

# Отложения и коррозия

## Влияние примесей воды на надежность работы теплоэнергетического оборудования

- ▶ При большой щелочности и солесодержании имеет место вспенивание котловой воды и занос солей в пароперегреватель;
- ▶ Отложения примесей в проточной части турбин уменьшают проходные сечения и увеличивают сопротивление по ее тракту как за счет роста скоростей пара, так и шероховатости поверхностей элементов турбин. Это приводит к снижению внутреннего относительного КПД турбины и вырабатываемой ею мощности;
- ▶ В теплофикационных водогрейных котлах кроме карбонатных отложений при подогреве воды выше  $130\text{ }^{\circ}\text{C}$  сильно снижается растворимость  $\text{CaSO}_4$  что потребовало принять нормы качества подпиточной и сетевой воды, исключаящие выпадение из раствора гипса (образующего очень плотные накипи).
- ▶ В теплообменной аппаратуре, работающей при температуре  $25\text{-}50\text{ }^{\circ}\text{C}$  возникают так называемые низкотемпературные отложения, основным компонентом которых является карбонат кальция ( $\text{CaCO}_3$ ).
- ▶ В подогревателях горячего водоснабжения (подогрев воды до  $70\text{ }^{\circ}\text{C}$ , использующих недеаэрируемую исходную воду, накипные отложения могут быть весьма велики.

# Образование отложений на поверхностях нагрева теплоэнергетического оборудования

Различные примеси, содержащиеся в нагреваемой и испаряемой воде, могут **выделяться в твердую фазу на поверхностях с внутренней и внешней стороны**

## **На внутренних поверхностях:**

- парогенераторов,
- испарителей,
- паропреобразователей,
- подогревателей,
- конденсаторов паровых турбин - в виде накипи,

**внутри водяной массы** – в виде взвешенного шлама.

*Накипь и шламовые отложения в равной степени очень опасны для работы котельных агрегатов.*

Из элементов котлоагрегата загрязнению внутренних поверхностей больше всего подвержены **обогреваемые экранные трубы.**

**Образование отложений** на внутренних поверхностях парообразующих труб влечет за собой:

- ухудшение теплопередачи,
- опасный перегрев металла труб.

# Накипи и отложения

## Накипь

По степени образования состава

по химическому

Первичная накипь металлов

Вторичная накипь

щелочноземельных

сульфатные

карбонатные

фосфатные  
силикатные

железнокислые и железнофосфатные

Толщина накипи, мм	1,5	3	7	10	13
Потери топлива, %	15	25	39	50	70

# Состав, структура и физические свойства отложений

Накипи разделены на следующие четыре группы:

□ Накипи щелочноземельных металлов, которые содержат  $\text{CaCO}_3$ ;  $\text{CaSO}_4$ ;  $\text{CaSiO}_3$ ;  $\text{Ca}_3(\text{PO}_4)_2$ ;  $\text{MgO}$ ,  $\text{Mg}(\text{OH})_2$ ;  $\text{Mg}_3(\text{PO}_4)_2$ ;  $5\text{CaO} \cdot 5\text{SiO}_2 \cdot \text{H}_2\text{O}$ .

В зависимости от преобладающего аниона они разделяются на:

- Карбонатные ( $\text{CaCO}_3$ ),
- Сульфатные ( $\text{CaSO}_4$ ),
- Фосфатные ( $\text{Ca}_3(\text{PO}_4)_2$ ),
- Силикатные ( $\text{CaSiO}_3$ ),
- Накипи смешанного типа, когда многие соединения присутствуют в небольшом количестве.

□ Железнокислые, состоящие из соединения железа, и железнофосфатные накипи. В состав этого ряда отложений могут входить:

- Ферросиликаты железа,
- Фосфаты железа ( $\text{Fe}_3(\text{PO}_4)_2$ ),
- Феррофосфат натрия ( $\text{NaFePO}_4$ ),
- Окиси железа ( $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ,  $\text{Fe}_3\text{O}_4$ )

□ Медные накипи, содержащие значительную долю меди.

□ Силикатные накипи- имеющие различный состав, типа  $\text{CaSiO}_3$ ,  $5\text{CaO} \cdot 5\text{SiO}_2 \cdot \text{H}_2\text{O}$ ,  $3\text{MgO} \cdot 2\text{SiO}_2 \cdot \text{H}_2\text{O}$  и др.

# Состав, структура и физические свойства отложений

Наиболее распространены кальциевая и магниевая первичная накипи.

**Карбонатная накипь**- откладывается обычно в форме плотных кристаллических отложений на тех поверхностях нагрева или охлаждения, где отсутствует кипение воды, а среда – нещелочная. *Этими поверхностями являются водяные экономайзеры, конденсаторы турбин, водоподогреватели, питательные трубопроводы, тепловые сети и др.* В условиях же кипения щелочной воды (в парогенераторах, испарителях)  $\text{CaCO}_3$  обычно выпадает в форме неприкипающего шлама.



## Состав, структура и физические свойства отложений

Железоокисные накипи, состоят в основном из магнетита ( $\text{Fe}_3\text{O}_4$ ), отлагаются обычно на **внутренней поверхности экранных труб** в зонах наибольших температур факела, характеризующихся высокими местными тепловыми нагрузками (*экранные трубы*). Анализ отложений, отобранных с внутренних поверхностей нагрева парогенераторов с. к. д., показывает, что они на **95–98 % состоят из соединений железа**. В железоокисных накипях нередко присутствует равномерно распределенная в толще слоя отложений **металлическая медь**.



# Состав, структура и физические свойства отложений

Железофосфатные накипи [ $NaFePO_4$ ;  $Fe_3(PO_4)_2$ ] - образуются при:

- повышенном содержании в котловой воде железа, фосфата натрия
- низкой ее щелочности.

*Откладываются на внутренних поверхностях паробразующих труб*, которые при обстукивании труб сравнительно легко отваливаются от стенок.

Характерным для железофосфатных накипей является **равномерное распределение их по всей длине трубы**



# Состав, структура и физические свойства отложений

Медные накипи образуются в зонах высоких температур на стороне трубы, обращенной в топку.

Поступает медь в котел с **питательной водой** как продукт коррозии латуни и других медных сплавов конденсатного тракта.

В медных накипях содержится до **30 и более процентов меди с примесями окислов железа, соединений кальция и магния**. Медь в накипи присутствует в виде металла и окислов.

*Растворимость медистых соединений, также как и кремниевых, резко снижается с уменьшением давления.*

Значительная растворимость **кремниевой кислоты** при высоких давлениях способствует **отсутствию их отложений в котле** при соблюдении нормируемых значений в питательной воде. Попадая в турбину вместе с паром, **при снижении давления в турбине**,  $\text{SiO}_2$  образуют на ее лопатках нерастворимые соединения.

# Состав, структура и физические свойства отложений

Отложения, образующиеся на поверхностях нагрева **водогрейного оборудования**, относятся к классу низкотемпературных. Основным компонентом таких отложений является **карбонат кальция**. В зависимости от химического состава исходной воды и конкретных условий работы теплообменника в отложениях могут присутствовать **окислы железа, сульфат кальция силикаты** и др.



Рис. 1 Накипь в теплообменниках

# Состав, структура и физические свойства отложений

## Шламы:

- Не прикипающие к поверхностям нагрева и поэтому сравнительно легко выводимые наружу во время работы котла путем периодической продувки. К их числу относятся: гидроксилпатит и серпентин.
- Способные при определённых условиях прикипать к поверхностям нагрева и являться материалом для образования вторичных накипей (например, соединение  $Mg(OH)_2$  находится в воде преимущественно в виде шлама и может образовывать вторичную накипь (прикипание осаждающегося шлама)).

*Вторичную накипь могут образовывать продукты коррозии металла, заносимые в котел с питательной водой.*

## **Задача организации рационального водного режима является:**

*Создание в котловой воде таких условий, при которых накипеобразователи, попадающие в котел с питательной водой, выделялись бы только в форме шлама, неспособного откладываться на поверхностях теплообмена и удаляемого из котла с продувочной водой.*

# Состав, структура и физические свойства отложений

Образующиеся отложения на поверхности нагрева обладают **высоким термическим сопротивлением**, что вызывает большие **потери топлива**.

Толщина накипи, мм	1,5	3	7	10	13
Потери топлива, %	15	25	39	50	70

Поэтому и нормируется **предельная удельная загрязненность** на огневой поверхности экранных труб

Тип парогенератора	Топливо/удельная загрязненность, г/м <sup>2</sup>			
	Жидкое и газообразное	Твердое жидкое	Уголь	Торф, щепа и прочее
<b>Барабанные котлы:</b>				
давление до 4 МПа	800	800	1000	1200
от 4 до 10 МПа	600	600	800	1000
от 10 до 15,5 МПа	400	400	600	800
<b>Прямоточные котлы:</b>				
Докритического давления	300	300	400	-
Сверхкритического давления	200	250	300	-

# Занос солями проточной части турбины



# Занос солями проточной части турбины

В процессе эксплуатации **состояние и экономичность проточной части** паровых турбин **могут существенно изменяться за счет:**

- разработки уплотнений;
- эррозии лопаточного аппарата;
- отложения солей, которое приводит к значительному снижению экономичности и надежности.

При отложении солей **в каналах сопловых и рабочих решеток** происходит перераспределение тепловых перепадов по ступеням и снижение их КПД за счет отклонения режима работы от расчетного, так как все ступени, как занесенные, так и чистые, начинают работать в нерасчетном режиме.

При этом в особо неблагоприятных условиях находится **последняя** занесенная солями ступень.

# **Занос солями проточной части турбины**

## **Выпадение солей в каналах сопловых решеток:**

- увеличивает перепад давления на диафрагмах;
- приводит к повышению напряжения в диафрагмах;
- приводит к увеличению утечек через диафрагменные уплотнения.

## **Солевой занос каналов рабочих лопаток:**

- вызывает рост степени реактивности ступени;
- увеличивает утечки через разгрузочные отверстия дисков и радиальные уплотнения;
- может привести к значительному увеличению осевого усилия и перегрузке подшипника турбины.

## **Занос солями лабиринтовых уплотнений приводит:**

- к снижению эффективности их работы (за счет уменьшения размера камер между гребешками);
- увеличению протечек пара как через концевые, так и через диафрагменные уплотнения турбины.

Все это приводит к заметному ухудшению КПД турбины даже при незначительной величине солевого заноса.

# Занос солями проточной части турбины

Соли в турбину попадают из котельного агрегата вместе с паром.

**Причиной солевого заноса могут быть:**

- чрезмерное напряжение зеркала испарения барабана котла;
- неудовлетворительная работа сепарационных устройств котла;
- резкие набросы нагрузки;
- резкий подъем уровня воды;
- вспенивание воды на поверхности зеркала испарения;
- ухудшение водного режима.

**Ухудшение водного режима может явиться следствием:**

- недостаточной производительности и некачественной работы конденатоочистки;
- гидравлической неплотности конденсатора;
- неудовлетворительного качества вторичного пара испарителей;
- коррозии пароводяного тракта;
- коррозии латунных трубок конденсатора и подогревателей низкого давления;
- первоначальной загрязненности парового тракта.



# Занос солями проточной части турбины

**Соли, выпадающие в проточной части турбины разделяются на:**

- водорастворимые (соединения натрия ( $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ,  $\text{Na}_2\text{SO}_4$ ,  $\text{NaCl}$ ,  $\text{Na}_3\text{PO}_4$ ,  $\text{NaHCO}_3$ ), сернокислый кальций ( $\text{CaSO}_4$ ), фосфаты ( $\text{P}_2\text{O}_5$ );
- нерастворимые и частично растворимые в воде (соединения кремния ( $\text{SiO}_2$ ), железа ( $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ), меди ( $\text{CuO}$ ,  $\text{Cu}_2\text{O}$ ), магния ( $\text{MgO}$ ), алюминия ( $\text{Al}_2\text{O}_3$ ), кальция ( $\text{CaO}$ ,  $\text{CaCO}_3$ )).

# Занос солями проточной части турбины

Для турбин низкого и среднего давления характерным является занос водорастворимыми солями

Эти соли попадают в проточную часть машины в основном за счет:

- капельного уноса частиц жидкости с поверхности испарения.

На величину уноса оказывают влияние:

- концентрация солей в котловой воде;
- работа сепарационных устройств;
- напряжение зеркала испарения;
- скорость изменения нагрузки и другие режимные факторы.

Место выпадения водорастворимых солей в турбине зависит от:

- состава солей;
- условий работы турбоагрегата..

Чаще всего эти соли выпадают в области ступеней среднего давления (ЦСД). Отмечались также случаи заноса водорастворимыми солями ступеней высокого давления, однако в области влажного пара эти соли не откладываются.



# Занос солями проточной части турбины

С переходом на пар высоких параметров в составе солей, оседающих в турбине **высокого давления**, увеличивается доля **нерастворимых и слабо растворимых соединений**.

Эти соединения попадают в турбину за счет молекулярного уноса, возникающего вследствие растворимости отдельных солей и окислов в насыщенном паре высокого давления.

**Зона осаждения** тех или иных солей в турбине определяется параметрами пара по ступеням машины, однако, ввиду того, что пар проходит проточную часть турбины очень быстро (0,05-0,01 с), эти соединения будут выпадать не только по достижении предела растворимости, но и на лопатках последующих ступеней.

# Занос солями проточной части турбины

Основным компонентом в отложениях турбин среднего давления - являются легкорастворимые соли натрия.

С переходом на давление **8,8 МПа (90 кгс/см<sub>2</sub>)** - основной составляющей в твердых осадках является **окись кремния (SiO<sub>2</sub>)**.

В турбинах на давление **13,7 МПа (140 кгс/см<sub>2</sub>)** наряду с кремниевой кислотой значительное место в отложениях занимает **окись железа (Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>)**,

В паре **сверхкритических параметров** появляется в больших количествах **соединения меди**.

Эти соединения являются продуктом аммиачной коррозии латунных трубок конденсатора и подогревателей низкого давления.

Занос турбины окислами меди особенно неприятен тем, что эти соединения выпадают в головной части турбины (**ЦВД**), где размеры сопл и лопаток малы и влияние отложений особенно велико.

# Занос солями проточной части турбины

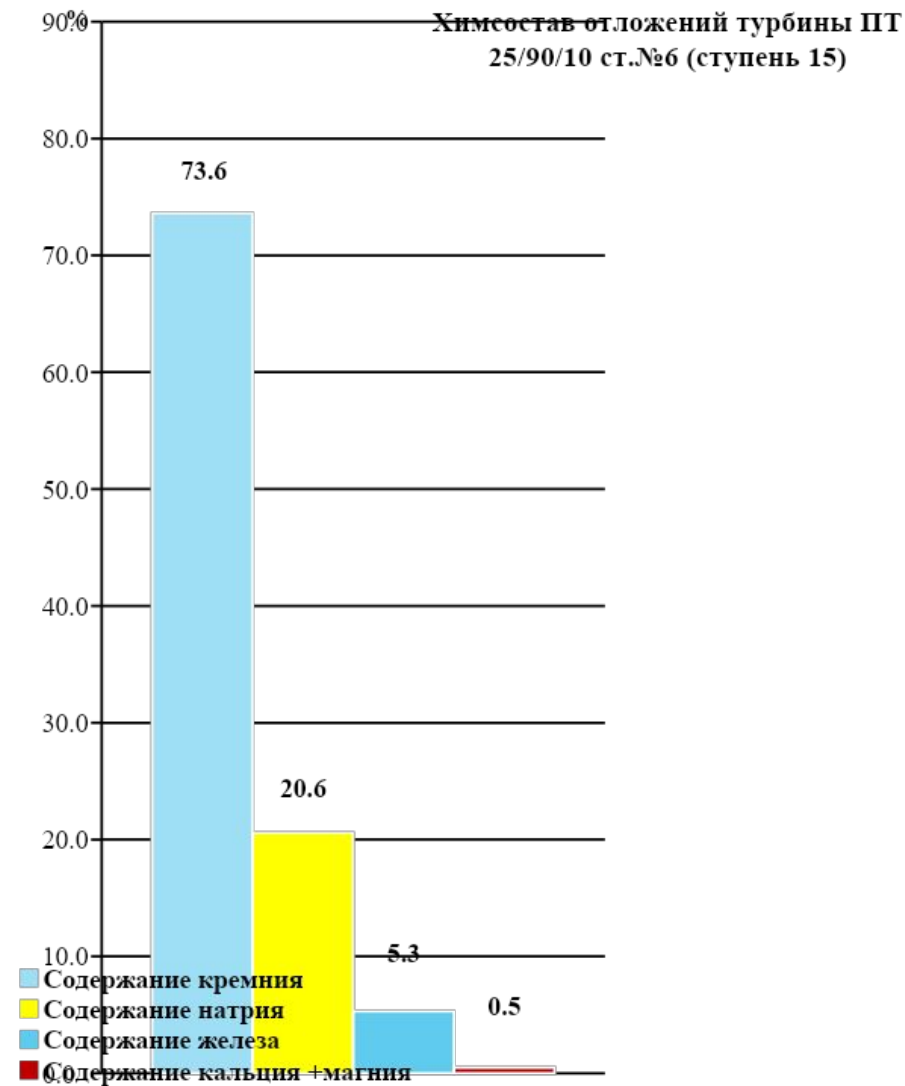


Рис. Химический состав отложений с лопаток турбины ПТ 25/90/10 (ступень 15)

# Основы теории коррозии. Коррозия паросилового оборудования

Все материалы, из которых выполняется теплоэнергетическое оборудование, в силу своей природы подвергаются **коррозии** - разъеданию под действием среды.

**Коррозией ПН** называется процесс разрушения металлов или сплавов при протекании физико-химических процессов на границе раздела металл-среда.

**Коррозия приводит:**

- к частичному или полному разрушению кристаллической решетки,
- изменению свойств материала, вплоть до его разрушения.

Коррозия может вызываться:

- химическими,
- электрохимическими,
- механическими причинами,
- влиянием нейтронного поля и другими факторами.

# Основы теории коррозии. Наружная коррозия паросилового оборудования

## Низкотемпературная сернокислотная коррозия ПН

- Обусловлена наличием в продуктах сгорания **серного ангидрида  $SO_3$** , получающегося при горении серы, содержащейся в мазуте или, например, в подмосковном буром угле).
- Имеющиеся в продуктах сгорания водяные пары, соединяясь с  $SO_3$ , **образуют пары серной кислоты  $H_2SO_4$** .
- Если температура стенки ПН **равна или меньше температуры точки росы**, то на стенке конденсируются пары серной кислоты.
- В результате этого ПН подвергается **интенсивной сернокислотной коррозии**.
- Образование  $SO_3$  протекает более интенсивно **при наличии свободного кислорода** в продуктах сгорания
- Повышенные значения коэффициента избытка воздуха ( $K_{и}$ ) в топке приводят к **увеличению** количества серного ангидрида.
- Результаты испытаний показали, что **снижение  $K_{и}$  на выходе из топки до 1,02-1,03** приводит к снижению коррозии, которая при этих условиях характеризуется износом ПН **0,2-0,3 мм/год**.
- Снижение интенсивности коррозии при сжигании сернистых мазутов достигается **применением различных присадок**, которые нейтрализуют сернистый и серный ангидриды, способствуя образованию более рыхлых отложений золы на ПН.

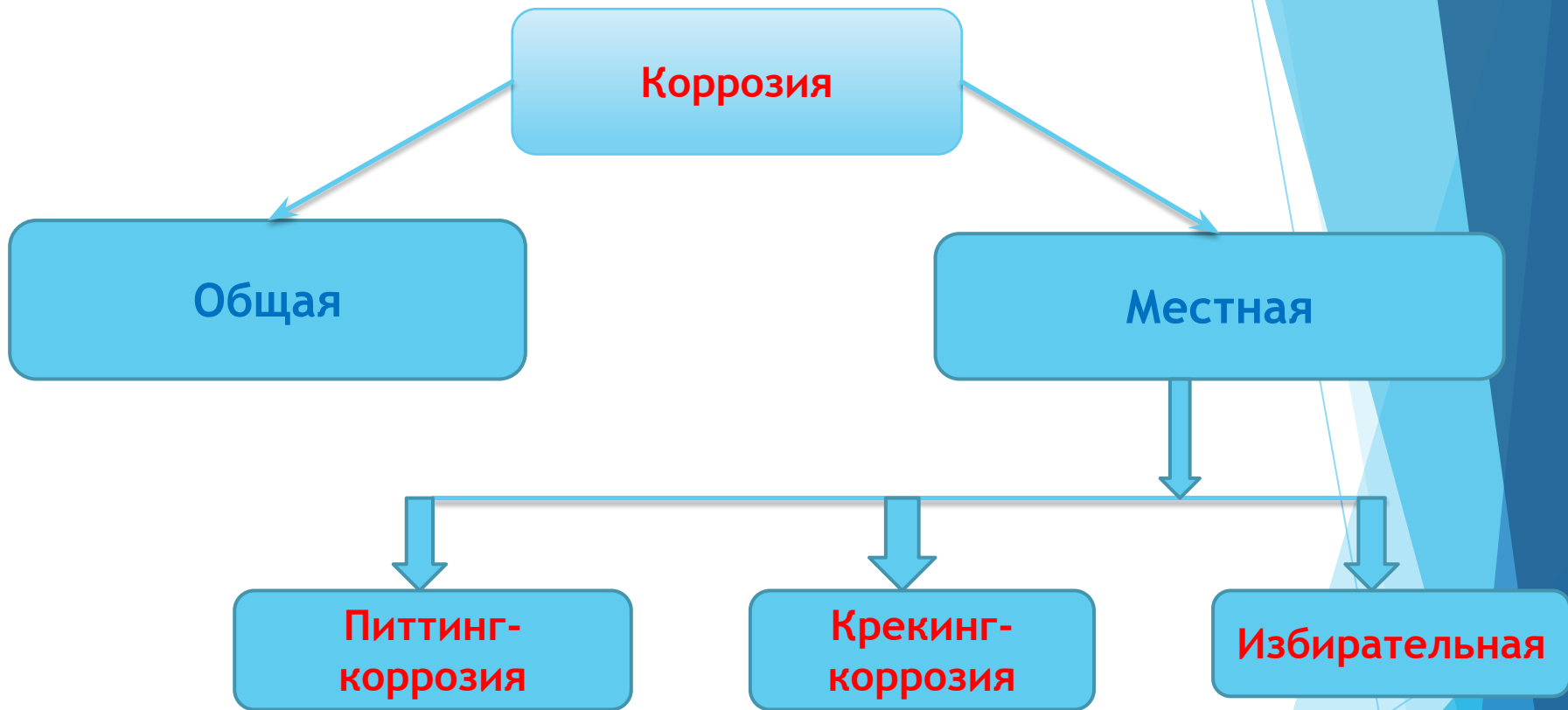
# Основы теории коррозии. Наружная коррозия паросилового оборудования

## Высокотемпературная коррозия ПН

- Обусловлена наличием небольшого количества ванадия в золе мазута.
- Коррозии подвергаются металлические элементы котла, работающие при температурах, больших  $600^{\circ}\text{C}$  (например, подвески пароперегревателя).
- ПН выходят из строя через 1-3 года.



# Коррозия паросилового оборудования



# Основы теории коррозии. Коррозия паросилового оборудования

Различают общую и местную коррозию.

**Общая коррозия** охватывает всю поверхность металла, смачиваемую теплоносителем;

**Местная коррозия** проявляется на отдельных участках поверхности и разделяется на:

- питтинг-коррозию,
- крекинг-коррозию
- избирательную.

**Питтинг-коррозия** протекает на отдельных небольших участках поверхности нагрева и проявляется в виде язв, коррозионных точек или пятен.

**Крекинг-коррозия** (коррозионное растрескивание) возникает на участках металла, находящихся под большим механическим напряжением. Проявляется крекинг-коррозия в виде трещин, проходящих по границам зерен металла или через сами зерна.

**Избирательная коррозия** представляет собой растворение какого-либо элемента, входящего в сплав.

**Коррозия металла котельного агрегата:**

- вызывает его преждевременный износ,
- приводит к серьезным авариям и неполадкам.

# Коррозия паросилового оборудования

## Виды коррозии:

- Кислородная,
- Углекислотная,
- Нитритная,
- Гальванокоррозия (электрохимическая),
- Подшламовая,
- Щелочная,
- Пароводяная,
- Стояночная



Рис. 3 Внешний вид кислородной коррозии

**Кислородная коррозия**- является самым распространенным видом разрушения металла котла.

Ей подвергаются **все элементы котла**, изготовленные из углеродистых и низко легированных сталей, которые контактируют с водой практически с любым содержанием в ней кислорода.

Коррозия может сопровождаться образованием локальных язв с диаметром до 5 и редко — до 10 мм, как правило, закрытых рыхлым слоем ржавчины.

Кислородная язвенная коррозия развивается **в глубь металла**.

Свидетельство активной коррозии: под коркой бугорков – **черный жидкий осадок - магнетит ( $Fe_3O_4$ ) в смеси с сульфатами и хлоридами**. При затухшей коррозии под коркой – пустота, а дно язвы покрыто отложениями накипи и шлама.

# Коррозия паросилового оборудования

Углекислотная коррозия возникает при попадании в питательную воду  $\text{CO}_2$  при недостаточной деаэрации воды.

**Коррозия конденсатно-питательного тракта** опасна не только тем, что повреждаются поверхности оборудования, но и тем, что при этом питательная вода обогащается продуктами коррозии.

С увеличением их выноса в парогенератор усиливаются процессы **подшламовой коррозии и железоокисного накипеобразования.**

Углекислотная коррозия поражает **подогреватели и испарители** и связана с содержанием в конденсате растворенной углекислоты.

Углекислотная коррозия может быть в значительной мере устранена (уменьшена) проведением **следующих мероприятий:**

- уменьшением количества свободной углекислоты в паре, что достигается применением соответствующих способов обработки добавляемой воды;
- отводом неконденсирующихся газов из парового пространства подогревателей и испарителей;
- обработкой питательной воды аммиаком.

## Коррозия паросилового оборудования

**Нитритная коррозия-** возникает при наличии в питательной воде окислителей (нитритов натрия).

По внешнему виду имеет сходство с кислородной коррозией, однако, в отличие от нее нитритная коррозия **поражает** не входные участки опускных труб, а **внутреннюю поверхность теплонапряженных подъемных труб** и вызывает образование более глубоких, резко ограниченных крупных язвин диаметром до 15-20 мм.

**Причины коррозионных повреждений.** При наличии в питательной воде нитритных ионов ( $\text{NO}_2^-$ ) более 20 мкг/дм<sup>3</sup>, температуре воды более 200 °С, нитриты служат катодными деполяризаторами электрохимической коррозии, восстанавливаясь до  $\text{HNO}_2$ ,  $\text{NO}$ ,  $\text{N}_2$ .

## Коррозия паросилового оборудования

**Гальванокоррозия** (вид электрохимической коррозии).

Основная причина возникновения гальванокоррозии - **тесный контакт двух металлов с различными потенциалами**, находящихся в среде электролита.

**Источником коррозии** парообразующих труб может явиться медь, попадающая в котлы в тех случаях, когда питательная вода, содержащая повышенное количество аммиака, кислорода и свободной углекислоты, агрессивно воздействует на латунные и медные трубы конденсаторов турбин и подогревателей.

**Гальванокоррозию** может вызвать **только металлическая медь**, отложившаяся на стенках котла. При поддержании значения рН питательной воды выше 7,6 медь поступает в котлы **в форме окислов или комплексных соединений**, которые не обладают коррозионно агрессивными свойствами и отлагаются на поверхностях нагрева **в виде шлама**.

Под действием выделяющегося в котлах водорода или избытка сульфита натрия окислы меди могут полностью восстанавливаться до металлической меди, которая, отложившись на поверхностях нагрева, приводит к **электрохимической коррозии котельного металла**.



Рис. 4 Внешний вид гальванокоррозии

# Коррозия паросилового оборудования

## Подшламовая (ракушечная коррозия).

Происходит под слоем шлама, образующегося на внутренней поверхности труб котельного агрегата.

Главная причина: загрязнение питательной воды окислами железа— обусловлена скапливанием шлама (продукты коррозии металлов и фосфатной обработки котловой воды) в застойных зонах циркуляционного контура котла. Если эти отложения сосредоточены на обогреваемых участках, то под ними **возникает интенсивное упаривание**, повышающее солесодержание и щелочность котловой воды до опасных значений.

# Коррозия паросилового оборудования

Рис. 5 Внешний вид подшламовой коррозии



**Подшламовая коррозия** распространяется в виде больших язвин (с поперечником до 50-60 мм) на внутренней стороне кипяточных и экранных труб, обращенной к факелу топки. В пределах язвин наблюдается сравнительно равномерное уменьшение толщины стенки трубы, часто приводящее к образованию свищей. На язвинах обнаруживается плотный слой окислов железа в виде ракушек.

**Основным методом предупреждения подшламовой коррозии является устранение поступлений в котлоагрегат значительных окислов железа и меди.**



# Коррозия паросилового оборудования

**Щелочная коррозия** (в более узком смысле- межкристаллитная) котельного агрегата протекает с выделением водорода на участках глубокого выпаривания котловой воды, т.е. при соприкосновении металла с концентрированными растворами щелочи. **Этот процесс интенсифицируется с повышением параметров пара.**

**Коррозии** наиболее подвержены котлы высокого давления.

***Места коррозионного повреждения металла:***

- Трубы в зонах теплового потока большой мощности (район горелок и напротив вытянутого факела) – 300–400 кВт/м<sup>2</sup> и где температура металла на 5–10 °С выше температуры кипения воды при данном давлении;
- наклонные и горизонтальные трубы, где слабая циркуляция воды;
- места под толстыми отложениями;
- зоны вблизи подкладных колец и в самих сварных швах (наиболее уязвимые места), например, в местах приварки внутрибарабанных паросепарационных устройств;
- места около заклепок.

# Коррозия паросилового оборудования

*Причины коррозионного повреждения.* При высоких температурах – более 200 °С – и большой концентрации едкого натра (NaOH) – 10 % и более – защитная пленка (корка) на металле разрушается.

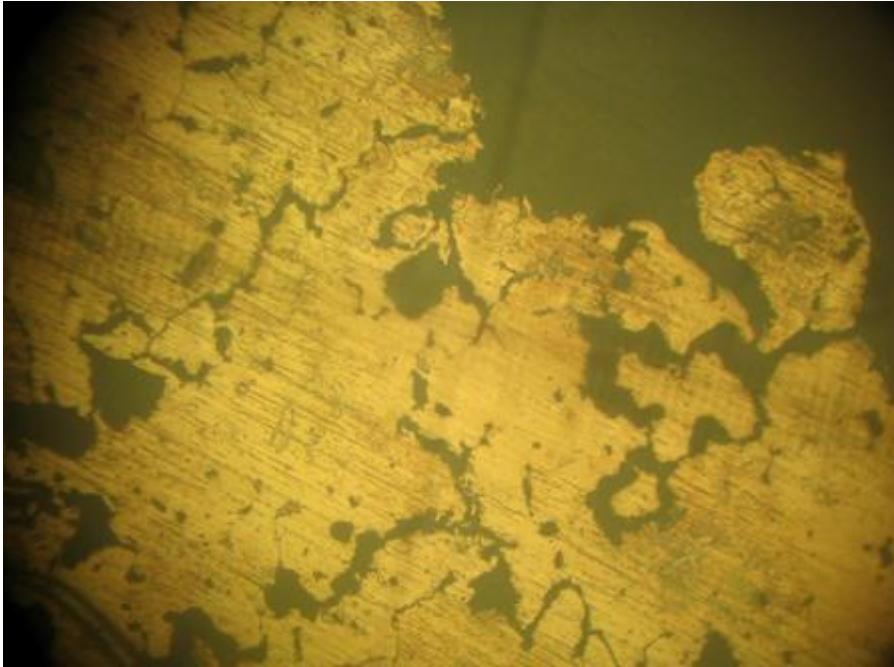
**Межкристаллитная коррозия** под влиянием щелочной котловой воды чаще всего концентрируется в барабане котла.

Коррозионное воздействие на металл возможно только при одновременном наличии **трех факторов:**

- местные растягивающие механические напряжения, близкие или несколько превышающие предел текучести, то есть 2,5 МН/мм<sup>2</sup>;
- неплотные сочленения деталей барабана (указаны выше), где может происходить глубокое упаривание котловой воды и где накапливающийся едкий натр растворяет защитную пленку оксидов железа (концентрация NaOH более 10 %, температура воды выше 200 °С и – особенно – ближе к 300 °С). Если котел эксплуатируется с давлением меньшим, чем паспортное (например, 0,6–0,7 МПа вместо 1,4 МПа), то вероятность этого вида коррозии уменьшается;
- неблагоприятное сочетание веществ в котловой воде, в которой отсутствуют необходимые защитные концентрации ингибиторов этого вида коррозии. В качестве ингибиторов могут выступать натриевые соли: сульфаты, карбонаты, фосфаты, нитраты.

# Коррозия паросилового оборудования

Введено нормирование по значению относительной щелочности котловой воды, которая является **одним из критериев безопасной работы котлов.**



**Рис. 6 Внешний вид межкристаллитной коррозии**



**Рис. 7 Результат межкристаллитной коррозии**

# Коррозия паросилового оборудования

## Пароводяная коррозия.

Это химическая коррозия- разрушение металла в результате химического взаимодействия с водяным паром.

### Места коррозионных повреждений металла:

- Выходная часть змеевиков пароперегревателей,
- паропроводы перегретого пара,
- горизонтальные и слабонаклонные парогенерирующие трубы на участках плохой циркуляции воды,
- иногда по верхней образующей выходных змеевиков кипящих водяных экономайзеров.

### Вид и характер повреждений.

- Налеты плотных черных оксидов железа ( $Fe_3O_4$ ), прочно сцепленных с металлом. При колебаниях температуры сплошность налета (корки) нарушается, чешуйки отваливаются.
- Равномерное утончение металла с отдулинами, продольными трещинами, разрывами.

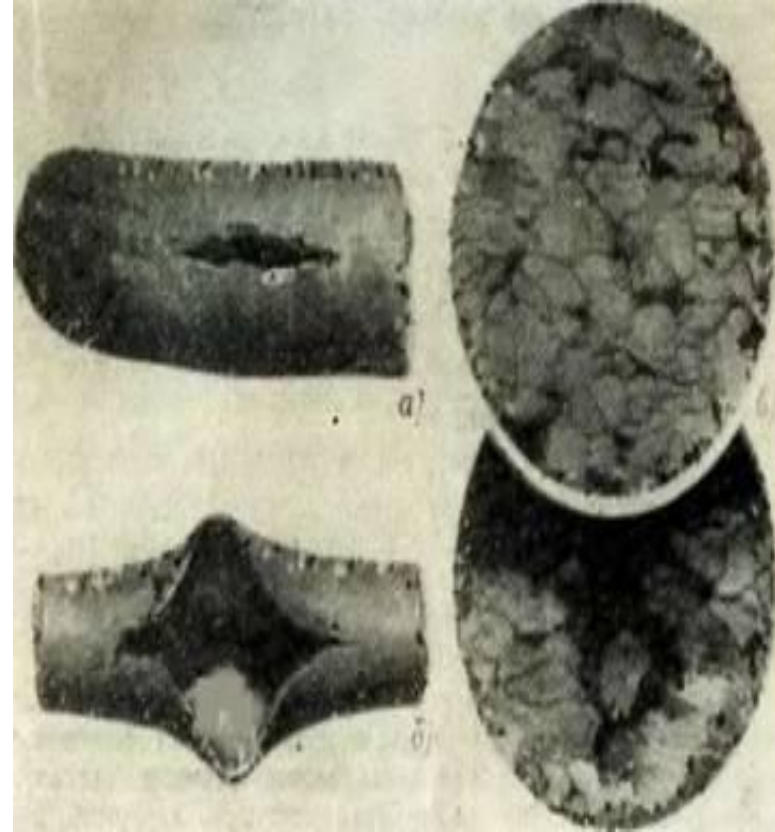
Может идентифицироваться в качестве подшламовой коррозии: в виде глубоких язв с нечетко отграниченными краями, чаще возле выступающих внутрь трубы сварных швов, где скапливается шлам.

# Коррозия паросилового оборудования

## Причины коррозионных повреждений:

- омывающая среда – пар в пароперегревателях, паропроводах, паровые «подушки» под слоем шлама;
- температура металла (сталь 20) более 450 °С, тепловой поток на участок металла – 450 кВт/м<sup>2</sup>;
- нарушение топочного режима: зашлаковывание горелок, повышенное загрязнение труб внутри и снаружи, неустойчивое (вибрационное) горение, удлинение факела по направлению к трубам экранов.

В результате: непосредственное химическое взаимодействие железа с водяным паром.



**Рис. 8 Внешний вид поврежденных участков труб экономайзера и структура металла (при увеличении в 250 раз).**

# Коррозия паросилового оборудования

Стояночная коррозия особенно сильно поражает котельные агрегаты.

Больше всего при этом страдают **трубы пароперегревателей и переходной зоны прямоточных котлов**, где происходит осушение и последующий перегрев пара с образованием отложений водорастворимых солей.

**Причина стояночной коррозии** - во время простоя поверхность металла никогда не бывает совершенно свободной от влаги, а потому легко корродирует при взаимодействии с проникающим в систему кислородом воздуха, причем в случае частичного заполнения труб водой особенно сильно разъедается металл вдоль границы раздела.

При наличии на поверхности металла **солевых отложений** последние увлажняются проникающей в агрегат влагой и «расплываются», образуя отдельные капли или сплошную пленку солевого раствора высокой концентрации, что ведет к **интенсификации коррозионного процесса**.

# Коррозия оборудования

## Поверхности оборудования, подверженные коррозии

### Коррозия конденсатно-питательного тракта

- кислородная коррозия
- углекислотная коррозия

### Коррозия подогревателей и испарителей

- углекислотная коррозия

### Коррозия экранных поверхностей нагрева

- пароводяная коррозия;
- подшламовая коррозия;
- разрушение под действием водорода (нарушение режима кипения под воздействием высоких локальных тепловых потоков, переход на нестабильный пленочный режим кипения с колебаниями температуры стенки трубы и повреждением защитной пленки металла, диффузия водорода в металл, ослабление и нарушение межкристаллитных связей).

### Коррозия барабанов и пароперегревателей

- межкристаллитная коррозия
- пароводяная коррозия
- коррозионное растрескивание

### Коррозия трубок конденсатора паровых турбин

# Коррозия трубок конденсатора турбин

Предотвращение аммиачной коррозии может быть достигнуто при осуществлении ряда мероприятий:

- необходимо обеспечить поддержание воздушной плотности конденсаторов на таком уровне, чтобы концентрация кислорода в конденсате не превышала 20 мкг/дм<sup>3</sup>;
- Концентрация аммиака должна быть не более 500-1000 мкг/дм<sup>3</sup>;
- Трубы камеры отсоса воздуха в конденсаторе должны быть изготовлены из материала, не подверженного аммиачной коррозии (стали марок X13, 1X18H9T и др);
- Не следует допускать переохлаждение конденсатора.



# Консервация оборудования. Виды консервации.

## Виды остановов котла:

- **Останов котла с консервацией в резерв-** укороченный останов, связанный с простоем оборудования, не требующего ремонта на поверхностях нагрева на срок до 30 суток. Технология останова- максимально упрощенная.
- **Останов котла с консервацией в длительный резерв или ремонт-** останов котла на период проведения ремонтов или длительного резерва (например весенне-летние простои) на срок свыше 30 суток.
- **Останов котла в резерв на неопределенный срок-** останов в резерв на какой-либо, чаще непродолжительный, срок с последующим, возможно и неоднократным, продлением срока.
- **Аварийный останов**

# Консервация оборудования. Виды консервации.

Применяемые в настоящее время на электростанциях технологии консервации барабанных и водогрейных котлов, предусмотренные действующими руководящими документами, в основном, включают в себя:

- сухой останов-на срок до 30 суток, а также при аварийном останове;
- поддержание избыточного давления при протоке воды- до 10 суток;
- гидразинная обработка(при рабочих параметрах, пониженных параметрах, гидразинная "выварка")- до 30 суток (ГРП), до 60 суток (ГО, ГРП+СО, ГВ)-БК; до 90 суток-ПК, 5-6 месяцев ПК в КР.
- трилонная обработка;
- фосфатно-аммиачная "выварка»- до 60 суток- для котлов 3,9 и 9,8 МПа;
- заполнение защитными щелочными растворами, силикатом натрия, гидроксидом кальция-до 4-6 месяцев;
- заполнение азотом-до 1 года;
- обработка пленкообразующими аминами(ОДА; рофамин и др.);
- заполнение раствором контактного ингибитора типа М-1- от 1 месяца до 2-х лет;
- прокачка подогретым, либо осушенным воздухом.

**Способы консервации проточной части паровых турбин, внутритурбинных трубопроводов и теплообменников, входящих в состав турбинной установки, включают:**

- консервацию подогретым либо осушенным воздухом;
- заполнение азотом;
- обработку летучими ингибиторами коррозии;
- обработку проточной части турбин пленкообразующими аминами

# Консервация оборудования. Виды консервации.



**Рис. Анализ на коррозионную стойкость оксидной пленки**

# Консервация оборудования. Виды консервации. ПВКОиП.



**Рис. Анализ на коррозионную стойкость оксидной пленки**