

# 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 внутростанционные 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 регентами:

- **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 относится:**

- 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 рН котловой воды и связывания катионов жесткости;
- ▶ Гидратный - водно-химический режим с применением едкого натра для корректировки величины рН 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
<b>ТЭС с прямоточными котлами с давлением пара 240 кгс/см<sup>2</sup></b>				
Назаровская ГРЭС	аммиачный режим		Не используется	Не используется
<b>ТЭС с прямоточными котлами с давлением пара 140 кгс/см<sup>2</sup></b>				
Назаровская ГРЭС	аммиачный режим, кроме НГРЭС бл №7-Гидразинно-		Не используется	Не используется
Томь-Усинская ГРЭС	аммиачный	На всас ПЭН	Не используется	Не используется
Беловская ГРЭС		В конденсат за ПНД-4	Не используется	Не используется
<b>ТЭС с барабанными котлами с давлением пара 101-140 кгс/см<sup>2</sup></b>				
Кемеровская ГРЭС	аммиачный режим	1. В трубопровод питательной воды КА ЧВД	Не используется	Не используется
Ново-Кемеровская ТЭЦ		2. Конденсат ТА ст. № 11		
Барнаульская ТЭЦ-3		В трубопровод обессоленной воды	Не используется	Не используется
Красноярская ТЭЦ-1		На всас ПЭН	Не используется	Не используется
Красноярская ТЭЦ-2				Не используется
Красноярская ТЭЦ-3		В трубопровод обессоленной воды		Не используется
Минусинская ТЭЦ				Не используется
Абаканская ТЭЦ				
Барнаульская ТЭЦ-2		Гидразинно-аммиачный режим	В трубопровод обессоленной воды	Не используется

Наименование станции	Режима коррекционной обработки воды	Точки ввода реагентов		
		Аммиак	Едкий натр	Гидразин
<b>ТЭС с барабанными котлами с давлением пара 40-100 кгс/см<sup>2</sup></b>				
<b>Томь-Усинская ГРЭС</b>	аммиачный режим	На всас ПЭН	Не используется	Не используется
<b>Кузнецкая ТЭЦ</b>	Аммиачный режим	В трубопровод обессоленной воды	Не используется	Не используется
<b>Красноярская ТЭЦ-1</b>	аммиачный режим			Не используется
<b>ТЭС с барабанными котлами с давлением пара 12-39 кгс/см<sup>2</sup></b>				
<b>Кемеровская ТЭЦ</b>	Щелочной режим	Не используется	В трубопровод химочищенной воды	Не используется
<b>Кемеровская ГРЭС</b>	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
<b>Кузнецкая ТЭЦ</b>	Аммиачный режим	В трубопровод обессоленной воды	Не используется	Не используется
<b>Канская ТЭЦ</b>	Не проводится обработка			
<b>Минусинская ТЭЦ</b>	Аммиачный режим			Не используется

Наименование станции	Режима коррекционной обработки воды	Точки ввода реагентов		
		Аммиак	Едкий натр	Гидразин
<b>ТЭС с барабанными котлами с давлением пара 101-140 кгс/см<sup>2</sup></b>				
<b>Новосибирская ТЭЦ-2</b>	аммиачный режим	В трубопровод обессоленной воды	Не используется	Не используется
<b>Новосибирская ТЭЦ-3</b>		На всас питательных насосов	Не используется	Не используется
<b>Новосибирская ТЭЦ-4</b>		В аккумуляторные баки деаэраторов питательной воды	Не используется	Не используется
<b>Новосибирская ТЭЦ-5</b>		На всас питательных насосов	Не используется	Не используется
<b>Барабинская ТЭЦ</b>		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  $\text{CO}_2$  до  $0,48 \text{ мг/дм}^3$  рН воды достигает 5,7.

При одновременном присутствии в воде  $\text{CO}_2$  и  $\text{O}_2$  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  $\text{H}_2$ ;
- **Кислородной деполяризации** – образуются ионы  $\text{OH}^-$ ;
- Анодные участки растворяются, посылая в раствор ионы  $\text{Fe}^{2+}$ ;
- Ионы  $\text{Fe}^{2+}$  с ионами  $\text{OH}^-$  образуют  $\text{Fe}(\text{OH})_2$ ;
- В присутствии  $\text{O}_2$   $\text{Fe}(\text{OH})_2$  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  $\text{CO}_2$  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  $\text{CO}_2$  требуется 0,4 мг  $\text{NH}_3$ .

## Физика процесса:

- Из воды в пар переходят  $\text{NH}_3$  и  $\text{CO}_2$ , которые удаляются с паром из котла;
- В котловой воде остается 10-15% аммиака, введенного с питательной водой; часть удаляется с продувкой;
- В перегретом паре  $\text{NH}_3$  и  $\text{CO}_2$  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,
- заданное 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/дм<sup>3</sup>** в конденсатном тракте (норма содержания кислорода в турбинном конденсате – не более 20 мкг/дм<sup>3</sup>).

**Для барабанных котлов** с естественной циркуляцией содержание аммиака и его соединений не должно превышать **1000 мкг/дм<sup>3</sup>**,

**Для прямоточных котлов** – оптимальное содержанием 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/дм<sup>3</sup>**.

# 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/дм<sup>3</sup>) 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/дм<sup>3</sup> на 1 мг/дм<sup>3</sup> 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.

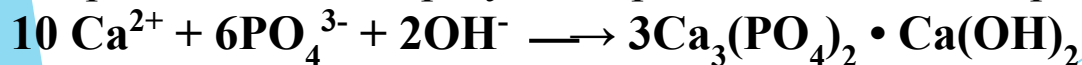
С целью предотвращения образования в котлах твердой кальциевой накипи ведут **фосфатную обработку котловой воды** с подачей фосфатов в барабан котла.

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

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

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

Гидросилапатит образуется при достаточной гидратной щелочности котловой воды:



# Фосфатирование. Обеспечение необходимой гидратной щелочности

Исходя из обеспечения необходимой гидратной щелочности для образования гидроксилпатита 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/см<sup>2</sup>.**

**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 перекося 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/дм<sup>3</sup>;

$Ж_{пв}$  — кальциевая жесткость питательной воды, МКГ-ЭКВ/дм<sup>3</sup>;

$p$  — 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 <sup>2</sup>			
1.1.	Соотношение щелочностей	$\text{Щ}_{\text{ф/ф}}=(0,2\div 0,5)*\text{Щ}_0$	$\text{Щ}_{\text{ф/ф}}=(0,5\div 0,7)*\text{Щ}_0$	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 <sup>2</sup>			
2.1.	Соотношение щелочностей	$\text{Щ}_{\text{ф/ф}}\geq 0,5*\text{Щ}_0$	$\text{Щ}_{\text{ф/ф}}\geq 0,5*\text{Щ}_0$	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 <sup>2</sup>			
3.1.	Соотношение щелочностей	$\text{Щ}_{\text{ф/ф}}\geq 0,5*\text{Щ}_0$	$\text{Щ}_{\text{ф/ф}}\geq 0,5*\text{Щ}_0$	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 <sup>2</sup>			
1.	Избыток фосфатов	0,5-2,0	Не более 12	Норма по жесткости питательной воды – не более 1,0 мкг-экв/дм <sup>3</sup>
1.	Котлы с давлением пара 100 кгс/см <sup>2</sup>			
1.	Избыток фосфатов	2,0-6,0	Не более 30	Норма по жесткости питательной воды – не более 3,0 мкг-экв/дм <sup>3</sup>
1.	Котлы с давлением пара 40 кгс/см <sup>2</sup>			
1.	Избыток фосфатов	2,0-6,0	Не более 30	Норма по жесткости питательной воды – не более 10,0 мкг-экв/дм <sup>3</sup>

# 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/дм<sup>3</sup>.

Рекомендуемая норма по степени химического перекоса между сторонами солевых отсеков не должна превышать более 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/дм<sup>3</sup>

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
<b>До пуска котла в работу</b>		
1.	Проведение предпусковых водных отмывок котлов	Распространяется на все станции
1.	Систематический контроль за состоянием внутренних поверхностей нагрева оборудования, основного и вспомогательного оборудования	
<b>В эксплуатационном режиме</b>		
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
<b>Перед отключением котлов в резерв или ремонт</b>		
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
<b>Общая жесткость</b>	мкг-ЭКВ/дм <sup>3</sup>	0,2	1
<b>Содержание кремниевой кислоты</b>	мкг-ЭКВ/дм <sup>3</sup>	20	100
<b>Содержание соединений натрия</b>	мкг-ЭКВ/дм <sup>3</sup>	15	80
<b>Удельная электрическая проводимость</b>	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 <sup>2</sup> (Мпа)		
			40 (3,9)	100 (9,8)	140 (13,9)
Общая жесткость, не более	мкг-экв/дм <sup>3</sup>	0,2/0,5**	5/10***	1/3***	1/1***
Соединения натрия, не более	мкг/дм <sup>3</sup>	5/10**	-	-	50
Содержание кремниевой кислоты, не более	мкг/дм <sup>3</sup>	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 <sup>3</sup>	10/20**	50/100***	20/30***	20/20***
УЭП, не более	мкСм/см	0,3			1,5 (Н-каг)
Соединения меди в воде перед деаэратором, не более	мкг/дм <sup>3</sup>	5*	10/не норм***	5/5***	5/5***
Растворенный кислород в воде после деаэратора, не более	мкг/дм <sup>3</sup>	10	20	10	10
Растворенный кислород при кислородных режимах	мкг/дм <sup>3</sup>	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 <sup>3</sup>	20-60		20-60	20-60
Гидразин, ГВР	мкг/дм <sup>3</sup>	80-100			
Гидразин, пуск и останов	мкг/дм <sup>3</sup>	до 3000		до 3000	до 3000
Содержание аммиака, не более	мкг/дм <sup>3</sup>	1000	1000	1000	1000
Содержание нефтепродуктов (до конденсатоочистки), не более	мг/дм <sup>3</sup>	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  $2 \text{ мкг/дм}^3$

\*\* На ТЭС с прямоточными котлами на Р пара  $140 \text{ кгс/см}^2$ , если проектом не предусмотрена очистка всего конденсата.

Для прямоточных котлов на Р пара  $100 \text{ кгс/см}^2$  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 <sup>2</sup> (МПа)		
			40 (3,9)	100 (9,8)	140 (13,9)
Соединения натрия, не более	мкг/дм <sup>3</sup>	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 <sup>3</sup>	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 <sup>2</sup> (МПа)		
			40 (3,9)	100 (9,8)	140 (13,9)
Общая жесткость	мкг-экв/дм <sup>3</sup>	0,5	5- ЖТ 10- др. виды топлива	1-ЖТ 3-др. виды топлива	1- ЖТ 1-др. виды топлива
Содержание кислорода	мкг/дм <sup>3</sup>	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
<b>Прямоточный котел Р=225 кгс/см<sup>2</sup> (25 МПа)</b>			
УЭП, мкСм/см	До 0,5	от 0,5 до 1,0	более 1,0
Na, мкг/дм <sup>3</sup>	До 10	от 10 до 15	более 15
рН, ед			менее 5,5
<b>Котлы с естественной циркуляцией</b>			
УЭП, мкСм/см	не более, чем в 2 раза	от 2 до 4 раз	более 4 раз*
Na, мкг/дм <sup>3</sup>			
SiO <sub>2</sub> , мкг/дм <sup>3</sup>			
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
<b>Котлы с естественной циркуляцией с <math>P=140 \text{ кгс/см}^2</math></b>			
Общая жесткость, мкг-экв/дм <sup>3</sup>	не более, чем в 2 раза	от 2 до 5	более 5 раз
Na, мкг/дм <sup>3</sup>		Более, чем в 2 раза	
SiO <sub>2</sub> , мкг/дм <sup>3</sup>		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.**

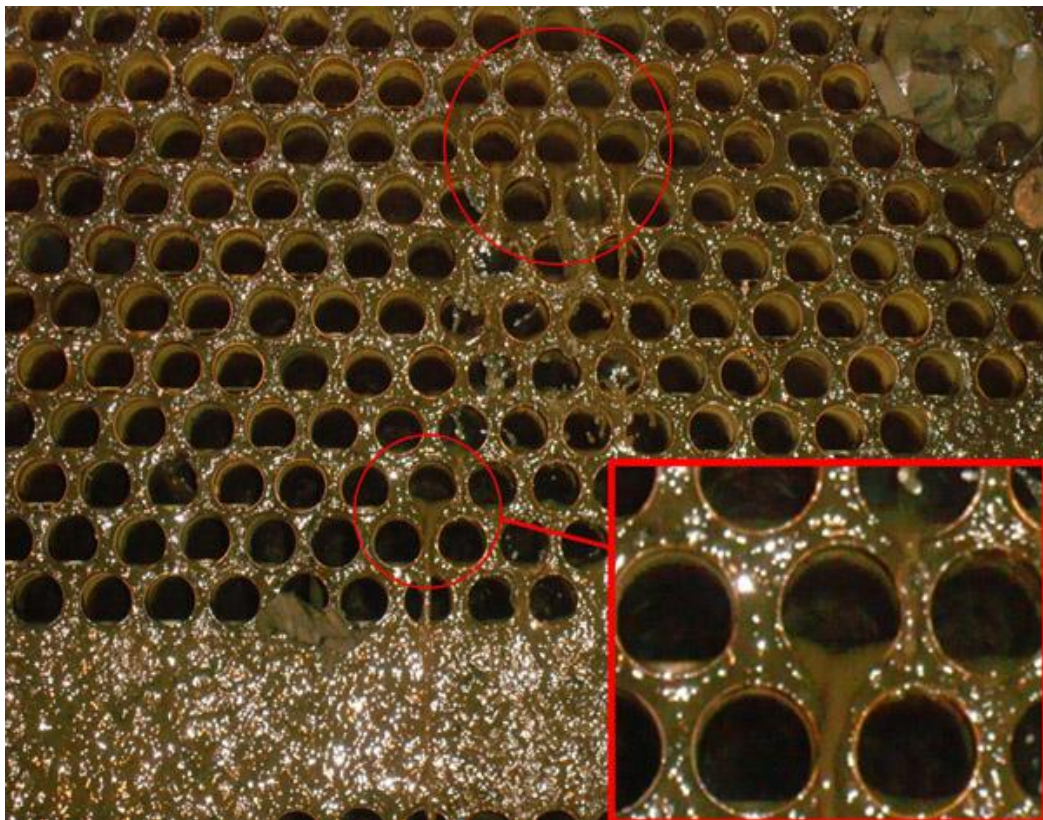
Для **прямоточных систем** она не должна нарушать условия жизнедеятельности рыб и других организмов в водоеме, куда сбрасывается теплая вода.

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/дм<sup>3</sup>.

*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  $\text{CO}_2$  и создается опасность выпадения карбоната кальция  $\text{CaCO}_3$ .

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

- 1) поддержание в воде концентрации медного купороса, равной 0,2–0,3 мг/дм<sup>3</sup>, причем при «цветении» воды концентрацию  $\text{CuSO}_4$  увеличивают до 0,3–0,6 мг/дм<sup>3</sup>;
- 2) фосфатирование воды с обеспечением в ней содержания фосфатов в пересчете на  $\text{PO}_4^{3-}$  в количестве 2–2,7 мг/дм<sup>3</sup>;
- 3) снижение жесткости охлаждающей воды до 2,0–2,5 ммоль/дм<sup>3</sup> 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 0,25–4 мг/дм<sup>3</sup>.

## 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/дм<sup>3</sup>** 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/дм<sup>3</sup>** 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 F<sub>2</sub>O<sub>3</sub>**.

При оседании только **5 %** этого количества взвеси на поверхности нагрева водогрейного котла ПТВМ-100 (3000 м<sup>2</sup>) образуется около **130 г/м<sup>2</sup>** 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/м<sup>2</sup>** 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/(м<sup>2</sup>·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 соответствии 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<sub>2</sub>:



В результате:

- Уменьшается углекислотная коррозия;
- Происходит увеличение pH воды;
- Уменьшается кислородная коррозия, так как SiO<sub>2</sub> (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 КО2; 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 <sup>3</sup> ) <sup>2</sup> при значениях рН			
	не выше 8,5	8,51-8,8	8,81-9,2	выше 9,2
<b>70-100</b>	4,0	2,6	2,0	1,6
<b>101-120</b>	3,0	2,1	1,6	1,4
<b>121-140</b>	2,5	1,9	1,4	1,2
<b>141-150</b>	2,0	1,5	1,2	0,9
<b>151-200</b>	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 <sup>3</sup> ) <sup>2</sup> при значениях рН			
	не выше 8,5	8,51-8,8	8,81-9,2	выше 9,2
<b>70-100</b>	3,2	2,3	1,8	1,5
<b>101-120</b>	2,0	1,5	1,2	1,0
<b>121-140</b>	1,5	1,2	1,0	0,7
<b>141-150</b>	1,2	1,0	0,8	0,5
<b>151-200</b>	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