барабанными котлами,
- блочные обессоливающие установки (БОУ) для блоков с прямоточными котлами.

Источники и характеристика загрязнений трактов ТЭС

С присосами в конденсат попадают все примеси природных вод в количестве, соответствующему удельному значению присоса.

В конденсаторах турбин, а также в сетевых подогревателях давление пара значительно меньше, чем давление воды, которая в них подается.

При нарушении плотности трубной системы (например, нарушилась или ослабла вальцовка труб в результате коррозии) циркуляционная или сетевая вода с большой жесткостью проникает в конденсат и нарушается ВХР всей станции.

Для уменьшения присосов конденсаторы турбин оборудуют двойными трубными досками с отводом просачивающейся воды.

Источники и характеристика загрязнений трактов ТЭС

Поступление продуктов коррозии

В рабочую среду энергетических установок продукты коррозии поступают главным образом **за счет коррозии конструкционных материалов.**

В состав продуктов коррозии, переходящих в рабочую среду основного цикла ТЭС, входят **все компоненты сплавов**, которые применяются при изготовлении котлов, подогревателей и другого оборудования.

Стали обогащают воду и пар продуктами коррозии, содержащими в своем составе **железо (Fe), хром (Cr), молибден (Mo), никель (Ni) и другие легирующие добавки.**

Латуни «посылают» в воду продукты коррозии, содержащие медь (Cu), цинк (Zn), алюминий (Al), никель (Ni).

По уровню загрязненности добавочной воды продуктами коррозии (железом) можно судить о надежности и состоянии антикоррозионных покрытий на аппаратах ВПУ.

Возвратный конденсат внешних потребителей пара на ТЭЦ

Приносит с собой:

оксиды железа, нефтепродукты, ионы кальция и магния, специфические загрязнения, определяемые типом пароиспользующего предприятия.

Основные способы организации ВХР

Задача рационального водного режима- создание таких условий, при которых процессы кристаллизации и образования отложений в экранной системе имели бы минимальные скорости

Одним из основных показателей надежности водного режима является длительность межпромывочного периода как парогенератора, так и турбины.



Рис.2. Труба поверхности нагрева котла забитая шламом

Реализация водно-химического режима производится путем **коррекционной обработки** соответствующими реагентами:

- **питательной воды;**
- **котловой** воды энергоблоков (котлов);
- **подпиточной и сетевой воды** тепловых сетей;
- **охлаждающей воды.**

Коррекционная обработка проводится для связывания:

- остаточного содержания коррозионно-активных газов (кислород, углекислый газ);
- коррозионно-активных газов, поступающих в тракт с присосами атмосферного воздуха через неплотности в паровом пространстве конденсатора турбины, корпусах ПНД;

К коррекционным способам обработки воды относятся:

- фосфатирование,
- аминирование,
- сульфитирование,
- силикатирование,
- подщелачивание

Физико-химические способы. Коррекционная обработка конденсата и питательной воды.

Проводится реагентами:

- Аммиак;
- Гидразин-гидрат
- Кислород

Для этого вводятся в конденсатно-питательный тракт растворы гидразина и аммиака, это так называемый **гидразинно-аммиачный водно-химический режим**.

На станциях где по условиям потребителя пара запрещено использование гидразина - реализована **аммиачная обработка**.

Там, где запрещен также и аммиак - ведется **щелочная обработка** питательной воды.

На блоках сверхкритического давления в дополнение к гидразинно-аммиачному режиму разрешается применение **нейтрально-кислородного и кислородно-аммиачного режима**.

Для этого в конденсатно-питательный тракт вводится кислород.

В последнее время получили распространение **комплексонные водно-химические режимы (аминные)**.

ВИДЫ ВОДНО-ХИМИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ

- ▶ Гидразинно-аммиачный - водно-химический режим с применением аммиака и гидразина (или его аналогов) для обработки конденсатно-питательного тракта барабанных и прямоточных котлов.
- ▶ Аммиачный - водно-химический режим с применением только аммиака для обработки конденсатно-питательного тракта барабанных котлов;
- ▶ Нейтрально-кислородный - водно-химический режим с дозированием кислорода, рекомендуется к применению на блоках СКД или прямоточных котлах докритических параметров при условии высокого качества добавочной воды, наличии 100,0% конденсатоочистки и изготовления всех теплообменников из стали;
- ▶ Кислородно-аммиачный - водно-химический режим с дозированием кислорода и аммиака, рекомендуется к применению на блоках СКД или прямоточных котлах докритических параметров при условии высокого качества добавочной воды, наличии 100% конденсатоочистки и изготовления всех теплообменников из стали, а также на блоках ПГУ с котлами-утилизаторами, выполненными по комбинированной схеме;
- ▶ Фосфатный - водно-химический режим с применением фосфатов (как правило, тринатрийфосфата) для корректировки величины pH котловой воды и связывания катионов жесткости;
- ▶ Гидратный - водно-химический режим с применением едкого натра для корректировки величины pH котловой воды, может быть рекомендован к применению на блоках с гарантированным отсутствием присосов или при наличии конденсатоочистки;
- ▶ Аминосодержащий - водно-химический режим с применением коммерческих смесей аминов. Рекомендуется к применению для коррекционной обработки всего тракта энергоблоков докритических параметров, а также блоков ПГУ с котлами-утилизаторами, выполненными по любой схеме.

Наименование станции	Режима коррекционной обработки воды	Точки ввода реагентов		
		Аммиак	Едкий натр	Гидразин
ТЭС с прямоточными котлами с давлением пара 240 кгс/см ²				
Назаровская ГРЭС	аммиачный режим		Не используется	Не используется
ТЭС с прямоточными котлами с давлением пара 140 кгс/см ²				
Назаровская ГРЭС	аммиачный режим, кроме НГРЭС бл №7-Гидразинно-аммиачный		Не используется	Не используется
Томь-Усинская ГРЭС		На всас ПЭН	Не используется	Не используется
Беловская ГРЭС		В конденсат за ПНД-4	Не используется	Не используется
ТЭС с барабанными котлами с давлением пара 101-140 кгс/см ²				
Кемеровская ГРЭС	аммиачный режим	1. В трубопровод питательной воды КА ЧВД 2. Конденсат ТА ст. № 11	Не используется	Не используется
Ново-Кемеровская ТЭЦ		В трубопровод обессоленной воды	Не используется	Не используется
Барнаулская ТЭЦ-3		На всас ПЭН	Не используется	Не используется
Красноярская ТЭЦ-1				Не используется
Красноярская ТЭЦ-2		В трубопровод обессоленной воды		Не используется
Красноярская ТЭЦ-3				Не используется
Минусинская ТЭЦ				
Абаканская ТЭЦ				
Барнаулская ТЭЦ-2	Гидразинно-аммиачный режим	В трубопровод обессоленной воды	Не используется	На всас ПЭН

Наименование станции	Режима коррекционной обработки воды	Точки ввода реагентов		
		Аммиак	Едкий натр	Гидразин
ТЭС с барабанными котлами с давлением пара 40-100 кгс/см ²				
Томь-Усинская ГРЭС	аммиачный режим	На всас ПЭН	Не используется	Не используется
Кузнецкая ТЭЦ	Аммиачный режим	В трубопровод обессоленной воды	Не используется	Не используется
Красноярская ТЭЦ-1	аммиачный режим			Не используется
ТЭС с барабанными котлами с давлением пара 12-39 кгс/см ²				
Кемеровская ТЭЦ	Щелочной режим	Не используется	В трубопровод химочищенной воды	Не используется
Кемеровская ГРЭС	Аммиачный режим	1. В трубопроводы питательной воды ЧСД 2. В трубопроводы обессоленной воды на КА ЧСД 3. В линию подачи конденсата греющего пара ПСУВ №3 на ДПВ №4,8. 5. в конденсат ТА №3,5	Не используется	Не используется
Кузнецкая ТЭЦ	Аммиачный режим	В трубопровод обессоленной воды	Не используется	Не используется
Канская ТЭЦ	Не проводится обработка			
Минусинская ТЭЦ	Аммиачный режим			Не используется

Наименование станции	Режима коррекционной обработки воды	Точки ввода реагентов		
		Аммиак	Едкий натр	Гидразин
ТЭС с барабанными котлами с давлением пара 101-140 кгс/см ²				
Новосибирская ТЭЦ-2	аммиачный режим	В трубопровод обессоленной воды	Не используется	Не используется
Новосибирская ТЭЦ-3		На всас питательных насосов	Не используется	Не используется
Новосибирская ТЭЦ-4		В аккумуляторные баки деаэраторов питательной воды	Не используется	Не используется
Новосибирская ТЭЦ-5		На всас питательных насосов	Не используется	Не используется
Барабинская ТЭЦ		В коллектор химически очищенной воды	Не используется	Не используется

Физико-химические способы. Коррекционная обработка конденсата и питательной воды.

Аминирование питательной воды

Обогащение питательной воды углекислотой сопровождается резким снижением рН:

- при концентрации $\text{CO}_2 = 0,045 \text{ мг/дм}^3$ рН воды (при 25С) снижается до 6,31;
- при повышении концентрации CO_2 до $0,48 \text{ мг/дм}^3$ рН воды достигает 5,7.

При одновременном присутствии в воде CO_2 и O_2 коррозия углеродистой стали протекает **двумя параллельными путями:**

- с водородной деполяризацией по реакции $\text{H}^+ + \text{e}^- \rightarrow \text{H}$;
- кислородной деполяризацией $\text{O}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + 4\text{e}^- \rightarrow 4\text{OH}^-$

В результате:

- **Водородной деполяризации** на катодных участках выделяется молекулярный водород H_2 ;
- **Кислородной деполяризации** – образуются ионы OH^- ;
- Анодные участки растворяются, посылая в раствор ионы Fe^{2+} ;
- Ионы Fe^{2+} с ионами OH^- образуют $\text{Fe}(\text{OH})_2$;
- В присутствии O_2 $\text{Fe}(\text{OH})_2$ окисляется до $\text{Fe}(\text{OH})_3$;



- Твердая фаза гидроксидов Fe поступает в питательную воду.

Физико-химические способы. Коррекционная обработка конденсата и питательной воды.

Эффективным методом борьбы с коррозией, вызываемой свободной углекислотой, является связывание аммиаком остаточного содержания CO_2 в дегазированной питательной воде, а также угольной кислоты, образующейся при подогреве питательной воды (в подогревателях и экономайзерах) в результате распада бикарбонатов.

№ п/п	Наименование режима коррекционной обработки	Химизм процесса
Связывание углекислоты для предотвращения углекислотной коррозии		
1.	Амминирование	$\text{CO}_2 + \text{NH}_3 + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{NH}_4\text{HCO}_3$ (pH = 8,4–8,5) $\text{CO}_2 + \text{NH}_3 + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow (\text{NH}_4)\text{CO}_3$ (pH = 9,0–10,0)
1.	Обработка едким натром	$\text{CO}_2 + \text{NaOH} \leftrightarrow \text{NaHCO}_3$

Для полного связывания 1 мг CO_2 требуется 0,4 мг NH_3 .

Физика процесса:

- Из воды в пар переходят NH_3 и CO_2 , которые удаляются с паром из котла;
- В котловой воде остается 10-15% аммиака, введенного с питательной водой; часть удаляется с продувкой;
- В перегретом паре NH_3 и CO_2 существуют отдельно;
- При конденсации пара они взаимодействуют с образованием карбоната аммония;
- Достигается снижение скорости углекислотной коррозии.

Коррекционная обработка конденсата и питательной воды. Амминирование

При обработке конденсата и питательной воды раствором аммиака (0,5-2%) **необходимо обеспечить:**

- стабильное поддержание его концентрации,
- заданные значения величины рН.

Снижение значения рН интенсифицирует коррозию стали конденсатно-питательного тракта,

Повышение значения рН и содержания аммиака влечет аммиачную коррозию латунных трубок конденсаторов турбин и ПНД.

Особенно интенсивно процесс **аммиачной коррозии** идет при содержании кислорода свыше **50 мкг/дм³** в конденсатном тракте (норма содержания кислорода в турбинном конденсате – не более 20 мкг/дм³).

Для барабанных котлов с естественной циркуляцией содержание аммиака и его соединений не должно превышать **1000 мкг/дм³**,

Для прямоточных котлов – оптимальное содержание аммиака и его соединений определяется его необходимым количеством для поддержания регламентированной величины рН.

Исходя из опыта обследований водно-химического режима необходимый рН питательной воды достигается при содержании аммиака **500-600 мкг/дм³**.

Коррекционная обработка конденсата и питательной воды.

Гидразинная обработка питательной воды

Применяется для предупреждения коррозии с кислородной деполяризацией

Химизм при ведении коррекционной обработки конденсата и питательной воды гидразином:

№ п/п	Наименование режима коррекционной обработки	Химизм процесса
Связывание кислорода для предотвращения кислородной коррозии		
1.	Гидразинная обработка	<u>С кислородом:</u> $\text{N}_2\text{H}_4 + \text{O}_2 \rightarrow \text{N}_2 + 2\text{H}_2\text{O}$ <u>С соединениями железа:</u> $\text{N}_2\text{H}_4 + 2\text{FeO (вюстит)} \rightarrow 2\text{Fe} + \text{N}_2 + 2\text{H}_2\text{O}$ $3\text{N}_2\text{H}_4 + 2\text{Fe}_2\text{O}_3 \text{ (гематит)} \rightarrow 4\text{Fe} + 3\text{N}_2 + 6\text{H}_2\text{O}$ $2\text{N}_2\text{H}_4 + \text{Fe}_3\text{O}_4 \text{ (магнетит)} \rightarrow 3\text{Fe} + 2\text{N}_2 + 4\text{H}_2\text{O}$ <u>С соединениями меди:</u> $2\text{Cu}_2\text{O} + \text{N}_2\text{H}_4 \rightarrow 4\text{Cu} + 2\text{H}_2\text{O} + \text{N}_2$ $2\text{CuO} + \text{N}_2\text{H}_4 \rightarrow 2\text{Cu} + 2\text{H}_2\text{O} + \text{N}_2$

Коррекционная обработка.

Особенности ведения коррекционной обработки воды

Использование гидразина

Гидразингидрат- бесцветная жидкость, легко поглощающая из воздуха воду, углекислоту и кислород.

К основным факторам, определяющим эффективность протекания процесса связывания кислорода гидразином, относится:

- Концентрация растворенного кислорода;
- Дозировка гидразина;

Дополнительным фактором служит концентрация **соединений железа и меди**, что обусловлено сильными восстановительными свойствами гидразина.

На реакцию гидразина с кислородом оказывает влияние **температура и pH среды**:

- при кислой среде (pH менее 7,0 ед) гидразин не только не уменьшает кислородную коррозию стали, а даже усиливает ее, из-за образования перекиси водорода.

При низких температурах воды скорость реакции между гидразином и кислородом незначительна. Необходимый эффект будет достигаться при **100°C и выше**.

Избыток гидразина (20-60 мкг/дм³) успевает вступить в реакцию с окислами железа и меди, прежде чем термически разложиться при температуре **350°C** и **pH = 9-10**, поэтому в паре на выходе из котла гидразин уже не обнаруживается (реакция термического разложения: $3\text{N}_2\text{H}_4 \rightarrow 4\text{NH}_3 + \text{N}_2$).

Коррекционная обработка.

Обработку питательной воды гидразином необходимо проводить на всех электростанциях с прямоточными и барабанными котлами высокого давления, особенно при недостаточной надежности и эффективности работы термических деаэраторов.

Ограничение применения гидразина - отпуск пара на предприятие пищевой, микробиологической, фармацевтической и другой промышленности в случае запрета санитарных органов на наличие гидразина в паре.

Обработка питательной воды гидразином способствует интенсификации процесса отложения соединений железа и меди в котлах и уменьшению выноса с паром в турбину.

Коррекционная обработка.

Обработка воды сульфитом натрия- сульфитирование- химическое обескислороживание

Основана на реакции окисления сульфита натрия растворенным в воде кислородом:



В результате:

- Снижается содержание в воде кислорода;
- Уменьшается кислородная коррозия трубопроводов;
- Увеличивается содержание сульфата натрия в воде;
- Увеличивается сухой остаток питательной воды в количестве 10-12 мг/дм³ на 1 мг/дм³ растворенного кислорода.
- При температуре свыше 275 °С , соответствующей давлению 6 Мпа, сульфит натрия подвергается гидролизу и процессу самоокисления-самовосстановления:



Поэтому, использование этого метода обескислороживания допускается только для котлов среднего давления (3-6 Мпа) и для подпиточной воды тепловой сети.

Коррекционная обработка котловой воды. Фосфатирование.

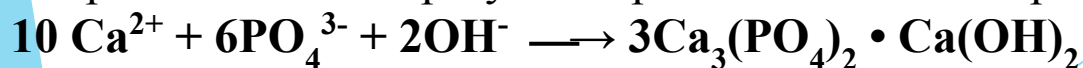
С целью предотвращения образования в котлах твердой кальциевой накипи ведут **фосфатную обработку котловой воды** с подачей фосфатов в барабан котла.

Химические реакции, протекающие при фосфатировании котловой воды представлены в таблице.

№ п/п	Химические реакции при фосфатировании
1.	<u>Образование гидроксилapatита:</u> $10\text{CaSO}_4 + 6\text{Na}_3\text{PO}_4 + 2\text{NaOH} \leftrightarrow \text{Ca}_{10}(\text{PO}_4)_6(\text{OH})_2 \downarrow + 10\text{Na}_2\text{SO}_4$ $10\text{CaSiO}_3 + 6\text{Na}_3\text{PO}_4 + 2\text{NaOH} \leftrightarrow \text{Ca}_{10}(\text{PO}_4)_6(\text{OH})_2 \downarrow + 10\text{Na}_2\text{SiO}_3$
1.	<u>Образование фосфарита:</u> $3\text{CaSO}_4 + 2\text{Na}_3\text{PO}_4 \rightleftharpoons \text{Ca}_3(\text{PO}_4)_2 + 3\text{Na}_2\text{SO}_4$ $3\text{CaSiO}_3 + 2\text{Na}_3\text{PO}_4 \rightleftharpoons \text{Ca}_3(\text{PO}_4)_2 + 3\text{Na}_2\text{SiO}_3$
1.	<u>Гидролиз фосфата натрия:</u> $\text{Na}_3\text{PO}_4 + \text{H}_2\text{O} = \text{Na}_2\text{HPO}_4 + \text{NaOH}$

При подаче раствора тринатрийфосфата в результате взаимодействия ионов PO_4 с Ca^{2+} происходит связывание кальциевой жесткости с образованием гидроксилapatита – $\text{Ca}_{10}(\text{PO}_4)_6(\text{OH})_2$, представляющего собой тончайшую взвесь, которая удаляется из котла при периодической продувке.

Гидроксилapatит образуется при достаточной гидратной щелочности котловой воды:



Фосфатирование. Обеспечение необходимой гидратной щелочности

Исходя из обеспечения необходимой гидратной щелочности для образования гидроксилapatита в ПТЭ регламентировано два режима фосфатирования

- режим чисто-фосфатной щелочности,
- фосфатно-щелочной.

В режиме чисто-фосфатной щелочности едкий натр (гидратная щелочность) в котловой воде образуется только в результате взаимодействия фосфат-ионов с водой. При таком режиме в котловой воде отсутствует риск повышенных концентраций свободного едкого натра, опасных в коррозионном отношении.

Такой режим фосфатирования возможно обеспечить только:

- в условиях низкого содержания натрия в питательной воде,
- подпитки котлов обессоленной водой.

Поэтому он реализуется на котлах с давлением пара 140 кгс/см².

Фосфатно-щелочной режим характеризуется присутствием в котловой воде большей концентрации едкого натра по сравнению с режимом чисто-фосфатной щелочности, и поэтому он применим на котлах давлением пара 100 ата и ниже, где подпитка котлов производится химочищенной водой.

Фосфатирование.

На что нужно обращать внимание при ведении водно-химического режима барабанных котлов:

- **Обеспечение необходимой гидратной щелочности,**
- **Обеспечение оптимального содержания фосфатов для связывания кальциевой жесткости,**
- **Нельзя допускать нарушения условий фосфатирования,**
- **Проведение продувок барабанного котла**
- **Контроль степени химического перекоса между сторонами солевых отсеков котла,**
- **Контроль кратности концентрирования между солевым и чистым отсеками барабанных котлов**

Коррекционная обработка котловой воды.

Фосфатирование.

□ Обеспечение оптимального содержания фосфатов для связывания кальциевой жесткости

Для эффективного связывания кальциевой жесткости в котловой воде необходимо обеспечить избыток фосфатов.

Для проверки достаточности избытка фосфатов необходимо контролировать концентрацию связанных фосфатов в котловой воде чистого отсека, которая рассчитывается по формуле:

$$P_{св} = \frac{2.85 \cdot Ж_{пв}}{p}$$

где $P_{св}$ — концентрация связанных фосфатов в чистом отсеке, мг/дм³;

$Ж_{пв}$ — кальциевая жесткость питательной воды, мкг-экв/дм³;

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

Коррекционная обработка котловой воды. Фосфатирование.

Нормы качества котловой воды при режиме чисто-фосфатной щелочности и фосфатно-щелочном режиме в зависимости от давления представлены в таблице.

№ п/п	Показатель качества	Норма ПТЭ		Примечание
		Чистый отсек	Солевой отсек	
1.	Котлы с давлением пара 140 кгс/см ²			
1.1.	Соотношение щелочностей	$\text{Щ}_{\text{ф/ф}}=(0,2\div0,5)*\text{Щ}_0$	$\text{Щ}_{\text{ф/ф}}=(0,5\div0,7)*\text{Щ}_0$	Режим чисто-фосфатной щелочности
1.2.	Величина рН котловой воды	9,0-9,5	Не более 10,5	
2.	Котлы с давлением пара 100 кгс/см ²			
2.1.	Соотношение щелочностей	$\text{Щ}_{\text{ф/ф}}=\geq0,5*\text{Щ}_0$	$\text{Щ}_{\text{ф/ф}}=\geq0,5*\text{Щ}_0$	Фосфатно-щелочной режим
2.2.	Величина рН котловой воды	Не менее 9,3	Не более 11,2	
3.	Котлы с давлением пара 40 кгс/см ²			
3.1.	Соотношение щелочностей	$\text{Щ}_{\text{ф/ф}}=\geq0,5*\text{Щ}_0$	$\text{Щ}_{\text{ф/ф}}=\geq0,5*\text{Щ}_0$	Фосфатно-щелочной режим
3.2.	Величина рН котловой воды	Не менее 9,3	Не более 11,8	

Коррекционная обработка котловой воды. Фосфатирование.

Исходя из обеспечения избытка фосфатов в ПТЭ установлены нормативные значения по содержанию фосфатов в котловой воде

№ п/п	Показатель качества	Котловая вода		Примечание
		Чистый отсек	Солевой отсек	
1.	Котлы с давлением пара 140 кгс/см ²			
1.	Избыток фосфатов	0,5-2,0	Не более 12	Норма жесткости питательной воды – не более 1,0 мкг-экв/дм ³
1.	Котлы с давлением пара 100 кгс/см ²			
1.	Избыток фосфатов	2,0-6,0	Не более 30	Норма жесткости питательной воды – не более 3,0 мкг-экв/дм ³
1.	Котлы с давлением пара 40 кгс/см ²			
1.	Избыток фосфатов	2,0-6,0	Не более 30	Норма жесткости питательной воды – не более 10,0 мкг-экв/дм ³

Коррекционная обработка котловой воды. Фосфатирование.

- Нельзя допускать нарушения условий фосфатирования, т.к. это может повлечь:
- при снижении показателя рН и щелочного соотношения котловой воды ниже установленных норм:
 - идет коррозия и охрупчивание металла экранных труб,
 - образование отложений железофосфатных соединений,
 - осаждение фосфата кальция;
 - при превышении норм по содержанию фосфатов в котловой воде:
 - образуются временные отложения фосфата натрия;
 - увеличиваются потери воды с непрерывной продувкой;
 - при превышении норм по показателю рН:
 - протекает щелочная коррозия экранных труб.

Барабан котла.

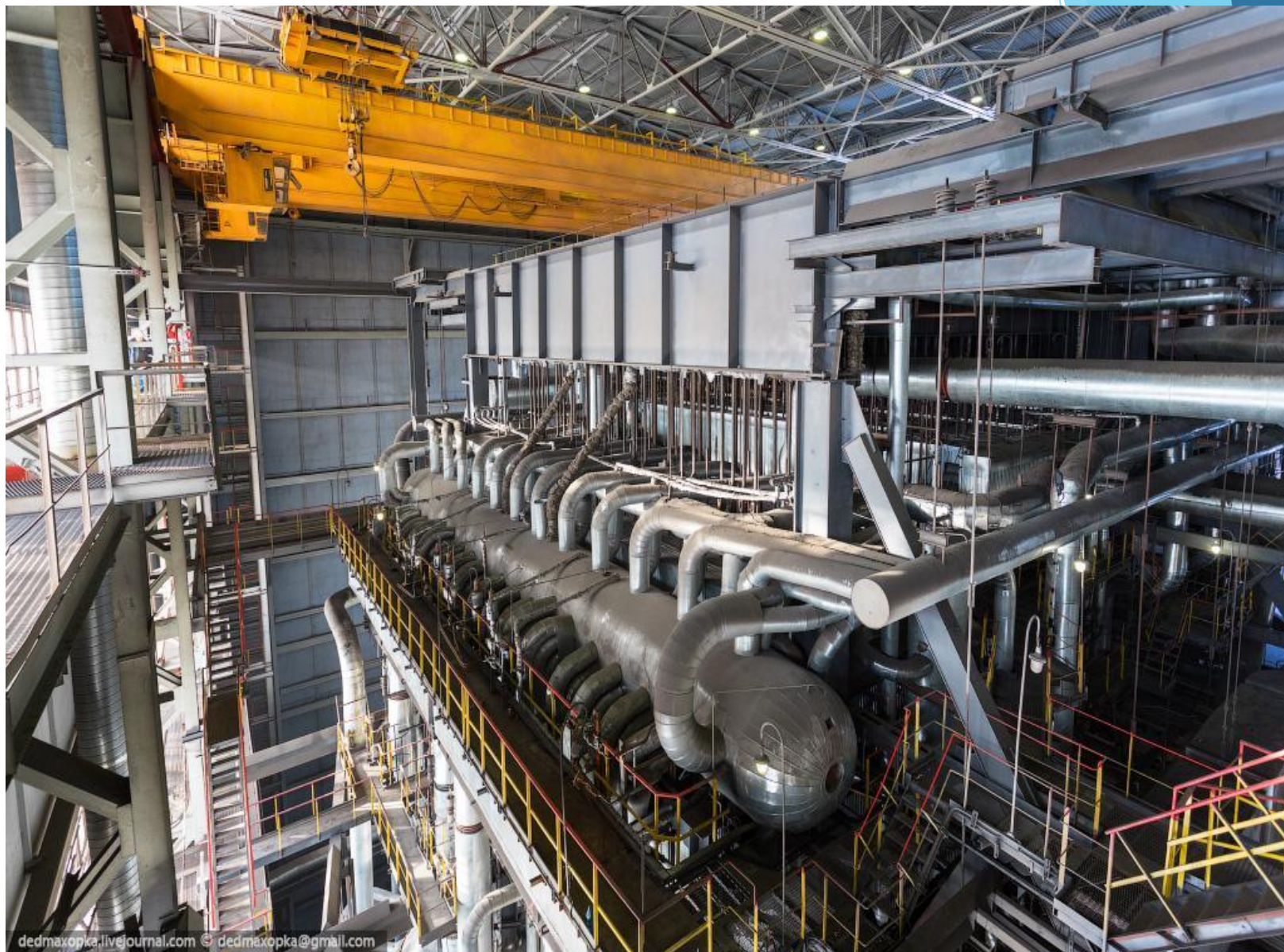


Рис. Барабан котла, вид сверху

Физико-механические процессы получения чистого пара

Для обеспечения нормального солевого режима в котле предусмотрены:

- линии снижения кратности солесодержания воды между ступенями испарения; эти линии соединяют водяной объем выносных циклонов с нижними камерами крайних блоков боковых стен топки, прилегающих к фронтальной стене;
- линии непрерывной продувки циклонов;
- линии периодической продувки из нижних точек экранов (например, 22 точки);
- линии ввода фосфатов в барабан для обработки котловой воды по трубе 7.
- линии выравнивания солесодержания; эти линии соединяют водяной объем левого блока выносных циклонов с нижним коллектором правого «соленого» бокового экрана и, наоборот, из правого блока выносных циклонов в левый нижний коллектор. Линии без арматуры.

Линии используются по распоряжению оперативного персонала химического цеха с учетом результатов химического анализа качества питательной воды, котловой воды насыщенного перегретого паров.

Коррекционная обработка котловой воды.

□ Контроль степени химического перекоса между сторонами солевых отсеков котла

Степень химического перекоса между сторонами солевых отсеков необходимо контролировать для исключения неравномерной продувки котла и тепловых нагрузок.

Для котлов с внутрибарабанными перегородками между чистым и солевым отсеком – необходимо определение наличия переброса котловой воды из солевого отсека в чистый.

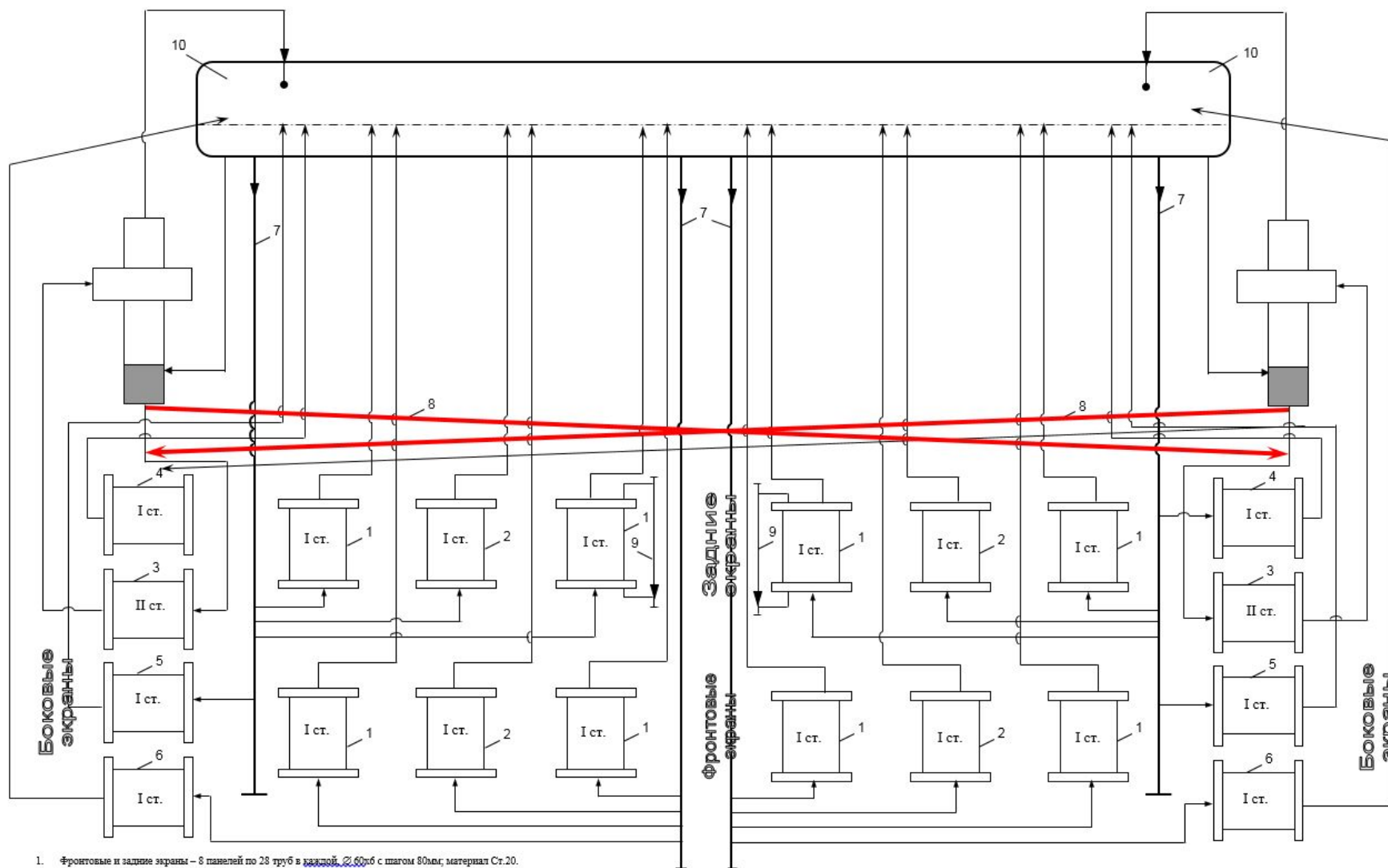
Степень химического перекоса определяем по формуле:

$$ХП = \left[\frac{(C_{SiO_2}^{макс} - C_{SiO_2}^{мин})}{C_{SiO_2}^{макс}} \right] \cdot 100$$

где $C_{SiO_2}^{макс}$ $C_{SiO_2}^{мин}$ - максимальная и минимальная концентрация кремнекислоты по сторонам и в середине чистого отсека или по сторонам солевого отсека, мг/дм³.

Рекомендуемая норма по степени химического перекоса между сторонами солевых отсеков не должна превышать более 20%.

Линия выравнивания химического перекоса



1. Фронтонные и задние экраны – 8 панелей по 28 труб в каждой, Ø 60 мм с шагом 80 мм; материал Ст.20.

Коррекционная обработка котловой воды.

□ Контроль кратности концентрирования между солевым и чистым отсеками барабанных котлов

Рекомендуемая норма кратности концентрирования: не более 5-8 при сжигании мазута; не более 8-10 при сжигании твердого или газообразного топлива.

Кратность концентрирования определяется по формуле:

$$K = \frac{C_{SiO_2}^{CO}}{C_{SiO_2}^{ЧО}} = \frac{C_{PO_4}^{CO}}{C_{PO_4}^{ЧО}} = \frac{C_{Na}^{CO}}{C_{Na}^{ЧО}}$$

где C_{co} и $C_{чо}$ - концентрация кремнекислоты, фосфатов или натрия в воде солевого и чистого отсеков, мг/дм³

Кратность концентрирования можно регулировать с помощью :

- изменения размера непрерывной продувки,
- степени открытия вентиля на линии регулирования кратности концентрирования между отсеками (**линия рассаливания**), когда часть котловой воды последней ступени испарения подается в котловую воду чистого отсека (тоже через нижние камеры).

Мероприятия для обеспечения надежного ВХР

№ п/п	Наименование мероприятия для обеспечения надежного водно-химического режима	Примечание
До пуска котла в работу		
1.	Проведение предпусковых водных отмывок котлов	Распространяется на все станции
1.	Систематический контроль за состоянием внутренних поверхностей нагрева оборудования, основного и вспомогательного оборудования	
В эксплуатационном режиме		
1.	Обеспечение качества питательной воды, ее составляющих, пара и конденсата	Распространяется на все станции
1.	Поддержание плотности вакуумной части пароводяного тракта	
1.	Удаление коррозионно-активных газов из конденсатно-питательного тракта	
1.	Коррекционная обработка питательной воды и конденсата	
1.	Коррекционная обработка котловой воды	Только для станций с барабанными котлами
1.	Подготовка добавочной воды	Распространяется на все станции
1.	Систематический контроль за качеством воды и острого пара, динамикой изменения давления в регулирующей ступени турбины	
1.	Глубокая очистка конденсата турбин	Распространяется на блочные станции с прямоточными котлами
1.	Очистка производственного конденсата	Распространяется на станции с производственным отбором пара
Перед отключением котлов в резерв или ремонт		
1.	Проведение консервации поверхностей нагрева в период останова котлов	Распространяется на все станции

Нормы качества обессоленной воды

Наименование показателя	Единица измерения	Прямоточный котел	Барабанный котел с естественной циркуляцией Р=140 МПа
Общая жесткость	мкг-ЭКВ/дм ³	0,2	1
Содержание кремниевой кислоты	мкг-ЭКВ/дм ³	20	100
Содержание соединений натрия	мкг-ЭКВ/дм ³	15	80
Удельная электрическая проводимость	мкСм/см	0,5	2,0

Эксплуатационные нормы качества питательной воды

Показатель	Ед. измерения	Тип котлоагрегата			
		Прямоточный котел	Котлы с естественной циркуляцией		
			Давление за котлом, кгс/см ² (Мпа)		
			40 (3,9)	100 (9,8)	140 (13,9)
Общая жесткость, не более	мкг-ЭКВ/дм ³	0,2/0,5**	5/10***	1/3***	1/1***
Соединения натрия, не более	мкг/дм ³	5/10**	-	-	50
Содержание кремниевой кислоты, не более	мкг/дм ³	15	70-100 (7-9,8) 80-для ГРЭС и отопит. ТЭЦ Для ТЭЦ с произв. отб-ТХИ		30 60
Соединения железа, не более	мкг/дм ³	10/20**	50/100***	20/30***	20/20***
УЭП, не более	мкСм/см	0,3			1,5 (Н-кат)
Соединения меди в воде перед деаэратором, не более	мкг/дм ³	5*	10/не норм***	5/5***	5/5***
Растворенный кислород в воде после деаэратора, не более	мкг/дм ³	10	20	10	10
Растворенный кислород при кислородных режимах	мкг/дм ³	100-400			
рН****			8,5-9,5	9,1±0,1	9,1±0,1
рН ГАВР	ед.	9,1±0,1			
рН ГВР	ед.	7,7±0,2			
рН КАВР	ед.	8,0±0,5			
рН НКВР	ед.	8,0±0,5			
Гидразин, ГАВР	мкг/дм ³	20-60		20-60	20-60
Гидразин, ГВР	мкг/дм ³	80-100			
Гидразин, пуск и останов	мкг/дм ³	до 3000		до 3000	до 3000
Содержание аммиака, не более	мкг/дм ³	1000	1000	1000	1000
Содержание нефтепродуктов (до конденсатоочистки), не более	мг/дм ³	0,1	0,5	0,3	0,3

Эксплуатационные нормы качества питательной воды

Примечание к таблице

* при установке в КПТ всех теплообменников с трубками из нержавеющей стали или других коррозионно-стойких материалов- не более 2 мкг/дм³

** На ТЭС с прямоточными котлами на Р пара 140 кгс/см², если проектом не предусмотрена очистка всего конденсата.

Для прямоточных котлов на Р пара 100 кгс/см² и менее, нормы качества устанавливаются энергосистемами на основе имеющегося опыта эксплуатации.

*** на жидком топливе/на других видах топлива

рН**** при восполнении потерь пара и конденсата химически-очищенной водой допускается повышение значения рН до 10,5

Эксплуатационные нормы качества пара

Показатель	Ед. измерения	Тип котлоагрегата			
		Прямоточный котел	Котлы с естественной циркуляцией		
			Давление за котлом, кгс/см ² (МПа)		
			40 (3,9)	100 (9,8)	140 (13,9)
Соединения натрия, не более	мкг/дм ³	5	60 -для ГРЭС 100- для ТЭЦ	15-для ГРЭС 25- для ТЭЦ	5-для ГРЭС 5- для ТЭЦ
Содержание кремниевой кислоты, не более	мкг/дм ³	15	-	70 (7) и выше 15-для ГРЭС 25- для ТЭЦ	
УЭП, не более	мкСм/см	0,3		0,5 (ДП) 1,5 (Н- кат)	0,3 (ДП) 1,0 (Н- кат)
рН, не менее		7,5	7,5		
рН НКВР, не менее		6,5			

Эксплуатационные нормы качества конденсата

Показатель	Ед. измерения	Тип котлоагрегата			
		Прямоточный котел	Котлы с естественной циркуляцией		
			Давление за котлом, кгс/см ² (МПа)		
			40 (3,9)	100 (9,8)	140 (13,9)
Общая жесткость	мкг-экв/дм ³	0,5	5- ЖТ 10- др. виды топлива	1-ЖТ 3-др. виды топлива	1- ЖТ 1-др. виды топлива
Содержание кислорода	мкг/дм ³	20	20	20	20
УЭП, не более	мкСм/см	0,5			

Эксплуатационные нормы качества пара, при которых турбина должна быть остановлена

Показатель	Нарушение		
Устранение причины нарушений	за 72 часа	за 24 часа	не более, чем через 24 часа по решению Технического руководителя
Прямоточный котел Р=225 кгс/см² (25 МПа)			
УЭП, мкСм/см	До 0,5	от 0,5 до 1,0	более 1,0
Na, мкг/дм ³	До 10	от 10 до 15	более 15
рН, ед			менее 5,5
Котлы с естественной циркуляцией			
УЭП, мкСм/см	не более, чем в 2 раза	от 2 до 4 раз	более 4 раз*
Na, мкг/дм ³			
SiO ₂ , мкг/дм ³			
рН, ед			менее 5,5*

*на станциях с поперечными связями

Эксплуатационные нормы качества питательной воды, при которых котел должен быть остановлен

Показатель	Нарушение		
Устранение причины нарушений	за 72 часа	за 24 часа	не более, чем через 4 часа по решению Технического руководителя
Котлы с естественной циркуляцией с $P=140 \text{ кгс/см}^2$			
Общая жесткость, мкг-экв/дм ³	не более, чем в 2 раза	от 2 до 5	более 5 раз
Na, мкг/дм ³		Более, чем в 2 раза	
SiO ₂ , мкг/дм ³		Более, чем в 2 раза	
pH, ед,- в котловой воде			менее 7,5*- немедленно

Организация ВХР конденсаторов турбин

Обработка охлаждающей воды конденсаторов различается для **прямоточной и оборотной систем технического водоснабжения.**

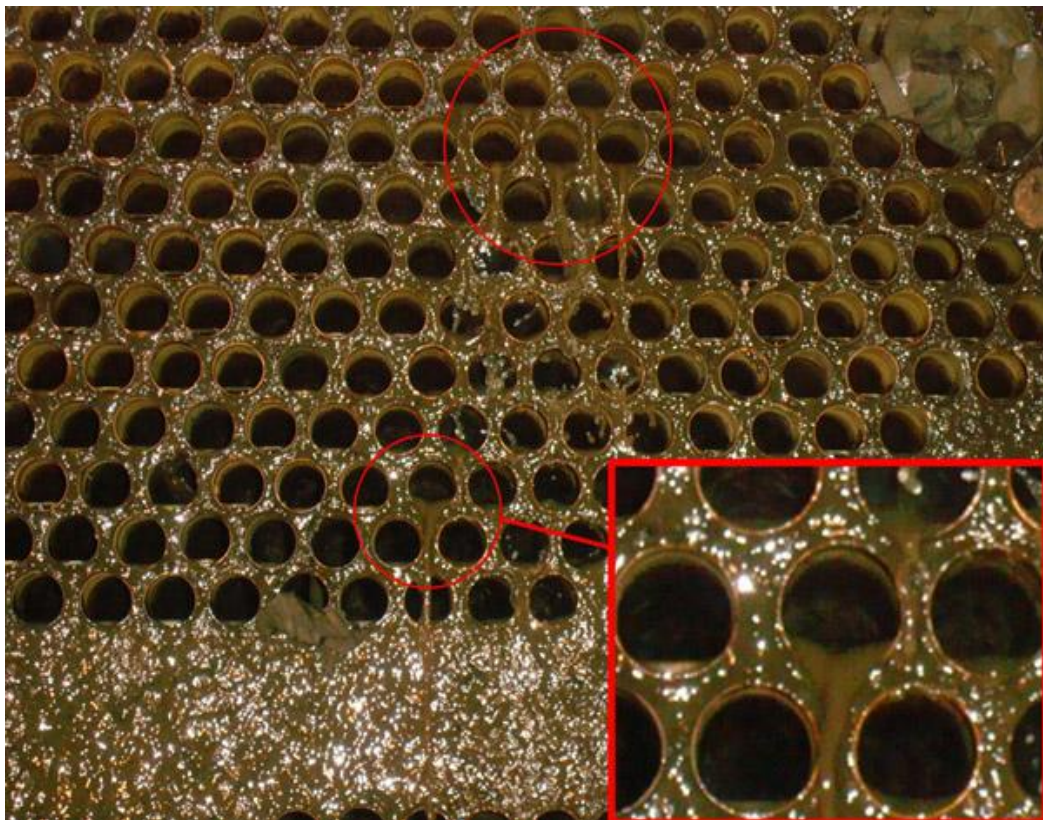
Для **прямоточных систем** она не должна нарушать условия жизнедеятельности рыб и других организмов в водоеме, куда сбрасывается теплая вода.

Для улучшения теплообмена в конденсаторе необходимо обеспечить условия, при которых не происходит биологическое обрастание трубок с внутренней стороны, которому способствует повышение температуры воды по сравнению с температурой воды в водоеме.

Для **борьбы с биологическим обрастанием** конденсаторных трубок применяют хлорирование воды с концентрацией газообразного хлора после конденсатора в пределах 0,3–0,5 мг/дм³.

Хлорирование производят периодически, так как бактерии способны приспосабливаться к хлорированной среде. Периодичность и длительность подачи хлора зависят от характеристик обитателей водоема и устанавливаются опытным путем.

Внутренний осмотр трубной системы конденсатора



Организация ВХР конденсаторов турбин

Для оборотных систем охлаждения задачей обработки охлаждающей воды является предотвращение кальциевых отложений, в основном карбоната кальция. В охладителе в связи с испарением части воды из нее удаляется некоторое количество свободной углекислоты. При этом вода обогащается ионами CO_2 и создается опасность выпадения карбоната кальция CaCO_3 .

Для борьбы с этим явлением по ПТЭ может применяться один из следующих методов:

- 1) поддержание в воде концентрации медного купороса, равной $0,2\text{--}0,3 \text{ мг/дм}^3$, причем при «цветении» воды концентрацию CuSO_4 увеличивают до $0,3\text{--}0,6 \text{ мг/дм}^3$;
- 2) фосфатирование воды с обеспечением в ней содержания фосфатов в пересчете на PO_4^{3-} в количестве $2\text{--}2,7 \text{ мг/дм}^3$;
- 3) снижение жесткости охлаждающей воды до $2,0\text{--}2,5 \text{ ммоль/дм}^3$ за счет дозирования в воду серной кислоты.

В последние годы для предотвращения кальциевого накипеобразования в трубках конденсаторов применяется дозирование оксиэтилидендифосфоновой кислоты (ОЭДФ), которая в зависимости от качества охлаждающей воды дозируется в количестве $0,25\text{--}4 \text{ мг/дм}^3$.

Организация ВХР тепловых сетей

ВХР должен обеспечивать нормативные показатели качества добавочной и сетевой воды, поддержание которых должно **предотвратить**:

- накипе- и шламообразование,
- коррозионные повреждения в оборудовании и по всему тракту сетей.

Действующие нормы на качество подпиточной воды тепловых сетей ограничивают содержание в ней кислорода **50 мкг/дм³** и требуют **полного отсутствия свободной углекислоты**.

В том случае, когда потребители не проводят промывки местных систем перед включением их в работу, в первые **2–6 недель** отопительного сезона содержание железа в сетевой воде **в 3–5 раз** превышает средние сезонные показатели.

При количестве циркулирующей в системе сетевой воды **10 тыс. т/ч** и содержании железа в количестве **2 мг/дм³** в течение 2 недель (примерно 400 ч) работы через водогрейный котел пройдет вода, содержащая **8 т окислов железа в пересчете на Fe** или **12 т в пересчете на Fe₂O₃**.

При оседании только **5 %** этого количества взвеси на поверхности нагрева водогрейного котла ПТВМ-100 (3000 м²) образуется около **130 г/м²** отложений в пересчете на Fe. За несколько сезонов работы оборудования только по этой причине (в водогрейных котлах, сетевых подогревателях, а также в конденсаторах турбин с ухудшенным вакуумом, когда они охлаждаются сетевой водой) образуется **300–500 г/м²** отложений в пересчете на Fe.

Организация ВХР тепловых сетей

Основная причина скопления окислов железа в отопительных системах – стояночная коррозия присоединенных магистралей, в которых корродирует влажная поверхность труб под действием атмосферного кислорода.

Оценка скорости стояночной коррозии показывает, что при 20 °С она составляет **1,5–2,0 г/(м²·ч)**, т. е. стояночная коррозия интенсивнее коррозии, протекающей в период эксплуатации, в **15–20 раз**.

Период между отопительными сезонами длится **4–5 месяцев** и характеризуется неоднократными заполнениями и опорожнениями присоединенных систем.

Все это приводит к тому, что к началу отопительного сезона накапливается значительное количество окислов железа, которые затем **«проскакивают»** в теплосеть, оседая на поверхностях нагрева и загрязняя горячую воду, идущую к потребителям.

Организация ВХР тепловых сетей

Для снижения агрессивности добавочной воды и улучшения качества сетевой воды по цветности и содержанию железа необходимо проводить ряд мероприятий.

□ *коррекционная обработка подпиточной воды теплосети едким натром*

для поддержания рН в соответствие с нормативными значениями:

- Для систем с открытым водоразбором- 8,3-9,0;
- Для закрытых- 8,3-9,5.

При повышении рН сетевой воды снижается содержание железа и связывается свободная углекислота, остающаяся в воде из-за неполного ее удаления в деаэраторах или поступающая с воздухом из аккумуляторных баков.

□ *Сульфитирование сетевой воды сульфитом натрия*

Применяется только в закрытых системах теплоснабжения, в основном для устранения коррозии.

В открытых системах – не применяется, так как возможно увеличение сульфатов в воде выше допустимой для питьевой воды нормы.

Организация ВХР тепловых сетей

□ Силикатирование силикатом натрия- для связывания CO_2 :



В результате:

- Уменьшается углекислотная коррозия;
- Происходит увеличение pH воды;
- Уменьшается кислородная коррозия, так как SiO_2 (жидкое стекло) образует на поверхности трубопроводов защитную пленку.

Может применяться для открытых и закрытых систем водоразбора.

Обработка воды ингибиторами коррозии и накипеобразования позволяет предотвратить образование минеральных отложений на теплопередающих поверхностях при высокой накипеобразующей способности воды, обеспечивая работу оборудования без повреждений вследствие отложений накипи и шлама при полном или частичном отключении установок, с помощью которых снижается жесткость и (или) щелочность воды

На предприятиях группы компаний ООО «СГК» в качестве ингибиторов коррозии применяются следующие реагенты:

- гидрохим 125; гидрохим 140; гидрохим 170; оптион 590; аминат Ф; аминат KO2; Rondophos RIK9; эктоскейл 450-2, Оптион -585

Организация ВХР тепловых сетей

Нормативные значения карбонатного индекса Ик при нагреве сетевой воды в сетевых подогревателях в зависимости от рН воды

Температура нагрева сетевой воды, °С	Ик (мг-экв/дм ³) ² при значениях рН			
	не выше 8,5	8,51-8,8	8,81-9,2	выше 9,2
70-100	4,0	2,6	2,0	1,6
101-120	3,0	2,1	1,6	1,4
121-140	2,5	1,9	1,4	1,2
141-150	2,0	1,5	1,2	0,9
151-200	1,0	0,8	0,6	0,4

Организация ВХР тепловых сетей

Нормативные значения карбонатного индекса Ик при нагреве сетевой воды в водогрейных котлах зависимости от рН воды

Температура нагрева сетевой воды, °С	Ик (мг-экв/дм ³) ² при значениях рН			
	не выше 8,5	8,51-8,8	8,81-9,2	выше 9,2
70-100	3,2	2,3	1,8	1,5
101-120	2,0	1,5	1,2	1,0
121-140	1,5	1,2	1,0	0,7
141-150	1,2	1,0	0,8	0,5
151-200	0,8	0,7	0,5	0,3

ХИМИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ



Химический контроль

Химический контроль на электростанции обеспечивает:

□ своевременное выявление нарушений режимов работы:

- водоподготовительного,
- теплоэнергетического;
- теплосетевого оборудования,

приводящих к коррозии, накипеобразованию и отложениям;

определение качества или состава:

- воды, пара, конденсата,
- отложений, реагентов,
- консервирующих и промывочных растворов,
- топлива, шлака, золы, газов, масел,
- сточных вод;

□ проверку загазованности производственных помещений, баков, колодцев, каналов и других объектов;

□ определение количества вредных выбросов электростанции в атмосферу;

□ внутренние осмотры оборудования

□ вырезки образцов труб и отбор отложений из проточной части турбин, подогревателей и прочего теплоэнергетического оборудования

Химический контроль

Химический контроль рабочей среды на разных участках пароводяного тракта

Характеризует:

- фактическое состояние водного режима*
- его соответствие или размеры отклонений от действующих норм.*

Нормируемые показатели- указываются пределы, в которых может изменяться значение каждого показателя.

- **Питательная вода:**

Жесткость, кремнекислота, УЭП, рН, натрий, нефтепродукты, продукты коррозии (железо, медь), растворенный кислород, гидразин, аммиак;

- **Пар**

Натрий, УЭП, кремнекислота, рН;

- **Конденсат**

Растворенный кислород, жесткость, УЭП

- **Добавочная вода**

Жесткость, кремнекислота, натрий, УЭП

- **Котловая вода**

Соотношение щелочностей, кремнекислота, рН, избыток фосфатов