

**Т. Х. МАРГУЛОВА**  
лауреат Государственных премий СССР  
д-р техн. наук. проф.,  
заслуженный деятель науки  
и техники РСФСР

**О. И. МАРТЫНОВА**  
д-р техн. наук. проф.,  
заслуженный деятель науки  
и техники РСФСР

# **ВОДНЫЕ РЕЖИМЫ ТЕПЛОВЫХ И АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

ИЗДАНИЕ ВТОРОЕ,  
ИСПРАВЛЕННОЕ И ДОПОЛНЕННОЕ

Допущено  
Министерством высшего и среднего  
специального образования СССР  
в качестве учебника для студентов вузов,  
обучающихся по специальности  
«Технология воды и топлива  
на тепловых и атомных электростанциях»



**МОСКВА**  
**„ВЫСШАЯ ШКОЛА”**

**1987**

ББК 31.37  
М 25  
УДК 621.311

Рецензент:  
проф. П. А. Акользин (Всесоюзный заочный политехнический институт)

**Маргулова Т. Х., Мартынова О. И.**  
М25 Водные режимы тепловых и атомных электростанций:  
Учеб. для втузов по спец. «Технология воды и топлива на  
тепловых и атомных электростанциях». — 2-е изд., испр. и  
доп. — М.: Высш. шк., 1987. — 319 с.: ил.

В учебнике рассмотрены водные режимы современных тепловых электростанций на ядерном и органическом топливах в зависимости от параметров их работы. Второе издание исправлено и дополнено новыми данными, полученными за годы, прошедшие после выхода в свет первого издания (1981 г.).

М 2303030000 (4309000000)—488 174—87  
001(01)—87

ББК 31.37+31.47

6П2.11

© Издательство «Высшая школа», 1981

© Издательство «Высшая школа», 1987, с изменениями

## ПРЕДИСЛОВИЕ

---

В «Основных направлениях экономического и социального развития СССР на 1986—1990 годы и на период до 2000 года», принятых на XXVII съезде КПСС, предусмотрено опережающими темпами развивать тяжелую индустрию и в частности машиностроение. Решение этой задачи немыслимо без дальнейшего развития энергетики нашей страны на базе ТЭС и АЭС. Это, в свою очередь, требует пристального внимания к вопросам обеспечения надежности и экономичности работы теплосилового оборудования ТЭС и АЭС, что в наибольшей степени определяется водным режимом широко внедряемых в стране мощных энергоблоков с высокими начальными параметрами пара.

Атомная энергетика имеет ряд специфических особенностей. Однако имеются и общие вопросы водного режима тепловых электростанций, на которых используется ядерное и органическое топливо. В связи с этим вопросы водных режимов излагаются применительно к обоим типам тепловых электростанций.

В организации водного режима большое значение имеют меры по борьбе с коррозией конструкционных материалов. Достижения отечественной науки и техники в изучении коррозии связаны с работами советских ученых Г. В. Акимова, Н. Д. Томашова, Я. М. Колотыркина, П. А. Акользина, В. В. Герасимова, А. П. Мамета и нашли свое отражение в специальных курсах и монографиях по коррозии металлов. В определенной мере они использованы и в настоящем учебнике, но данные по коррозии конструкционных материалов представлены в нем кратко и лишь с точки зрения ее влияния на переход продуктов коррозии в воду, пароводяную смесь и в пар, а также требований к водному режиму для уменьшения коррозии и соответственно отложений на поверхностях оборудования.

В учебнике отражены результаты научно-исследовательских работ авторов книги и других специалистов, работающих в научно-исследовательских институтах обычной и атомной энергетики, а также наиболее значительные достижения отечественной и зарубежной энергетики.

Предыдущее издание настоящей книги явилось первым опытом создания учебника по курсу «Водные режимы ТЭС и АЭС» и получило одобрительные отзывы как от вузов, так и от научно-исследовательских и эксплуатационных организаций. В связи с этим общее методическое построение и научно-техническое содержание учебника во втором изда-

нии сохранены полностью. При этом в настоящее издание книги внесено все новое, прогрессивное, что появилось в теории и практике за годы, прошедшие со времени выхода в свет первого издания, а также исправлены отдельные неточности.

Материалы в учебнике распределены между авторами следующим образом: введение, гл. 1, § 3.4—3.7, гл. 4 (кроме § 4.3), главы 5—17 (кроме § 16.2) и заключение написала Т. Х. Маргулова; гл. 2 и § 4.3—О. И. Мартынова; § 3.1—3.3 написали Т. Х. Маргулова и О. И. Мартынова; § 16.2 — О. И. Мартынова, Л. Г. Васина и А. В. Богловский.

Авторы благодарят рецензента — д-ра техн. наук проф. П. А. Акользина за ценные замечания, а также канд. техн. наук И. С. Никитину и канд. техн. наук Н. Л. Харитонову за помощь в работе.

Отзывы и пожелания по улучшению книги просьба посылать по адресу: 101430, Москва, ГСП-4, Неглинная ул., д. 29/14, издательство «Высшая школа».

*Авторы*

## ВВЕДЕНИЕ

---

В нашей стране основная часть вырабатываемой электроэнергии (~85%) производится на тепловых электростанциях, на органическом и ядерном топливах.

Рост выработки электроэнергии обусловлен не только введением новых мощностей, но и надежностью и бесперебойной работой действующего оборудования. Тепловые электростанции (ТЭС) и теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) в настоящее время работают в основном на высоких и сверхвысоких параметрах, растут единичные мощности агрегатов на ТЭС и ТЭЦ и в целом мощности тепловых электростанций. Все это повышает требования к экономичности и надежности работы основных агрегатов электростанций.

Вода и водяной пар являются теплоносителями в водном и водно-паровом трактах ТЭС, ТЭЦ и АЭС и основным теплоносителем реакторов АЭС\*. Поэтому обеспечение надежного водного режима всех элементов электростанций имеет особое значение.

Водный режим влияет на *экономичность* эксплуатации. Так, наличие отложений в водяном экономайзере приводит к повышению температуры уходящих газов и снижению КПД котла; отложения в турбине уменьшают ее экономичность и т. д. Однако несравненно важнее влияние водного режима на *надежность* работы оборудования. Нарушения водного режима могут привести к аварийному или преждевременному останову оборудования, к его неполному использованию. В этих случаях уменьшается один из основных экономических показателей тепловой электростанции — *число часов использования установленной мощности*. Это приобретает особо важное значение с введением в эксплуатацию энергоблоков большой мощности, так как простой более мощного агрегата или вынужденная по условиям водного режима работа его при сниженных параметрах или уменьшенной мощности могут привести к существенной недовыработке электроэнергии.

Особенно значительно влияние водного режима на надежность работы ядерных энергетических реакторов, единичные мощности которых в целом существенно выше, чем мощности котлов, и для которых тепловые нагрузки превышают нагрузки топочных экранов.

---

\* Реакторы, в которых использовался  $\text{CO}_2$ , распространенные в прежние годы, в настоящее время больше не строят, а использование в качестве теплоносителя других газов (гелий и его смеси с  $\text{CO}_2$ , диссоциирующие газы) находится в стадии разработок.

Надежность работы теплопередающих поверхностей тепловых электростанций как на ядерном, так и на органическом топливе зависит не только от водного режима, но и от организации процесса теплообмена и непосредственно связанной с ним гидродинамики. Поэтому водный режим теплопередающих поверхностей нужно рассматривать в тесной связи с условиями теплообмена и гидродинамики.

Такой единственно правильный подход введен в теплоэнергетику акад. М. А. Стыриковичем и его учениками, к числу которых относятся и авторы данного учебника.

Вопросы водного режима обычно связывают с парообразующими системами и паровыми турбинами. В очень малой степени рассматривается обычно водный режим остальных элементов тепловой электростанции. Повышение требований к чистоте воды и пара в основных агрегатах тепловой электростанции неразрывно связано с водным режимом всех ее элементов, влияние которых становится все ощутимее с ростом этих требований и по мере улучшения качества обработанной воды, восполняющей потери в пароводяном цикле. В связи с этим вопросы водного режима рассматриваются для всех элементов тепловой части электростанции и тем самым для всей станции в целом.

Физико-химические процессы в водном и водно-паровом трактах (коррозия конструкционных материалов; преобразование естественных примесей, привносимых в цикл извне; распределение естественных примесей и продуктов коррозии между водой и образующимся из нее насыщенным паром; выпадение твердых соединений на поверхности тракта, взаимодействие естественных примесей и продуктов коррозии с различными добавками, корректирующими водный режим, и др.) происходят в условиях нагрева однофазной среды, парообразования и упаривания ее, конденсации пара, присоса охлаждающей воды в конденсаторах, удаления части воды из тракта и восполнения этой убыли, т. е. в условиях протекания определенных теплофизических процессов. Необходимо всегда иметь в виду тесную связь и влияние теплофизических параметров на протекание физико-химических процессов.

На АЭС к таким физико-химическим процессам относятся и специфические процессы радиолитического распада воды, рассмотренные в книге.

Теплофизические и физико-химические процессы протекают внутри отдельных агрегатов, выполненных из различных конструкционных материалов. Поэтому существует тесная связь между теплотехнической конструкцией, используемыми для нее конструкционными материалами и водным режимом агрегата. Это предопределяет необходимость *системного*, а не *разобленного* подхода к решению вопросов водного режима, или, иными словами, тепловая и воднорежимная схемы должны рассматриваться и оптимизироваться совместно.

Надежность работы парообразующих агрегатов в значительной степени зависит от уровня внутренних температур металла обогреваемых труб, которую определяют по формуле

$$t_{ст}^{внутр} = t_{среды} + q/\alpha_2 + q\delta_{отл}/\lambda_{отл}.$$

Уменьшение температур среды  $t_{среды}$  и значений тепловых нагрузок  $q$  противоречит основным направлениям развития теплоэнергети-

ки и поэтому не может быть рекомендовано для снижения температуры металла труб. Однако в отношении тепловых нагрузок следует стремиться к предотвращению их локализации. Высокие локальные тепловые нагрузки, не влияя практически на уменьшение поверхности теплообмена, могут создавать местные перегревы металла, приводящие к его разрушению.

Большое значение для внутренних температур металла обогреваемых поверхностей имеет правильный выбор массовых скоростей среды, от которых зависит коэффициент теплоотдачи от стенки к среде  $\alpha_2$ .

На современных ТЭС и АЭС используется вода высокого качества, но и в этом случае некоторое количество примесей поступает в цикл. Особенно это относится к продуктам коррозии и в первую очередь к различным соединениям железа, поскольку стали являются основными, а иногда и единственным конструкционным материалом тепловых электростанций. Полностью предотвратить отложения невозможно, так как растворимость железозоксидных соединений весьма мала. Поэтому в отношении продуктов коррозии сталей рациональный водный режим должен способствовать не только уменьшению концентраций железа на входе в парообразующую систему, но и равномерному распределению продуктов коррозии по поверхностям теплообмена, с тем чтобы они имели наименьшую толщину, что особенно важно для зоны наивысших тепловых нагрузок. Большое значение имеет также теплопроводность этих отложений.

Обоснованность этих положений следует из уравнения для определения внутренней температуры металла труб. В этом уравнении благодаря методам водного режима можно получить меньшие значения внутренних отложений  $\delta_{отл}^{внутр}$  и их возможно более высокую теплопроводность  $\lambda_{отл}^{внутр}$ , т. е. минимальное значение отношения  $\frac{\delta_{отл}^{внутр}}{\lambda_{отл}^{внутр}}$ . В процессе эксплуатации первоначально малое значение  $\frac{\delta_{отл}^{внутр}}{\lambda_{отл}^{внутр}}$  может постепенно увеличиваться в основном за счет роста  $\delta_{отл}^{внутр}$ . Чтобы не допустить перегрева металла и аварийного разрыва труб, проводятся эксплуатационные химические очистки парообразующих систем (реже — остальных систем станции). В связи с этим показателем совершенства водного режима может служить длительность работы парообразующей системы между химическими очистками. В состав отложений могут входить и естественные примеси воды. Это относится к кремнекислым и кальциевым, а также к магниевым соединениям. Практически полное предотвращение таких отложений возможно, и в этом одна из задач оптимальной организации водного режима парообразующей системы.

Что же касается основ-

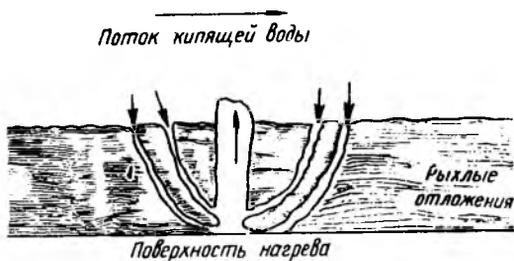


Рис. В.1. Массообмен в рыхлых железозоксидных отложениях

ной составляющей внутренних отложений — железоксидных, то следует иметь в виду, что влияние их на температуру металла зависит не только от толщины отложений и их теплопроводности, но и от их структуры. Последнее определяет наличие или отсутствие массообмена в слое отложений (рис. В. 1). В работах акад. М. А. Стыриковича и его сотрудников показано, что в рыхлых отложениях образуются капиллярные каналы, по которым к поверхности теплообмена поступает вода, а пар уходит в кипящую воду по несколько более широкому «фитиллю». Это интенсифицирует теплообмен и повышает локальное значение  $\alpha_2$ , но слабо влияет на общий коэффициент теплоотдачи от стенки к рабочему телу ввиду ограниченности такого массообмена. Поэтому водный режим в отношении железоксидных отложений должен быть выбран таким, чтобы не только уменьшалось содержание железоксидных соединений в воде, но и чтобы они преобразовывались в плотные железоксидные слои малой толщины и большой теплопроводности. Это достигается различными методами и прежде всего применением комплексных режимов.

Одним из важнейших требований, предъявляемых к водному режиму парообразующих агрегатов, является максимальное сокращение уноса любых примесей в паровую турбину, где экономический ущерб от наличия отложений проявляется в наибольшей степени.

Во всех случаях при выборе водного режима надо иметь в виду не только сокращение количества примесей, вносимых в цикл тепловой электростанции, но и рациональность удаления примесей из мест высших их концентраций, т. е. в пределах парообразующих агрегатов докритических параметров (ДКП). Кроме того, при выборе воднорежимных решений необходимо иметь в виду их технико-экономические показатели.

Основные вопросы водного режима ТЭС и АЭС регламентированы в соответствующей главе Правил технической эксплуатации станций и сетей (ПТЭС).

## ГЛАВА I

# ТЕПЛОВЫЕ СХЕМЫ СОВРЕМЕННЫХ ЭНЕРГОБЛОКОВ ТЭС, ТЭЦ И АЭС

### § 1.1. ТЕПЛОВЫЕ СХЕМЫ КОНДЕНСАЦИОННЫХ ТЭС (ГРЭС) И ТЕПЛОЭЛЕКТРОЦЕНТРАЛЕЙ (ТЭЦ)

Процессы водного режима происходят в определенных теплотехнических условиях. *Оптимальный водный режим* должен обеспечить надежную работу всех элементов тепловой схемы, особенно ее основных агрегатов — котла и паровой турбины. Тепловые схемы электростанций различных типов и параметров отличаются друг от друга. Далее приведены тепловые схемы наиболее современных типов. Водный режим, принимаемый для них, может быть с определенными, иногда незначительными, коррективами использован и для иных теплотехнических условий\*.

На современном этапе теплоэнергетика СССР развивается в основном за счет сооружения энергоблоков сверхкритических параметров (СКП), имеющих мощности 300, 500, 800, а в последнее время и 1200 МВт. Такие энергоблоки установлены на конденсационных ТЭС, чаще называемых ГРЭС\*\*. При этом имеют в виду мощные ТЭС, способные обеспечить энергоснабжение большого промышленного района. Тепловая схема энергоблока ГРЭС СКП показана на рис. 1.1. Здесь используется котел прямоточного типа. Питательная вода поступает в водяной экономайзер (ВЭ) и затем в экранные поверхности: нижнюю радиационную часть (НРЧ), среднюю радиационную часть (СРЧ) и верхние радиационные части первую и вторую (ВРЧ-I) и (ВРЧ-II). Далее установлена так называемая встроенная задвижка (ВЗ), после которой следуют поверхности ширмового (ШПП) и конвективного (КПП) пароперегревателей. Затем пар поступает в цилиндр высокого давления турбины (ЦВД).

На тракте прямоточного котла сверхкритических параметров (СКП) происходит значительное повышение температуры среды — от 260 до 545 °С при падении давления с 30,0 до 24 МПа, расходуемого на преодоление сопротивления тракта. В прямоточном котле СКП среда остается однофазной на всем его тракте. При проходе через ЦВД турбины происходит расширение пара, сопровождаемое снижением давления до 3,6 МПа и температуры до 340 °С. Дальнейшее расширение пара до вакуума в конденсаторе привело бы к большим влажностям в последних ступенях турбины, недопустимым по условиям процесса эрозии. В связи с этим перегретый пар после ЦВД направляют в котел для пов-

\* Параметры пара котлов даются за перегревателем (по ГОСТ 3619—82).

\*\* Государственная районная электрическая станция.

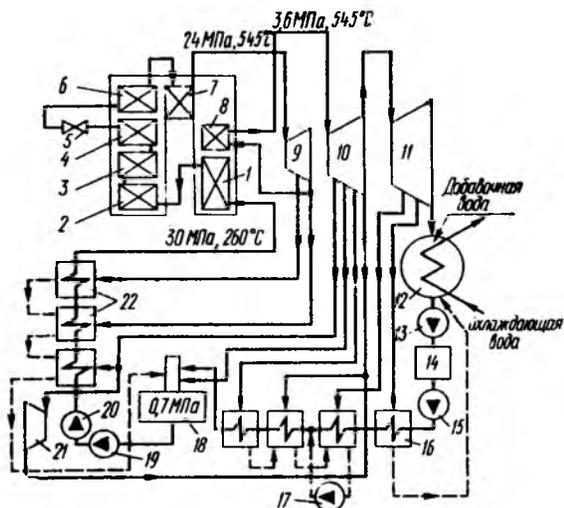


Рис. 1.1. Тепловая схема энергоблока ГРЭС сверхкритических параметров:  
 1 — водяной экономайзер; 2 — нижняя радиационная часть; 3 — средняя радиационная часть; 4 — верхняя радиационная часть; 5 — встроенная задвижка; 6 — ширмовый пароперегреватель; 7 — конвективный пароперегреватель; 8 — промежуточный пароперегреватель; 9 — цилиндр высокого давления турбины; 10 — цилиндр среднего давления турбины; 11 — цилиндры низкого давления турбины; 12 — конденсатор турбины; 13 — конденсатный насос первого подъема; 14 — блочная обессоливающая установка; 15 — конденсатный насос второго подъема; 16 — подогреватели низкого давления; 17 — сливной насос; 18 — деаэратор; 19 — бустерный насос; 20 — питательный насос; 21 — паротурбинный привод питательного насоса; 22 — регенеративные подогреватели высокого давления; — — — — — основные потоки, - - - - - конденсаты греющих паров

торного перегрева до 545 °С в промежуточном пароперегревателе (ППП). Далее продолжается снижение давления и расширение пара в цилиндре среднего давления (ЦСД) и в цилиндрах низкого давления турбины (ЦНД). В ЦНД перегретый пар становится насыщенным и затем влажным.

Конечное расширение пара в ЦНД происходит при снижении давления до вакуума в конденсаторе (давление 3,5—4,0 кПа) и влажности пара 8—10 %. С такими параметрами пар поступает в конденсатор турбины, откуда конденсатный насос первого подъема (КН-I) прокачивает турбинный конденсат через блочную обессоливающую установку (БОУ), назначением которой является поглощение примесей, появляющихся в связи с присосом охлаждающей воды в конденсаторе. Далее конденсатный насос второго подъема (КН-II) подает конденсат в регенеративную систему в четыре последовательно расположенных подогревателя низкого давления (ПНД) и после них в деаэратор.

Все ПНД обогреваются отборным паром турбины. Так как греющий пар на каждый последующий ПНД отбирается из ступеней турбины со все большими параметрами, то конденсаты греющих паров (их часто называют дренажами ПНД) могут сливаться каскадно в водяные объемы предыдущих ПНД. Этот каскад может быть доведен и до конденсатора. Однако при этом происходит определенная потеря тепловой экономичности. Поэтому в водяной объем конденсатора подается дренаж

только первого по ходу воды ПНД, а из второго по ходу воды ПНД — суммарный дренаж второго, третьего и четвертого ПНД *сливным* (СН) или, как его иначе называют, *дренажным* насосом (ДН) подают в конденсаторопровод. Конденсатный тракт работает при давлениях от 2,0 МПа после КН-11 до 0,7 МПа в деаэраторе. Температура по тракту ПНД повышается от 26—28 С после конденсатора до 164°С после деаэратора.

Из деаэратора, представляющего собой смешивающий подогреватель с удалением из потока воды газообразных кислорода и углекислоты, питательная вода через бустерный насос (БН) и далее питательный насос (ПН) поступает в регенеративные подогреватели высокого давления (ПВД). Бустерный насос — низкооборотный, питательный насос — высокооборотный. В связи со значительным создаваемым напором (более 30,0 МПа) он имеет паротурбинный привод, оправданный при очень больших мощностях, все остальные насосы имеют электроприводы.

На тракте ПВД температура воды повышается от 164 до 260 °С перед ВЭ. Все ПВД обогреваются отборным паром турбины, каждый последующий — паром более высоких температур и давлений. Это позволяет, как и для ПНД, применить для дренажей ПВД каскадный слив с подачей суммарного дренажа в деаэратор.

В пароводяном цикле даже при прямоточном котле, т. е. в отсутствие продувки, имеются потери конденсата, которые обычно составляют около 0,3% и восполняются химически обессоленной водой, подаваемой в паровой объем конденсатора. При этом обеспечиваются нагрев этой воды до температуры турбинного конденсата и деаэрация этого потока в пределах конденсатора совместно с основным потоком турбинного конденсата.

Из рис. 1.1 следует, что для современных энергоблоков СКП в состав тепловой схемы органически входит 100%-ная конденсатоочистка — блочная обессоливающая установка (БОУ). Установка двух конденсатных насосов первого и второго подъемов позволяет рассчитывать корпусы фильтров конденсатоочистки на низкие давления, создаваемые КН-1. Основной напор в конденсатном тракте создает КН-11.

На рис. 1.1 не показаны некоторые второстепенные элементы схемы, имеющие, однако, значение с точки зрения водного режима. Так, из паровых объемов всех ПНД и ПВД отводится газозоудушная смесь со сбросом ее каскадно в паровой объем конденсатора, откуда она удаляется паровыми эжекторами. Основное назначение этих эжекторов — удаление воздуха, поступающего в паровой объем конденсатора, так как в нем поддерживается глубокое разрежение, т. е. создается перепад давлений между его паровым объемом и атмосферным воздухом. Не указаны также подогреватели конденсата на отработанном паре эжекторов и охладители дренажей, устанавливаемые иногда отдельно от регенеративных подогревателей, и ряд других элементов.

Из рис. 1.1 видно, что схема станции замкнута. Это связано с требованиями водного режима. Чистота пара, проработавшего в турбине и сконденсировавшегося в конденсаторе, очень высока — присутствие примесей составляет лишь десятки микрограммов на 1 кг конденсата, т. е. десятки миллиграммов на 1 т конденсата. Выполнять цикл стан-

ции разомкнутым и сбрасывать этот конденсат, восполняя его химически очищенной водой, нецелесообразно. Замкнутость цикла и восполнение химически очищенной водой только потерь цикла является обязательным признаком современных станций\*.

На протекание процессов водного режима большое влияние оказывают начальные параметры пара (температура, давление) и значения тепловых нагрузок в пределах котла. Чем выше эти нагрузки, тем выше требования к водному режиму. Значения тепловых нагрузок зависят от вида сжигаемого топлива. Они особенно велики для мазутного топлива.

Дальнейшее развитие воднорежимной схемы в пределах тепловой схемы (см. рис. 1.1) связано с задачей уменьшения содержания в воде продуктов коррозии конструкционных материалов. Из рис. 1.1 видно, что наиболее целесообразно было бы подвергнуть очистке суммарный дренаж ПНД. Для этого после сливного насоса следовало бы поставить фильтр для удаления из этого потока продуктов коррозии. Пока это решение не реализовано. Трудности заключаются в повышенной температуре этих дренажей (85—95 °С), при которой катиониты термически не стойки. В настоящее время ведется интенсивный поиск сорбентов, которые позволят решить эту задачу.

Наряду с энергоблоками СКП в теплоэнергетике СССР действует большое число блоков докритических параметров (ДКП) и продолжается их производство, хотя и в существенно меньшем объеме. В этих энергоблоках используются котлы барабанного типа с многократной, обычно естественной, циркуляцией. Наличие многократной циркуляции при ДКП и однократный проход среды по тракту СКП определяют важное различие между этими котлами с точки зрения их водного режима: при СКП примеси из теплоносителя могут выводиться в области котла только за счет образования отложений на поверхностях нагрева, а при ДКП примеси могут выводиться из котла в значительной мере с продувочной водой.

Тепловая схема энергоблока ДКП показана на рис. 1.2. Здесь используется котел барабанного типа. Питательная вода направляется в водяной экономайзер и затем в барабан котла, откуда она поступает в нижние коллекторы экранной системы, а из верхних ее коллекторов пароводяная смесь входит в барабан. Таким образом образуется контур естественной циркуляции. Насыщенный пар, выделившийся из пароводяной смеси, осушается в паровом объеме барабана и направляется в конвективный пароперегреватель, после которого перегретый пар поступает в ЦВД турбины. Если давление пара составляет 13,8 МПа, то, как и для СКП, пар после ЦВД направляется для повторного перегрева\*\* в промежуточный пароперегреватель. Затем пар расширяется в

---

\* При работе турбин с противодавлением пар может полностью, т. е. безвозвратно, использоваться для технических нужд, что вызывает необходимость рассчитывать водоподготовительную установку на полную производительность котла, но такие турбины на ГРЭС не устанавливаются.

\*\* Если давление равно 9,8 МПа, то повторный перегрев не требуется. То же касается и котла с давлением 13,8 МПа, если он установлен не на ГРЭС, а на ТЭЦ.

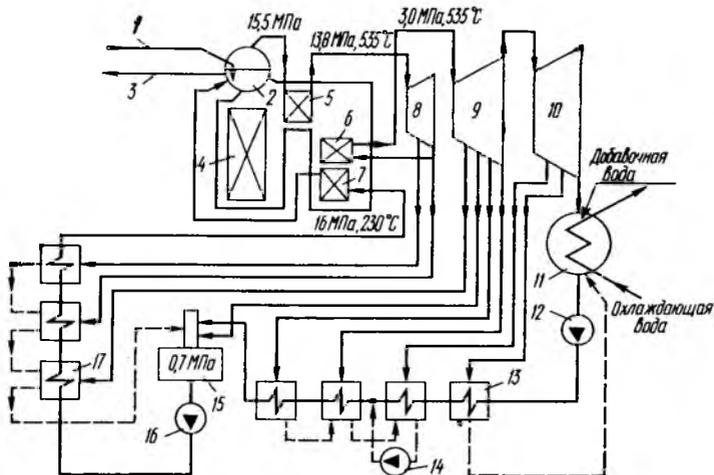


Рис. 1.2. Тепловая схема энергоблока ГРЭС докритических параметров:

1 — подача реагентов для коррекции водного режима; 2 — барабан котла; 3 — продувка котловой воды; 4 — экранная система котла; 5 — конвективный пароперегреватель; 6 — промежуточный пароперегреватель; 7 — водяной экономайзер; 8 — цилиндр высокого давления турбины; 9 — цилиндр среднего давления турбины; 10 — цилиндр низкого давления турбины; 11 — конденсатор турбины; 12 — конденсатный насос; 13 — подогреватели низкого давления; 14 — сливной насос; 15 — деаэратор; 16 — питательный насос; 17 — подогреватели высокого давления; — — — — — основные потоки; - - - - - конденсаты греющих паров

ЦСД и ЦНД и поступает в конденсатор турбины. Конденсатный насос через систему ПНД подает конденсат в деаэратор.

Конденсат греющего пара ПНД-1 направляется в водяной объем конденсатора. Конденсаты греющих паров остальных ПНД сливаются каскадно до ПНД-2 и из него сливным насосом закачиваются в линию основного конденсата.

Так как котел барабанного типа, то имеется возможность подачи в него корректирующих добавок и вывода продувки для удаления примесей. Поэтому часто конденсатоочистку не устанавливают. При этом конденсатный насос является одноподъемным.

Более совершенной была бы схема с конденсатоочисткой, однако нехватка ионообменных смол пока препятствует такому решению. Установка конденсатоочистки целесообразна была бы прежде всего при давлении пара 13,8 МПа.

Энергоблоки с барабанными котлами имеют мощности до 200 МВт, т. е. существенно меньшие, чем при СКП. Меньшие мощность и напор питательной воды позволяют выполнять питательный насос с электроприводом, а не с турбоприводом, как при СКП. Далее по движению питательной воды установлены ПВД с каскадным сливом в деаэратор конденсатов греющих паров.

На рис. 1.2 показана подача добавочной воды в паровой объем конденсатора, что является наиболее рациональным. Однако до последнего времени использовалось и другое решение, по которому добавочная вода подается в устанавливаемый специально для нее атмосферный деаэратор (0,12 МПа), где она прогревается до  $\sim 100^\circ\text{C}$  и затем подается

насосом в основной деаэратор, смешиваясь с основным потоком питательной воды. Такое решение было обусловлено, во-первых, относительно неглубокой деаэрацией в конденсаторах прежних конструкций и, во-вторых, подготовкой добавочной воды для барабанных котлов по схеме умягчения с магниезиальным обескремниванием без удаления углекислоты, образующейся при разложении карбонатов. В современных условиях для котлов с давлением 13,8 МПа добавочная вода обесоливается, а в конденсаторе обеспечивается хорошая деаэрация.

Котлы для давлений 9,8 МПа в настоящее время больше не производят, а для тех, которые работают, применена схема с подачей добавочной воды через специальный деаэратор в основной деаэратор.

Тепловые схемы ТЭЦ близки к уже рассмотренным для ТЭЦ СКП (см. рис. 1.1) и для ТЭЦ ДКП (см. рис. 1.2) с тем отличием, что используются не конденсационные, а теплофикационные паровые турбины с регулируемыи отборами пара, направляемого в *сетевые подогреватели*, с последующим отпуском горячей воды для отопления и пара для нужд производства. Поступление пара в конденсаторы таких турбин значительно меньше. Поэтому повторный (промежуточный) перегрев пара в этих условиях не требуется даже для котлов с давлением 13,8 МПа. В связи с этим схемы ТЭЦ отдельно не приведены, а схемы собственно теплофикационных установок рассмотрены в гл. 16, где рассматривается их водный режим. При этом следует иметь в виду, что условия водного режима для *ТЭЦ с чисто отопительной нагрузкой близки к условиям конденсационных ТЭЦ*.

Менее благоприятны условия водного режима для ТЭЦ с большой отдачей пара на производство, так как при этом даже в случае практически полного возврата конденсата этого пара качество его по продуктам коррозии часто значительно ниже в сравнении с основным конденсатом. Это приводит к ухудшению качества питательной воды.

## § 1.2. ТЕПЛОВЫЕ СХЕМЫ АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

В энергетике СССР наиболее распространены два типа атомных электростанций (АЭС) с водным теплоносителем: одноконтурные, в которых пар, работающий в турбине, производится непосредственно в реакторе, и двухконтурные, в которых пар для турбины производится в парогенераторе за счет передаваемой в нем теплоты теплоносителя, получаемой им в реакторе.

К настоящему времени схемы одноконтурных АЭС все еще находятся в процессе становления. На рис. 1.3 представлен один из вариантов тепловой схемы, выполненной для реактора типа РБМК мощностью 1500 МВт и двух паровых турбин мощностью по 750 МВт, установленных на Игналинской АЭС.

Насыщенный пар из барабана-сепаратора направляется в ЦВД турбины. Так как пар при расширении в ЦВД существенно увлажняется, то во избежание эрозии лопаток турбины после ЦВД устанавливается промежуточный сепаратор. Отделившаяся в нем влага направляется в систему регенерации, а осушенный пар — в промежуточный пароперегреватель, откуда он поступает в ЦНД турбины, в котором проис-

ходит конечное расширение, причем вакуум в конденсаторе обычно бывает несколько хуже, чем на ТЭС.

Далее КН-I прокачивает конденсат через 100%-ную конденсатоочистку, а КН-II создает давление, равное давлению в деаэраторе в сумме с сопротивлением тракта всех ПНД.

Конденсат греющего пара ПНД-1 подается в водяной объем конденсатора. Конденсат греющего пара ПНД-3 и влага, сливающаяся в него из сепаратора, направляются в ПНД-2 и далее с помощью сливного насоса (СН) закачиваются в линию основного конденсата. В ту же линию другой СН закачивает сливающийся в него конденсат, конденсат греющего пара промежуточного перегревателя и конденсат греющего пара ПНД-5. Из деаэратора питательная вода забирается питательным насосом и подается в барабан-сепаратор, где смешивается с реакторной водой.

В реакторной установке осуществляется принудительная циркуляция посредством главного циркуляционного насоса (ГЦН). За счет теплоты, выделяющейся в активной зоне канального реактора, происходит парообразование части циркулирующей реакторной воды с подачей пароводяной смеси в барабан-сепаратор для отделения насыщенного пара и возврата воды в циркуляционный контур реактора.

Так как одноконтурная АЭС работает на ДКП, то имеется возможность вывода части реакторной воды на очистку. Высокая радиоактивность реакторной воды требует организации очистки воды непосредственно у реактора в дополнительном замкнутом контуре специальной очистной установки.

Тепловая схема, представленная на рис. 1.3, как и схемы на рис. 1.1 и 1.2, замкнута, причем для работы одноконтурной АЭС это необходимо еще и в связи с радиоактивностью пара и конденсата.

В отличие от схем на рис. 1.1 и 1.2 на схеме, показанной на рис. 1.3, отсутствуют ПВД. Необходимый с точки зрения тепловой экономичности подогрев питательной воды может осуществляться, например, за счет смешения ее с конденсатом греющего пара промежуточного

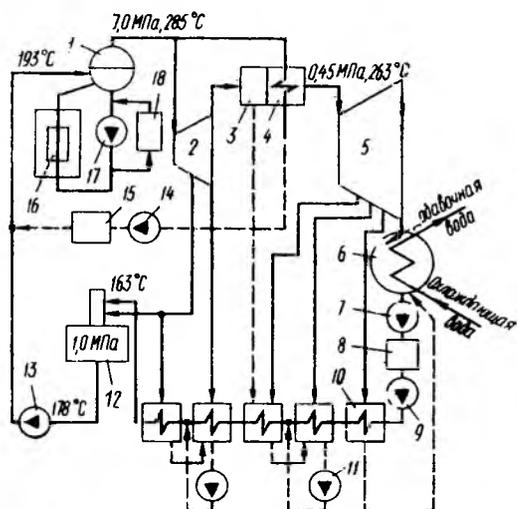


Рис. 1.3. Тепловая схема одноконтурной АЭС:

1 барабан сепаратор; 2 цилиндр высокого давления турбины; 3 промежуточный сепаратор; 4 промежуточный пароперегреватель; 5 цилиндр низкого давления турбины; 6 конденсатор турбины; 7 конденсатный насос первого подъема; 8 конденсатоочистка; 9 конденсатный насос второго подъема; 10 подогреватели низкого давления; 11 сливные насосы; 12 деаэратор; 13 питательный насос; 14 насос закачки конденсата греющего пара промежуточного пароперегревателя; 15 высокотемпературный механический фильтр; 16 активная зона реактора; 17 главный циркуляционный насос; 18 очистная установка на реакторной воде; — основные потоки; — конденсаты греющих паров и сепарат

пароперегревателя, который закачивается в питательную линию специальным насосом через высокотемпературный механический фильтр, как показано на рис. 1.3, но пока этот способ не применяется.

Многokrатно осуществленная в настоящее время тепловая и водно-режимная схема одноконтурной АЭС с реакторами РБМК-1000 отличается от схемы на рис. 1.3. Она не является оптимальной с точки зрения водного режима. Возможности ее совершенствования рассмотрены в гл. 13.

Тепловая схема двухконтурных АЭС представлена на рис. 1.4. Насыщенный пар из парогенератора поступает в ЦВД турбины. Значительно увлажнившийся пар после ЦВД проходит последовательно сепаратор, промежуточный пароперегреватель первой ступени, обогреваемый отборным паром ЦВД, и второй ступени, обогреваемый острым паром. Далее пар расширяется в ЦНД турбины и конденсируется в конденсаторе, откуда КН-I подает конденсат в 100%-ную конденсатоочистку, а затем КН-II прокачивает конденсат через систему ПНД в деаэрактор.

Конденсат греющего пара ПНД-I поступает в водяной объем конденсатора, а для возврата в тракт конденсатов греющих паров остальных ПНД использованы каскадные сливы между ПНД с закачкой посредством СН в конденсатный трубопровод.

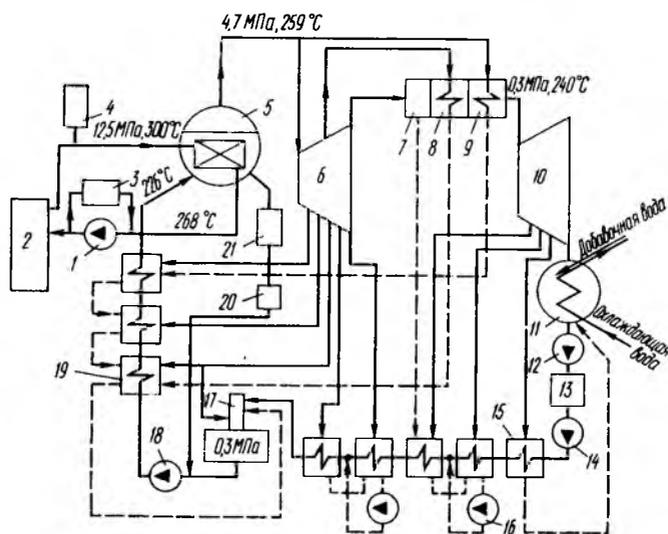


Рис. 1.4. Тепловая схема двухконтурной АЭС:

1 — главный циркуляционный насос; 2 — реактор; 3 — очистная установка на реакторной воде; 4 — компенсатор объема; 5 — парогенератор; 6 — цилиндр высокого давления турбины; 7 — сепаратор; 8 — промежуточный пароперегреватель первой ступени; 9 — промежуточный пароперегреватель второй ступени; 10 — цилиндр низкого давления турбины; 11 — конденсатор турбины; 12 — конденсатный насос первого подъема; 13 — конденсатоочистка; 14 — конденсатный насос второго подъема; 15 — подогреватели низкого давления; 16 — сливные насосы; 17 — деаэрактор; 18 — питательный насос; 19 — подогреватели высокого давления; 20 — очистная установка на парогенераторной воде; 21 — дроссельное устройство на парогенераторной воде с отводом пара в деаэрактор; — — — основные потоки; - - - - конденсаты греющих паров и сепарат

Из деаэратора посредством ПН питательная вода прокачивается через ПВД и поступает в водяной объем парогенератора. Так как он работает на средних параметрах, то имеется возможность удаления примесей из цикла за счет продувки, направляемой на замкнутую *байпасную* очистную установку.

Влага из сепаратора и дренажи греющих паров обеих ступеней промежуточного перегревателя (рис. 1.4) используются в качестве греющих сред в системе регенерации. Следует иметь в виду, что для АЭС со схемой, показанной на рис. 1.4, составленной для реактора мощностью 440 МВт с двумя паровыми турбинами по 220 МВт, до последнего времени установка 100%-ной конденсатоочистки считалась обязательной только для морской охлаждающей воды. В последние годы она стала обязательной для любых охлаждающих вод (см. гл. 4 и рис. 1.4).

## ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВОДНЫХ СРЕД ТЭС И АЭС

### § 2.1. ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА ЧИСТОЙ ВОДЫ

В воде, отвечающей формуле  $H_2O$ , между молекулами действует *водородная связь*, энергия которой обусловлена кулоновским взаимодействием полярных молекул. Благодаря водородной связи упрочняется структура самой воды в широкой области и, кроме того, вода приобретает способность образовывать нейтральные и заряженные аквакомплексы. С повышением температуры число молекул, способных образовывать одинарные или двойные водородные связи, уменьшается.

Водяной пар имеет структуру, отличающуюся от структуры воды. При низких давлениях практически все молекулы водяного пара находятся в состоянии мономеров, но с повышением давления происходит постепенная ассоциация мономеров с образованием димеров, тримеров и т. д.

Параметры воды, используемой в энергетических установках в качестве теплоносителя и рабочего тела, изменяются в широких пределах. Так, в водопаровом тракте энергоблоков сверхкритического давления температура и давление воды изменяются в пределах 30–565 °С и 0,003–30,0 МПа. Структурные изменения в воде, вызванные повышением параметров  $p$  и  $t$ , приводят к значительному изменению всех свойств. Так, при сверхкритических давлениях и температурах 500–700° С свойства  $H_2O$  становятся характерными для газа с умеренной плотностью ( $\rho \leq 100 \text{ кг/м}^3$ ) и почти полным отсутствием полярности ( $\epsilon = 1,5$ ). Изменение свойств  $H_2O$  как растворителя в широком диапазоне параметров, характерных для условий работы энергооборудования ТЭС и АЭС, связано со значительным изменением плотности (от 1000 до 0,6  $\text{кг/м}^3$ ) и диэлектрической проницаемости (от 84 до 1,5).

На рис. 2.1 приведены значения статической диэлектрической проницаемости  $\epsilon$  в зависимости от температуры и давления, а на рис. 2.2 – зависимость изменения плотности и диэлектрической проницаемости  $H_2O$  при изобарическом повышении температуры ( $p = 23,6 \text{ МПа}$ ). На этом рисунке можно условно выделить три температурные зоны.

В первой зоне (30–280°С) изменения ( $dp/dp$ ) $_{\rho}$  сравнительно невелики и свойства воды еще являются характерными для ее жидкого состояния. Но даже сравнительно небольшое уменьшение плотности на этом участке (от 1000 до 800  $\text{кг/м}^3$ ) приводит к значительному уменьшению диэлектрической проницаемости (80–25).

*Вторая температурная зона* (280–400°С) является окологритической. Плотность здесь уменьшается в 5–6 раз, а полярность (диэлектрическая проницаемость) – примерно в 10 раз.

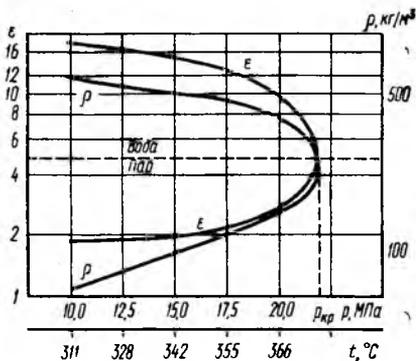


Рис. 2.1. Зависимость плотности и диэлектрической константы воды при давлении 23,6 МПа от температуры

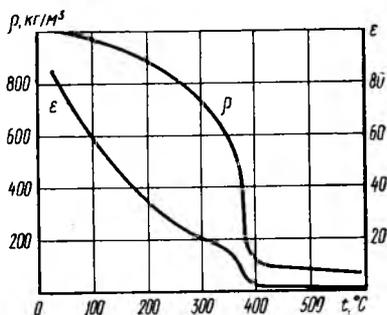
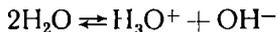


Рис. 2.2. Изменение плотности и диэлектрической константы воды и водяного пара по линии насыщения

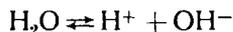
В третьей температурной зоне (400—600°C), охватывающей область перегретого пара, существенно снижаются как абсолютные значения плотности и диэлектрической проницаемости, так и значения величин  $(d\rho/dt)_p$  и  $(d\varepsilon/dt)_p$ .

При докритических давлениях, т. е. в двухфазной области, плотность воды и пара различны, что и обуславливает различие в других свойствах, включая полярность. С увеличением параметров по кривой насыщения плотность и диэлектрическая проницаемость воды непрерывно уменьшаются, а пара увеличиваются. В критической точке различия в свойствах воды и пара отсутствуют (см. рис. 2.1).

В пароводяном цикле происходит изменение не только теплофизических, но и электролитических свойств воды, что оказывает влияние на процессы образования растворов и на процессы, протекающие на границе раздела металл — вода. Вода диссоциирует по амфотерному типу на гидратированные протоны и гидроксил-ионы и проявляет поэтому как кислотные, так и щелочные свойства:



или



В соответствии с законом действующих масс равновесие этой реакции имеет вид

$$(a_{\text{H}^+} a_{\text{OH}^-}) / a_{\text{H}_2\text{O}} = K$$

или

$$(a_{\text{H}^+} a_{\text{OH}^-}) = K_{\text{H}_2\text{O}} = K_w, \quad (2.1)$$

где  $a_{\text{H}^+}$ ,  $a_{\text{OH}^-}$  — активности ионов  $\text{H}^+$  и  $\text{OH}^-$ , моль.кг.

Константу  $K_w$  называют ионным произведением воды. При диссоциации чистой воды ионы  $\text{H}^+$  и  $\text{OH}^-$  образуются в равных молярных

(грамм-ионных) концентрациях, поэтому активность каждого из них при  $t = 22^\circ\text{C}$  составляет  $1 \cdot 10^{-7}$  моль/кг; степень диссоциации воды (%)

$$\alpha = a_{\text{H}^+} / 55,56 = 1 \cdot 10^{-7} / 55,56 = 1,8 \cdot 10^{-7}, \quad (2.2)$$

где 55,56 — молярная концентрация воды.

Данные по ионному произведению воды в широком диапазоне параметров описываются уравнением

$$\lg K_w = A + B/T + C/T^2 + D/T^3 + (E + F/T + G/T^2) \lg \rho_w, \quad (2.3)$$

где  $T$  — температура, К;  $\rho$  — плотность, г/см<sup>3</sup>.

Значения констант в уравнении:  $A = -4,098$ ;  $B = -3245,2$ ;  $C = +2,2302 \cdot 10^5$ ;  $D = -3,984 \cdot 10^7$ ;  $E = +13,957$ ;  $F = -1262,3$ ;  $G = +8,5641 \cdot 10^5$ .

На рис. 2.3 приведена зависимость ионного произведения воды от температуры и плотности.

Крайне важной характеристикой как самой воды, так и ее растворов является *водородный показатель* рН, численно равный обратному логарифму активности водородных ионов  $a_{\text{H}^+}$ . В чистой воде активности водородных и гидроксильных ионов равны:

$$a_{\text{H}^+} = a_{\text{OH}^-} = \sqrt{K_w}.$$

При  $t = 22^\circ\text{C}$  ионное произведение воды равно  $1 \cdot 10^{-14}$  и значение рН составляет 7,0, что характерно для нейтральной среды. Соответственно *гидроксильный показатель* рОН (которым пользуются реже) для нейтральной чистой воды при  $t = 22^\circ\text{C}$  тоже равен 7,0, т. е. рОН = 7,0. Таким образом,  $\text{p}K_w = \text{pH} + \text{pOH}$ . Естественно, что та же нейтральная точка воды при любой другой температуре будет характеризоваться другим значением рН в соответствии с  $K_w$ .

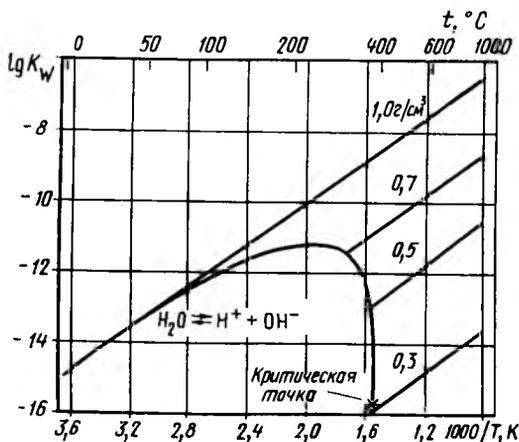


Рис. 2.3. Изменение ионного произведения воды в диапазоне температур 0–1000 °С в зависимости от давления

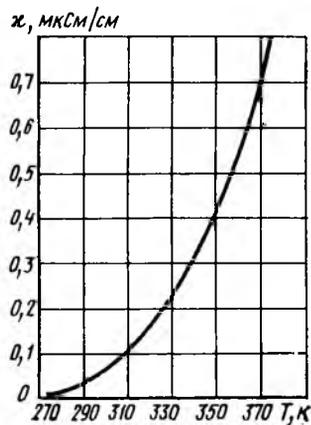


Рис. 2.4. Зависимость удельной электрической проводимости чистой воды от температуры

Другой важной характеристикой воды является ее удельная *электрическая проводимость*  $\kappa$ , т. е. электрическая проводимость кубика с размером граней 1 см. Для чистой воды при  $t = 20^\circ\text{C}$   $\kappa = 0,04$  мкСм/см и определяется переносом в электрическом поле только ионов  $\text{H}^+$  и  $\text{OH}^-$ .

Зависимость удельной электрической проводимости чистой воды от температуры приведена на рис. 2.4.

## § 2.2. РАСТВОРЫ ПРИМЕСЕЙ В ВОДЕ И ВОДЯНОМ ПАРЕ В КОНТУРАХ ТЭС И АЭС

Абсолютно чистые вода и водяной пар практически не существуют в реальных условиях эксплуатации ТЭС и АЭС. Вода и водяной пар всегда являются *растворами* различных веществ неорганического и органического характера, неизбежно попадающих в тракт электростанций и определяющих среду, которая оказывает влияние (положительное или отрицательное) на работу элементов оборудования. Задачей водно-химического режима ТЭС и АЭС различного типа и является минимизация в водных и паровых средах концентраций веществ, вредных для оборудования (образующих отложения и коррозионно-агрессивные пленки на поверхностях), и оптимизация полезных соединений, как правило, специально вводимых в контур.

По происхождению примеси в контурных водах подразделяют на: 1) *естественные*, 2) *образующиеся в самом контуре* и 3) *вводимые специально для коррекции водного режима реагенты*.

*Естественные* примеси попадают в контур из природных водоисточников через неплотности трубок конденсаторов и с недостаточно очищенной добавочной водой. В основном это различные соли, кремниевая кислота, а также некоторые органические соединения.

К числу примесей, *образующихся в самом контуре*, относятся продукты *коррозии* всех конструкционных материалов контуров, как правило, оксиды и их гидраты, а также *продукты деления* ядерного топлива, проникающие в реакторную воду и представляющие собой в основном радиоактивные изотопы иода, цезия, стронция, благородных газов и т. д.

Кондиционирующие (или корректирующие) реагенты могут быть классифицированы в соответствии с механизмом их воздействия на свойства растворов (водные и паровые системы):

1. Реагенты, связывающие накипеобразующие ионы, в результате чего образуется шлам (соли фосфорной кислоты),

2. Реагенты, связывающие накипе- и шламмообразующие примеси, в результате чего образуются растворенные комплексы (соли этилендиаминтетрауксусной кислоты, аммиакаты меди и др., а также их композиции с рядом других реагентов).

3. Реагенты, регулирующие реакцию среды (значения рН) с целью снижения ее коррозионной агрессивности [слабые основания: аммиак и его производные (летучие амины): сильные основания: едкий калий и едкий литий, а также гидролизующиеся натриевые соли фосфорной кислоты].

4. Соединения элементов, ядра которых используются для регулирования мощности реакторов (например, борная кислота, соединения гадолиния и др.),

5. Реагенты, регулирующие окислительно-восстановительное равновесие системы (кислород, перекись водорода, гидразин).

6. Пленкообразующие реагенты и реагенты, оказывающие влияние на поверхностное натяжение в двухфазной области вода — пар (октадециламин и некоторые другие высокомолекулярные амины).

7. Высокомолекулярные органические антинакипины и стабилизаторы коллоидных частиц твердой фазы солей и продуктов коррозии (полиэлектролиты и ряд фосфор органических соединений).

### § 2.3. ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА РЕАЛЬНЫХ ВОД ТЭС И АЭС

Перечень этих показателей подробно рассматривается в курсе «Водоподготовка», поэтому остановимся лишь на трех основных из них: водородном показателе, удельной электрической проводимости и окислительно-восстановительном потенциале, а также на их взаимосвязи и некоторых характеристиках примесей воды, влияющих на эти показатели.

*Водородный показатель рН.* Фундаментальная закономерность

$$a_{\text{H}^+} a_{\text{OH}^-} = K_w = \text{const}$$

сохраняется для растворов любых веществ, так же как и зависимость  $K_w$  от температуры. Значения рН и рОН в нейтральной точке любого раствора также будут равны собой и равны  $p(\sqrt{K_w})$ ; эти значения равны 7 лишь при параметрах, отвечающих  $K_w = 1 \cdot 10^{-14}$ . Если же в системе за счет каких-либо процессов появятся дополнительные (сверх равновесных) ионы  $\text{H}^+$ , то это приведет к уменьшению  $a_{\text{OH}^-}$  ( $a_{\text{H}^+} > a_{\text{OH}^-}$ ), т. е. образованию кислой среды, и наоборот.

При условии  $K_w = 1 \cdot 10^{-14}$  это означает, что если  $a_{\text{H}^+} > 10^{-7}$ , то  $\text{pH} < 7$ , а если  $a_{\text{H}^+} < 10^{-7}$ , то  $\text{pH} > 7$ . Дополнительные же ионы  $\text{H}^+$  или  $\text{OH}^-$  в воде могут появиться вследствие гидролиза определенных солей, а также кондиционирования воды слабыми и сильными основаниями или кислотами.

Примером процесса гидролиза некоторых солей, в результате которых устанавливается щелочная среда, является, например, гидролиз бикарбонат-ионов:



*Удельная электрическая проводимость*  $\kappa$  характеризует содержание в воде ионогенных примесей и, так же как и  $K_w$ , существенно зависит от температуры. В воде современных энергоблоков концентрация ионогенных естественных примесей (солей) мала, и обусловленная ими удельная электрическая проводимость конденсата и питательной воды находится на уровне 0,1—0,15 мкСм/см.

Окислительно-восстановительный (или просто окислительный) потенциал среды  $eH$  измеряют с помощью платинового электрода по отношению к стандартному водородному электроду. Данный потенциал характеризует окислительно-восстановительное равновесие в водном теплоносителе (так же как  $pH$  характеризует кислотно-щелочное). Он является важнейшим показателем, значение которого существенно влияет на ряд процессов, в частности на режим образования и растворения оксидной пленки (или железокислых отложений) при постоянном значении  $pH$ .

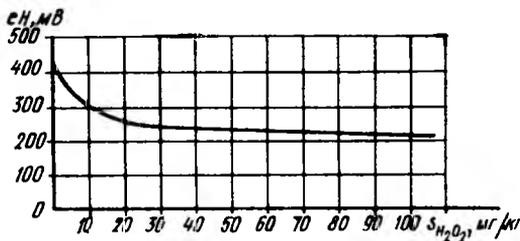


Рис. 2.5. Зависимость окислительного потенциала  $eH$  от концентрации окислителя

На рис. 2.5 и 2.6 приведены экспериментальные зависимости окислительного потенциала от концентрации окислителя — перекиси водорода (рис. 2.5) и восстановителя — гидразина (рис. 2.6).

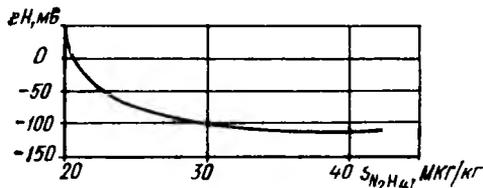


Рис. 2.6. Зависимость окислительного потенциала  $eH$  от концентрации восстановителя

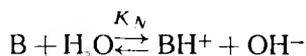
Перечисленные три основных показателя водного режима, как и их совокупность, не могут дать представления о коррозионном состоянии металла. Для этого необходимо снятие специальных коррозионных характеристик, что осуществить в процессе эксплуатации довольно сложно. Коррозионное состояние зависит от определенного сочетания свойств самого материала, напряжений в нем, определяемых конструкцией оборудования и среды, в которой материал функционирует. Измерение указанных трех показателей среды не встречает затруднений и достаточно полно характеризует водную среду, что дает право на хотя бы косвенное суждение о коррозионном состоянии металла. В результате длительных испытаний и наблюдений в ходе эксплуатации могут быть определены оптимальные значения этих параметров и их соотношений, что даст возможность автоматически управлять водным режимом.

#### § 2.4. РАВНОВЕСИЕ В ВОДНЫХ СРЕДАХ ПРИ КОРРЕКЦИОННОЙ ОБРАБОТКЕ ВОДЫ

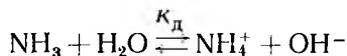
При коррекционной обработке воды достигаемое изменение значения  $pH$  определяется кислотно-основными свойствами используемых реагентов, т. е. их константами диссоциации.

Наиболее широко на электростанциях используются летучие основания (аммиак и его производные), повышающие значения  $pH$  воды и

не увеличивающие при этом общего соледержания. Все эти соединения в результате взаимодействия с водой, т. е. протонирования, становятся слабыми электролитами со свойствами оснований:



где B — аммиак или его производные (амины), так что



константа равновесия таких реакций

$$K_N = S_{BH^+} S_{OH^-} / S_B \quad (2.4)$$

является по существу константой диссоциации соответствующего протонированного амина ( $K_D$ ). Отрицательный логарифм этой величины обозначается по аналогии с водородным показателем pH через  $pK_D$ .

Наиболее часто для кондиционирования теплоносителя и рабочего тела по пароводяному тракту используют аммиак и гидразин, у которого сочетаются свойства восстановителя и основания; иногда для этой цели используют летучий амин — морфолин. Сравнительная характеристика основных свойств аммиака и некоторых его производных в сопоставимых условиях приведены далее.

Соединение	Значения pH <sub>25</sub>
Пиперидин	2,72
Циклогексин-амин	3,36
Аммиак	4,75
Морфолин	5,64
Гидразин	6,07

Из приведенных данных видно, что наиболее сильным из рассматриваемых оснований является пиперидин, наиболее слабым — гидразин.

Для дополнительной информации на рис. 2.7 приведена зависимость значений pH кондиционируемой воды и ее удельной электрической проводимости от концентрации дозируемого аммиака (25 °C).

По мере повышения температуры основные свойства аминов, т. е. их констант, а также степеней диссоциации уменьшаются. Это крайне важно для определения «защитной» концентрации того или иного основания в высокотемпературной области тракта.

Далее приведены наиболее надежные в настоящее время значения  $K_D$  аммиака в диапазоне температур 100—300 °C.

t, °C	$K_D^{NH_3}$ , г(моль·л <sup>-1</sup> )
100	$1,24 \cdot 10^{-5}$
150	$7,2 \cdot 10^{-6}$
200	$3,1 \cdot 10^{-6}$
250	$1,1 \cdot 10^{-6}$
300	$2 \cdot 10^{-7}$

Вместе с константой диссоциации слабого электролита ( $K_D$ ) снижается его степень диссоциации  $\alpha$ , выражающая долю его молекул, на-

ходящихся в недиссоциированной, т. е. пассивной с точки зрения влияния на рН, и диссоциированной, т. е. активной формах.

Зависимость степени диссоциации аммиака от концентрации его в воде (на линии насыщения), обуславливающая то или иное значение рН при  $t = 25^\circ\text{C}$ , представлена на рис. 2.8.

Представляют интерес характеристики водных растворов такого слабого электролита, как борная кислота, широко используемая для борного регулирования мощности реакторов типа ВВЭР.

Изменение константы диссоциации борной кислоты в диапазоне температур  $50 - 350^\circ\text{C}$  представлено на рис. 2.9.

При растворении в воде, в результате присосов  $\text{CO}_2$  из воздуха, образуется еще один слабый электролит — угольная кислота, которая крайне отрицательно влияет на металл оборудования, интенсифицируя общую коррозию:

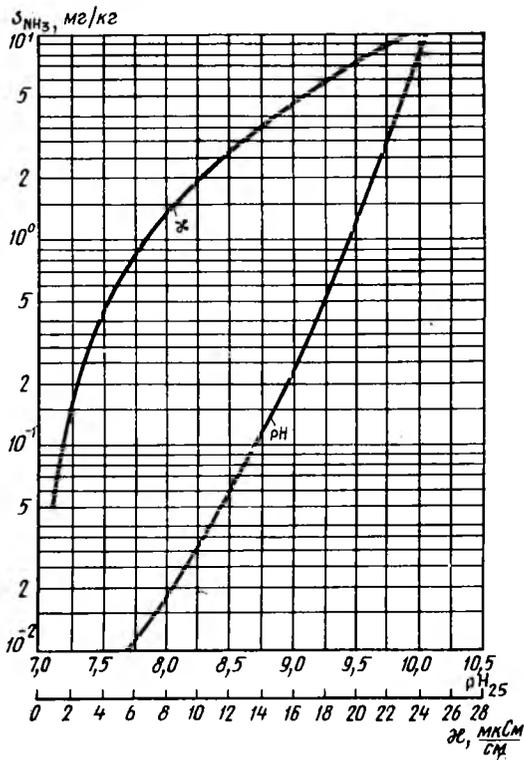
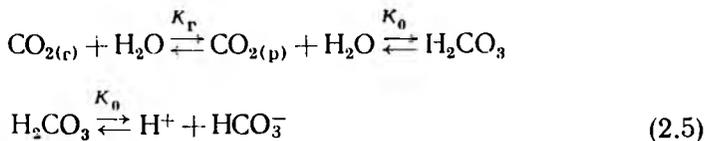
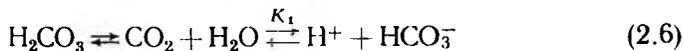


Рис. 2.7. Зависимость между концентрацией аммиака в глубокообессоленной воде, значениями рН и удельной проводимости



или суммарно



Константу диссоциации  $K_0$ , соответствующую реакции (2.5), называют *истинной*. В практических расчетах используют, как правило, константу  $K_1$ , соответствующую реакции (2.6) и называемую кажущейся. В табл. 2.1 приведены значения констант диссоциации  $K_0$ ,  $K_1$ ,  $K_2$  диоксида углерода ( $\text{CO}_2$ ) в водном растворе.

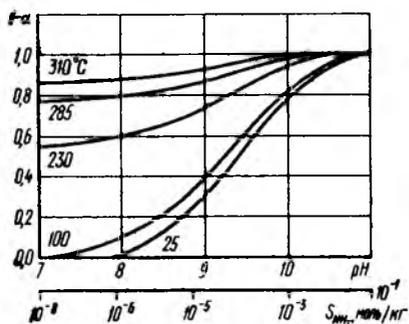


Рис. 2.8. Зависимость доли молекул аммиака (1- $\alpha$ ) от суммарной концентрации его в растворе

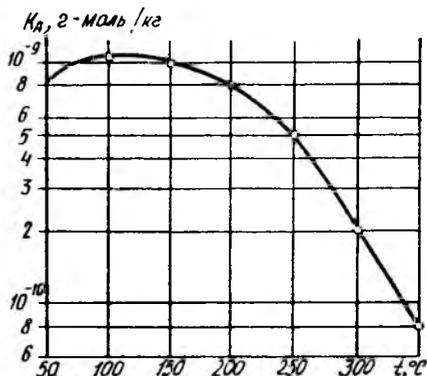
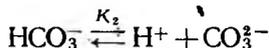


Рис. 2.9. Усредненные константы диссоциации борной кислоты

Вторая константа диссоциации  $K_2$  соответствует равновесию



Физический смысл отношения  $K_1/K_0$  выражает соотношение  $K_1/K_0 = s_{\text{H}_2\text{CO}_3}/s_{\text{H}_2\text{CO}_3 + \text{CO}_2}$ , которое отражает долю гидратированной формы недиссоциированной углекислоты в сумме  $\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{CO}_3$ . Как видно из табл. 2.2, это отношение составляет тысячные доли, т. е. десятые доли процента (0,25% для 25°C).

Таблица 2.1. Константы диссоциации  $\text{CO}_2$  в водном растворе

$t, ^\circ\text{C}$	$K_0 \cdot 10^3$ , моль/кг	$K_1 \cdot 10^7$ , моль/кг	$K_2 \cdot 10^{11}$ , моль/кг	$\frac{K_1}{K_0} \cdot 10^8$ , %
5	1,56	3,04	2,77	0,195
10	—	3,43	3,24	—
15	1,76	3,80	3,71	0,216
20	—	4,15	4,20	—
25	1,72	4,45	4,69	0,259
35	1,67	4,91	5,62	0,294
45	1,60	5,14	6,38	0,323
50	—	5,16	6,73	—
100	—	5,72	11,0	—

Таблица 2.2. Константы Генри и коэффициенты абсорбции для углекислоты

$t, ^\circ\text{C}$	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	60
$K_H$	737	890	1060	1240	1440	1650	1880	2120	2360	2600	2870	3450
$\alpha$	1,173	1,424	1,194	1,019	0,878	0,759	0,665	0,592	0,530	0,479	0,436	0,359

Уравнения, выражающие температурную зависимость отрицательного логарифма первой и второй констант диссоциации  $\text{CO}_2$ , справедливы при  $t = 0 \div 200$  °С:

$$pK_1 = 2382,3/T - 8,153 + 0,02194T,$$

$$pK_2 = 2730,7T - 5,388 + 0,02199T,$$

где  $T$  — температура, К.

Между величинами  $p_{\text{CO}_2}$  и  $s_{\text{CO}_2}$  сохраняется линейная зависимость, т. е. растворимость  $\text{CO}_2$  подчиняется закону Генри.

Приближенные значения рН растворов уголекислоты в воде, зная ее концентрацию, можно оценить с помощью уравнения

$$\text{pH} \approx 5,5 - 0,5 \lg s_{\text{CO}_2},$$

где  $s_{\text{CO}_2}$  — концентрация  $\text{CO}_2$ , мг/кг.

Для более точного расчета значений рН растворов уголекислоты можно использовать уравнение:

$$s_{\text{H}^+}^4 + K_1 s_{\text{H}^+}^3 + (K_1 K_2 - Q_C K_1 - K_w) s_{\text{H}^+}^2 - (K_1 K_w) s_{\text{H}^+} - 2Q_C (K_1 K_2) s_{\text{H}^+} - K_1 K_2 K_w = 0,$$

где  $Q_C$  — сумма форм (производных) уголекислоты.

Как видно из табл. 2.3, влияние уголекислоты на понижение рН тем слабее, чем выше температура.

Все расчеты растворимости и распределения уголекислоты значительно усложняются при одновременном наличии в растворе каких-либо компонентов со свойствами оснований, взаимодействующих с уголекислотой, что приводит к образованию ионных форм и повышению рН среды. Доля свободной (молекулярной) уголекислоты в сумме всех ее форм всегда является функцией рН раствора:

$$s_{\text{CO}_2} = Q_C f(\text{pH}).$$

Эту функцию можно выразить в виде

$$s_{\text{CO}_2} = Q_C / \Psi_1, \quad (2.7)$$

где  $\Psi_1 = 1 + K_1/s_{\text{H}^+} + K_1 K_2/s_{\text{H}^+}^2$ .

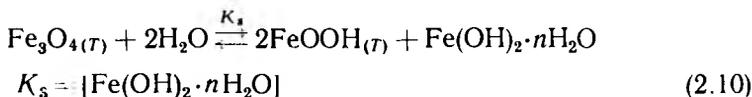
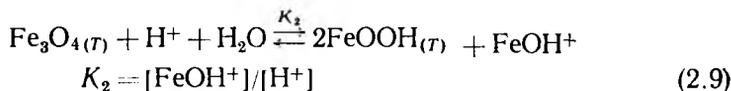
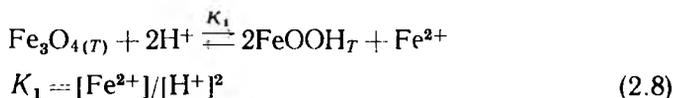
Таблица 2.3. Значения рН растворов уголекислоты в зависимости от концентрации  $\text{CO}_2$  и температуры

$\text{CO}_2$ , мг/кг	рН при температуре, °С				
	5	10	20	50	100
0,004	7,06	—	—	—	—
0,094	6,382	6,361	6,327	6,251	6,044
0,22	5,984	5,959	5,924	5,879	5,816
0,44	5,827	5,801	5,766	5,723	5,683
0,88	5,677	5,651	5,615	5,574	5,545
2,2	5,488	5,483	5,427	5,387	5,365
4,4	5,351	5,327	5,292	5,252	5,232
8,8	5,220	5,196	5,162	5,123	5,104
22,0	5,053	5,030	4,997	4,960	4,942
44,0	4,932	4,910	4,877	4,841	4,824
88,0	4,814	4,792	4,761	4,725	4,708

## § 2.5. РАСТВОРИМОСТЬ В ВОДЕ ПРОДУКТОВ КОРРОЗИИ КОНСТРУКЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ

Из всех продуктов коррозии наибольший интерес представляет магнетит  $\text{Fe}_3\text{O}_4$ . Это оксид, термодинамически равновесно существующий на поверхности углеродистой стали, относящийся к классу шпинелей и обладающий защитным действием. Химическая устойчивость магнетита в зависимости от окислительно-восстановительных (еН) и кислотно-основных (рН) условий, а также от температуры среды является важной характеристикой и в известной мере определяет коррозионное состояние металла.

Между твердой фазой магнетита и контактирующей с ним водной средой устанавливаются следующие равновесия:



При логарифмировании выражений для констант равновесия, в состав которых входят только растворенные компоненты, в том числе различные гидросокомплексы, например типа  $\text{Fe}(\text{OH})_2$ , можно получить зависимости концентраций отдельных компонентов:

$$\lg [\text{Fe}^{2+}] = \lg K_1 - 2\text{pH}; \quad \lg [\text{FeOH}^+] = \lg K_2 - \text{pH}$$

$$\lg [\text{Fe}(\text{OH})_2 \cdot n\text{H}_2\text{O}] = \lg K_3,$$

откуда

$$[\text{Fe}_{\text{сум}}] = [\text{Fe}^{2+}] + [\text{FeOH}^+] + [\text{Fe}(\text{OH})_2 \cdot n\text{H}_2\text{O}] \quad (2.11)$$

Зависимость концентраций отдельных компонентов от температуры в области 0—600 К и результирующие значения рН можно вычислить по формуле (2.12):

$$\text{pH}_t = 4583,5T^{(-1)} - 171,792 - 0,1144T + 6,341 \cdot 10^{-5} T^2 + 77,674 \lg T. \quad (2.12)$$

Следует отметить снижение растворимости магнетита в щелочной среде, (рис. 2.10), с чем связана более высокая коррозионная стойкость стали в области высоких значений рН (неразрушенная магнетитовая пленка хорошо защищает металл). О создании достаточно щелочной среды при высоких концентрациях аммиака в воде свидетельствуют также зависимости растворимости магнетита от температуры (рис. 2.11). При  $t \approx 150^\circ\text{C}$  отмечается некий максимум растворимости, сглаживаемый в щелочной среде, что свидетельствует об изменении в этой области знака температурного коэффициента растворимости магнетита.

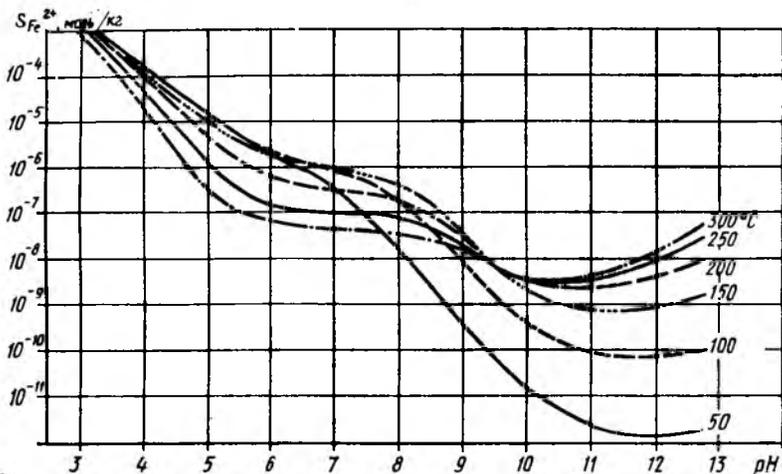


Рис. 2.10. Растворимость магнетита в широком диапазоне значений pH

Это связано, по-видимому, с перестройкой кристаллической структуры шпинельного оксида. Есть основание полагать, что в области  $t \geq 300^\circ\text{C}$  будет наблюдаться еще один перелом на кривой растворимости.

Аналогичные зависимости растворимости от значения pH при отсутствии в воде окислителей, восстановителей и комплексообразующих веществ получены, хотя не в столь полной мере, и для ряда других оксидов металлов — продуктов коррозии конструкционных материалов контуров ТЭС и АЭС. На рис. 2.12 и 2.13 представлены зависимости растворимости  $\text{Al}_2\text{O}_3$  и оксида цинка в кипящей воде от значения pH.

Условия водной среды существенно изменяются при изменении не только показателя pH, но и показателя еН,

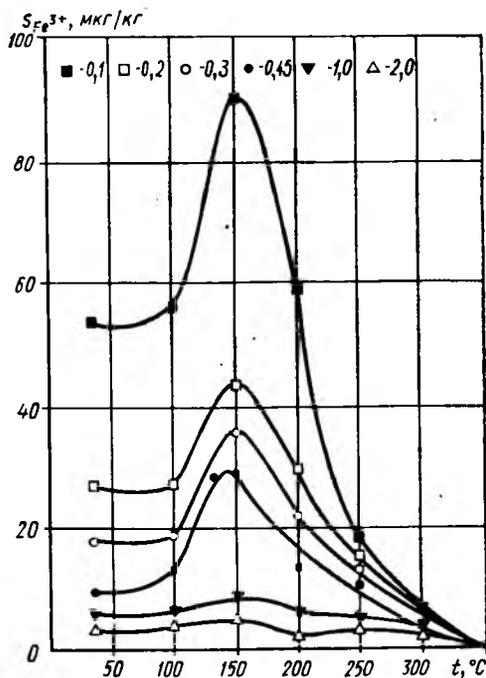


Рис. 2.11. Зависимость растворимости магнетита в воде от температуры при различных концентрациях аммиака, выраженная в мг  $\text{NH}_3/\text{кг}$

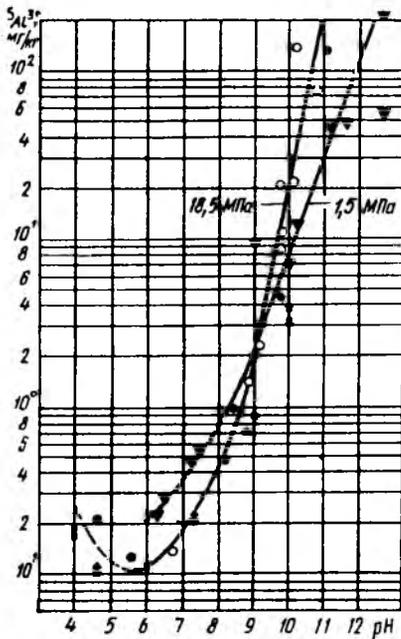
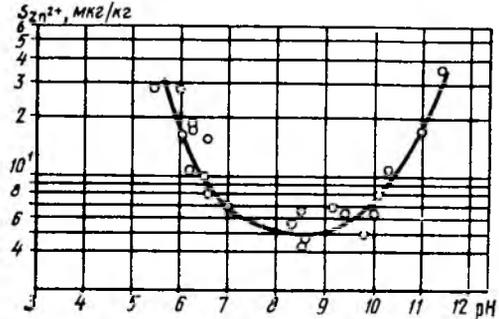


Рис. 2.12. Зависимость растворимости оксида алюминия в воде от значения pH

Рис. 2.13. Зависимость растворимости в воде оксида цинка от значения pH



т. е. при появлении в воде какого-нибудь окислителя или восстановителя. Тогда различных форм соединений металла (его оксидов, гидросокомплексов и свободных ионов) гораздо больше. Равновесно существующие области изображают обычно в координатах pH -- eH в виде так называемых Пурбэ-диаграмм, которые можно использовать для выбора оптимальных, с точки зрения коррозионного состояния металла, сочетаний значений pH и потенциалов.

Значительные изменения простых равновесий в системах металл -- вода вызывает появление в воде какого-либо корректирующего реагента — лиганда (аммиака, гидразина, перекиси водорода, некоторых органических кислот), а также комплексонов.

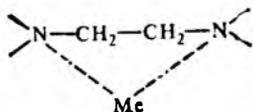
Эти соединения наряду с кислотно-основными свойствами, определяющими значения pH среды, образуют прочные, хорошо растворимые комплексы с ионами многих металлов, что приводит к установлению новых равновесий в системе. В комплексных соединениях центральный ион проявляет, как правило, «побочную» валентность, образуя так называемую донорно-акцепторную связь с гидросокомплексами, которыми являются сложные основные ионы металлов (например, железа) типа  $[\text{Fe}(\text{OH})_4]^{2-}$ ,  $[\text{Fe}(\text{OH})_4]^-$ ,  $[\text{Fe}_2\text{OH}_2]^{4+}$  и т. д.

Для аналогичных соединений не только установлен факт их существования, но и определены их термодинамические параметры (значения энергии образования Гиббса, энтальпии и энтропии) и значения  $pK$  — отрицательного десятичного логарифма константы нестойкости комплексного соединения ( $pK = -\lg K$ ). На примере одного из них —  $\text{Fe}(\text{OH})_3$  — напомним основную терминологию комплексных соедине-

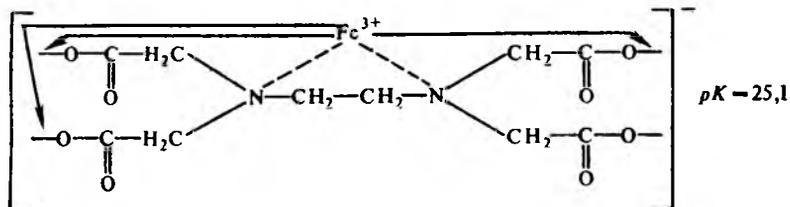
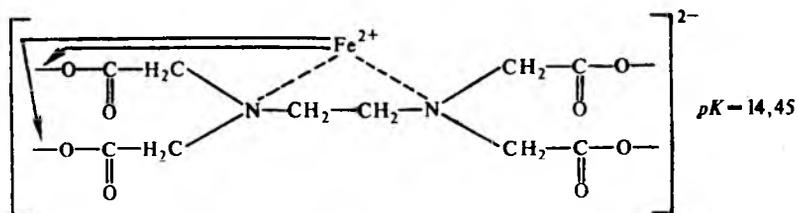
ний. Здесь Fe — ион-комплексобразователь, OH — лиганд (ligand — связывать), 3 — число лигандов, или координационное число.

Из корректирующих реагентов (аммиака, гидразина, перекиси водорода, органических кислот, комплексонов и др.), способных к образованию прочных комплексных соединений, наименьшей прочностью характеризуются аммиачные комплексы железа  $[\text{Fe}(\text{NH}_3)]^{2+}$  и  $[\text{Fe}(\text{NH}_3)_2]^{2+}$  ( $pK$  1,4 и 2,2 соответственно). Более прочные комплексы образуются с гидразином —  $[\text{FeN}_2\text{H}_4]$ ,  $^{2+}$   $[\text{Fe}(\text{N}_2\text{H}_4)_2]^{2+}$ ,  $(\text{Fe}(\text{N}_2\text{H}_4)_3)^{2+}$ ,  $[\text{Fe}(\text{N}_2\text{H}_4)_4]^{2+}$ ,  $[\text{Fe}(\text{N}_2\text{H}_4)_5]^{2+}$ .

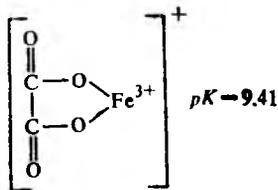
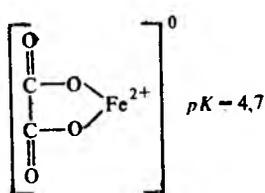
Наиболее прочные комплексы железа образуются в воде комплексонами. В связи с наличием внутреннего пятичленного цикла



комплексы железа с ЭДТУ.



более прочны, чем комплексы железа со щавелевой кислотой:



Комплексы, образуемые железом с перекисью водорода, рассмотрены в гл. 9.

Присутствие в воде теплоэнергетических установок гидросокомплексов железа побуждает изменить существовавшие ранее трактовки растворимости соединений железа в воде.

Комплексные соединения, при их одновременном присутствии в воде, склонны к образованию более сложных, смешанных комплексов с повышенной растворимостью. Прежде всего это относится к комплексонам, т. е. к комплексам, образованным катионами с комплексонами, например, ЭДТУ и ее аммонийными и натриевыми солями. Так, если изображенные комплексонаты железа представить в виде  $[\text{Fe ЭДТУ}]^{2-}$  и  $[\text{Fe ЭДТУ}]^{-}$ , то при одновременном присутствии в воде гидроксокомплексов железа, что неизбежно для нейтральной и щелочных водных сред, в воде образуются смешанные комплексы железа, такие, например, как  $[\text{FeOH ЭДТУ}]^{3-}$ ,  $[\text{FeOH ЭДТУ}]^{2-}$ ,  $[\text{Fe}(\text{OH})_2 \text{ЭДТУ}]^{4-}$ ,  $[\text{Fe}(\text{OH})_2 \text{ЭДТУ}]^{3-}$ . При этом ЭДТУ является основным лигандом, а OH — дополнительным.

Результаты исследований растворов ЭДТУ-комплексов свидетельствуют об особенно высокой прочности смешанных комплексов перекисного типа. Образование в воде комплексов железа  $\text{Fe} - \text{H}_2\text{O}_2 - \text{ЭДТУ}$  характерно для тех же значений pH, что и для существования гидроксокомплексов железа, т. е. для нейтральных и щелочных вод.

При одновременном введении в воду ЭДТУ и гидразина образуются смешанные комплексы типа  $\text{Fe} - \text{N}_2\text{H}_4 - \text{ЭДТУ}$ . Наиболее интересные смешанные комплексы железа образуются при одновременном введении в воду комплексона и органической кислоты (см. гл. 17).

Высокая прочность комплексных соединений железа в воде (большие значения  $pK$ ) не идентична их термической и радиационной стабильности. Термолиз и радиолиз соединений железа в тракте теплоэнергетических установок при контакте стальных поверхностей со средой имеет важное значение в организации водного режима. Повышение температуры среды, приводящее к термолизу соединений железа, способствует образованию твердой фазы, например магнетита, на стали и преобразованию и сохранению в воде гидроксокомплексов железа, термически стойких при данной температуре. Изучение этих процессов позволяет более обоснованно выбирать корректирующие добавки и места их ввода.

К числу конструкционных материалов конденсатных трактов ТЭС пока еще относятся латуни. Компоненты латуни — медь и цинк — проявляют высокую склонность к комплексообразованию, особенно при взаимодействии с аммиаком, для которого по интенсивности комплексообразования катионы располагаются в порядке убывания следующим образом:  $\text{Cu}$ ,  $\text{Zn}$ ,  $\text{Ni}$ ,  $\text{Co}$ ,  $\text{Fe}$ .

В нейтральной и щелочных водах медь и цинк образуют высокопрочные гидроксокомплексы и комплексы с гидразином.

Как указывалось, органические комплексные соединения термически менее стойки, чем простые оксиды. При движении конденсата по тракту от конденсатора до входа в котел по мере повышения температуры должен происходить термолиз комплексов меди и цинка, а в области ПВД, выполненных из сталей, — к выпадению меднооксидного шлама.

Катионы меди склонны к образованию комплексов с перекисью водорода, а кислород способствует образованию гидроксокомплексов меди. Поэтому нейтральный водный режим неосуществим с латунными

ПНД, а перекись водорода и кислород могут быть использованы для химического удаления медистых отложений.

Медь и цинк образуют высокопрочные комплексы с ЭДТУ для комплексоната меди ( $pK = 18,8$ ; для комплексоната цинка  $pK = 16,1$ ), что облегчает удаление отложений, содержащих медь и цинк.

Для контуров АЭС используются аустенитные нержавеющие стали. Компоненты, входящие в их состав (никель, кобальт и хром), склонные к образованию гидрокомплексов. Кроме того, кобальт и никель склонны к образованию аммиачных комплексов. Общая формула их  $[Co(NH_3)_n]^{2+}$ , где  $n = 1, 2, 3, 4, 5, 6$ , а  $pK = 2,11 \div 5,11$ , и  $[Ni(NH_3)_n]^{2+}$ , где  $n = 1, 2, 3, 4, 5, 6$ , а  $pK = 2,79 \div 8,72$ . Это следует учитывать при анализе процессов коррозии аустенитных нержавеющих сталей и водного режима реакторных контуров, особенно первых контуров АЭС с ВВЭР с калий-аммиачным водным режимом.

ЭДТУ, как универсальный комплексон, дает высокопрочные комплексонаты кобальта и никеля, а именно:  $[Co ЭДТУ]^{2-}$  с  $pK > 16,10$  и  $[Ni ЭДТУ]^{2-}$  с  $pK = 18,45$ , что делает возможным использование ЭДТУ для целей дезактивации.

В состав активной зоны реакторных установок входят циркониевые и алюминиевые сплавы, которые не проявляют склонности к комплексообразованию. Так, Al и Zr не дают гидрокомплексов, гидропероксокомплексов (перекись водорода рекомендуется хранить в алюминиевых сосудах) и комплексов с ЭДТУ. Наличие довольно прочных сульфатных комплексов циркония  $[ZrSO_4]^{2+}$  ( $pK = 3,79$ ),  $[Zr(SO_4)_2]^{0+}$  ( $pK = 6,64$ ) и  $[Zr(SO_4)_3]^{2-}$  ( $pK = 7,77$ ) не может иметь скольнибудь существенного значения ввиду малых концентраций сульфат-ионов в реакторной воде, но побуждает поддерживать их на этом низком уровне.

Хотя ни для алюминия, ни для циркония нет комплексов с хлорид-ионом, для алюминия существуют весьма прочные фторидные комплексы. Это подчеркивает полезность введенного в последние годы нормирования фторид-ионов.

Малая склонность алюминия и циркония к комплексообразованию еще более подчеркивается отсутствием их комплексов даже с ЭДТУ.

## § 2.6. РАСТВОРИМОСТЬ ПРИМЕСЕЙ В ПЕРЕГРЕТОМ ПАРЕ

Естественные примеси и продукты коррозии конструкционных материалов способны растворяться не только в воде, но и в перегретом паре, но растворимость в паре всегда меньше, чем в воде, в связи с меньшей плотностью пара.

Тракт перегретого пара СКП является продолжением конденсатного тракта, так как среда на всем тракте СКП является однофазной. Однако, как показано в гл. 10, плотность среды непрерывно уменьшается с ростом температуры и претерпевает особенно резкое уменьшение в области «максимальной теплоемкости» (см. рис. 10.1 и табл. 10.1). Поэтому в соединениях с положительным температурным коэффициентом растворимости при СКП можно ожидать наличия минимума на кривой

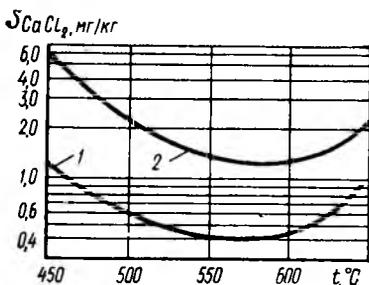


Рис. 2.14. Зависимость предельной растворимости  $\text{CaCl}_2$  от температуры при давлении 24,0 МПа (1) и 30,0 МПа (2)

растворимости в зависимости от температуры. Экспериментальные данные, представленные на рис. 2.14, это подтверждают.

При постоянной температуре растворимость веществ в перегретом паре  $s_{\text{п}}$  связана с плотностью пара  $\rho$  через константу равновесия процесса растворения  $K_c$ :

$$K_c = s_{\text{п}} / \rho^m, \quad (2.13)$$

откуда

$$s_{\text{п}} = K_c \rho^m, \quad (2.14)$$

где  $m$  — координационное число данного вещества, т. е. среднестатистическое количество молекул воды, скоординированных около одной частицы растворяющегося вещества.

Константа равновесия  $K_c$  является функцией температуры и химической природы растворенного вещества. Вычисленные на основании данных эксперимента для различных температур константы равновесия могут быть использованы для выявления температурной зависимости растворимости. В основе такого расчета лежит уравнение так называемой изохоры химических реакций:

$$d \ln K_c / dT = \Delta H / (RT^2) \quad (2.15)$$

или, после приближенного интегрирования,

$$\lg K_c = -\frac{\Delta H}{2,3RT} + C = -\Delta H / (4,57T) + C, \quad (2.16)$$

где  $\Delta H$  — тепловой эффект реакции,  $C$  — постоянная интегрирования.

Значения  $\Delta H$  и  $C$  легко определить графически в координатах  $\lg K_c = f(T^{-1})$ . При этом  $\Delta H$  равно тангенсу угла, образованного прямой линией в этих координатах и осью абсцисс. Знание значений  $\Delta H$  и  $C$  при известной плотности дает возможность воспользоваться объединенными уравнениями (2.14) и (2.16) для приближенного вычисления растворимости:

$$\lg s_{\text{п}} \approx m \lg \rho - \Delta H / (4,57T) + C. \quad (2.17)$$

Экспериментальные данные о растворимости кремнекислоты и в перегретом паре приведены на рис. 2.15. Данные для аморфной  $\text{SiO}_2$  и кристаллической  $\text{SiO}_2$  несколько отличаются как по координационному числу, так и по тепловому эффекту реакции и, следовательно, по температурной зависимости растворимости.

На основе экспериментальных данных, приведенных на рис. 2.15, могут быть получены константы, которые для кремниевой кислоты приводят к следующим расчетным уравнениям: для аморфной

$$\lg s_{\text{п}}^{\text{SiO}_2} = 1,52 \lg \rho - 11900 / (4,57T) + 2,77 \text{ моль/кг}; \quad (2.18)$$

для кристаллической

$$\lg s_{\text{п}}^{\text{SiO}_2} = 2,0 \lg \rho - 10550/(4,57T) + 2,10 \text{ моль/кг.} \quad (2.19)$$

Аналогичные уравнения по экспериментальным данным получены для:

хлористого натрия

$$\lg s_{\text{п}}^{\text{NaCl}} = 3,66 \lg \rho + 9600/(4,57T) + 3,87 \text{ моль/кг;} \quad (2.20)$$

соединений меди

$$\lg s_{\text{п}}^{\text{Cu}} = 1,87 \lg \rho + 11280/(4,57T) - 1,67 \text{ моль/кг;} \quad (2.21)$$

соединений железа

$$\lg s_{\text{п}}^{\text{Fe}} = 0,6 \lg \rho + 3050/(4,57T) - 7,15 \text{ моль/кг.} \quad (2.22)$$

На рис. 2.16 представлены результаты соответствующих расчетов для условий СКП, а на рис. 2.17 — для пароперегревателей котлов барабанного типа при давлении пара 14,0 МПа. Из рис. 2.16 видно, что значительное снижение растворимости примесей с положительным температурным коэффициентом происходит в области «максимальной теплоемкости», т. е. в области резкого снижения плотности пара СКП, что хорошо видно при сравнении рис. 2.16 и 11.1. В соединениях железа, имеющих отрицательный температурный коэффициент растворимости, с ростом температуры идет непрерывное снижение растворимости. Сравнивая рис. 2.16 и 2.17, делаем вывод о решающем значении плотности, причем по мере повышения температуры влияние последней возрастает. Очевидно, что отложения примесей в области пароперегревателей не

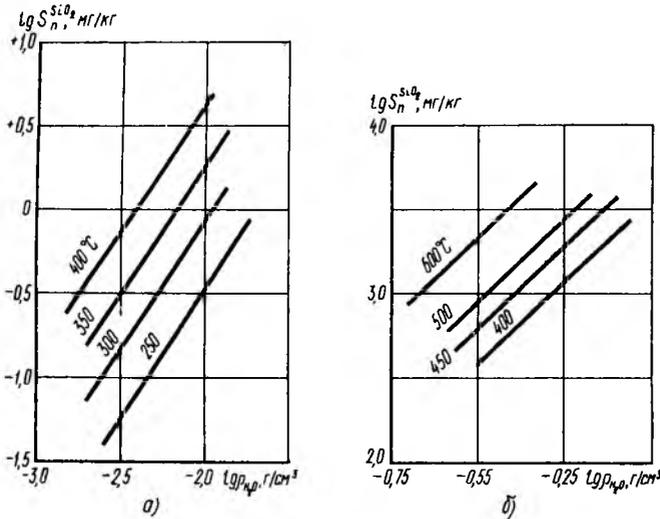


Рис. 2.15. Зависимость растворимости кремниевой кислоты в перегретом паре от плотности пара при  $t = \text{const}$ :

а — аморфная при давлениях 0,3–3,0 МПа; б — кристаллическая при давлениях 3,0–200 МПа

происходит, если на входе в пароперегреватель концентрации примесей будут не больше минимума их растворимости.

Соединения железа в растворе, экспериментальная растворимость которых легла в основу расчетного уравнения для растворимости железа, не могут быть аналогичны магнетиту. Более вероятно предположение об образовании в перегретом паре некоторых гидроксокомплексов железа. В подтверждение этого, во всяком случае для СКП, можно сделать вывод о предпочтительной сорбции соединений железа при гидразинно-аммиачном режиме на анионите БОУ. Это свидетельствует о

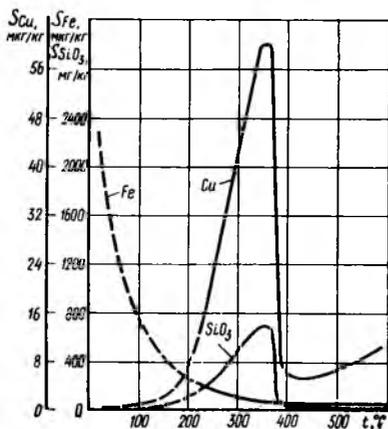


Рис. 2.16. Зависимость расчетных растворимостей примесей по тракту СКП при давлении 25,5 МПа от температуры пара

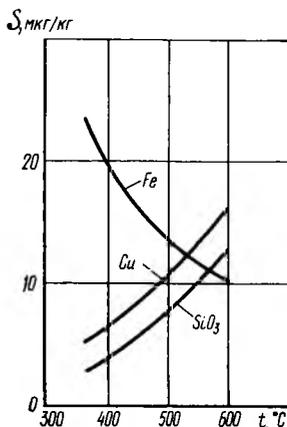


Рис. 2.17. Зависимость расчетных растворимостей примесей в перегретом паре барабанного котла при давлении 14,0 МПа от температуры пара

наличии перед БОУ железа в виде отрицательно заряженных ионов, в том числе гидроксокомплексов, что определяет вероятность сорбции комплексных соединений меди.

Большое значение имеет поведение примесей в сверхкритическом рабочем теле при его прохождении через турбину. В турбинах СКП зона перегретого пара простирается от 24,0 МПа вплоть до разряжения. При высоких давлениях (ПВД) растворяющая способность пара еще довольно велика и при его качестве, предусмотренном существующими нормами ПТЭ, такие примеси, как кремнекислота, хлористый натрий и др., еще находятся в истинно-растворенном состоянии. Однако по мере снижения давления пара растворимость в нем всех соединений, типичных для пара современных ТЭС, падает настолько сильно, что их основная часть выпадает в виде твердой фазы.

Таким образом, в отличие от парогенераторов СКП, где при достаточно высоком качестве питательной воды можно полностью избежать выпадения твердой фазы, в турбине оно неизбежно.

## § 2.7. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ПРИМЕСЕЙ МЕЖДУ КИПАЮЩЕЙ ВОДОЙ И ГЕНЕРИРУЕМЫМ ИЗ НЕЕ НАСЫЩЕННЫМ ПАРОМ

При докритических параметрах примеси, содержащиеся в кипящей воде котлов ТЭС, в парогенераторах двухконтурных АЭС и реакторах одноконтурных АЭС переходят в насыщенный пар двумя путями. Один из них — унос с насыщенным паром капель влаги с растворенными в них примесями — является не физико-химическим, а гидродинамическим процессом. Для уменьшения такого загрязнения пара прежде всего необходима его более глубокая осушка. Организация такой осушки рассмотрена в гл. 6. Второй путь — непосредственное растворение примесей в образующемся насыщенном паре — является процессом физико-химическим. До начала парообразования все примеси растворены в воде. В пароводяной смеси примеси распределяются между водой и паром. Отношение концентраций в паре и равновесной с ним воде в связи с этим называют *коэффициентом распределения*  $K_p$ . Различают истинные и видимые коэффициенты распределения. Истинные  $K_p$  существуют для молекулярной  $K_m$  и ионной  $K_n$  форм существования примеси. Видимый коэффициент распределения относится к суммарной растворимости вещества  $K_{p, \text{вид}}$  и является основным в обычных расчетах.

Как было показано, чем выше плотность среды, тем больше растворимость в ней любой примеси. Естественно поэтому, что  $K_{p, \text{вид}}$ , или как его чаще обозначают  $K_p$ , должен зависеть от соотношения плотностей воды и пара, т. е.

$$K_p \dots s_n/s_w = f(\rho_w/\rho_n) = (\rho_w/\rho_n)^n, \quad (2.23)$$

где  $n$  — координационное число, зависящее от природы растворенного вещества.

Из формулы следует, что для любого вещества в критической точке, где  $\rho_n = \rho_w$ ,  $K_p = 1$ . Для любых давлений двухфазной области любых веществ с малой собственной упругостью паров (не газов)  $K_p < 1$ . Зависимость  $K_p$  от отношения  $\rho_w/\rho_n$  в логарифмических координатах представляет собой прямые линии (лучи), отчего диаграмма  $K_p = f(\rho_w/\rho_n)$  (рис. 2.18) получила название *лучевой*.

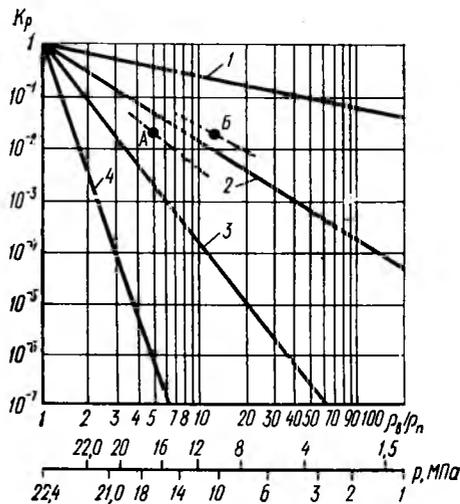


Рис. 2.18. Лучевая диаграмма для различных примесей в молекулярной форме: 1 — гидроксокомплекс железа ( $n=0,64$ ); 2 — кремниевая кислота ( $n=1,9$ ); 3 — NaCl ( $n=4,4$ ); 4 —  $\text{Na}_2\text{SO}_4$  и  $\text{CaSO}_4$  ( $n=8,8$ ); точки A и B соответствуют комплексному режиму котлов барабаниного типа при давлениях 15,5 МПа (точка A) и 11,0 МПа (точка B)

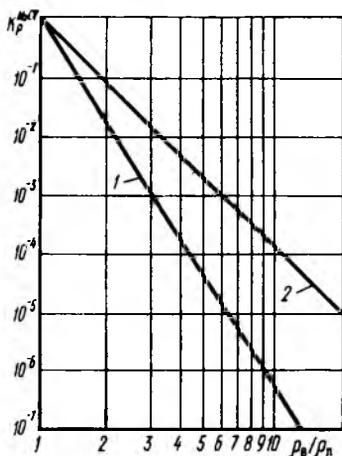
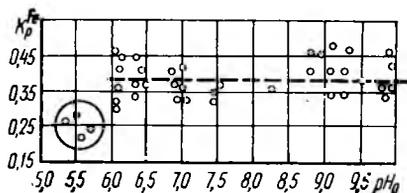


Рис. 2.19. Зависимость  $K_p$  для NaCl от степени диссоциации в воде:  
1 —  $\alpha_n=1$ ; 2 — 1 —  $\alpha_n=0$

Рис. 2.20. Зависимость  $K_p^{Fe}$  от значения pH при давлении 18,6 МПа



Если степени диссоциации соли в воде  $\alpha_v$  и в паре  $\alpha_n$  достаточно велики, то они должны быть учтены при определении  $K_p$ :

$$K_p = K_m (1 - \alpha_v) + (f_v/f_n) \sqrt{K_n \alpha_n}, \quad (2.24)$$

где  $f_v/f_n$  — средние коэффициенты активности ионов в паре и в воде.

Из уравнения видно, что если отсутствует диссоциация соли в воде ( $\alpha_v = 0$ ), то  $K_p = K_m$ , если диссоциация полная ( $\alpha_n = 1$ ), то  $K_p = \sqrt{K_n}$ . Как следует из рис. 2.19, в зависимости от степени диссоциации растворенной в воде соли  $K_p$  может отличаться даже на два порядка (в области низких давлений). При  $0 < \alpha_n < 1$  зависимости для  $K_p$  расположатся между лучами 1 и 2. Большей степени диссоциации соответствуют невысокие давления, для которых поэтому значение  $K_p$  может вообще не учитываться в расчетах.

На рис. 2.18 для всех гидрокомплексов железа приведена одна и та же зависимость (один и тот же луч). Правомочность этого подтверждает рис. 2.20. В нейтральной и щелочной областях опытные данные по  $K_p$  группируются в диапазоне 0,3—0,5 и только в области, не имеющей значения для теплоэнергетики, когда  $pH = 5,5$ ,  $K_p$  снижается до 0,25, так как преобладает ионная форма существования.

Следует предупредить попытки проведения «лучей» для термически преобразуемых соединений. Это наглядно видно из рис. 2.18, где точками обозначены значения  $K_p$  при комплексном водном режиме. Через точки А и Б невозможно провести «луч», что вполне объяснимо, так как степень термолитиза комплексонатов железа резко различна, т. е. речь идет о разных вторичных комплексах.

Из рис. 2.19 видно, что для ионной формы  $K_p$  существенно меньше. Это подтверждают и данные по  $K_p$  для комплексонных режимов (см. рис. 2.18), для которых характерна именно ионная форма существования.

Для организации водного режима  $K_p$  имеет весьма важное значение, являясь своеобразной «продувкой» по пару. Из рис. 2.18 видно, что

только для солей она меньше, чем продувка по воде; для кремниевой кислоты при давлениях 10 МПа значение  $K_p$  сопоставимо со значением продувки по воде, при больших давлениях — превышает продувку по воде, а для соединений железа  $K_p$  во всем интервале давлений существенно превышает значение продувки по воде, причем для высоких давлений — многократно.

Большие значения  $K_p$  для железа в сочетании с отрицательным коэффициентом растворимости свидетельствуют о возможности железокислых отложений в пароперегревателе. Значения  $K_p$  для кремниевой кислоты в сочетании с положительным коэффициентом растворимости свидетельствуют о выносе кремниевой кислоты через пароперегреватель в турбину и о возможности кремниевокислых отложений в ступенях турбин с низкими давлениями.

Дальнейшие уточнения  $K_p$  показали, что при условии существования одной из фаз в виде мелких частиц (капли влаги, пузырьки пара) возможно некоторое, зависящее от их радиуса и поверхностного натяжения, отклонение «лучей» от классической «лучевой» диаграммы.

В результате наблюдается некоторое увеличение  $K_p$  для системы пузырьков пара в объеме жидкости и уменьшение для системы капель жидкости в объеме паровой фазы, значение поправки возрастает при уменьшении радиуса частиц диспергированной фазы.

Это положение имеет значение при «перераспределении» веществ в процессе второго фазового перехода в контурах энергоблоков — конденсации пара в турбине и конденсаторе. Особенно существенным при этом является самое начало конденсации, т. е. образование первых капель конденсата, в которые, по закону распределения, переходит основная часть нелетучих загрязнений пара. В этой зоне фазового перехода (зона Вильсона) на металл проточной части турбин (лопатки, диски) действует коррозионно-агрессивная среда, так как при  $K_p = s_{II}/s_{I} = 10^5 \div 10^8$  очень малые концентрации таких соединений, как хлористый и едкий натрий, сульфат натрия и т. д., в паре могут приводить к концентрированному по этим веществам «первому» конденсату. Естественно, что по мере повышения влажности потока происходит разбавление концентрированных растворов, т. е. концентрации уменьшаются.

Иначе ведут себя в двухфазных потоках (генерации и конденсации пара) летучие кондиционирующие реагенты — аммиак и его производные. Их коэффициенты распределения, как и простых газов, выше единицы (рис. 2.21), т. е. в процессах генерации пара жидкая фаза всегда обедняется ими. Это осложняет за-

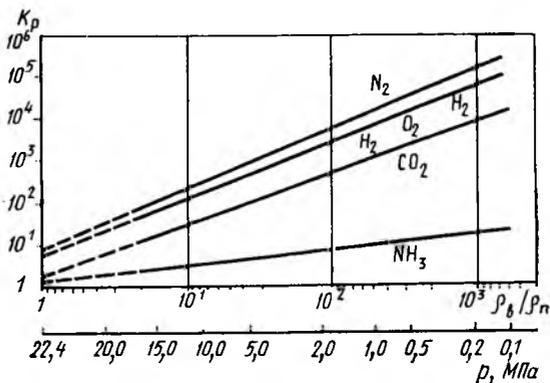


Рис. 2.21. Лучевая диаграмма для газов

дачу поддержания в воде парогенератора  $pH \geq 9$ , в особенности в случаях поступления в систему углекислоты или органических соединений с кислотными свойствами. В процессе конденсации пара аммиак и летучие амины благодаря тому, что их  $K_p > 1$ , переходят в жидкую фазу очень медленно, оставаясь преимущественно в паровой фазе до полной конденсации. Далее приведены ориентировочные значения их  $K_p$  для области температур  $100-150^\circ C$ ;

Соединение	Значение $K_p$
Аммиак . . . . .	13
Циклогексиламин . . . . .	12,5
Пиперидин . . . . .	2,05
Морфолин . . . . .	0,4

С целью защиты металла тракта выбор летучих реагентов для кондиционирования (подщелачивания) питательной и котловой воды, а также конденсата, образующегося в ЦНД турбины, производят, исходя из комплекса их свойств. К таковым в первую очередь относятся коэффициенты распределения и основность, характеризующие константами диссоциации. Едкие щелочи обладают свойствами сильных оснований, однако их  $K_p$  чрезвычайно низки, в результате чего не может быть обеспечено подщелачивание рабочего тела по всему тракту. К тому же при упаривании их концентрация может достигнуть коррозионно-опасных для металла значений.

### § 2.8. СВОЙСТВА ПОВЕРХНОСТНЫХ СЛОЕВ

Свойства поверхностных слоев вещества несколько отличаются от свойств его внутренних слоев из-за наличия *поверхностной энергии*, характеризующейся *поверхностным натяжением*  $\sigma$ , равным максимальной полезной работе, затрачиваемой на образование единицы поверхности. Поверхностное натяжение представляет собой удельный (отнесенный к  $1 \text{ см}^2$ ) изобарный потенциал поверхности. С повышением температуры  $\sigma$  уменьшается. Эта зависимость для многих веществ линейна вплоть до критической температуры, при которой  $\sigma = 0$ .

Со свойствами поверхностных слоев связано и метастабильное состояние систем, например пересыщенных растворов (сульфата и карбоната кальция и т.д.). Возможность длительного существования пересыщенных растворов связана с затруднениями в возникновении зародышей новой фазы.

Поверхностное натяжение растворов зависит от состава поверхностного слоя. Процессы повышения концентрации в поверхностном слое (*адсорбция*) компонентов, понижающих поверхностное натяжение, протекают самопроизвольно. Такие вещества называют *поверхностно-активными*. Мерой поверхностной активности является отношение  $(d\sigma/ds)_T$ .

Вследствие усиления теплового движения молекул при повышении температуры адсорбция уменьшается. Процесс адсорбции описывается уравнением Гиббса:

$$\Gamma = -\frac{C}{RT} (d\sigma/ds)_T, \quad (2.25)$$

где  $\Gamma$  — количество вещества, адсорбированного единицей поверхности,  $(d\sigma/ds)_t$  — изменение поверхностного натяжения раствора с ростом концентрации.

При положительном значении адсорбции  $(d\sigma/ds)_t < 0$ , т. е.  $\Gamma > 0$ , при отрицательном  $(d\sigma/ds)_t > 0$ , т. е.  $\Gamma < 0$ .

Поверхностное натяжение растворов влияет на размеры пузырьков газа (пара) при его барботаже через раствор, а также на размеры капель влаги при конденсации пара. Вследствие этого поверхностное натяжение играет существенную роль в гидродинамике газоводяных потоков. Кроме того, поверхностное натяжение растворов играет важную роль в способности их к пенообразованию. Так как пенообразование связано с сильным развитием поверхности и требует затраты работы, то этот процесс осуществляется тем легче, чем меньше поверхностное натяжение раствора.

В связи с этим прибавление к воде или пару поверхностно-активных веществ является одним из факторов, увеличивающих способность раствора к пенообразованию, и приводит к образованию более мелких капель при конденсации пара. Дополнительным фактором является повышение вязкости раствора (в особенности структурой вязкости) и механическая прочность пены, которая, в свою очередь, зависит от поверхностной ориентации молекул.

## § 2.9. РАСТВОРИМОСТЬ ЕСТЕСТВЕННЫХ ПРИМЕСЕЙ В ВОДЕ

Под естественными примесями воды подразумевают катионы и анионы, поступающие в цикл с присосами охлаждающей воды в конденсаторе и с добавочной водой, которая является обработанной природной водой, мало отличающейся по составу от охлаждающей воды конденсаторов при прямоточной системе их охлаждения. При оборотной системе различие между охлаждающей водой конденсаторов и исходной водой для подготовки добавочной воды может быть существенным. Тем не менее во всех случаях с присосом в конденсаторе и с добавочной водой в воду теплоэнергетических установок преимущественно поступают катионы Na, K, Ca, Mg, Fe, Cu, Al и анионы Cl, SO<sub>4</sub>, SiO<sub>3</sub>, CO<sub>3</sub>. В тракте от конденсатора (или от БОУ, если имеется конденсатоочистка) концентрации таких катионов, как Na, K, Ca, Mg, меняются мало, но концентрации продуктов коррозии — соединений Fe и Cu — неизбежно возрастают за счет процессов коррозии сталей и латуней. Эти концентрации, особенно при наличии БОУ, по абсолютному значению больше, чем концентрации, обусловленные присосами охлаждающей воды в конденсаторе и добавочной водой. Поэтому когда упоминают естественные примеси воды, то из числа катионов практически имеют в виду Na, Ca и Mg.

Растворимость естественных примесей в воде имеет большое значение для организации безнакипного водного режима, как для основного пароводяного цикла теплоэнергетической установки, так и для охлаждающей воды конденсаторов и сетевой воды теплофикационной системы.

Таблица 2.4. Анионный состав, мг/кг, для некоторых рек СССР

Река	$\text{HCO}_3^-$	$\text{SO}_4^{2-}$	$\text{SiO}_3^{2-}$	$\text{Cl}^-$	$\text{HCO}_3^- + \text{SO}_4^{2-} + \text{SiO}_3^{2-}$
Волга	119,0	23,1	8,7	5,8	150,8
Воронеж	280,6	33,5	13,7	10,0	327,8
Днепр	188,0	29,7	4,0	15,8	221,7
Енисей	140,0	10,1	11,4	3,2	161,5
Москва	201,0	13,5	10,0	25,5	224,5
Неман	250,1	8,9	2,2	13,0	261,2

Все натриевые соединения относятся к числу веществ, обладающих высокой растворимостью в воде, называемых поэтому *легкорастворимыми*. Кроме того, они относятся к типу соединений с положительным температурным коэффициентом растворимости, т. е. их растворимость с ростом температуры увеличивается. В связи с этим при организации водного режима поведение натриевых соединений по тракту обычно не рассматривают, а редко встречающееся участие натрия в отложениях бывает связано только с гидродинамическими нарушениями.

Кальциевые и магниевые соединения относятся к числу труднорастворимых. *Растворимость соединений кальция и магния зависит не только от температуры, но и от анионного состава воды* (табл. 2.4). Из числа соединений кальция и магния такие соли, как  $\text{CaCl}_2$  и  $\text{MgCl}_2$ , обладают относительно высокой растворимостью в воде и имеют положительный температурный коэффициент растворимости. В связи с этим при определении анионного состава отложений в котлах редко приходится сталкиваться с наличием в них хлоридов (существуют лишь некоторые сложные соединения). Однако такие соли, как  $\text{CaCO}_3$  и  $\text{CaSO}_4$ , имеют отрицательный температурный коэффициент растворимости, эта зависимость особенно ярко проявляется у  $\text{CaSO}_4$ , что видно из рис. 2.22. При температурах более 300 °С растворимости  $\text{CaSO}_4$  и  $\text{CaSO}_3$  практически одинаковы, но при низких температурах они отличаются примерно на два порядка. Так, при 179 °С растворимость  $\text{CaSO}_4$  составляет 134 мг/кг, а при 100 °С она доходит

до 670 мг/кг. Естественно поэтому ожидать в трубках конденсаторов отложений карбоната кальция, но не сульфата кальция.

Произведение активностей ионов труднорастворимой соли в насыщенном растворе называют *произведением растворимости* и обозначают ПР. В разбавленных растворах, к числу которых относится вода теплоэнергетических установок \*, активности ионов могут быть заменены их концентрациями. Тогда условием предотвращения кальциевых отложений является соотношение

$$[\text{Ca}^{2+}] \cdot [\text{An}^-] < \text{ПР}_{\text{CaAn}}$$

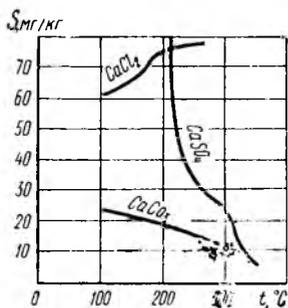


Рис. 2.22. Зависимость растворимости кальциевых соединений в воде от температуры

\* За исключением воды первого контура АЭС с ВВЭР и барабанных котлов.

Содержание Ca в природных водах обычно превалирует над содержанием Mg. Поэтому при рассмотрении поведения труднорастворимых соединений обычно ограничиваются кальциевыми соединениями. Как указывалось, анионами накипеобразователями растворенных в воде солей могут быть  $\text{SiO}_3^{2-}$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$ ,  $\text{CO}_3^{2-}$ . Значения ПР для  $\text{CaSiO}_3$ ,  $\text{CaSO}_4$  и  $\text{CaCO}_3$  для условий котловой воды при давлении в барабане 11,0 МПа ( $t = 310^\circ\text{C}$ ) составляют  $10^{-10} - 10^{-8}$  (моль/кг)<sup>2</sup>. При наличии в воде одновременно всех этих анионов растворимости соответствующих солей несколько изменяются. Для качественного рассмотрения условий предотвращения отложений кальциевых соединений принимают обычно, что

$$[\text{Ca}^{2+}] \cdot [\text{SiO}_3^{2-} + \text{SO}_4^{2-} + \text{CO}_3^{2-}] < 10^{-8} \text{ (моль/кг)}^2 \quad (2.26)$$

Результаты расчета по формуле (2.26) для различных суммарных концентраций анионов в условиях современных барабанных котлов высоких давлений приведены на рис. 2.23.

Зная значения ПР для разных температур, можно решить ряд вопросов по организации водного режима, в частности выбрать способ подготовки добавочной воды. Так, для котлов высокого давления значение продувки составляет 1% (см. гл. 5). Добавка, как минимум, должна быть равна продувке. В этом случае в отсутствие конденсатоочистки и при подготовке добавочной воды по способу умягчения суммы анионов в котловой и исходной воде равны. Из рис. 2.23 видно, что при этом содержание кальция в котловой воде должно быть менее 5 мкг-экв/кг, но это означает, что в питательной воде содержание кальция должно быть на два порядка меньше, что недостижимо не только при умягчении, но и при обессоливании. Следовательно, из закономерностей зависимости ПР от температуры можно сделать вывод о недопустимости подготовки добавочной воды для котлов высокого давления по методу умягчения и необходимости ее полного обессоливания. Действительно, при обессоливании добавочной воды сумма анионов в котловой воде составит примерно 10 мг/кг. При этом концентрация кальция в котловой воде может составлять до 60 мкг-экв/кг и, следовательно, в питательной воде — до 0,6 мкг-экв/кг, что достижимо при обессоливании добавочной воды\*.

Катионы естественных примесей обычно присутствуют в солевой форме, при которой в водном растворе образуются ионы, имеющие обычную валентность. При добавлении в воду щелочей это положение практически не нарушается, так как для обнаруженных основных ионов (гидроксокомплексов) кальция и магния  $[\text{CaOH}]^+$  и  $[\text{MgOH}]^+$  значе-

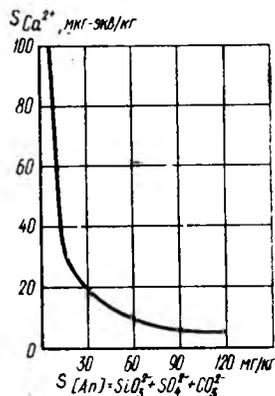


Рис. 2.23. Зависимость предельной концентрации Ca от суммы анионов

\* Проведенный расчет не учитывает пресосов охлаждающей воды в связи с малостью его по сравнению с добавком воды.

ния  $pK$  малы — на девять порядков меньше для кальция и на шесть порядков меньше для магния, чем, например, для комплексонов Са и Mg с ЭДТУ. Кальций и магний не образуют комплексов ни с аммиаком, ни с гидразином, но введение в воду органических кислот (лимонной, щавелевой и др.) и тем более комплексонов (например, ЭДТУ) приводит к образованию комплексов. Поэтому комплексные соединения Са и Mg следует учитывать только в режимах химических очисток и при комплексном режиме барабанных котлов. Что касается натрия и калия, то они даже с комплексонами образуют только солевые формы с обычной валентностью, но не комплексы.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Водный режим тепловых электростанций (обычных и атомных) / Под ред. Т. Х. Маргуловой. — М.: Энергия, 1965. С. 66—73, 96—102, 131—134.
2. Маргулова Т. Х. Применение комплексонов в теплоэнергетике. — М.: Энергия, 1973. С. 6—15.

## КОРРОЗИОННЫЕ ПРОЦЕССЫ В ПАРОВОДЯНОМ ТРАКТЕ

---

### § 3.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ И КЛАССИФИКАЦИЯ КОРРОЗИОННЫХ ПОВРЕЖДЕНИЙ

*Коррозия металлов* — процесс самопроизвольного разрушения металлов или их сплавов при их физико-химическом взаимодействии с окружающей средой. Первопричиной коррозии металлов является их термодинамическая неустойчивость в различных, в том числе водных, средах. В процессе коррозии металлы переходят в оксиды, являющиеся термодинамически более устойчивыми по сравнению с чистыми металлами.

Недостаточно высокая коррозионная стойкость материалов, используемых для производства элементов оборудования ТЭС и АЭС, приводит к загрязнению водного теплоносителя, что в свою очередь может привести к выходу оборудования из строя. Загрязнение теплоносителя продуктами коррозии осложняет поддержание заданного водного режима и создает опасность образования отложений на различных участках пароводяного тракта. В условиях эксплуатации ядерных энергетических установок коррозионные отложения ухудшают радиационную обстановку и затрудняют обслуживание оборудования. Отложения в проточной части турбин приводят к снижению КПД лопаточного аппарата, потере мощности и перерасходу топлива.

Процессы коррозии не могут быть полностью предотвращены. Характер коррозионного процесса существенно зависит от состава теплоносителя и его свойств. Для обеспечения условий длительной надежной работы энергетических установок необходимо, чтобы коррозия материалов протекала равномерно и с невысокой интенсивностью. Эти условия можно создать правильным выбором конструкции элементов, конструкционного материала и контактирующего с ним теплоносителя, определяющего их физико-химическую совместимость.

По внешним признакам различают *общую* и *местную* коррозию. Общая коррозия носит равномерный характер. Местная коррозия приводит к разрушению металла на отдельных участках. Среди видов местной коррозии различают: язвенную (или питтинговую) коррозию, коррозию пятнами, точечную, межкристаллитную, интеркристаллитную, коррозионное растрескивание, щелевую коррозию, контактную, подшламовую и др.

По известной скорости равномерной коррозии можно при изготовлении элементов оборудования вычислить и принять толщину изделия с запасом на коррозию. Но при большой равномерной коррозии имеет

место переход значительных количеств) продуктов коррозии в теплоноситель, что затрудняет нормальную эксплуатацию установки.

*Язвенная коррозия* характеризуется повреждениями металла на глубину, соизмеримую с диаметром локального участка. При язвенной коррозии теплоноситель обогащается продуктами коррозии незначительно, но при этом существует значительная опасность разгерметизации оборудования, так как язвы могут развиться до сквозных поражений. Кроме того, язвы могут быть концентраторами напряжений столь существенных, что они превысят предел текучести.

В результате *коррозии под напряжением* в металле могут появляться трещины. Если трещины пересекают тело зерен в металле, то коррозию называют *интеркристаллитной*, а если трещины проходят по границам зерен — *межкристаллитной*.

*Подшламовая коррозия* интенсифицируется при сохранении на поверхности металла иона  $Fe^{3+}$ , действующего как переносчик кислорода. Кроме того, при подшламовой коррозии возможно глубокое упаривание воды в толще шлама с концентрированием в нем примесей, интенсифицирующих коррозию. Аналогичное упаривание воды в щелях (например, при вальцовке труб в трубной доске не на полную глубину) вызывает *щелевую коррозию*. Коррозия под напряжением протекает при одновременном воздействии на металл механических напряжений и коррозионной среды.

Изложенное показывает, что *коррозия* — процесс *многофакторный*, но всегда есть основной, так называемый *контролирующий фактор*. Задача исследователя — выявить этот фактор и ограничить его воздействие определенным образом, выбирая или металл, или водный режим.

Коррозионное разрушение металлов описывается законами гетерогенных химических или электрохимических реакций. В условиях работы теплосилового оборудования коррозия в основном электрохимическая. Скорость общей коррозии принято выражать в виде удельной потери металла в единицу времени  $[г (м^2 \cdot ч)]$ . Критерием оценки местной коррозии принято считать глубинный показатель — проникаемость коррозии по язвам, трещинам (мм/год). Для коррозии под напряжением в качестве меры интенсивности процесса принимают время до появления первых трещин или время до разрушения металла.

Оценку общей коррозионной стойкости металлов производят по десятибалльной шкале (ГОСТ 13819-68), приведенной в табл. 3.1.

Наличие коррозионных трещин и язв в металле энергетических установок не может оцениваться непосредственно по данной шкале. В табл. 3.2 приведены суммарные потери металлов за 25-летний ресурс работы реактора РБМК, считающиеся допустимыми.

Так как электрохимическая коррозия в водных средах является физико-химическим процессом взаимодействия металлов со средой, научной базой учения о коррозии и защите металлов являются металловедение и физическая химия и в первую очередь такие ее разделы, как термодинамика и кинетика электрохимических процессов.

Термодинамика дает исчерпывающие сведения о возможности или невозможности самопроизвольного протекания коррозионного процесса

Таблица 3.1. Десятибалльная шкала коррозионной стойкости металлов  
(ГОСТ 13 819—68)

Группа стойкости	Скорость коррозии, мм/год	Балл
I. Совершенно стойкие	Менее 0,001	1
II. Весьма стойкие	0,001—0,005	2
III. Стойкие	0,005—0,01	3
	0,01—0,05	4
IV. Пониженно стойкие	0,05—0,1	5
	0,1—0,5	6
V. Малостойкие	0,5—1,0	7
	1,0—5,0	8
VI. Нестойкие	5,0—10,0	9
	Более 10,0	10

Таблица 3.2. Допустимые суммарные потери металла за 25-летний ресурс  
работы реактора РБМК, мм

Конструкционный материал	Условия эксплуатации	При работе с номинальными параметрами	При работе с учетом стоянок и дезактиваций
Циркониевые сплавы	Вода и пароводяная смесь, 285 °С (технологические каналы и оболочки ТВЭЛ)	0,1	0,15
Аустенитные нержавеющие стали	Вода и пароводяная смесь 260—280 °С (контуры циркуляции реактора, подсоединения к технологическим каналам)	0,03	0,05
	Вода, 40—160 °С (ПНД)	0,02	0,03
Перлитные легированные стали	Насыщенный пар, 285 °С	0,05	0,10
Углеродистые стали	Трубопроводы регенеративной системы, 40—160 °С	0,05	0,15 (с учетом язв до 0,3)
	Крупногабаритная запорная арматура, вода 260—270 °С	0,3	До 0,55 (с учетом язв до 0,1)

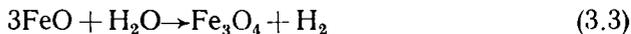
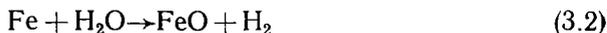
при определенных внешних условиях. Термодинамические потенциалы могут быть использованы для расчета движущих и тормозящих сил коррозионных процессов. Однако термодинамика не дает ответа на важнейший практический вопрос о том, с какой скоростью протекает тот или иной термодинамически возможный коррозионный процесс. Изучением этого вопроса, а также установлением влияния различных факторов на скорость коррозии конструкционных материалов занимается кинетика коррозионных процессов. Кинетические факторы в основном зависят от энергий активации и скоростей реакций, термодинамически возможных в исследуемой системе. Анализ показывает, что по мере повышения температуры влияние кинетических факторов несколько снижается вследствие уменьшения энергий активации.

Наряду с термодинамическими и кинетическими факторами определенное влияние на процессы коррозии могут оказывать факторы морфологические, зависящие от размеров и кристаллографической ориентации зерен металла, от типа напряжений в зернах и т. п.

Таким образом, при решении практических задач, связанных с коррозией металлов, необходим комплексный, системный подход, учитывающий влияние на процессы всех рассмотренных факторов и исключаящий как недооценку, так и переоценку любого из них.

### § 3.2. КОРРОЗИЯ СТАЛИ В ПЕРЕГРЕТОМ ПАРЕ

Система железо — водяной пар термодинамически неустойчива. Взаимодействие этих веществ может протекать с образованием магнетита ( $\text{Fe}_3\text{O}_4$ ) или вюститита ( $\text{FeO}$ ):



Анализ реакций (3.1) — (3.3) свидетельствует о своеобразном разложении водяного пара при взаимодействии с металлом, с образованием молекулярного водорода, который не является следствием собственно термической диссоциации водяного пара. Из уравнений (3.1) — (3.3) следует, что при коррозии сталей в перегретом паре в отсутствие кислорода на поверхности может образоваться только  $\text{Fe}_3\text{O}_4$  или  $\text{FeO}$ .

При наличии в перегретом паре кислорода [(например, в нейтральных водных режимах, с дозированием кислорода в конденсат (см. гл. 11)] в перегревательной зоне возможно образование гематита ( $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ) за счет доокисления магнетита.

Считают, что коррозия в паре, начиная с температур 570 °С, является химической. В настоящее время предельная температура перегрева для всех котлов снижена до 545 °С, и, следовательно, в пароперегревателях происходит электрохимическая коррозия. Выходные участки первичных пароперегревателей выполняют из коррозионно-стойкой аустенитной нержавеющей стали, выходные участки, промежуточных пароперегревателей, имеющие ту же конечную температуру перегрева

(545 °С), выполняют из перлитных сталей. Поэтому коррозия промежуточных пароперегревателей обычно проявляется в сильной степени.

В результате воздействия пара на сталь на ее первоначально чистой поверхности постепенно образуется так называемый топотактический слой, плотно сцепленный с самим металлом и потому защищающий его от коррозии. С течением времени на этом слое нарастает второй так называемый эпитактический слой. Оба эти слоя для уровня температур пара до 545 °С представляют собой магнетит, но структура их не одинакова — эпитактический слой крупнозернист и не защищает от коррозии.

Влиять на коррозию перегревателейных поверхностей методами водного режима не удастся.

Поэтому основная задача водно-химического режима собственно пароперегревателей заключается в систематическом наблюдении за состоянием металла пароперегревателей с целью недопущения разрушения топотактического слоя. Это может происходить за счет попадания и осаждения в пароперегревателях отдельных примесей, особенно солей, что возможно, например, в результате резкого повышения уровня в барабане котлов высокого давления, в пределе с затоплением паропромывочных устройств. Связанные с этим отложения солей в пароперегревателе могут привести как к повышению температуры стенки, так и к разрушению защитной оксидной топотактической пленки, о чем можно судить по резкому возрастанию скорости разложения пара (рис. 3.1).

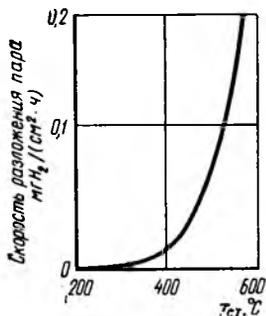


Рис. 3.1. Зависимость скорости разложения перегретого пара от температуры стенки

### § 3.3. ОСНОВЫ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ КОРРОЗИИ ПЕРЛИТНЫХ СТАЛЕЙ

*Электрохимическая коррозия* характеризуется возникновением электрического тока между отдельными участками поверхностей стали, при этом неоднородную поверхность корродирующего металла можно представить как сложную систему гальванических элементов, за счет действия которых происходит разрушение металла. Действие коррозионных элементов определяется в основном следующими процессами:

1. Анодный процесс перехода ионов металла в раствор, протекающий в основном за счет энергии гидратации:

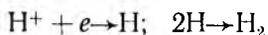


или



При этом на аноде создается двойной электрический слой: вблизи металла гидратированные ионы создают внешнюю положительную часть этого слоя, а избыточные электроны — внутреннюю его часть.

2. Катодный процесс ассимиляции электронов на катоде, т. е. удаление из металла электронов, появившихся в результате анодного процесса, в частности, за счет разряда ионов водорода:



При этом говорят о коррозии с водородной деполяризацией. Возможна также кислородная деполяризация за счет ионизации кислорода:



3. Омическое сопротивление металла и раствора — чем больше их омическое сопротивление, т. е. меньше их удельная проводимость, тем менее интенсивен коррозионный ток.

Взаимодействие металла с электролитом вызывает появление электрохимического (электродного) потенциала катодного или анодного процесса. Если способность металла, погруженного в электролит, посылать свои ионы полностью уравнивается электродным потенциалом, то этот потенциал называют *равновесным*. Так, равновесный потенциал для катодного процесса при температуре 25 °С составляет для железа — 0,440 В, если  $\text{Fe} \rightarrow \text{Fe}^{2+}$ , и — 0,036 В, если  $\text{Fe} \rightarrow \text{Fe}^{3+}$ .

Равновесный электродный потенциал для анодного процесса при 25 °С составляет для железа 0,771 В при  $\text{Fe}^{3+} + e \rightarrow \text{Fe}^{2+}$ .

Установлению равновесного электродного потенциала обычно мешает сорбция сталью кислорода, молекул воды или различных ионов, присутствующих в воде. Реально устанавливающийся в этих условиях электродный потенциал называют *стационарным*.

Изменение потенциала электрода  $\phi$  при прохождении через него тока  $i$  (т. е. процесс поляризации) может быть представлено графически, в виде так называемых *поляризационных кривых*. Для анализа состояния металла важное значение имеет анодная поляризационная кривая, представленная на рис. 3.2 для случая, когда внешний анодный ток принят эквивалентным общей скорости растворения электрода. В частности, на анодной поляризационной кривой можно выделить область пассивности, т. е. область резкого уменьшения растворения металла, хотя он по-прежнему термодинамически неустойчив. Пассивность металла при этом связывают с образованием на нем защитных оксидных пленок (а иногда и адсорбционных слоев).

На рис. 3.2 для температур 25 °С отчетливо выделяются различные области анодной поляризационной кривой. На участке *BC* происходит *растворение металла в активном состоянии* — увеличение скорости растворения при увеличении потенциала. Но достигении потенциала, соответствующего точке *C*, ток достигает предельного значения и уменьшается с дальнейшим ростом  $\phi$ . Затем начинается снижение скорости анодного процесса — *начало пассивации металла*. От точки *D* до точки *E* скорость анодного процесса наименьшая и, главное, не

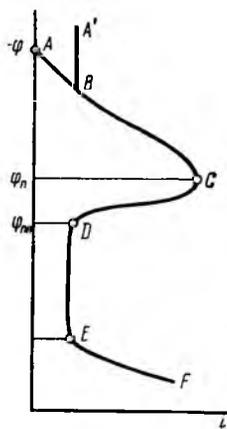


Рис. 3.2. Анодная поляризационная кривая пассивирующегося металла

зависящая от потенциала. Участок  $DE$  — область пассивации, или пассивного состояния металла. Очевидно, что оно явилось результатом начала образования защитных пленок на участке  $BC$  вблизи точки  $C$  и завершения формирования их на участке  $CD$ . При дальнейшем росте  $\varphi$  (участок  $EF$ ) скорость анодного процесса вновь возрастает, этот участок называют областью перепассивации. Соответственно потенциал, в точке  $D$ , называют потенциалом пассивации (или Фладе-потенциалом), а потенциал, в точке  $E$ , — потенциалом перепассивации (или потенциалом пробы).

Для многих материалов, в том числе и для сталей, но в определенных водных средах, вместо участка  $AB$ , являющегося продолжением участка  $BC$  при уменьшении  $\varphi$ , имеет место участок  $BA'$ . По аналогии с участком  $DE$  (независимость тока от  $\varphi$ ) его называют участком псевдопассивации. В средах, содержащих хлориды, фториды, сульфаты, псевдопассивность не обнаруживается.

В некоторых водных средах пассивность металлов, в том числе сталей, не наблюдается — линия  $BC$  продолжается без обнаружения предельного тока, т. е. идет непрерывный процесс растворения металла. Задачей водного режима является, в частности, создание такой среды, в которой может быть достигнута пассивность металла.

#### § 3.4. ВЛИЯНИЕ ВНУТРЕННИХ И ВНЕШНИХ ФАКТОРОВ НА ПРОТЕКАНИЕ КОРРОЗИОННЫХ ПРОЦЕССОВ

К внутренним факторам коррозии относятся свойства и состояние самого металла — структура, наличие напряжений и т. п.

К внешним факторам коррозии относятся состав электролита, температура, скорость движения и значение рН электролита, тепловая нагрузка, облучение.

Стали, относящиеся к перлитному классу, обладают наименьшей стойкостью против общей (равномерной) коррозии. Это относится как к простым углеродистым сталям, таким, как сталь 20, 20К, 22К, так и к слаболегированным — 16ГНМ для барабанов котлов и 48ТС для корпусов реакторов. Введение в сталь легирующих добавок (Mo, Cr и др.) повышает прочность и теплоустойчивость стали, но не влияет на коррозионную стойкость, если содержание хрома менее 12 % по массе.

Стали, легированные хромом, при содержании Cr 12 % по массе относятся к классу ферритных. Повышение количества хрома в этих сталях менее чем до 24 % коррозионную стойкость сталей практически не меняет.

Существенное повышение общей коррозионной стойкости сталей происходит при переходе к аустенитной, более однородной структуре сплавов, что достигается введением не только хрома, но, например, и никеля в качестве легирующей добавки.

Стали перлитного класса дешевы и технологичны. Однако существенными недостатками являются малая общая коррозионная стойкость [скорость коррозии около  $10 \text{ мг}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$ ] и склонность к язвенной коррозии. Методами водного режима, как показано в гл. 9, 10, 11, можно

и следует бороться с этими недостатками перлитных сталей. Высокопрочные стали перлитного класса, например 16ГНМ, проявляют склонность к трещинообразованию, способствуют местному концентрированию напряжений. В последние годы в связи с этим начинают отказываться от применения стали 16ГНМ, заменяя ее менее прочной сталью 22К.

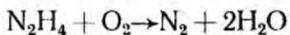
Стали аустенитного класса дороже и проявляют склонность к коррозии под напряжением, однако они обладают высокой общей коррозионной стойкостью [скорость коррозии 1—2 мг/(м<sup>2</sup>·ч)] и не склонны к язвенной коррозии.

Среди факторов коррозии, связанных с составом среды, можно выделить содержание в воде углекислоты, окислителей (кислород, перекись водорода), восстановителей (гидроксиламин, гидразин), хлоридов, фторидов и щелочей (сильных и летучих), водорода.

Углекислота способствует развитию коррозионных процессов (углекислотная коррозия) как непосредственно, так и через снижение значения рН (кислая среда неблагоприятна для перлитных сталей). Поэтому деаэрация питательной воды (см. гл. 7) предназначена прежде всего для удаления углекислоты.

Кислород резко повышает коррозию медных сплавов, особенно в присутствии аммиака. Влияние кислорода (и перекиси водорода) на коррозию сталей двойко: с одной стороны, он способствует коррозии сталей, особенно язвенной, с другой, создавая на стали оксидные пленки, способствует пассивации стали. В зависимости от удельной электрической проводимости водной среды различают концентрации кислорода (и перекиси водорода), способные вызвать пассивацию сталей перлитного класса. Для вод высокой чистоты концентрации кислорода (менее 1 мг/кг), необходимые для пассивации, легко достижимы. Для вод со значительной удельной электрической проводимостью (большое содержание) концентрации кислорода, необходимые для пассивации, достигают десятков граммов на литр воды. Применение таких концентраций в промышленных условиях затруднительно. Поскольку в водах с удельной электрической проводимостью более 0,2 мкСм/см имеет место кислородная коррозия, необходимо удаление кислорода из тракта в процессе деаэрации питательной воды, так как скорость коррозии простых углеродистых сталей, из которых изготовлены все ПВД на ТЭС, прямопропорциональна концентрации кислорода.

Применение восстановителей в основном сводится к использованию гидразина (N<sub>2</sub>H<sub>4</sub>). Дозирование гидразина ликвидирует концентрацию кислорода:



Эта реакция протекает только при определенном уровне температур, поэтому, а также в целях экономии дорогого и дефицитного реагента его следует применять только после деаэратора для ликвидации остаточных концентраций кислорода. Введение гидразина в конденсат низких температур позволяет снижать коррозию перлитных сталей и особенно латуней, но не влияет на концентрацию кислорода.

Наличие хлоридов отрицательно влияет на общую коррозию конструкционных материалов. Присутствие хлоридов и фторидов особенно интенсифицирует коррозию циркониевых сплавов и коррозию под напряжением аустенитных нержавеющих сталей. В связи с этим для всех установок высоких давлений принимают меры по удалению хлоридов из водной среды (обессоливание добавочной воды, а в особо ответственных случаях и обессоливание турбинного конденсата). Для теплоносителей реакторных установок принимают меры и по удалению фторидов.

Введение щелочей в воду теплоэнергетических установок повышает значения рН воды, имеющего большое влияние на коррозию конструкционных материалов, за исключением аустенитных нержавеющих сталей, сохраняющих неизменно высокую общую коррозионную стойкость в широком интервале изменений рН (5,5—12,5 и выше). Для перлитных сталей благоприятно  $pH > 9,4$ . Для циркониевых и алюминиевых сплавов щелочные среды усиливают коррозионные процессы.

Водород, выделяющийся при коррозионных процессах, может способствовать хрупким разрушениям конструкционных материалов — циркониевых сплавов вследствие их наводороживания и перлитных сталей.

Значительное влияние на коррозию оказывают теплотехнические и теплофизические условия, в которых работают элементы оборудования тепловой схемы.

Повышение температур в области низких параметров, т. е. на конденсатном тракте, способствует снижению общей коррозии, но на всем остальном тракте тепловой схемы с ростом температуры скорость коррозии возрастает.

Высокие тепловые нагрузки интенсифицируют коррозионные процессы (рис. 3.3). Поэтому следует стремиться к возможно более равномерному распределению топочных нагрузок, т. е. не допускать значительных местных увеличений  $q$ .

Влияние массовых скоростей среды неоднозначно. Это можно показать на примере так называемой пароводяной коррозии, происходящей при полном отсутствии кислорода, т. е. в котлах СКП в отсутствие дозирования окислителей и в парообразующих системах барабанных котлов. На рис. 3.3 представлена зависимость скорости коррозии перлитных сталей от тепловой нагрузки для котлов СКП. При одинаковой тепловой нагрузке повышение массовой скорости среды сверх оптимальной, характерной для области А, препятствует образованию и сохранению защитной оксидной пленки. Понижение массовой скорости среды ниже оптимальной ухудшает отвод теплоты от металла, повышая его температуру, что также способствует усилению коррозии.

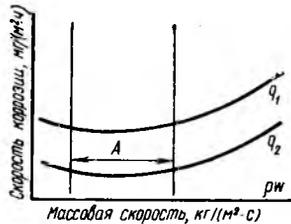


Рис. 3.3. Зависимость скорости коррозии перлитной стали в экранной системе котла СКП от массовой скорости воды и тепловой нагрузки ( $q_1 > q_2$ )

Для кислородной коррозии влияние скорости среды неоднозначно. Чем больше скорость среды (во всяком случае до 2 м/с), тем быстрее происходит процесс пассивации кислородом вследствие интенсификации его подвода к металлу. Однако чем больше скорость среды, тем вероятнее срыв защитных оксидных пленок с металла. Скорости среды более 10 м/с приводят к полному срыву оксидных пленок со стенок металла и сочетанию интенсивной коррозии с эрозионным износом.

Неоднозначно и влияние температуры при насыщении воды кислородом в интервале температур 40—80°C (открытые системы тепловых сетей), максимум коррозии соответствует 60°C.

Многочисленные исследования скорости общей коррозии сталей на образцах в лабораторных условиях свидетельствуют о возможности самопроизвольного перехода сталей в пассивное состояние. Время образования пассивной пленки  $\tau_{\text{пасс}}$  зависит как от воднорежимных условий, так и от типа стали. Для аустенитных нержавеющей сталей  $\tau_{\text{пасс}}$  составляет 100—150 ч, для простых углеродистых сталей — 500—800 ч. После достижения пассивного состояния потеря массы образцов продолжает увеличиваться, но существенно медленнее, особенно по сравнению с начальными участками (рис. 3.4).

Самопроизвольному образованию пассивной пленки на перлитных сталях может мешать переменность температур металла, вызываемая переменностью тепловой нагрузки, особенно при больших абсолютных ее значениях. Эта так называемая «термическая качка» способствует нарушению целостности пленки в процессе ее образования, так как коэффициенты термического удлинения для оксидной пленки и для металла различны.

Существуют способы «принудительного» создания пассивной пленки, которые позволяют не только ускорить ее образование, но и придать ей лучшие защитные свойства, по сравнению с самостоятельно возникающей. Эти методы, рассмотренные в гл. 9, 10 и 11, связаны с вводом окислителей в процессе эксплуатации (перекись водорода, газообразный кислород) или с комплексной обработкой. В последнем случае возможна не только непрерывная обработка, как при окислении, но и периодическая обработка только в процессе пуска. Как показано в гл. 9, при этом на образование пассивной весьма прочной пленки требуется всего около 5 ч.

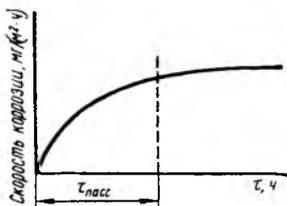


Рис. 3.4. Зависимость потери массы образцов стали от длительности воздействия водной среды

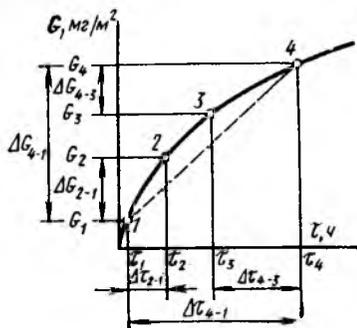


Рис. 3.5. Расчет скорости коррозии по участкам зависимости убыли массы образцов от времени испытания

Экспериментальные данные показывают, что скорость коррозии сталей может быть описана уравнением типа  $\lg k = a - b \lg \tau$ , где  $k$  — скорость коррозии.

Для подбора коэффициентов  $a$  и  $b$  в этом эмпирическом уравнении необходимо иметь экспериментальные данные хотя бы для двух значений скоростей коррозии  $k$ , рассчитанных для сталей по убыли массы образцов  $\Delta G$ , мг/м<sup>2</sup>, за период  $\Delta \tau$ , и:

$$k_{2-1} = \Delta G_{2-1} / \Delta \tau_{2-1} \text{ и } k_{4-3} = \Delta G_{4-3} / \Delta \tau_{4-3}.$$

Из рис. 3.5 видно, что значения  $\Delta \tau$  для расчета скоростей коррозии по участкам не должны быть очень большими. Так, скорость коррозии  $k_{4-1} = \Delta G_{4-1} / \Delta \tau_{4-1}$  (см. пунктирную прямую 1-4 на рис. 3.5) существенно отличается от скоростей коррозии, рассчитанных по промежуточным участкам (см. сплошные линии 1-2, 3-4). Однако значения  $\Delta \tau$  не должны быть и очень малы, так как они будут соответствовать малым  $\Delta G$ , что снизит точность определяемых скоростей коррозии. Оптимальные значения  $\Delta \tau = 300 \div 400$  ч.

Одним из важнейших факторов предотвращения интенсивной общей коррозии и некоторых других ее видов следует считать надежную гидродинамику пароводяных контуров. Например, в процессе движения пароводяной смеси в горизонтальных и слабонаклонных трубах в случае недостаточной скорости воды может возникнуть расслоение пароводяной смеси. При относительно малых диаметрах трубы на их верхние участки периодически происходит заброс влаги. Если эти трубы обогреваемые, то влага может выпариваться досуха, создавая значительные местные концентрации примесей, например щелочей. При этом возможна местная щелочная коррозия вплоть до разрушения трубы. Чтобы не допустить расслоения пароводяной смеси, необходимо правильно выбрать скорости среды, а в ряде случаев изменить наклон труб.

Для предотвращения интенсивной коррозии необходимо также оценивать принимаемые конструктивные решения. Так, для элементов парогенераторных установок АЭС обязательна вальцовка труб на всю толщину трубных досок или трубных коллекторов. В противном случае возможны следующие нарушения, вызывающие интенсивную коррозию:

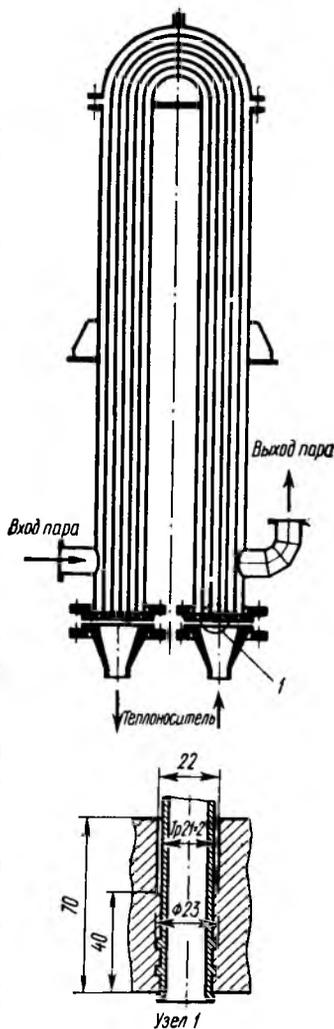


Рис. 3.6. Вертикальный теплообменник для перегрева пара

для испарительного элемента — застой воды в щелях и поступление ее лишь по мере выпаривания с непрерывным концентрированием щелочей и хлоридов, способствующих коррозионным разрушениям аустенитных нержавеющих трубок в местах вальцовок (повышенные напряжения);

для перегревателя элемента при вертикальном его расположении, с нижней трубной доской и нижним подводом пара (рис. 3.6) — выпадение влаги из насыщенного пара при входе его в перегревательный элемент, попадание этой влаги в щели с упариванием досуха и разрушением трубок за счет концентрации щелочей и хлоридов.

### § 3.5. КОРРОЗИЯ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ АУСТЕНИТНЫХ НЕРЖАВЕЮЩИХ СТАЛЕЙ

Аустенитные нержавеющие стали являются основным конструкционным материалом парогенерирующих установок АЭС. Они используются также для выходных змеевиков первичных пароперегревателей котлов СКП.

Большим преимуществом аустенитных нержавеющих сталей является существенно *меньшее охрупчивание под воздействием нейтронного потока* по сравнению с перлитными сталями. Именно это их свойство побуждает наплавлять ими всю внутреннюю поверхность перлитных корпусов реакторов типа ВВЭР.

Существенным недостатком аустенитных нержавеющих сталей является их склонность к особому виду разрушений — *коррозии под напряжением* (или коррозионному растрескиванию), проявляющейся при наличии наклепа, неизбежного в процессе изготовления изделий из этих сталей. Разрушение металла при этом носит, как правило, транскристаллитный характер. Трещины располагаются преимущественно перпендикулярно растягивающим усилиям. Скорость развития трещин велика и может достигать нескольких сантиметров в час. Характерно, что скорость общей коррозии металла, происходящей наряду с коррозионным растрескиванием, весьма невелика. Последнее обстоя-

тельство дает основания полагать, что разрушение идет по участкам металла, находящимся в активном состоянии, в то время как остальная поверхность стали пассивирована. Коррозионное растрескивание имеет электрохимическую природу. Можно полагать, что его причиной является распад аустенита под влиянием локаль-

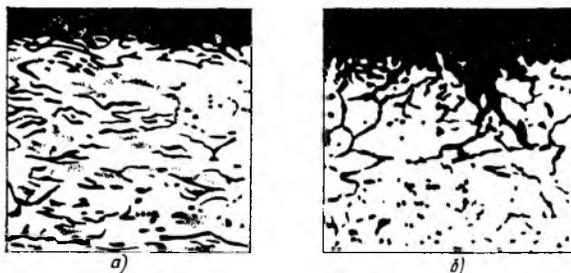


Рис. 3.7. Микроструктура образцов с наклепом 30% после испытаний в водной среде с концентрацией  $\text{Cl}^-$ -иона, составляющей 50 мкг/кг:

а — при отсутствии кислорода; б — при содержании кислорода 1 мг/л

ных деформаций с образованием  $\alpha$ -фазы и интенсивное ее растворение в среде, содержащей хлориды. Растрескивание ускоряется в присутствии растворенного кислорода (рис. 3.7), хлоридов и при повышенной щелочности воды. В отсутствие кислорода, но при высокой щелочности воды может развиваться и щелочная хрупкость напряженного металла, особенно при наличии наклепа.

Так как концентрации хлоридов и фторидов усугубляют этот вид коррозии, то атомные электростанции требуют соответствующего нормирования их воды и обессоливания добавочной воды независимо от параметров работы.

В воде первых контуров реакторов двухконтурных АЭС невозможно полное отсутствие кислорода в силу протекающих процессов радиолиза. Во вторых контурах, т. е. в воде парогенераторов, в связи с работой деаэраторов и при подаче питательной воды в область интенсивного парообразования в парогенераторе возможно практически полное отсутствие растворенного кислорода в воде.

Аустенитные нержавеющие стали имеют еще один недостаток. входящий в их состав никель является источником образования в реакторе радиоактивного кобальта. Большой период полураспада этого изотопа (около 5 лет) осложняет проведение ремонтных работ при наличии его в отложениях и создает большие трудности при необходимости демонтажа элементов реакторного контура после завершения срока работы. В связи с этим большое значение имеет безникелевая мартенситно-ферритная сталь 08X14МФ, применение которой перспективно как в атомной энергетике (прежде всего для СПП и ПНД), так и для ПНД блоков СКП. Эта сталь не подвержена коррозионному растрескиванию и мало отличается от аустенитной нержавеющей стали в отношении общей коррозии (рис. 3.8), а отсутствие в ней дефицитного и дорогого никеля делает ее не дефицитной и дешевой.

Уровни нормирования концентраций хлоридов в воде парогенератора двухконтурной АЭС (см. гл. 12) и в воде реактора такой АЭС (см. гл. 14) существенно отличаются.

### § 3.6. КОРРОЗИЯ ЛАТУНЕЙ

Наиболее целесообразно применение медных сплавов, в основном латуней (сплав меди и цинка), в конденсаторах турбин. Высокая общая коррозионная стойкость сочетается у латуней с большой теплопровод-

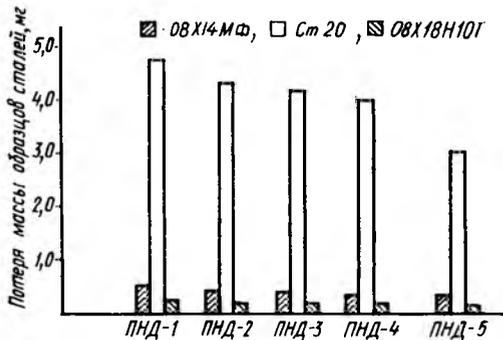


Рис. 3.8. Потеря массы образцов сталей при испытаниях в течение 166 ч в конденсатном тракте Чернобыльской АЭС

ностью. Далее приведены для сравнения коэффициенты теплопроводности для различных конструкционных материалов.

Материалы	$\lambda$ , кВт/(м·К)
Латунь . . . . .	81,0
Перлитные стали . . . . .	46,5
Аустенитные нержавеющие стали . . . . .	21,0
Титановые сплавы . . . . .	11,0

Из этих данных видно, что для конденсаторов замена латуней на нержавеющие стали и тем более на титановые сплавы потребовала бы существенного увеличения поверхности теплообмена. Коррозионная стойкость латуней различается по отношению к охлаждающим водам разных соленосодержаний. Поэтому простейшую латунь Л68 целесообразно применять только для ПНД, для конденсаторных трубок предпочтительнее латуни мышьяковистые, оловянистые, реже алюминиевые. Для особо агрессивных охлаждающих вод латуни целесообразно заменить на мельхиор (медно-никелевые сплавы).

Для предотвращения значительной эрозии латуней в сочетании с большой коррозией скорости охлаждающей воды в трубах конденсатора не должны быть выше 2,2 м/с (а при наличии взвесей — менее 1,7 м/с).

Коррозионные повреждения проявляются в конденсаторных латунных трубках в виде общего и пробочного обесцинкования, коррозионного растрескивания, ударной коррозии и коррозионной усталости. Обесцинкование является электрохимическим процессом, в котором цинк выполняет роль анода, а медь — катода.

В охлаждающей воде конденсаторов турбин при отсутствии обесцинкования латуни обладают высокой устойчивостью, скорость их коррозии составляет 0,008—0,1 мм в год.

При эксплуатации конденсаторов турбин в процессе контакта с конденсирующимся паром латуни склонны к специфическому разрушению, получившему название *коррозионного растрескивания*, которое может протекать как межкристаллитно, так и транскристаллитно. Непременным условием его является наличие растягивающих напряжений.

Растрескивание наблюдается преимущественно при одновременном наличии в паре кислорода, неизбежного в вакуумных системах, и аммиака. Увеличение в латуни содержания цинка сильно повышает ее склонность к коррозионному растрескиванию.

В процессе контакта с охлаждающей водой латунь может подвергаться также ударной коррозии, связанной с явлением кавитации\*. Воздушные полости, возникающие при этом, устраняются, как только они переносятся в районы более повышенного давления. Разрушение этих полостей сопровождается внезапными значительными сжимающими усилиями. Если это происходит вблизи стенок конденсаторных трубок, то они подвергаются большому числу ударов и оксидные пленки на них разрушаются. На поверхности металла, лишенной защит-

\* Кавитация в условиях работы конденсаторов турбин представляет собой разрывы потока охлаждающей воды при завихрении последней в местах пониженных давлений.

ных пленок, возникает анодный участок, а катодом служит значительная поверхность металла с неразрушенной пленкой, которая окружает анодные участки. При этом создаются условия для протекания локальной коррозии, интенсивность которой определяется не только концентрацией коррозионных агентов, но и соотношением площадей действующей микрочастицы.

Доля отдельных видов коррозии латуней характеризуется следующими примерными цифрами (%): ударная коррозия развальцованных концов трубок — 30, общее обесцинкование — 20, пробочное обесцинкование — 15, аммиачная коррозия со стороны пара — 11, коррозионное растрескивание — 6,5, трещины коррозионной усталости — 5. На долю разрушений, связанных с механическими повреждениями труб (перевальцовка, расплющивание, технологические дефекты), приходится 12,5 %.

Причиной коррозионных повреждений трубок часто является неправильный выбор марки латуни для конденсаторов, охлаждаемых водой известного состава. Так, латунь марки Л68 подвергается обесцинкованию при использовании для охлаждения воды с содержанием выше 300 мг/кг. В результате металл трубок становится хрупким и легко разламывается.

### § 3.7. КОРРОЗИЯ ЦИРКОНИЕВЫХ И АЛЮМИНИЕВЫХ СПЛАВОВ

Для реакторов с водным теплоносителем циркониевые сплавы являются наиболее распространенным материалом для изготовления оболочек тепловыделяющих элементов (сплав с 1% Nb) и технологических каналов (сплав с 2,5% Nb). Основное преимущество этих сплавов — малое сечение захвата нейтронов, в связи с чем при их применении допускается меньшее обогащение урана, чем при применении в активной зоне аустенитных нержавеющей сталей. Циркониевые сплавы относятся к числу наиболее коррозионно-стойких — скорость их общей коррозии около 1 мг/(м<sup>2</sup>·ч), т. е. даже несколько меньше, чем аустенитных нержавеющей сталей. Весьма важно, что конструктивно неизбежный контакт (сварка) циркония с аустенитными нержавеющей стали не вызывает контактной коррозии. Не склонны циркониевые сплавы также к таким видам коррозии, как щелевая межкристаллитная и под напряжением.

Возрастание теплового потока увеличивает скорость коррозии циркониевых сплавов. Поэтому необходимо стремиться к равномерности тепловой нагрузки по активной зоне. Скорость коррозии циркониевых сплавов зависит от температуры, но не от циклических нагревов и охлаждения. На скорость коррозии циркониевых сплавов влияет давление пара: при постоянной температуре скорость тем выше, чем выше давление. Состав водной среды, во всяком случае в пределах относительно мало отличающихся от обычных реакторных норм, на скорость коррозии циркониевых сплавов не влияет, за исключением хлоридов и фторидов. Значение рН во всем возможном диапазоне изменения его в реакторах и даже до рН = 11,0 на коррозию циркониевых сплавов не влияет.

Коррозия циркониевых сплавов имеет электрохимический характер, но протекает не с потерей массы, как у сталей, а с возрастанием массы за счет оксидной пленки, которая представляет собой моноклинную модификацию диоксида циркония. Коррозия циркониевых сплавов является сложным процессом. Сначала оксидная пленка растет на поверхности раздела металл — пленка, а кислород диффундирует сквозь пленку в металл, образуя твердый раствор кислорода в цирконии. Далее, в определенных условиях термодинамически более устойчивым становится не твердый раствор кислорода в цирконии, а его оксид. В связи с этим происходит перестройка кристаллической решетки твердого раствора в решетку диоксида циркония, избыток атомов циркония растворяется в оксиде и образуется твердый раствор циркония в его диоксиде.

Кинетика коррозионного процесса для циркониевых сплавов протекает сначала по обычному параболическому закону. Однако если температуры выше или близки к предельно допустимым, то с течением времени вместо черной оксидной защитной пленки образуется белая осыпающаяся оксидная пленка, не защищающая сплав, скорость коррозии которого резко возрастает.

Относительно небольшие значения температур, допустимых по условиям сохранения высокой общей коррозионной стойкости, — основной недостаток циркониевых сплавов (не считая, конечно, его дороговизны). На основе многочисленных глубоких исследований в настоящее время в атомной энергетике, использующей циркониевые сплавы, приняты следующие допустимые температуры среды в активной зоне: 285 °С — для кипящих реакторов (отсюда принятое во всем мире давление в этих реакторах, выдающих насыщенный пар, — 7,0 МПа) и 335 °С — в условиях реакторов, охлаждаемых водой под давлением. Установлено, что при этих температурах не проявляется влияние облучения на скорость коррозии циркониевых сплавов. При более высоких температурах облучение тем значительно увеличивает скорость коррозии, чем выше температура воды.

Особенностью поведения циркониевых сплавов является их склонность к наводороживанию. В течение начального периода окисления в цирконии растворяется 30—40% «коррозионного» водорода, на втором этапе — растворяется весь остальной «коррозионный» водород. Образующиеся при этом гидриды циркония в определенных условиях, зависящих от технологии изготовления циркониевых труб, могут вызвать значительное охрупчивание сплавов циркония, недопустимое по условиям эксплуатации. Циркониевые сплавы эрозионно стойки — допустимы скорости воды до 9 м/с без изменения скорости коррозии сплава.

С учетом положительного влияния периодической комплексонной обработки перлитных сталей и установленной в отечественных исследованиях идентичности термолиза и радиоллиза и высокой эффективности термордиоллиза для комплексов металлов с ЭДТУ, была рассмотрена возможность получения защитных оксидных пленок на циркониевых сплавах.

Первоначально экспериментальное исследование ставило своей целью определить, не опасна ли для циркониевых сплавов периодическая комплексонная обработка перлитных сталей. Это было необходимо, так как создание или восстановление в процессе эксплуатации защитной пленки на перлитных сталях предусматривает введение комплексона в воду реактора и циркуляцию раствора через активную зону. Высказывались опасения, что магнетит будет выпадать не только на перлитной стали, но и на циркониевых сплавах активной зоны, в результате чего коррозионная стойкость их снизится. Первые же эксперименты показали, что комплексонная обработка не только не опасна, но и полезна для циркониевых сплавов. В связи с этим возможность повышения коррозионной стойкости циркониевых сплавов стала задачей самостоятельного исследования, результаты которого представлены на рис. 3.9 и 3.10. В результате предварительной обработки трехзамещенной аммонийной солью ЭДТУ с концентрацией 500 мг/кг коррозионная стойкость при последующем испытании в недеаэрированном конденсате повысилась примерно вдвое (рис. 3.9). Рис. 3.10 подтверждает положительное действие комплексонной обработки на циркониевые сплавы — положительный потенциал выхода из пассивной области увеличивается.

Комплексонная обработка производилась в присутствии в автоклаве одновременно с циркониевыми также и образцов корпусной стали. Такое решение было принято с целью проверки реальности высказанных опасений, касающихся возможности образования магнетитовых отложений на образцах циркониевых сплавов. Было установлено образование защитных оксидных пленок в полном согласии с правилом структурного соответствия Данкова — магнетит обнаруживался только на стальных образцах, а оксиды циркония — только на циркониевых образцах. Кроме того, дополнительно проведенное исследование показало, что на об-

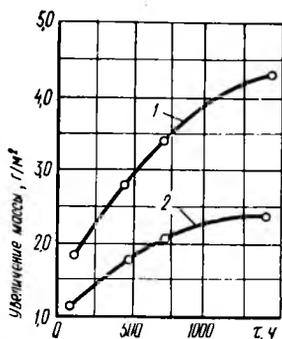


Рис. 3.9. Коррозия в недеаэрированном конденсате образцов сплава циркония:

1 — без предварительной обработки; 2 — после предварительной обработки комплексоном

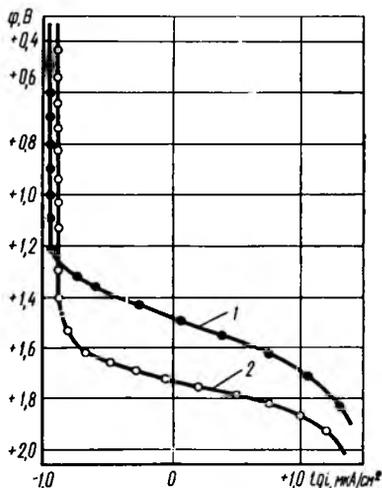


Рис. 3.10. Поляризационные кривые для циркониевого сплава в конденсате:

1 — без предварительной обработки; 2 — после предварительной обработки комплексоном

работанной комплексом поверхности циркониевых сплавов уменьшилась сорбция оксидов железа из водной среды в процессе последующей эксплуатации. Так, за 1500 ч работы на необработанных циркониевых образцах сорбировалось 97,5 мг/м<sup>2</sup> оксидов железа (в пересчете на Fe), а на обработанных — 42,0 мг/м<sup>2</sup>. Установлена также и меньшая склонность к наводороживанию для обработанного комплексом циркониевого сплава.

Эти данные свидетельствуют о перспективности дальнейших исследований по применению перлитных сталей в реакторных контурах при условии периодических комплексных обработок в процессе пусков.

Алюминиевые сплавы по ядерным характеристикам не хуже циркониевых, однако предельно допустимые температуры среды значительно меньше \*. В связи с этим они нашли применение только для низко-температурных ядерных реакторов. Для принятых в настоящее время параметров ВВЭР и РБМК применение алюминиевых сплавов ограничивается вспомогательными системами, например для охлаждения каналов СУЗ (см. гл. 13). Однако в связи с дешевизной алюминиевых сплавов в ближайшее время можно ожидать расширения сферы их использования. Прежде всего это относится к так называемым «атомным станциям теплоснабжения» (АСТ), на которые предполагается возложить снабжение теплотой отопительные системы. В связи с этим температуры среды невысоки.

Общая коррозионная стойкость алюминиевых сплавов высока, но лишь в пределах определенных температур. Кроме того, эти сплавы весьма чувствительны к значению рН, причем оптимальное значение зависит от уровня температур. Так, один из наиболее распространенных сплавов алюминия САВ-6 требует рН-4,5 при температуре среды 100 °С и рН = 3,5 при температуре 200 °С. Увеличение рН до 9,0 может привести к росту скорости коррозии не менее чем в 2 раза. Для регулирования значения рН наиболее оправдало себя применение фосфорной кислоты, одновременно проявляющей себя как ингибитор коррозии алюминиевых сплавов.

В отличие от циркониевых, алюминиевые сплавы подвержены эрозии и разрушению в связи с кавитацией, а скорость коррозии алюминиевых сплавов зависит от скорости водной среды и от соотношения суммарной его поверхности с объемом контура и с суммарной поверхностью других конструкционных материалов, в частности сталей.

Алюминиевые сплавы склонны ко многим видам коррозии — контактной, щелевой, межкристаллитной, под напряжением.

Из примесей воды общую и местную коррозию алюминиевых сплавов в наибольшей мере интенсифицируют хлориды, которые, адсорбируясь на поверхности сплава, нарушают его пассивное состояние. Недопустимо также наличие в воде щелочей, так как при этом возрастает значение рН.

В обычной теплоэнергетике алюминиевые сплавы иногда используют в так называемых сухих градирнях в сочетании со смешивающими конденсаторами (см. рис. 4.13).

\* Эти сплавы используют практически для всех исследовательских реакторов. так как температуры теплоносителя (воды) в них низки (40–70 °С).

## КОНДЕНСАТООЧИСТКА В СОСТАВЕ ТЕПЛОВЫХ СХЕМ ТЭС И АЭС

### § 4.1. ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ОБЕССОЛИВАНИЯ ТУРБИННОГО КОНДЕНСАТА

Основными составляющими питательной воды являются турбинный конденсат и конденсаты греющих паров регенеративных подогревателей, так как воднопаровой цикл станции замкнут (см. рис. 1.1—1.4). В связи с этим парообразующие агрегаты современных ТЭС и АЭС питаются водой высокой чистоты. В состав питательной воды для ТЭЦ входят также возвратные конденсаты подогревателей сетевой воды и с производства.

В процессе эксплуатации возможно некоторое загрязнение конденсатов. Турбинный конденсат может загрязняться естественными примесями за счет присоса охлаждающей воды в конденсаторах турбин. Остальные потоки загрязняются продуктами коррозии конструкционных материалов. Соответственно различными являются и методы борьбы с этими загрязнениями.

*Методы водного режима* предусматривают различные мероприятия как для уменьшения загрязнения, так и для вывода их из цикла. Для уменьшения выноса в воду продуктов коррозии соответствующим образом корректируют физико-химические показатели среды, а для удаления загрязнений из цикла применяют различные, чаще механические, фильтры.

Для уменьшения присосов охлаждающей воды в конденсаторах предусматривают определенные конструктивные решения, а для удаления из воды загрязнений, которые все же попали в нее в связи с присосом охлаждающей воды, *наиболее эффективным средством является применение 100%-ного ионообменного обессоливания турбинного конденсата.*

Совершенно необходима 100 %-ная очистка турбинного конденсата для конденсаторов с морской охлаждающей водой. Коррозия конденсаторных трубок и поэтому присос охлаждающей воды при этом более значительны, а при том же присосе поступление примесей будет гораздо более существенным, чем для речных охлаждающих вод. *Однако и для речных охлаждающих вод 100 %-ная конденсатоочистка также необходима.* Это относится не только к ТЭС с СКП с невозможностью их продувки, но и к парообразующим агрегатам, работающим на докритических давлениях в условиях многократной естественной (или принудительной) циркуляции (рис. 1.2- 1.4), несмотря на возможность вывода примесей с продувкой (рис. 1.2) или с помощью байпасной очистной установки (рис. 1.3, 1.4).

Присос охлаждающей воды в конденсаторе определяют обычно в процентах от полного расхода пара на турбину. Заводы гарантируют для новых конденсаторов присос  $q = 0,004 \%$ . В процессе эксплуатации присос увеличивается. Предельно допустимым можно считать присос  $q = 0,02 \%$ ; с увеличением  $q$  сверх этого значения конденсатор или одна из его половин, в которой обнаружен повышенный присос, должен быть поставлен на ремонт (смена, или заглушивание поврежденных трубок).

Из числа естественных примесей, поступающих с присосом охлаждающей воды, особенно вредны соединения, определяющие жесткость воды, а для схем рис. 1.3 и 1.4 еще и хлориды, так как в этих схемах используются аустенитные нержавеющие стали. По этим показателям можно классифицировать воды рек так, как это сделано, например, в табл. 4.1. В воде рек типа реки Белой, при малой жесткости содержание хлоридов большое, в реках типа Днепра и жесткость и содержание хлоридов средние, типа Дона — большая жесткость при малом содержании хлоридов. В реках типа Северского Донца и жесткость и содержание хлоридов большие.

Таблица 4.1. Жесткость и концентрация хлоридов для наиболее характерных речных вод

Река	Жесткость, мг-экв/кг	Концентрация, мг/кг
Белая	1,4 (малая)	77,0 (большая)
Днепр	4,0 (средняя)	15,0 (средняя)
Дон	8,5 (большая)	2,6 (малая)
Северский Донец	6,4 (большая)	119,0 (большая)

По ПТЭ, жесткость конденсата после конденсатора нормируется на уровне не более 0,5 мкг-экв/кг — для ТЭС СКП и для реакторов одноконтурных АЭС и парогенераторов двухконтурных АЭС; для ТЭС с барабанными котлами нормируемое значение жесткости конденсата зависит от давления пара и вида используемого топлива (табл. 4.2).

Жесткость конденсата в результате присоса охлаждающей воды

$$s_{\kappa} = qs_{\text{ох.в.}}/60, \quad (4.1)$$

где  $q$  — присос в конденсаторе, отнесенный к полному расходу пара на турбину, %; коэффициент 60

Таблица 4.2. Нормирование конденсата для блоков с барабанными котлами

Давление пара, МПа	Нормируемое значение жесткости конденсата, мкг-экв/кг	
	для жидкого топлива	для твердого топлива
3,9	5	10
9,8	1	3
Выше 9,8	1	1

учитывает, что для блоков ТЭС в конденсатор сливается только конденсат греющего пара первого ПНД, а конденсаты греющих паров остальных ПНД, составляющие ~ 40 % расхода пара, закачиваются непосредственно в конденсатопровод. Однако, если все конденсаты греющих

паров сливаются каскадно в конденсатор, как это имеет место, например, на Ленинградской АЭС, то вместо формулы (4.1) надо писать

$$s_k = qs_{ох.в}/100, \quad (4.1a)$$

Предельно допустимые присосы охлаждающей воды для рек (см. табл. 4.1 рассчитанные для норм ПТЭ по уравнению (4.1), представлены в табл. 4.3. Из этих данных следует неизбежность 100%-ной кон-

Т а б л и ц а 4.3. Предельно допустимые значения присосов охлаждающей воды  $q$ , %, в конденсаторе для обеспечения норм по жесткости конденсата

Река	ТЭС с СКП и АЭС	ТЭС с ДКП при давлении более 9,8 МПа	Река	ТЭС с СКП и АЭС	ТЭС с ДКП при давлении более 9,8 МПа
Белая	0,021	0,042	Дон	0,0035	0,007
Днепр	0,0075	0,015	Северский Донец	0,0047	0,0094

денсатоочистки на ТЭС с СКП для любых охлаждающих вод. Прямоточность котлов СКП означает неизбежность образования отложений в их трубной системе, причем в тем большей степени, чем больше будет внесено естественных примесей воды, поступающих с присосом охлаждающей воды. В связи с этим можно даже без расчета утверждать, что установка для 100%-ного обессоливания турбинного конденсата является обязательным элементом схемы таких ТЭС (см. рис. 1.1). Это же относится и к прямоточным парогенераторам двухконтурных АЭС, несмотря на их докритические давления. Для оценки необходимости 100%-ной конденсатоочистки в условиях реакторов одноконтурных АЭС и парогенераторов двухконтурных АЭС, при многократной циркуляции, необходимо дополнительно провести расчеты по водному режиму в отношении хлоридов. Поступление хлоридов в цикл в отсутствие 100%-ной конденсатоочистки на 1 кг пара составляет  $(q/100)s_{ох.в}$ . Вывод хлоридов производится на байпасной очистной установке (см. рис. 1.3, 1.4) с расходом  $p$  (%) и составляет на 1 кг пара  $(p/100) \times (s_{прод}^{Cl} - s_{прод.оч}^{Cl})$ . Членом  $s_{прод.оч}^{Cl}$  можно пренебречь ввиду его малости по сравнению с  $s_{прод}^{Cl}$ . Тогда допустимый присос по хлоридам можно определить из соотношения

$$\bar{q} = ps_{прод}^{Cl}/s_{ох.в}^{Cl}. \quad (4.2)$$

В качестве  $s_{прод}^{Cl}$  следует подставлять нормируемые значения в воде реакторов одноконтурных АЭС (не более 50 мкг/кг)\* или в воде парогенераторов двухконтурных АЭС с теплообменной поверхностью из аустенитных нержавеющей сталей [(не более 0,5 мг/кг (см. гл. 12)].

Входящее в соотношение (4.2) значение расхода воды реактора (или парогенератора) на очистку принимают по нормам не более 4% для ре-

\* По ПТЭ в нормах приводится суммарно для хлоридов и фторидов значение 100 мкг/кг (см. гл. 13).

Таблица 4.4. Предельно допустимые значения присосов охлаждающей воды  $q$ , ‰, в конденсаторе для обеспечения норм по хлоридам в воде, поступающей на байпасную очистку

Река	Реакторы одноконтурной АЭС при $p=4\%$	Парогенераторы двухконтурных АЭС при $p=0,5\%$	Река	Реакторы одноконтурной АЭС при $p=4\%$	Парогенераторы двухконтурных АЭС при $p=0,5\%$
Белая Днепр	0,0026 0,0137	0,0032 0,017	Дон Северский Донец	0,077 0,0017	0,090 0,002

акторов одноконтурных АЭС и не более 1 % для парогенераторов двухконтурных АЭС. Расчеты по (4.2) приведены в табл. 4.4. для нормируемых концентраций хлоридов в воде, поступающей на байпасную очистку. Сопоставление данных табл. 4.3 и 4.4 свидетельствует о том, что ни для одной из рек не выдерживаются допустимые присосы, рассчитанные по обоим нормируемым показателям. Поэтому для реакторов одноконтурных АЭС неизбежно применение 100%-ного обессоливания турбинного конденсата. Важно также учитывать, что повышенные присосы не могут быть быстро обнаружены и в эксплуатации вполне возможно  $q > 0,02\%$ , например, до  $q = 0,05\%$ . При этом вакуум еще не нарушается, а привнос примесей возрастает в 2,5 раза в сравнении с  $q = 0,02\%$ . Кроме того, если вывести хотя бы половину конденсатора на ремонт, то снизится мощность блока, что очень важно для современных блоков одноконтурных АЭС мощностью 1000 МВт и более. И наконец, для одноконтурных АЭС 100 %-ная конденсатоочистка является эффективной защитой реактора от аварийных ситуаций, возможных, например, при разрыве какой-либо конденсаторной трубы.

Рассмотрим конденсатоочистку для вторых контуров двухконтурных АЭС. По принятым в настоящее время нормам расхода воды парогенератора на очистку ( $p = 0,5\%$ ) практически ни для одной из охлаждающих вод (см. табл. 4.1) невозможно обеспечить нормы водного режима: для одних по хлоридам — реки типа Белой и Северского Донца, для других по жесткости — реки всех типов, кроме Белой.

В практике зарубежных АЭС до последнего времени не применяли конденсатоочистку для вторых контуров, а заменяли латуни титановыми сплавами, нечувствительными к концентрации хлоридов. Но такие сплавы очень дороги и затраты на них многократно перекрывают затраты на конденсатоочистку.

В отечественной практике считается обязательной 100% -ная обессоливающая установка для вторых контуров АЭС. Именно такое решение, а не увеличение продувки технико-экономически оправдано, принимая во внимание, что байпасная очистка воды парогенератора также производится на ионнообменных смолах, но в радиоактивных условиях.

В условиях достаточно плотных конденсаторов фильтры конденсатоочистки могут регенерироваться редко. На рис. 4.1 представлены

межрегенерационные периоды, рассчитанные для фильтров смешанного действия (ФСД), используемых в составе очистки турбинного конденсата, что обосновывается в § 4.4. Межрегенерационный период (сутки).

$$\tau = hg_0/(us_0), \quad (4.3)$$

где  $h$  — высота слоя ионитов, м;  $g_0$  — обменная емкость ионитов, г-экв/л;  $u$  — скорость фильтрования, м/ч;  $s_0$  — концентрация примесей на входе в фильтр, г-экв/л.

При расчетах конденсатоочисток принимают  $h = 0,6$  м;  $u = 75$  м/ч;  $g_0 = 1,13$  для катионита КУ-2 и  $g_0 = 1,01$  для анионита АВ-17. Данные по  $s_0$  принимают в соответствии с расчетным значением присоса для составов вод, приведенных в табл. 4.1. Из рис. 4.1 видно, что для нормальных значений присосов, т. е. для  $q = 0,004$  %, регенерация фильтров конденсатоочистки даже для самых неблагоприятных условий, т. е. для рек типа Северского Донца, требуется только один раз в 1,5 года, для той же охлаждающей воды при  $q = 0,04$  % регенерация требуется один раз в три месяца. Для остальных вод периоды между регенерациями многократно больше.

Расчетным путем можно показать, что для условий парогенераторов АЭС можно обессоливать не 100% турбинного конденсата. Так, в ряде случаев достаточно пропускать через обессоливающую установку до 40% всего расхода конденсата. Однако компоновочно такое решение громоздко и поэтому не применяется.

В меньшей степени оправдано применение обессоливания турбинного конденсата для барабанных котлов ТЭС и ТЭЦ для речных охлаждающих вод. Прежде всего для этих парогенераторов не нормируется содержание хлоридов в воде. Кроме того, по конструкции такие агрегаты допускают коррекционную обработку с переводом кальциевых соединений в шлам, выводимый с продувкой. Однако, как показано в § 10.2, применение такой обработки для давлений в барабане 15,5 МПа имеет определенные недостатки. Поэтому при таких параметрах для барабанных котлов ТЭС целесообразно применение 100%-ного обессоливания турбинного конденсата. Задержка такого решения объясняется относительной нехваткой ионнообменных смол.

От наличия конденсатоочистки зависит и метод подготовки добавочной воды, что связано с обязательной ее подачей в паровой объем конденсатора и, следовательно, ее проходом через ФСД конденсатоочистки. Количество добавочной воды только для ТЭЦ с промышленным невозвращаемым отбором может быть довольно большим (иногда до 20%).

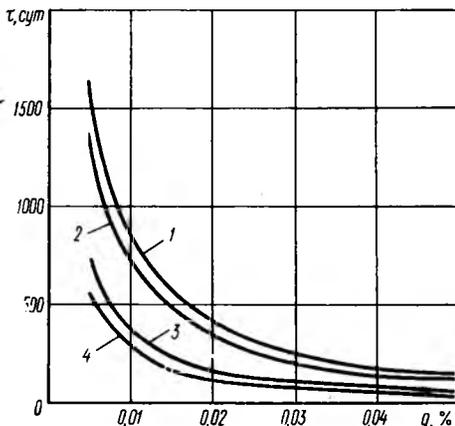


Рис. 4.1. Межрегенерационные периоды для ФСД 100%-ной конденсатоочистки в зависимости от присоса для рек типа: 1 — Белой; 2 — Днепра; 3 — Дона; 4 — Северского Донца

Во всех остальных случаях добавок составляет 1—3%. При этом качество добавочной воды можно допустить несколько худшим, чем качество конденсата после конденсатоочистки, т. е. метод подготовки добавочной воды может быть упрощен и удешевлен. Так, если раньше добавочную воду для энергоблоков СКП подготавливали по схеме трехступенчатого обессоливания, то в настоящее время для этих энергоблоков перешли к двухступенчатому обессоливанию добавочной воды, учитывая ее подачу в конденсатор и последующее прохождение вместе со всем потоком конденсата через ФСД конденсатоочистки, который становится для добавочной воды третьей ступенью обессоливания. При этом качество обессоленной добавочной воды для подпитки прямоточных котлов должно по нормам иметь следующие показатели: общая жесткость — не более 0,2 мкг-экв/кг; присутствие кремниевой кислоты — не более 20 мкг/кг; присутствие соединений натрия (в пересчете на Na) — не более 10 мкг/кг. Эти показатели несколько хуже в отношении Na и SiO<sub>2</sub> по сравнению с нормами (см. табл. 11.2). Но вода для первоначального заполнения контура котлов СКП и его регенеративной системы должна подаваться только через систему конденсатоочистки, которая обеспечивает ее полное обессоливание.

В воде, направляемой на байпасную очистку (см. рис. 1.3), жесткость нормируется (см. гл. 13). Однако расчеты по жесткости, аналогичные расчетам по хлоридам, неточны. В противоположность хлоридам жесткость претерпевает изменения по тракту — при повышении температуры в системе ПНД происходит разложение бикарбонатов с отводом углекислоты из деаэратора.

Кроме рассмотренных преимуществ 100%-ной конденсатоочистки для котлов ТЭС (см. рис. 1.2) и парогенераторов АЭС (см. рис. 1.4) есть и другие, рассмотренные в соответствующих главах.

На схемах рис. 1.1, 1.3, 1.4 добавочная вода подается в конденсатор и затем проходит через конденсатоочистку. Поэтому при расчете фильтров конденсатоочистки необходимо знать ее расход. Добавочная вода компенсирует как внутростанционные потери, так и внешние. Внутростанционные потери в расчете на номинальную нагрузку допускаются в количестве 1% для ГРЭС; 1,2% для ТЭС с чисто отопительной нагрузкой и 1,6%, если ТЭС имеет производственную нагрузку, для одноконтурных АЭС внутростанционные утечки не должны превышать 0,5%, а для двухконтурных АЭС — 1%. При частичных нагрузках агрегатов абсолютные значения внутростанционных потерь меняются мало, поэтому допустимо увеличение процента утечек для частичных нагрузок (но не более чем в 1,5 раза против указанных).

Утечки пара и воды неизбежны на любой станции в связи с отбором проб, пропаркой арматуры и т. п., а для схемы рис. 1.2 еще и в связи со сбросом части  $(1 - \beta)$  продувочной воды (см. гл. 5). Баланс расходов воды для определения требуемого количества добавочной воды составляет для схем рис. 1.1, 1.3 и 1.4

$$\alpha_{дв} + q/100 = \alpha_{ут}^{ст} + \alpha_{ут}^{внеш}, \quad (4.4)$$

а в отсутствие внешних потерь

$$\alpha_{дв} + q/100 = \alpha_{ут}^{ст}. \quad (4.5)$$

Значения  $\alpha_{дв}$  и  $\alpha_{ут}$  принято выражать в долях в расчете на 1 кг пара. Значение  $q/100$  весьма мало по сравнению со значением  $\alpha_{ут}^{ст}$ . Поэтому обычно им пренебрегают, считая, что для схем рис. 1.1, 1.3 и 1.4.

$$\alpha_{дв} = \alpha_{ут}^{ст} + \alpha_{ут}^{внеш}, \quad (4.6)$$

или, в отсутствие внешних потерь,

$$\alpha_{дв} = \alpha_{ут}^{ст}. \quad (4.6а)$$

Для схемы рис. 1.2

$$\alpha_{дв} + q/100 = \alpha_{ут}^{ст} + \alpha_{ут}^{внеш} + p(1-\beta)/100 \quad (4.7)$$

или

$$\alpha_{дв} = \alpha_{ут}^{ст} + \alpha_{ут}^{внеш} + p(1-\beta)/100. \quad (4.7а)$$

На основе этих расходных соотношений могут быть составлены развернутые балансы примесей в системе станции в отсутствие конденсатоочистки.

Для схем рис. 1.3 и 1.4

$$ps_{прод.оч}/100 + \alpha_{дв} s_{дв} + qs_{ох.в}/100 = \alpha_{ут}^{ст} s_{п} + \alpha_{ут}^{внеш} s_{п} + ps_{прод}/100. \quad (4.8)$$

а для схемы рис. 1.2

$$\alpha_{дв} s_{дв} + qs_{ох.в}/100 = \alpha_{ут}^{ст} s_{п} + \alpha_{ут}^{внеш} s_{п} + ps_{прод}/100. \quad (4.9)$$

В уравнениях (4.8) и (4.9)  $s_{прод.оч}$  — концентрации после байпасной очистной установки;  $s_{дв}$  — концентрация примесей в добавочной воде, мг/кг;  $s_{ох.в}$  — концентрации примесей в охлаждающей воде конденсаторов, мг/кг;  $s_{п}$  — концентрации примесей в паре (или в конденсате), мг/кг;  $s_{прод}$  — концентрации примесей в продувочной воде, или в воде, поступающей на очистку, мг/кг.

Учитывая, что  $s_{ох.в}$  примерно в  $10^3$  раз больше, чем  $s_{дв}$  и  $s_{п}$ , в левых частях уравнений (4.8) и (4.9) можно оставить только  $qs_{ох.в}/100$ . Учитывая далее, что  $s_{прод}$  примерно в  $10^2$  раз больше, чем  $s_{дв}$  и  $s_{п}$ , а  $p/100 > \alpha_{ут}$ , в правых частях уравнений (4.8) и (4.9) можно оставить только  $ps_{прод}/100$ , т. е. оба эти полные уравнения баланса примесей превратятся в уравнение (4.2).

Таким образом, при расчетах расходных соотношений величиной  $q$  % можно пренебречь. Но при расчете концентраций примесей в отсутствие конденсатоочистки привнесом примесей с прососом охлаждающей воды в конденсаторе пренебрегать нельзя и именно на основе этих расчетов можно вынести заключение о необходимости установки конденсатоочистки.

Для ТЭЦ с большой отдачей пара на производство нормируется и качество конденсата, возвращаемого с производства. По ПТЭ, его показатели не должны превышать следующие значения: общая жесткость--

50 мкг-экв/кг; соединения железа — 100 мкг/кг; соединения меди — 20 мкг/кг; кремниевая кислота — 120 мкг/кг; содержание веществ, экстрагируемых эфиром (масла и др.), — 0,5 мг/кг; перманганатная окисляемость — 5 мг/кг; сухой остаток без учета оксидов металлов — 1 мг/кг; значение рН возвращаемого конденсата — не менее 8,5.

Для ТЭЦ с большим промышленным отбором пара вместо уравнения (4.4) запишем

$$\alpha_{к. \text{ произ}} + \alpha_{дв} + q/100 = \alpha_{п. \text{ произ}} + \alpha_{ут}^{ст} + \alpha_{ут}^{внеш}, \quad (4.10)$$

где  $\alpha_{п. \text{ произ}}$  и  $\alpha_{к. \text{ произ}}$  — расход пара на производство и расход возвратного конденсата в расчете на 1 кг пара, вырабатываемого котлом.

Из уравнения (4.10) видно, что если  $\alpha_{к. \text{ произ}} \leq \alpha_{п. \text{ произ}}$ , то увеличивается  $\alpha_{дв}$ , т. е. увеличивается производительность водоподготовительной установки ТЭЦ. Кроме того, если количество возвращаемого конденсата так велико, что даже при соответствии его нормам чистоты не удается выдержать нормы чистоты питательной воды (см. гл.8), то должна быть предусмотрена соответствующая очистка возвращаемого конденсата.

#### § 4.2. КОНСТРУКТИВНЫЕ МЕРЫ БОРЬБЫ С ПРИСОСАМИ ОХЛАЖДАЮЩЕЙ ВОДЫ

Конденсатоочистка эффективно ликвидирует последствия присосов охлаждающей воды в конденсаторах турбин. Чем больше присос, тем меньше период между регенерациями ее фильтров. Поэтому необходимо принимать действенные меры по сокращению присосов.

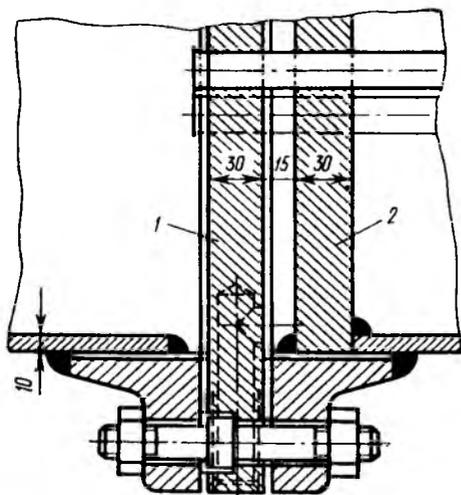


Рис. 4.2. Двойные трубные доски конденсаторов:

1 — внешняя основная трубная доска; 2 — внутренняя трубная доска

Охлаждающая вода проходит внутри конденсаторных трубок. Подсос охлаждающей воды в конденсаторах обусловлен тем, что давление охлаждающей циркуляционной воды существенно больше давления в конденсаторе. Вследствие этого охлаждающая вода проникает в конденсатор через неплотности в вальцовочных соединениях трубок с трубными досками и через места коррозионных повреждений самих трубок.

В основном подсос происходит через неплотности вальцовок. Для устранения этих присосов охлаждающей воды раньше применяли двойные трубные доски с вальцеванием трубок сначала во внутренних, а затем во внешних досках (рис. 4.2). В пространстве между трубными

досками подавали конденсат из специального резервуара, высоту расположения которого выбирали таким образом, чтобы давление в камере между трубными досками было больше, чем давление охлаждающей воды. Это предотвращает попадание охлаждающей воды в конденсат, но сопряжено с некоторой потерей (перетечками) конденсата. Кроме того, при двойных трубных досках существенно увеличивается объем работ за счет двукратного вальцевания, затрудняется выемка поврежденных трубок и замена их новыми, возникают серьезные трудности при сооружении мощных сварных конденсаторов. Поэтому в настоящее время этот способ не применяется. Важно также, что при существенном усложнении изготовления и ремонта конденсаторов применение двойных трубных досок не может полностью ликвидировать подсос охлаждающей воды в конденсаторах, так как остается второй путь ее поступления — через места коррозионных повреждений конденсаторных трубок. Поэтому более рациональны способы, ликвидирующие неплотности, а не устраняющие последствия подсосов через эти неплотности. К таким методам можно отнести применение утолщенных трубных досок и уплотняющих обмазок.

Обычно толщина трубных досок конденсаторов равна 20 мм. Применение трубных досок повышенной толщины (до 30—40 мм) существенно уменьшает возможность недовальцовки труб. Конденсаторы турбин, имеющие большую толщину трубной доски, как правило, дают конденсат более высокого качества. Так как даже первоначально плотная вальцовка может нарушаться из-за переменного теплового режима конденсатора и вызываемых этим термических напряжений, например при пусках и остановках или в связи с динамическим воздействием потока пара, то перспективным является применение различных способов уплотнения мест вальцовок. Эти способы могут быть использованы для трубных досок, как обычной толщины, так и утолщенных.

Применяемые для этой цели уплотняющие обмазки должны обладать хорошей адгезией с металлом, долговечностью и эластичностью в связи с возможными вибрациями, а также высокой сопротивляемостью износу механическими примесями, часто присутствующими в охлаждающей воде. Одним из материалов для таких покрытий является масляный жидкий найрит (рис. 4.3). Уплотнения им мест вальцовки производят методом троекратной окраски, дающей покрытие общей толщиной примерно 1 мм, вулканизацию осуществляют при невысоких температурах ( $\sim 100^\circ\text{C}$ ) с обогревом паром межтрубного пространства конденсатора. На трубную доску накладывают специальный грунт последовательными слоями с просушкой каждого из них. Жидкий найрит наносят на этот грунт также тремя последовательными слоями с просушкой каждого слоя.

Устранение присосов в местах вальцовки не может полностью исключить присосы охлаждающей воды в конденсаторе, которые могут происходить через неплотности, возникающие при коррозии конденсаторных трубок. Для уменьшения их коррозии можно рекомендовать применение латунных трубок с увеличенной толщиной стенок. Для очень агрессивных охлаждающих вод возможно применение вместо латуни мельхиора как более коррозионно-стойкого материала или даже

титана или аустенитных нержавеющей сталей. Однако такие решения надо принимать с соответствующим обоснованием, так как эти материалы не только существенно дороже латуней, но и обладают малой теплопроводностью, что снижает коэффициент теплопередачи, увеличивая необходимую теплообменную поверхность трубок. Это еще более удорожает конденсатор и увеличивает его габаритные размеры.

Для уменьшения коррозионных повреждений трубок важное значение имеет хотя бы примитивная обработка охлаждающей воды (см. § 16.3), которую следует предусматривать во всех случаях при наличии технических и экономических возможностей.

Обеспечить абсолютную плотность конденсаторов в процессе эксплуатации невозможно. Поэтому конденсатоочистка, особенно на АЭС и на ТЭС СКП, играет важную роль. Стремление к удешевлению конденсатоочистки вызвало различные предложения по пропуску через нее наиболее загрязненной части конденсата. К числу таких предложений относится и создание в конденсаторах так называемых солевых отсеков с подачей на конденсатоочистку только конденсата этих отсеков с последующим смешением обоих потоков конденсата, как показано на рис. 4.4.

При организации солевых отсеков кроме основных трубных досок 2, в которые ввальцованы трубки, устанавливают дополнительные трубные доски 3 без вальцевания в них. Несмотря на свободный проход трубок через них, они все же предотвращают перемешивание с основным конденсатом конденсата, образующегося в пространстве между трубными досками. Этот конденсат может быть более засолен, чем основной конденсат, в связи с подсосом в местах вальцовок.

Таким образом, солевые отсеки выполняют то же назначение, что и обмазки трубных досок, но более сложным путем. По схеме рис.

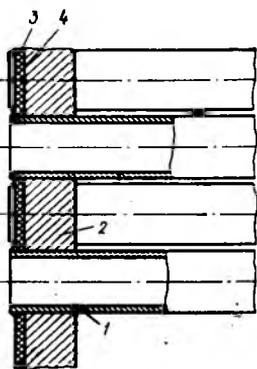


Рис. 4.3. Схема трубной доски с покрытием из жидкого найрита:

1 — латунная теплообменная трубка; 2 — стальная трубная доска; 3 — жидкий найрит; 4 — грунт

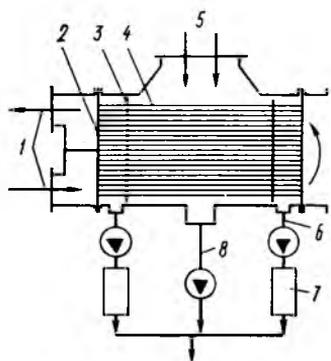


Рис. 4.4. Схема конденсатора с солевыми отсеками:

1 — охлаждающая вода; 2 — основные трубные доски; 3 — дополнительные трубные доски; 4 — трубная теплообменная поверхность; 5 — пар из турбины; 6 — конденсат солевых отсеков; 7 — ионообменная установка для очистки конденсата солевых отсеков; 8 — основной конденсат

4.4 не ликвидируются последствия присосов за счет коррозионных разрушений трубок в области основного конденсата, а компоновочно решение усложняется и увеличивается число конденсатных насосов. В связи с этим использование солевых отсеков применения не нашло и обессоливанию подвергается весь конденсат турбин.

#### § 4.3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ ОЧИСТКИ ТУРБИННЫХ КОНДЕНСАТОВ

Основная задача конденсатоочистки — удаление механических примесей, главным образом нерастворенных продуктов коррозии конструкционных материалов, и удаление истинно растворенных и коллоидно-дисперсных веществ, главным образом примесей охлаждающей воды. Технологические схемы и компоновки конденсатоочистки могут быть различными. В любом случае технико-экономическая оптимизация таких установок должна быть связана с повышением готовности и надежности энергетических блоков и выполнением норм по защите окружающей среды от сбросных регенерационных вод.

До последнего времени преобладающей является *блочная очистная установка* (БОУ) турбинного конденсата для каждой турбины. Основными элементами оборудования при этом являются *предвключенные механические и ионитные фильтры смешанного действия* (ФСД), при совместном Н — ОН-ионировании и внешней регенерации смол. Ионирование в отдельных слоях для очистки конденсатов на современных блоках до недавнего времени не применялось, однако сейчас эта техническая концепция в ряде случаев пересматривается. Преимущество фильтров смешанного действия по сравнению с фильтрами отдельного действия для глубокой очистки конденсата связаны с тем, что в ФСД реализуется ионный обмен с таким большим количеством ступеней, которое практически не может быть достигнуто в схемах отдельного действия. А так как каждой ступени ионного обмена соответствует определенная, все уменьшающаяся по ходу движения потока равновесная концентрация удаляемой примеси, то эта концентрация будет меньше через  $n$  ступеней ФСД, чем через две, три или даже четыре ступени, и тем более через одну ступень отдельного ионирования.

У ФСД имеются, однако, свои недостатки, связанные с неполным разделением шихты анионита и катионита перед их регенерацией щелочью и кислотой. Это приводит, как правило, к переходу некоторого количества частиц катионита в натриевую форму, с повышенным проскоком натрия в очищенный конденсат.

Однотипные ФСД обычно предусматривают не менее трех (два рабочих аппарата и третий — резервный). Применяемые в настоящее время ФСД конструктивно сравнительно просты, надежны и обладают достаточно большой единичной производительностью. Упрощение конструкции и повышение надежности достигнуто применением выносной регенерации ионитов, а высокая единичная производительность — увеличением скорости фильтрования до 80 м/ч; при существующем качестве ионитов она может быть повышена до 120—130 м/ч.

По условиям кинетики ионного обмена допустимы скорости фильтрования даже 250—300 м/ч. Однако такое увеличение скорости фильтрования требует использования специальных макропористых ионообменных смол с высокой механической прочностью.

Производительность ФСД 900 м<sup>3</sup>/ч для энергоблоков 300 Мвт при используемых в настоящее время скоростях достигается при диаметре фильтра 3,4 м. Головные отечественные образцы такого ФСД легко принимают нагрузки до 1000 м<sup>3</sup>/ч (при скорости фильтрования 110 м/ч и потере напора до 0,25 МПа).

Больших единичных производительностей, необходимых для серийных энергоблоков мощностью 800 и 1200 МВт (расход турбинного конденсата соответственно 2400 и 3600 т/ч), можно достичь с помощью, например, радиальных или многопоточных фильтров. Так, для четырехпоточного ФСД диаметром 3,4 м, высотой цилиндрической части 5 м, скоростью фильтрования 100 м/ч и для радиального фильтра диаметром 3 м, высотой 6 м и скоростью фильтрования в середине аппарата 200 м/ч, а на периферии 65 м/ч расход металла примерно одинаков.

Применение высоких скоростей фильтрования ограничено в основном не снижением использования обменной емкости, а ростом гидравлического сопротивления фильтров вследствие механического износа ионитов.

Для получения максимального эффекта обессоливания и обескремнивания конденсата необходимо возможно более глубокое удаление в процессе Н-катионирования всех катионов, в том числе и наиболее трудно задерживаемого натрия. Наименьшая остаточная концентрация ионов натрия обеспечивается применением сильнокислотных катионитов, которые и входят в состав ФСД конденсатоочистки. Выбор катионитов производят с учетом конкретных задач их использования и таких характеристик, как структура (макропористая, или гелевая), осмотическая и механическая прочность, фракционный состав, химическая, термическая, а для АЭС еще и радиационная стойкость.

Соотношение катионита и анионита в ФСД колеблется, как правило, в пределах 1:1—1:2 (в зависимости от требуемого значения рН фильтрата) при общей высоте слоя шихты 0,5—1,0 м. При нормальных условиях эксплуатации длительность фильтроцикла ФСД составляет 15—30 сут. в зависимости от качества конденсата перед БОУ. Переключение фильтра на регенерацию определяется обычно не истощением ионообменной емкости смол, а увеличением перепада давления в слое за счет уплотнения шихты и загрязнения ее продуктами коррозии.

В схемах обессоливания турбинного конденсата сильнокислотный катионит регенерируется, как правило, 3—4%-ным раствором кислоты (серной или азотной) при удельном расходе 100%-ной H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> 80 кг/м<sup>3</sup>; высокоосновный анионит регенерируется слегка подогретым 4—5%-ным раствором едкого натра при удельном расходе 100%-ной NaOH 120 кг/м<sup>3</sup>. В этих условиях восстановление исходной обменной емкости катионита и анионита является удовлетворительным. Отмывку ионитов от регенерационных растворов производят обессоленной водой до понижения концентрации регенерирующих компонентов примерно до 100 мкг-экв/л. Окончательную отмывку ионитов осуществля-

ют уже в рабочем фильтре после перемешивания смол сжатым воздухом.

Регенерация применяется как внутренняя, так и внешняя. Внутренняя регенерация осуществляется непосредственно в рабочем фильтре. Такой фильтр-регенератор кроме нижней дренажной системы имеет еще одну дополнительную, расположенную выше. Последовательность операций вывода на регенерацию, проведения регенерации и включения в работу можно проследить по рис. 4.5. Рабочему состоянию соответствует рис. 4.5, а. После выключения фильтра из работы за счет подачи обратным током промывочной воды в связи с различием плотностей ионитов происходит разделение ионитов (рис. 4.5, б), причем слой более плотного катионита оказывается внизу, а слой менее плотного анионита — наверху, затем промывочную воду отключают и подают регенерационные растворы в количестве, рассчитанном для регенерации, и сброса их в дренаж (рис. 4.5, в); остатки регенерационных растворов удаляются в дренаж при промывке обессоленной водой (рис. 4.5, г); последующее перемешивание отрегенированных смол производится воздухом (рис. 4.5, д), после чего фильтр снова готов к работе.

Первые порции обессоленной воды рассматриваются как окончательная отмывка отрегенированной шихты и поэтому сбрасываются. Такая регенерация требует для своего осуществления выключения ФСД из работы на 4—5 ч.

Схема *внешней регенерации* представлена на рис. 4.6. Вспомогательные водные линии на рис. 4.6 не показаны. Водой производят операции по транспортировке смол и их разделению; выгрузке шихты из ФСД 8, транспортировке общей шихты в корпус 5 и разделению ее на катионит и анионит, транспортировке анионита в корпус 3 на регенерацию; транспортировке отрегенированного катионита из корпуса 5 и отрегенированного анионита из корпуса 3 в корпус 1 — запаса отрегенированной смолы. Эти операции могут производиться технической водой. Кроме того, предусматриваются линии обессоленной

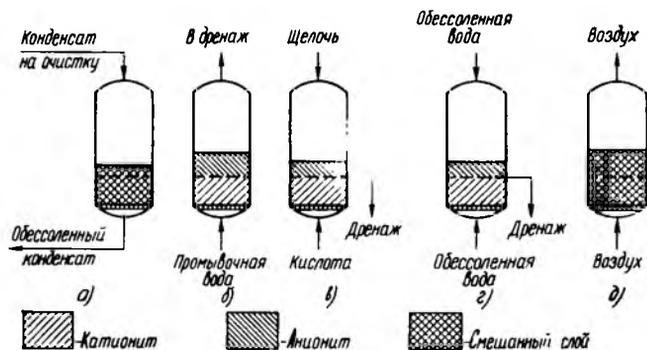


Рис. 4.5. Схема последовательности операций для проведения внутренней регенерации:

а — работа; б — разделение смол; в — регенерация смол; г — отмывка от регенерационных растворов; д — перемешивание шихты

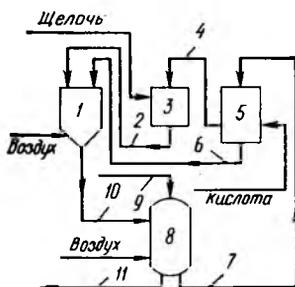


Рис. 4.6. Схема внешней регенерации ФСД:

1 — корпус запаса отрегенированной шихты; 2 — отрегенированный анионит; 3 — корпус регенерации анионита; 4 — анионит на регенерацию; 5 — корпус разделения смол и регенерации катионита; 6 — отрегенированный катионит; 7 — исходная шихта на регенерацию; 8 — ФСД; 9 — турбинный конденсат на очистку; 10 — отрегенированная шихта; 11 — обессоленный конденсат

воды, назначение которой — удаление остатков кислоты и щелочи из отрегенированных смол. Перемешивание отрегенированных смол производится воздухом в корпусе 1 и дополнительно в ФСД 8. Первые порции обессоленного конденсата сбрасываются в дренаж. Внешняя регенерация позволяет в корпусе 1 всегда иметь готовую шихту для одного ФСД и транспортировать ее в тот ФСД, который освобожден от смол, подлежащих регенерации. Это требует выключения ФСД из работы не более чем на 1 ч. Схему рис. 4.6 можно упростить за счет отказа от корпуса 3 и проведения регенерации катионита и анионита в корпусе 5 (аналогично представленному на рис. 4.5), но даже в этом случае оборудования для внешней регенерации требуется больше, чем для внутренней. Тем не менее надо иметь в виду, что при внешней регенерации ионитов смешанной шихты ФСД создаются определенные преимущества. Прежде всего такие фильтры при прочих равных усло-

виях обеспечивают большую надежность работы установок обессоливания турбинного конденсата. Это связано с тем, что сами рабочие фильтры не имеют подводов регенерационных растворов (кислоты и щелочи). Поэтому вероятность попадания этих реагентов в очищаемый конденсат в случаях повреждения арматуры или ошибочных переключениях сильно уменьшается.

Возможность размещать рабочие фильтры на значительном расстоянии от регенераторов и хранилищ реагентов при схеме с выносной регенерацией ФСД облегчает компоновку ФСД в турбинном зале при одновременном сокращении линии сброса кислых дренажей. Выносные регенераторы можно проектировать на относительно небольшие давления (0,5—0,7 МПа) независимо от рабочего давления в ФСД. В выносных регенераторах промывка смол может осуществляться при более высокой скорости воды и воздуха, что способствует удалению с поверхности зерен частиц грубодисперсных загрязнений — продуктов коррозии. Система выносной регенерации (см. рис. 4.6) упрощает досыпку смол в рабочие фильтры и их удаление из фильтров при ревизии и ремонте оборудования. Выносная регенерация позволяет предусматривать одну установку для двух БОУ, т. е. удешевляет оборудование.

Как отмечалось, наряду с преимуществами у ФСД есть один существенный недостаток — не полное разделение слоев катионита и анионита перед регенерацией с вытекающими отсюда последствиями. Появление новых прогрессивных технологий ионного обмена — работа ионообменной шихты в виде взвешенного слоя и противоточная регенерация — позволили снова вернуться к компоновке конденсатоочистки в виде отдельных фильтров на ряде установок. На рис. 4.7 приведена типичная схема такой конденсатоочистки на одной из крупнейших

ТЭС ФРГ. Из схемы видно, что третья ступень системы подготовки добавочной воды «интегрирована» в систему очистки конденсата. Результаты эксплуатации свидетельствуют о том, что показатели работы этой системы находятся в соответствии с хорошо известными преимуществами технологии взвешенного слоя и противотока, снижения расхода реагентов, объемов образующихся сточных вод и концентрации в них солей.

Очищенный конденсат стабильно характеризуется очень малым содержанием натрия (0,5 мкг/кг), электрической проводимостью 0,1 мкСм/см и концентрацией  $\text{SiO}_2 < 0,020$  мг/кг.

Важным для оптимизации схемы очистки турбинного конденсата является наличие или отсутствие перед ионообменным ФСД механического фильтра. В случае его отсутствия в шихте ионитов накапливаются продукты коррозии, механически и химически разрушающие смолы, срок работы которых при этом сокращается с 6—7 до 1—2 лет. Одновременно наблюдается ухудшение качества очищенного конденсата, в связи с чем эффективная очистка шихты от продуктов коррозии обязательна для увеличения длительности эксплуатации ФСД.

Только в отдельных случаях, когда в результате оптимизации водного режима блока концентрации продуктов коррозии в конденсате турбин достаточно малы (причем устойчиво), от установки механического фильтра перед ФСД можно отказаться. В особенности это относится к смешанной шихте из макропористых ионитов, механически прочных и могущих эффективно очищаться от продуктов коррозии барботажем, ультразвуковой очисткой и другими способами. Но в большинстве случаев включение перед ФСД механического фильтра считают целесообразным. В качестве таковых находят применение электромагнитный, намывной целлюлозный и насыпной катионитный (с сульфогруппами или с КУ-2) фильтры. Последнее решение характерно для отечественной энергетики. За рубежом достаточно широко используют

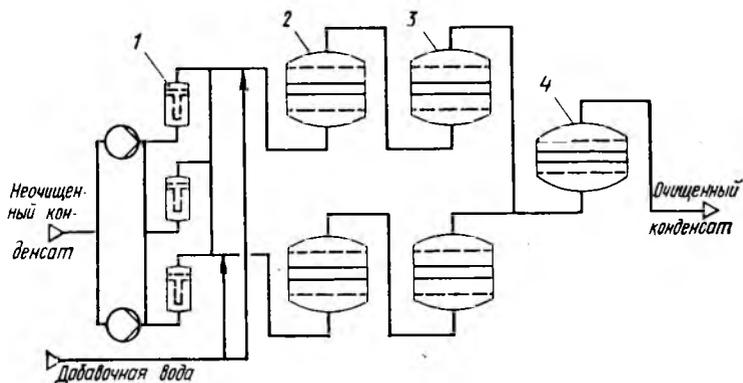


Рис. 4.7. Схема конденсатоочистки на отдельных ионитных фильтрах:

1 — механические фильтрующие элементы (филтросвечи); 2 — катионитный фильтр; 3 — анионитный фильтр; 4 — катионитный фильтр

также фильтрующие элементы с намоткой из различных волокон, в том числе целлюлозы, полипропилена, аустенитной стали и т. д.

На приведенной на рис. 4.7 схеме конденсатоочистки с отдельными ионообменными фильтрами показаны также установленные там в качестве механических предфильтров, включенные параллельно фильтровальным свечам с обмоткой из полипропиленовых нитей с размером пор 3 мкм. В зависимости от содержания продуктов коррозии в неочищенном конденсате их используют с удельными нагрузками от 52 000 до 1 900 000 м<sup>3</sup>/м<sup>2</sup> площади и отключают при достижении некоторого критического перепада давления.

Скорость фильтрования конденсата через катионитные механические фильтры принимают равной 25—30 м/ч. Имеющийся опыт их эксплуатации позволяет считать, что увеличение их производительности против расчетной на 25—30 % практически не отражается на степени очистки конденсата от продуктов коррозии. Очень перспективной является разработанная кафедрой ТВТ МЭИ загрузка механических фильтров шихтой из отходов производства ионообменных смол — сополимера стирола и дивинилбензола, а также использование намывных фильтров.

Скорость фильтрования конденсата через намывные целлюлозные фильтры составляет обычно 7—8 м/ч с возможностью ее повышения до 10 м/ч. Установка механических фильтров несколько увеличивает энергопотребление конденсатоочистки за счет ее гидравлического сопротивления. При этом потеря напора за счет собственного фильтрующего слоя механических фильтров невелика из-за малых скоростей фильтрования и составляет, как правило, лишь 0,02—0,07 МПа. Однако дополнительные потери, связанные с установкой вентилях, внутренних распределительных устройств, трубопроводов, задвижек и т. д., приводят к существенно большему увеличению суммарной потери напора примерно на 0,1—0,14 МПа. Так как для ФСД потери напора составляют 0,14—0,21 МПа, то за счет предфильтра в схеме они возрастают почти вдвое (до 0,245—0,35 МПа).

В последнее время на блоках США с прямоточными котлами начали применять насыпные ФСД с ионитами в (NH<sub>4</sub><sup>+</sup> — OH<sup>-</sup>)-формах, так называемый аммонекс-процесс. Проникновение (NH<sub>4</sub><sup>+</sup> — OH<sup>-</sup>)-ионирования в практику очистки конденсата закономерно и неизбежно, если учесть плановое повышение значения pH питательной воды, при которых эксплуатация ФСД в (H<sup>+</sup> — OH<sup>-</sup>)-формах становится нецелесообразной. Однако работа насыпных ФСД при условии их многократной регенерации и перевода катионита в NH<sub>4</sub><sup>+</sup> - форму связана с рядом трудностей и получаемый при этом фильтрат не всегда соответствует нормам прежде всего из-за высокого проскока натрия, вытесняемого из смолы аммиаком. Результаты промышленного применения ФСД в (NH<sub>4</sub><sup>+</sup> — OH<sup>-</sup>)-форме являются положительными, если содержание натрия в отрегенированной смоле тем или иным путем удается держать на очень низком уровне.

При эксплуатации ФСД в любой и особенно в (NH<sub>4</sub><sup>+</sup> — OH<sup>-</sup>)-форме оптимальное разделение ионитов перед их регенерацией является одной из самых ответственных операций. При неудовлетворительном

разделении смол наблюдаются следующие отрицательные явления; уменьшение емкости слоя, потеря регенерационных реагентов, так как захваченный анионитом Н-катионит нейтрализует часть едкой щелочи, преждевременный пропуск натрия из ФСД при эксплуатации его в аммонийной форме.

Трудности оптимального разделения смол перед их регенерацией уменьшаются по мере увеличения разности плотностей катионита и увеличения различия в размерах их зерен.

Ограниченный диапазон этих характеристик в отечественном ассортименте смол приводит к тому, что всегда при разделении некоторое количество катионита, главным образом мелких фракций, захватывается слоем анионита и при регенерации едким натром переводится в натриевую форму. В результате содержание Na-катионита в ФСД может превысить максимально допустимое значение и при эксплуатации фильтра будет происходить вытеснение из смолы натрия ионом аммония. При этом чисто водная отмывка анионита после его регенерации щелочью не может снизить количества натрия, находящегося в анионите в виде Na-катионита.

Поэтому необходимо применять реагенты, способные вытеснить натрий и заместить его в катионите. В качестве таких реагентов предложены растворы аммиака и гидрата оксида кальция (известковая вода).

Из-за небольшой разницы между сродством аммония и натрия к катиониту для полного замещения натрия в катионите аммонием этот процесс необходимо реализовать с большим избытком раствора аммиака при низкой его концентрации. Обычно применяют 0,5 %-ный раствор, но в ряде случаев это может осложнить сброс регенерационных вод.

Более перспективным является, по-видимому, второй реагент — гидроксид кальция, так как сродство кальция к катиониту значительно выше и поэтому в процессе эксплуатации ФСД он не может быть вытеснен и замещен аммонием, что практически исключает загрязнение фильтрата ФСД кальцием. На некоторых станциях США применена именно эта технология регенерации анионита. Указанная сложность регенерации в ФСД приводит к реализации технологических схем, в частности в СССР, с катионитом в  $\text{NH}_4^+$ -форме, в виде отдельных фильтров.

За последние годы широкое распространение в США получили конденсатоочистки с использованием намывных ионитных фильтров (НИФ). В меньшей мере используются НИФ для конденсатоочисток на тепловых электростанциях Европы, однако на АЭС с кипящими реакторами в Швеции, ФРГ, Японии используются исключительно НИФ.

Особенностью НИФ является использование смеси тонкоизмельченных катионита и анионита со средним размером частиц 0,05 мм (в отношении от 2--3 к 1) и толщиной рабочего слоя ионитов 3--10 мм. При смешивании ионитов с частицами с различным зарядом в процессе намыва образуются хлопья с равномерной пористостью и малым гидравлическим сопротивлением, в которой одновременно протекают процессы ионного обмена и механического задерживания дисперсных примесей. Благодаря высокой степени измельчения ионитов в этих

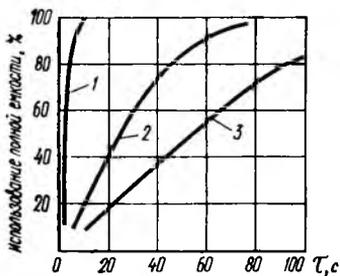


Рис. 4.8. Сравнение реакционной способности сильно-основных анионитов различного фракционного состава: 1 — 0,05 мм для намывного фильтра; 2 — 0,15—0,35 мм для насыпных фильтров; 3 — 0,35—1,0 мм для насыпных фильтров

температурах (до 110 °С) без заметного термоллиза функциональных групп обычных товарных ионитов.

По сравнению с ФСД очистка конденсата в НИФ путем ионирования в однократно используемой шихте происходит без каких-либо осложнений; НИФ ускоряют предпусковую очистку котлов сверхкритических параметров даже в тех случаях, когда при пусках из холодного состояния не производится деаэрация или она недостаточна, причем коэффициент очистки для оксидов железа составляет более 90% независимо от формы, в которой они находятся. Высокая эффективность работы НИФ без проскока продуктов коррозии легко поддерживается также и при значительных и частых флуктуациях расхода воды, что не всегда достигается при работе обычных насыпных ФСД.

В период пуска блока соотношение катионит — анионит в намываемой на фильтр суспензии может меняться в соответствии с условиями, зависящими в свою очередь от того, преобладают ли в очищенном конденсате растворенные или суспендированные загрязнения. Дозирование намываемой смеси ионитов и плотность этой суспензии также могут меняться.

Опыт эксплуатации НИФ на ТЭС и АЭС США, Швеции и Японии показал их способность поддерживать постоянное значение рН как при пусках, так и в процессе нормальной работы блоков; гибкость процесса делает возможным снижение при необходимости значения рН намывом части катионита в водородной форме. Такой прием неоднократно применялся при пусках, при этом смешанный катионит либо сразу намывается в водородной и аммонийной формах, либо просто намывается слой Н-катионита на уже ранее намытый слой, содержащий NH<sub>4</sub>-катионит. Этот же прием применяется и для регулирования значения рН при повышенных присосах в конденсаторах, когда наличие только NH<sub>4</sub>-катионита приводит к быстрому возрастанию значения рН в контуре.

Пуски и эксплуатация ряда блоков, снабженных только НИФ, сопровождались как большими, так и малыми присосами в конденсато-

условиях значительно улучшается кинетика процесса (рис. 4.8) и даже в тонких слоях используется до 90 % полной обменной емкости. По отношению к примесям коллоидной степени дисперсности НИФ также обеспечивает высокий эффект очистки, а при обессоливании конденсата с малым содержанием качества фильтрата НИФ выше качества фильтрата ФСД с насыпным слоем. Порошкообразные иониты в намывном фильтре используются однократно (без регенерации), что экономически и технически целесообразно именно из-за повышения использования их полной обменной емкости. Однократное использование порошкообразных ионитов делает возможным их применение и при повышенных

рах, однако во всех случаях даже при резко переменных нагрузках качество воды поддерживалось в требуемых пределах. Так как на любых ТЭС, работающих со сверхкритическими параметрами, всегда требуется осуществление 100%-ной конденсатоочистки, то при работе с НИФ, как и при работе с ФСД, необходимо предусмотреть один резервный фильтр, позволяющий не прекращать нормальную очистку во время смыва отработанной шихты ионитов и намыва новой.

Обычно для полного цикла, включая процесс приготовления суспензии, требуется около 1 ч; при аварийных условиях (разрыв труб) это время может быть сокращено до 30 мин.

В некоторых случаях стоимость очистки воды на НИФ как во время пуска, так и в течение первого года работы оказалась выше предусмотренной. Это, как правило, является следствием одной или нескольких причин: недостаточно тщательная отмывка тракта после химической очистки; отсутствие сброса в дренаж сильно загрязненного конденсата или воды в начале пуска, длительная работа блока при высоких присосах в конденсаторе, повышенные присосы воздуха в конденсаторе; частые остановки блока.

На основании приобретенного опыта в настоящее время разработан ряд новых технологических приемов, применение которых значительно сокращает стоимость очистки в период пусков, кроме того, считается целесообразным применять во время пуска блоков специальные, более дешевые марки ионитов.

Таким образом, НИФ имеют следующие преимущества: на них достигается более высокая эффективность очистки по сравнению с ФСД, обеспечивается быстрое достижение требуемого качества воды как при первичном, так и при повторных пусках. Процесс намыва суспензии ионитов прост по сравнению с общепринятой технологией регенерации ФСД обычных конденсатоочисток. Так как иониты поставляются на станцию в полностью отрегенированной форме, необходимость проведения на станции каких-либо процедур, связанных с применением коррозивно-активных регенерационных растворов, отпадает.

Для НИФ нет и «проблемы старения», так как каждый намыв осуществляется свежими ионитами, а регенерация истощенных порошкообразных ионитов не производится. Эксплуатация НИФ требует минимума внимания со стороны персонала, а операции смыва истощенного слоя и намыва нового требуют от 30 мин до 1 ч, что особенно важно в пусковые периоды, когда дефицит времени и рабочей силы ощущается особенно остро, большинство элементов НИФ автоматизировано, за исключением операции приготовления ионитной суспензии.

При первичных пусках блоков СКП, особенно на новых станциях без каких-либо других агрегатов, глубоко обессоленная добавочная вода всегда дефицитна. Потребность в такой воде для смыва отработанных ионитов в НИФ даже в условиях, характерных для периодов пуска высоких концентраций шлама, всегда значительно меньше, чем для аналогичной конденсатоочистки с насыпными ФСД. Эта потребность еще больше сокращается по мере очистки контура и нормализации работы станции.

Особенности процесса в НИФ позволяют использовать их при более высоких температурах, чем это возможно для обычной конденсатоочистки с насыпным ФСД. Между тем иногда при пусковых операциях возникают трудности, связанные с получением достаточно глубокого вакуума, что вызывает повышение температуры в сборнике конденсата до 55 °С или даже больше. Такая ситуация может иметь место и в летний период, когда температура охлаждающей воды высока. В этом случае приходится либо байпасировать конденсат мимо ФСД, увеличивая тем самым длительность пускового периода, либо все-таки пропускать конденсат через ФСД с риском деградации смол. Для НИФ такого рода затруднений не существует.

Недостатком НИФ является их невысокая обменная емкость по солям. В связи с этим для основной конденсатоочистки их следует заменять вместо ФСД для охлаждающих вод с относительно невысоким хлоридо-и солесодержанием или для конденсаторов, характеризующихся весьма высокой плотностью в отношении присосов охлаждающей воды.

На НИФ наряду с ионитами можно намывать и другие фильтрующие материалы, например целлюлозу, что, однако, целесообразно только на первых стадиях пуска блоков. Удачным вариантом является применение не чистой целлюлозы, а двухслойной компоновки ее с порошкообразными ионитами, в которой на нижний слой целлюлозы намывается слой ионитов.

Целлюлоза является эффективным фильтрующим материалом для удаления крупных частиц шлама, в частности магнетита, но она обладает весьма ограниченной сорбционной емкостью по другим продуктам коррозии и плохо удаляет такие соединения, как гидрат оксида железа или гематит.

Максимальная температура, при которой может применяться целлюлоза, 50 °С; при более высоких температурах начинается ее разложение и повышенный проскок всех примесей, что создает дополнительную нагрузку на ионитные фильтры, включенные за целлюлозными. Поэтому дополнительный намыв тонкого слоя порошкообразных ионитов поверх слоя целлюлозы (сорбционная емкость ионитов по продуктам коррозии примерно в 5 раз выше, чем у целлюлозы) приводит не только к увеличению длительности фильтроцикла, но и повышает степень очистки более чем в 2 раза.

Применение НИФ в системе конденсатоочистки на отечественных ТЭС и АЭС сдерживается отсутствием отечественного производства порошкообразных ионитов. Имеется положительный опыт применения НИФ для очистки дренажей ПНД на ряде отечественных ТЭС.

Технология очистки турбинного конденсата на АЭС мало отличается от технологии очистки на ТЭС. Характерным для конденсатоочистки атомных станций являются более высокие требования не только к механической и осмотической прочности ионообменных смол, но они должны быть достаточно стойки и к радиации. Таким требованиям в наибольшей мере удовлетворяют макропористые ионообменные смолы, которые следует преимущественно или частично использовать на установках очистки турбинного конденсата АЭС. Опыт эксплуатации ряда

зарубежных конденсатоочисток показывает, что макропористые катиониты практически не уменьшают своей полной обменной емкости при радиационных дозах, достигающих  $2,17 \cdot 10^8$  Р, и гамма-квантах до 1,33 МэВ. Макропористые аниониты менее устойчивы, их полная обменная емкость при тех же уровнях радиации снижается с 3,72 до 2,97 мг-экв/г. Это вполне приемлемо, так как конденсатоочистку обычно отключают при значении гидравлического сопротивления, превышающем 0,25 МПа.

Так как преимущества отдельных слоев катионита и анионита перед ФСД проявляются при том же качестве фильтрата только через значение длительности фильтрационного цикла, то в отечественной практике и для ТЭС и для АЭС используются практически только ФСД. Главное их преимущество — поддержание стабильного значения рН — имеет особое значение для одноконтурных АЭС.

Для конденсатоочисток АЭС применяются смолы особо высокой чистоты — так называемого ядерного класса — КУ-2-8 и АВ-17-8.

Конденсатоочистка на одноконтурных АЭС активируется в процессе эксплуатации. Поэтому все ее оборудование размещается за биологической защитой, а операции по регенерации смол производятся дистанционно.

#### § 4.4. ОПТИМИЗАЦИЯ СОСТАВА БОУ

Для схем, представленных по рис. 1.1, 1.3 и 1.4, конденсатоочистка обязательна. Во всех этих случаях ее назначение — выведение примесей: во-первых, перешедших в пар на тракте от парообразующего агрегата до конденсатора (это продукты коррозии, в основном соединения железа); во-вторых, являющихся следствием коррозии латуней теплообменной поверхности конденсаторов (в основном это оксиды меди и цинка); в-третьих, поступающих в конденсирующийся пар в связи с присосом охлаждающей воды в конденсаторе (преимущественно это бикарбонаты и хлориды кальция).

В связи с этим количественный, качественный и дисперсный состав примесей для каждой ТЭС или АЭС различны. Однако до последнего времени состав БОУ решался единообразно и включал в себя ФСД при соотношении катионита и анионита 1:1 и предвключенный механический фильтр (обычно сульфугольный или нерегенерируемый катионитный).

Исследования последних лет показали, что соотношение катионита и анионита 1:1 для некоторых водных режимов неоправдано. Особенно не оптимально такое соотношение в случае, если для предвключенного механического фильтра использован тот же катионит, что и в ФСД, так как при этом общее соотношение катионита и анионита составляет 2:1.

Первоначально использовавшееся соотношение катионита и анионита в ФСД БОУ не учитывало того обстоятельства, что соединения железа присутствуют в очищаемом конденсате в виде гидрокомплексов (см. гл. 2), имеющих не только положительный, но и отрицательный заряд. Поэтому для определения оптимального соотношения катио-

нита и анионита в ФСД рекомендуется проведение несложных исследований для конкретных условий ТЭС или АЭС.

Важность оптимизации загрузки ФСД можно показать для ТЭС СКП при переводе их с гидразинно-аммиачного режима на режим дозирования газообразного кислорода (см. гл. 11). Соотношение катионита и анионита 1:1, оправдывавшее себя при гидразинно-аммиачном водном режиме ТЭС СКП, при переходе к кислородному режиму приводит к значению рН менее 6,3, что неблагоприятно для кислородного режима. Для него предпочтительнее соотношение катионита и анионита в ФСД 1:1,5. При этом самопроизвольно устанавливается слабощелочная реакция конденсата после БОУ и соответственно не требуется дозировка аммиака для поддержания нейтрального значения рН (см. гл. 11). В то же время для гидразинного режима (см. гл. 11) соотношение катионита и анионита 1:1 оправдано.

Правильное использование дорогостоящих (и пока еще дефицитных) ионообменных смол предполагает сорбцию ими примесей, находящихся только в ионной и коллоидной формах. Это требует предвключенных механических фильтров, но необходим их правильный выбор. Прежде всего следует отвергнуть использование для этой цели нерегенерируемых катионитов. Такое решение является дорогим и было распространено раньше при относительно слабом развитии мощностей энергоблоков СКП. В дальнейшем для энергоблоков СКП перешли на сульфугольные механические фильтры. Катионитные нерегулируемые механические фильтры были сохранены только для одноконтурных АЭС. Однако такое решение, очевидно, будет постепенно заменяться, так как установлено, что даже в условиях нерегенерируемого катионита ионный обмен, причем нестабильно, все же проявляется. Это вызывает отсутствие стабильности значения рН питательной воды, требуемого нормами для одноконтурных АЭС.

Несмотря на наибольшее распространение на отечественных электростанциях в качестве наполнителей механических фильтров сульфуголя для БОУ ТЭС СКП и катионита КУ-2 для БОУ одноконтурных АЭС, в последние годы намечается тенденция замены их одним из следующих решений: электромагнитные фильтры (ЭМФ) или насыпные фильтры с использованием в них сополимера стирола и дивинилбензола (см. § 4.3).

ЭМФ, созданные фирмой «Крафтверк — Унион», изготавливаются в СССР по лицензии. Они могут работать при любых температурах, хотя при очень высоких температурах усложняются способы охлаждения электрообмотки. Большим преимуществом ЭМФ является их исключительная компактность, что связано с большими допустимыми скоростями фильтрования (1000 м/ч). Так, на блок 500 МВт на полном расходе турбинного конденсата достаточен один фильтр диаметром около 1 м и высотой около 3 м.

В фильтр загружаются мягкомагнитные шарики диаметром 6 мм. При наложении электромагнитного поля ферромагнитные загрязнения воды перемещаются к магнитным полюсам шариков, где и отлагаются. Нематнитные оксиды железа и других металлов и неметаллические загрязнения в большой мере адсорбируются отложившимися магнитны-

ми оксидами железа. При превышении сопротивления фильтра ( $0,1 \text{ МПа} \pm 10 \%$ ) фильтр автоматически переводится в режим промывки, по завершении которой также автоматически включается в работу.

На рис. 4.9 показана схема установки ЭМФ перед ФСД. При работе фильтра задвижки 2 и 5 открыты, а задвижки 4, 6 и 7 закрыты. Фильтр выводится на промывку через одну-две недели работы (в зависимости от роста сопротивления). Перевод в промывочный режим производится автоматически. Сначала открывается задвижка 7 на байпасе фильтра для подачи конденсата к ФСД, минуя ЭМФ. Задвижки 2 и 5 закрываются, напряжение снимается, задвижки 6 и 4 открываются для организации промывки фильтра. Промывка занимает около двух минут. Введение фильтра в работу предусматривает закрытие задвижек 4 и 6, открытие задвижек 2 и 5, подачу напряжения и закрытие задвижки 7.

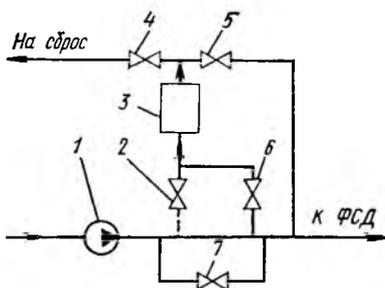


Рис. 4.9. Схема установки ЭМФ перед ФСД БОУ:

1 — конденсатный насос I ступени;  
2, 4, 5, 6, 7 — задвижки; 3 — ЭМФ

Фирма гарантирует степень удаления магнитных оксидов железа не менее чем на 90 %. Однако опыт показывает, что такой высокий КПД достижим только при большом содержании оксидов железа перед фильтром. Положительный опыт использования ЭМФ в составе БОУ как для ТЭС, так и для АЭС имеется на ряде электростанций, например на Костромской и Каширской ГРЭС, на Ровенской АЭС. На рис. 4.10 приведены результаты очистки конденсата на БОУ двухконтурной Ровенской АЭС при использовании ЭМФ в качестве механического предфильтра. Из рисунка видно, что для вод типа конденсатов степень очистки на ЭМФ весьма далека от 90 % и составляет около 30 %. Примерно столько же соединений железа выводится на ФСД БОУ, по-видимому, не только за счет ионного обмена, но и за счет сорбции коллоидных и псевдоколлоидных частиц.

В ФРГ используются электромагнитные фильтры соленоидного типа с соизмеримыми диаметром и длиной соленоидов, что вызывает большие потери магнитного поля и ухудшает намагничивание фильтрующей загрузки. Аналогичные электромагнитные фильтры, но с лучшими

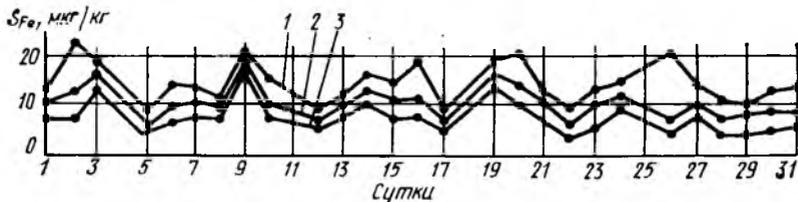


Рис. 4.10. Результаты сорбции соединений железа в предвключенном ЭМФ и ФСД БОУ Ровенской АЭС:

1 — Fe перед ЭМФ; 2 — Fe после ЭМФ; 3 — Fe после ФСД

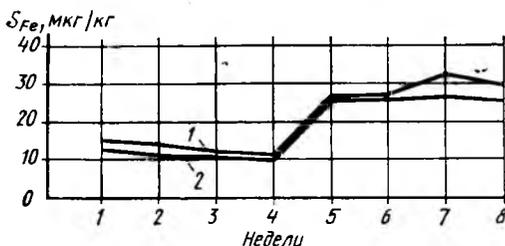


Рис. 4.11. Сопоставление сорбции Fe в двух параллельно работающих механических предфильтрах при использовании в качестве их наполнителя:

1 — сульфоуголя; 2 — сополимера стирола и дивинилбензола

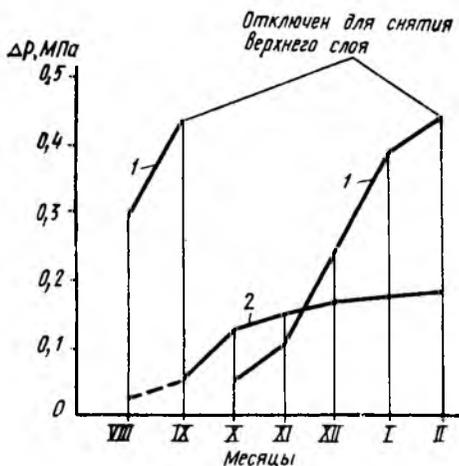


Рис. 4.12. Сопоставление перепадов давлений на механических предфильтрах при использовании в качестве их наполнителя:

1 — сульфоуголя; 2 — сополимера стирола и дивинилбензола

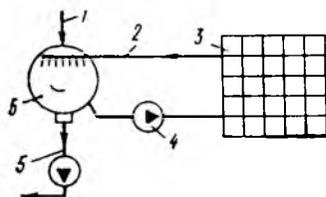


Рис. 4.13. Схема установки сухой градирни со смешивающим конденсатором:

1 — пар из турбины; 2 — возврат охлажденного конденсата; 3 — сухая градирня; 4 — циркуляционный насос; 5 — отвод конденсата в регенеративную систему; 6 — конденсатор смешивающего типа

показателями по экономичности и эффективности, созданы в Украинском институте инженеров водного хозяйства. Производительность этих фильтров 20—1000 м<sup>3</sup> и даже более. Они выполняются по кольцевому или близкому к нему принципу замкнутости магнитной цепи. В настоящее время эти фильтры проходят опытную проверку на ряде ТЭС. Пока они создаются совместными усилиями специалистов института и станций, но нет сомнения в переходе на их промышленное изготовление.

Установка ЭМФ взамен сульфоугольных или катионитных механических фильтров представляется весьма перспективной. Относительная ограниченность опыта их использования в составе конденсатоочисток объясняется пока недостаточным производством этих аппаратов отечественной промышленностью.

Не менее перспективно использование в механических предфильтрах в качестве наполнителей сополимера стирола и дивинилбензола. Этот материал служит матрицей для производства ионообменных смол, но и поэтому он не только существенно дешевле смол, но и инертен, т. е. не влияет на стабильность значений рН. Имеющийся опыт использования даже не самой матрицы, а отходов при ее изготовлении еще более удешевляет этот наполнитель и делает его производство безотходным. Опыт использования такого наполнителя имеется на ряде электростанций, как

тепловых (например, ТЭЦ-21 Мосэнерго, Костромская ГРЭС), так и одноконтурных атомных (например, Ленинградская АЭС).

Из рис. 4.11 видно, что по качеству фильтрата сополимер несколько не уступает сульфоглю, а эксплуатационные преимущества этого наполнителя иллюстрируются рис. 4.12. Для сульфогля требуется периодическое (через три — пять месяцев) взрыхление и сброс части материала с заменой его новым. По опыту работы Костромской ГРЭС, сополимер требует отмывки горячим конденсатом не чаще одного раза в два года. Операция отмывки может быть заменена выгрузкой верхнего, использованного слоя материала с досыпкой свежим. Скорости фильтрации обычно составляют около 50 м/ч, учитывая использованные тех же корпусов, что и для катионитов. Однако имеется опыт применения и больших скоростей, например до 100 м/ч.

Малые сопротивления ЭМФ и сополимера как наполнителя приводят к тому, что при их использовании не возникает стремления вести пусковые режимы, байпасируя БОУ, как это часто имеет место при использовании предфильтров с катионитовым наполнителем. Такое байпасирование, давая «сиюминутное» преимущество, вредно отражается на последующей эксплуатации, так как при этом большое количество оксидов конструкционных материалов забрасывается в парообразующие агрегаты.

Задачи, решаемые на обычной БОУ, могут быть решены в условиях применения так называемых сухих градирен \*. На рис. 4.13 представлена схема использования сухой градирни со смешивающим конденсатором. Пар после турбины конденсируется при смешивании с конденсатом, охлажденным в «сухой» градирне. Часть конденсата в количестве, необходимом для производства пара, отводится в конденсатопитательный тракт. Другая, большая часть конденсата направляется в градирню для охлаждения. Конструкция «сухой» градирни представляет собой набор радиаторов, изнутри омываемых водой, а снаружи воздухом. Для уменьшения требуемой поверхности теплообмена радиаторы изготовляют из алюминиевых сплавов с большим коэффициентом теплопроводности. Для предотвращения интенсивной коррозии алюминиевых сплавов необходима кислая или хотя бы нейтральная реакция конденсата, контактирующего с конструкционным материалом градирни. Но нейтральная и тем более кислая среда будут вызывать интенсивную коррозию ПНД, если они изготовлены из латуней, т. е. сухие градирни хорошо сочетаются только со стальными ПНД.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Маргулова Т. Х. Роль конденсатоочистки в одноконтурных АЭС // Атомная энергия. 1967. Т. 22. Вып. 1. С. 19—23.
2. Маргулова Т. Х., Разумовская Е. Д. Влияние водного режима на соотношение объемов катионита и анионита в ФСД // Теплоэнергетика. 1979. № 12. С. 60—61.
3. Оптимизация водного режима вторых контуров АЭС с ВВЭР // Т. Х. Маргулова, Ф. Г. Прохоров, Л. В. Рябова и др. // Теплоэнергетика. 1974. № 7. С. 2—6.

\* Как видно из самого названия градирни, ее преимущество — небольшой расход охлаждающей воды для конденсации пара.

## ПРОДУВКА, СТУПЕНЧАТОЕ ИСПАРЕНИЕ И ПРОМЫВКА НАСЫЩЕННОГО ПАРА БАРАБАННЫХ КОТЛОВ ТЭС И ТЭЦ

### § 5.1. ПРОДУВКА БАРАБАННЫХ КОТЛОВ ТЭС И ТЭЦ

*Продувка*, т. е. удаление из цикла части воды с наибольшими концентрациями примесей, осуществляется только для барабанных котлов ТЭС и ТЭЦ (см. рис. 1.2). Несмотря на работу при ДКП для парообразующих систем, представленных на рис. 1.3 и 1.4, осуществление продувки недопустимо в связи с большей (реакторы одноконтурных АЭС) или меньшей (парогенераторы двухконтурных АЭС) радиоактивностью их вод. Разомкнутую продувку (см. рис. 1.2) для схем рис. 1.3 и 1.4 заменяют на замкнутую байпасную очистку вод реактора одноконтурной АЭС (см. гл. 13) и парогенератора двухконтурной АЭС (см. гл. 12).

Для котлов ТЭС и ТЭЦ ДКП разомкнутая, непрерывно производимая продувка является важным средством поддержания нормального водного режима. Разделение пароводяной смеси в барабанах приводит к незначительному уносу примесей с насыщенным паром и концентрированию их в циркулирующей кипящей воде. Это может вызвать превышение допустимых концентраций примесей и к образованию значительных твердых отложений на теплообменных поверхностях. Поэтому необходимо организовать постоянное выведение примесей из этих контуров.

Для уменьшения энергетических потерь выведение примесей целесообразно производить из водяного объема котла. При этом резко уменьшается расход воды на продувку, так как концентрации в котловой воде для любой примеси всегда больше, чем в питательной воде. Смешение параллельных потоков в барабанах подсказывает и наиболее благоприятное место для организации такой продувки воды — водяной объем барабана (см. рис. 5.1).

Для оценки водного режима котла ДКП важны концентрации, которые устанавливаются в его водяном объеме. Из рис. 5.1 следует, что питательная вода с малыми концентрациями примесей поступает в водяной объем, где смешивается с циркулирующей водой с максимальными концентрациями ( $s \gg s_{\text{нв}}$ ).

Концентрация примесей в водяном объеме  $s_{\text{в}}$  тем ближе к концентрации в продувочной воде  $s_{\text{прод}}$ , чем больше кратность циркуляции  $K_{\text{ц}}$  в системе. Обычно  $K_{\text{ц}} = 5 \div 10$ , причем  $K_{\text{ц}}$  тем меньше, чем выше давление в системе. Для систем с принудительной циркуляцией  $K_{\text{ц}}$  меньше, чем для естественной циркуляции.

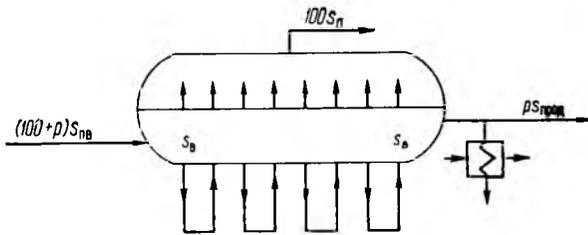


Рис. 5.1. Схема баланса расходов и примесей для котлов ТЭС и ТЭЦ в отсутствие ступенчатого испарения и промывки пара

Насыщенный пар получается из воды с концентрацией примесей  $s_в$ , которая меньше  $s_{прод}$  (из-за непрерывного поступления питательной воды с наименьшей концентрацией  $s_{пв}$ ). Как показывает расчет по уравнению

$$s_{пв} + K_{ц} s_{прод} = (K_{ц} + 1) s_в \dots, \quad (5.1)$$

результаты которого представлены на рис. 5.2, с достаточной для практики точностью можно считать  $s_в \approx s_{прод}$  и все расчеты вести относительно  $s_{прод}$ . В связи с этим расчеты водного режима существенно упрощаются, так как из баланса примесей в парообразующей системе определяется именно значение  $s_{прод}$  (см. рис. 5.1).

При расчетах водного режима необходимо иметь в виду два важных обстоятельства. Во-первых, излагаемые ниже расчетные уравнения действительны только для примесей, не претерпевающих термических преобразований в котле и в предшествующем тракте. Поэтому такие расчеты точны для хлоридов, кремниевой кислоты и катиона натрия. В отношении жесткости они условны в связи с термическим разложением бикарбонатов и даже карбонатов (см. гл. 7). В связи с этим кратности концентраций  $s_{прод}/s_{пв}$ , наблюдаемые в эксплуатации по хлоридам и по жесткости, никогда не совпадают. Во-вторых, приводимые ниже балансовые соотношения составлены для условий как отсутствия образования твердых отложений в парообразующей системе (например, труднорастворимых естественных примесей и продуктов коррозии), так и отсутствия дополнительного поступления примесей из парообразующей системы (например, за счет ее коррозии).

Для оценки водного режима важно знать не только концентрации примесей, но и время их пребывания в водяном объеме, т. е. время воздействия на них высоких температур.

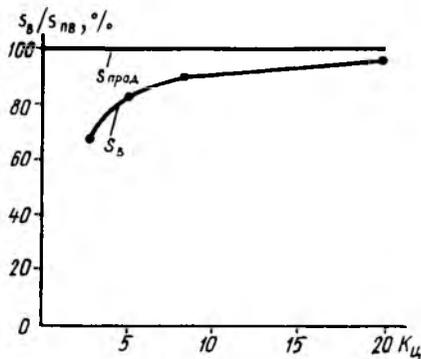


Рис. 5.2. Зависимость концентрации котловой воды от кратности циркуляции при  $p=1\%$ , т. е.  $s_{прод}/s_{пв} = 100$

Сравним время пребывания в водяном объеме 1 кг воды и содержащихся в нем примесей. Если расход питательной воды  $D_{пв}$ , а водяной объем системы (см. рис. 5.1) равен  $V_{в}$ , то среднее время пребывания в нем 1 кг воды составит (ч)

$$\tau_{в} = V_{в} \rho_{в} / D_{пв} = (V_{в} \rho_{в} / D_{пв}) [100 / (100 + \rho)], \dots \quad (5.2)$$

где  $\rho_{в}$  — плотность воды, кг/м<sup>3</sup>;  $D_{пв}$  — расход пара;  $\rho$  — значение продувки, равное  $d_{прод} \cdot 100 / D_{пв}$ , %.

В уравнении (5.2) второй сомножитель близок к единице. Поэтому с достаточной точностью можно считать

$$\tau_{в} \approx V_{в} \rho_{в} / D_{пв}, \quad (5.2a)$$

т. е. эта величина практически не зависит от значения продувки. Для разных конструкций барабанных котлов она меняется в пределах 0,12 — 0,75 ч.

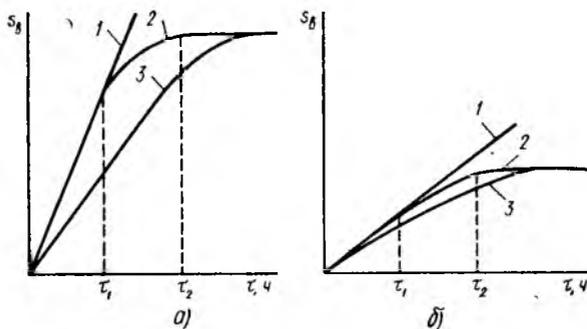


Рис. 5.3. Концентрации примесей в воде парообразующей системы с многократной циркуляцией для примесей, не уносимых с паром (а), и примесей, значительно уносимых с паром (б):

1 — продувка закрыта; 2 — продувка открыта после  $\tau_1$  часов; 3 — продувка открыта с самого начала растопки

Иначе обстоит дело с примесями, вносимыми с питательной водой. Из гл. 2 следует, что имеются примеси, практически не уносимые с сухим насыщенным паром, т. е. для них  $s_{пв} \approx 0$ . Это означает, что при  $d_{прод} = 0$ , т. е. при  $D_{пв} = D_{пв}$ , эти примеси будут непрерывно накапливаться в водяном объеме котла (рис. 5.3, а). Если при  $\tau_1$  открыть продувку ( $d_{прод} \neq 0$ ) и соответственно увеличить подачу питательной воды, то накопление примесей замедлится, а затем при  $\tau_2$  прекратится, так как будет иметь место установившееся состояние, когда приход примесей  $D_{пв} s_{пв}$  будет равен их расходу  $d_{прод} s_{прод}$ . В период времени  $\tau_2 - \tau_1$  происходит переходный процесс.

Для примесей, хорошо растворимых в паре, накопление в водяном объеме происходит медленнее (рис. 5.3, б), так как при  $s_{пв} \neq 0$  часть примесей непрерывно уносится из парообразующей системы. Однако общие закономерности те же.

В реальных эксплуатационных условиях продувка бывает открыта с самого начала, так как питательная вода первоначального заполнения с подъемом температуры в процессе растопки расширяется и занимает все больший объем. Во избежание чрезмерного роста уровня воды в барабане котла из него производится непрерывное дренирование воды, что наиболее удобно осуществлять по продувочной линии. Соответствующие кривые накопления примесей и выхода на стационарный уровень концентраций показаны на рис. 5.3.

После достижения установившегося состояния баланс примесей для парообразующей системы в соответствии с рис. 5.1 сводится к уравнению

$$D_{пв} s_{пв} = D_{п} s_{п} + d_{прод} s_{прод} \quad (5.3)$$

или

$$(100 + p) s_{пв} = 100s_{п} + ps_{прод}. \quad (5.4)$$

Следует иметь в виду, что уравнения (5.3) и (5.4) действительные при любой внутренней организации водного режима, в том числе и при рассматриваемых далее ступенчатом испарении и промывке пара.

Для рассматриваемой в данном параграфе наиболее простой организации водного режима (только продувка) чистоту пара определим так:

$$100s_{п} = (\omega + K_p) s_{прод}, \quad (5.5)$$

поэтому

$$(100 + p) s_{пв} = (p + \omega + K_p) s_{прод}, \quad (5.4a)$$

откуда

$$s_{прод}/s_{пв} = 100 + p/(p + \omega + K_p), \quad (5.4б)$$

где расход насыщенного пара принят за 100%, влажность насыщенного пара  $\omega$ , коэффициент распределения примесей между сухим насыщенным паром и водой, из которой пар получен  $K_p$ , продувка  $p$  приняты в процентах.

Время пребывания примеси в водяном объеме парообразующего агрегата  $\tau_s$  зависит от соотношения  $V_{в} \rho_{в}/D_{пв}$ . Однако в гораздо большей степени оно зависит от интенсивности выведения примесей из агрегата с насыщенным паром и с продувочной водой. Для установившегося состояния

$$\tau_s = (V_{в} \rho_{в}/D_{пв}) [100/(100 + p)] [100/(p + \omega + K_p)]. \quad (5.7)$$

В уравнении (5.6), как и в (5.1), второй сомножитель близок к единице, поэтому с достаточной точностью запишем

$$\tau_s \approx (V_{в} \rho_{в}/D_{пв}) [100/(p + \omega + K_p)], \quad (5.7a)$$

а с учетом (5.2a)

$$\tau_s \approx \tau_{в} 100/(p + \omega + K_p). \quad (5.7б)$$

Так как величина  $\omega$  очень мала [0,02 — 0,05 % для котлов ТЭС и ТЭЦ (см. гл. 6)], то

$$\tau_s \approx \tau_{в} 100/(p + K_p). \quad (5.7в)$$

При открытой продувке в установившемся состоянии, если унос примесей с паром практически равен нулю, длительность пребывания примеси в водяном объеме составит:

$$\tau_s \approx \tau_v 100/p. \quad (5.7г)$$

Если в (5.7г) подставить  $\tau_v$  и  $D_{II} = 100d_{прод}/p$ , то

$$\tau_s \approx V_v \rho_v / d_{прод}. \quad (5.7д)$$

Анализ уравнений (5.7а) и (5.7д) показывает, что для времени пребывания примесей в водяном объеме наибольшее влияние оказывает расход продувки  $p$ , %. Так, из соотношения (5.7г) видно, что время пребывания примеси в водяном объеме в  $100/p$  раз больше, чем время пребывания 1 кг воды в водяном объеме. При  $p = 0,5$  % время пребывания примеси в водяном объеме в 200 (!) раз более длительно, чем для 1 кг воды. При закрытой продувке ( $p = 0$ )  $\tau_s$  стремится к бесконечности.

Если сделать расчет применительно к кремниевой кислоте, для которой  $K_p = 7$  % при давлении в барабане 15,5 МПа и  $K_p = 1,0$  % при давлении в барабане 11,0 МПа, то, приняв  $p = 0,5$  %, получим время пребывания  $SiO_2$  в водяном объеме большее, чем для 1 кг воды в  $100/(0,5 + 1,0) = 66,7$  раза при давлении 11,0 МПа и в  $100/(0,5 + 7,0) = 13,3$  раза при давлении 15,5 МПа, т. е. даже в случае заметного уноса примеси с паром время ее пребывания в водяном объеме котла будет существенно больше, чем  $\tau_v$ .

Учет времени пребывания примеси в водяном объеме, т. е. времени воздействия достаточно высокой температуры парообразования, имеет важное значение для анализа поведения примесей и корректирующих добавок, если они склонны к термолизу.

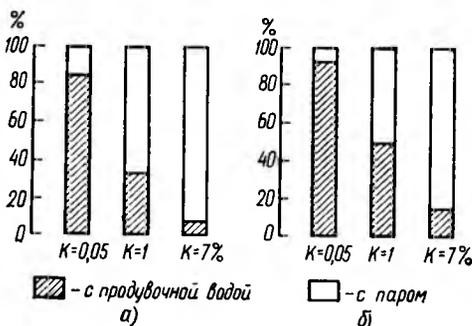


Рис. 5.4. Зависимость уноса примесей от значения  $K_p$  (%) для продувки  $p = 0,5$  (а) и  $p = 1,0$  (б) по отношению к их приходу с питательной водой, принятому за 100%

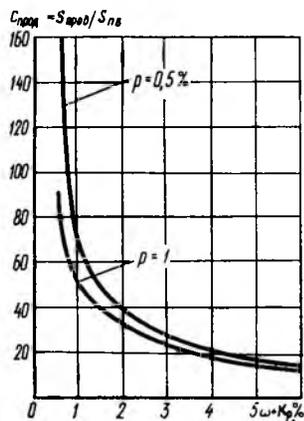


Рис. 5.5. Зависимость кратности концентраций продувочной и питательной вод от значения  $K_p$  (при  $\omega = \text{const} = 0,02\%$ )

Из уравнения (5.6) с учетом (5.4 б) может быть определена концентрация примесей в продувочной воде:

$$s_{\text{прод}} = s_{\text{пв}} (100 + p) / (p + \omega + K_p). \quad (5.8)$$

Учитывая малость влажности пара  $\omega$  (%), это выражение можно упростить:

$$s_{\text{прод}} = 100 + p / (p + K_p). \quad (5.8a)$$

Из уравнения (5.8a) видно, что удаление примесей с продувочной водой наиболее эффективно для примесей с малым значением  $K_p$  ( $K_p \leq 0,5$ ) (рис. 5.4); для примесей с большим значением  $K_p$  удаление примесей из парообразующего агрегата в значительной мере происходит с паром (рис. 5.4). В связи с этим предположение о концентрировании примесей в продувочной воде в меру соотношения расходов питательной и продувочной вод, т. е.

$$c_{\text{прод}} = s_{\text{прод}} / s_{\text{пв}} = (100 + p) / p, \quad (5.9)$$

не соответствует действительности при  $K_p \neq 0$ .

Для котла, представленного на рис. 5.1, концентрация продувочной воды имеет большое значение, так как от нее зависит чистота насыщенного пара

$$s_{\text{п}} = (\omega + K_p) s_{\text{прод}} / 100, \quad (5.10)$$

или с учетом малости  $\omega$  (%) и достаточно большого значения  $K_p$  (%)

$$s_{\text{п}} \approx K_p s_{\text{прод}} / 100. \quad (5.10a)$$

Продувка оказывает существенное воздействие на концентрацию продувочной воды и, следовательно, на чистоту насыщенного пара только для соединений, имеющих весьма малое значение  $K_p$  [во всяком случае  $K_p < 0,5$  (рис. 5.5)]. Для таких соединений, как кремниевая кислота, значительно растворимая в насыщенном паре высоких давлений, увеличение значения продувки не даст сколько-нибудь ощутимого улучшения чистоты пара. Это подтверждается расчетами, результаты которых представлены на рис. 5.4 и 5.5. Из этих данных видно, что для веществ, значительно растворимых в насыщенном паре, увеличение продувки для обеспечения его высокой чистоты неэффективно. В этом случае нужны иные методы организации водного режима (см. § 5.2, 5.3). С продувкой котла связаны энергетические потери и потери конденсата. Для их уменьшения сброс продувочной воды производится с использованием расширителя (рис. 5.6), в котором на 1 кг продувочной воды выделяется  $\beta$  (кг) пара, сбрасываемых в деаэратор, что несколько уменьшает как энерги-

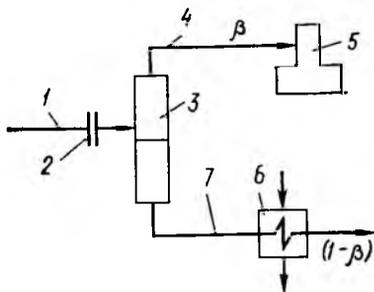


Рис. 5.6. Использование продувочной воды в тепловых схемах ТЭС и ТЭЦ:

1 — подвод продувочной воды к расширителю; 2 — дроссель; 3 — расширитель; 4 — отвод пара к деаэратору; 5 — деаэратор; 6 — концевой теплообменник; 7 — подвод дренажа расширителя к теплообменнику

ческие потери, так и потери конденсата. Количество образующегося пара (кг) на 1 кг продувочной воды

$$\beta = (h'_{\text{прод}} - h'_d) / r_d,$$

где  $h'_{\text{прод}}$  и  $h'_d$  — энтальпии воды при температурах кипения, соответствующих давлениям в барабане и деаэраторе, кДж/кг;  $r_d$  — теплота парообразования для давления в деаэраторе, кДж/кг.

Соответственно расход дренажа сепарата составит  $(1 - \beta)$  кг, а содержание в нем всех примесей в  $1/(1 - \beta)$  раза превышает содержание их в продувочной воде, но общее содержание примесей в сбрасываемом дренаже практически равно общему содержанию примесей в продувочной воде, т. е.  $\rho s_{\text{прод}}$ . После использования теплоты дренажа расширителя его сбрасывают в сливную канализацию.

Окончательно значение непрерывной продувки для ТЭС и ТЭЦ устанавливают для каждой системы на основе проведения теплехимических испытаний. Продувка представляет собой определенную энергетическую потерю в связи с дросселированием ее до давления в деаэраторе (см. рис. 5.6). Поэтому максимальное ее значение ограничивается. По ПТЭ, она должна быть не менее 0,5 % и не более 1 % при химическом или термическом обессоливании. При выполнении потерь химически очищенной водой продувка может быть увеличена, но не более чем до 3 %. Для условий ТЭЦ с большой безвозвратной отдачей пара на производство, а также при высокой минерализации исходной воды продувка может быть допущена до 5 %. Теплота продувочной воды используется в регенеративной системе (см. рис. 5.6), например для подогрева питательной воды испарителей, или иногда в системе водоподготовки для подогрева исходной воды и т. п.

Для примесей, имеющих малые значения  $K_p$  (например, для хлоридов), соотношения (5.4б) и (5.8а) можно упростить:

$$c_{\text{прод}} = s_{\text{прод}} / s_{\text{пв}} = (100 + p) / p. \quad (5.4в)$$

и

$$s_{\text{прод}} = (100 + p) s_{\text{пв}} / p. \quad (5.8б)$$

Непрерывная продувка для котлов ТЭС и ТЭЦ автоматизируется. Применяется двухимпульсная система — от уровня воды в барабане и от соотношения расходов пара и питательной воды. Применявшаяся ранее трехимпульсная система (еще и по общему солесодержанию продувочной воды) была целесообразна только в условиях высоких солесодержаний, которые следовало ограничивать, чтобы не вызвать вспенивания котловой воды. В современных условиях солесодержания продувочной воды относительно невелики и трехимпульсную систему, более сложную и дорогую, не применяют.

Вывод непрерывной продувки в отсутствие ступенчатого испарения выполняется из верхних слоев водяного объема барабана с повышенным содержанием поверхностно-активных веществ обычно сборной трубой с отводами по длине барабана. Расположение ее по сечению барабана выполняют, во-первых, в области наивысших концентраций примесей и тем самым в стороне от подачи питательной воды и, во-вторых, на достаточном расстоянии от вводов тех или иных корректирующих реаген-

тов. На линии непрерывной продувки предусматривают отборник пробы с холодильником для контроля содержания примесей (см. рис. 5.1). Расход котловой воды по пробоотборной линии составляет довольно большую долю от обычного расхода продувочной воды. Это означает, что даже в отсутствие поступления котловой воды в расширитель (рис. 5.6) продувка котла происходит. Поэтому значение минимально необходимой продувки, расход которой измеряют перед расширителем, равно 0,2—0,3 %. Полное же значение  $p$ , входящее в расчетные соотношения, больше.

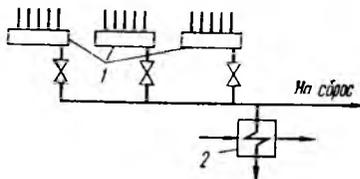


Рис. 5.7. Схема периодической продувки котлов ТЭС и ТЭЦ:  
1 — нижние коллекторы; 2 — холодильник отбора пробы воды периодической продувки

Наряду с непрерывной продувкой предусматривают периодическую продувку, которая выполняется из всех нижних точек контура (рис. 5.7). Режим такой продувки регламентируется специальной инструкцией на каждой станции. Основное ее назначение — вывод шлама, обычно оседающего в нижних точках. Периодическую продувку проводят кратковременно (3—5 мин) поочередно, (по одному) из каждого нижнего коллектора. Одновременная продувка из двух, а тем более из большего количества коллекторов не допускается, так как она может привести к опорожнению барабана котла.

Периодическая продувка в системе электростанции не используется и целиком сбрасывается. На сбросах периодической продувки отборы и холодильники к ним обычно не предусматриваются. Однако установка таких пробоотборных точек целесообразна, так как позволяет характеризовать шламовый режим котла и находить оптимальный режим периодических продувок.

## § 5.2. СТУПЕНЧАТОЕ ИСПАРЕНИЕ

В § 5.1 был рассмотрен водный режим, при котором концентрации примесей в котловой воде можно уменьшать только увеличивая продувку котла. Этот режим характерен также тем, что существующее, весьма значительное, различие в концентрациях питательной и продувочной воды не используется. Питательная вода смешивается с циркулирующей водой котла, создавая во всем его водяном объеме практически одинаковую концентрацию, близкую к  $s_{\text{прод}}$ . Именно из этой воды получается все количество насыщенного пара. Однако можно, не меняя конечного значения продувки для котла в целом, создать в его водяном объеме отсеки (ступени), отличающиеся по концентрациям примесей в них. Иными словами, используя различие между  $s_{\text{прод}}$  и  $s_{\text{пит}}$ , можно создать в водяном объеме котла химический перекоп, т. е. устойчивое различие в концентрациях воды, из которой получается пар в отсеках. Иногда такой режим называют *режимом с внутренней продувкой котла*. Более распространено его название как *метод ступенчатого испарения*. Сущность метода следует из сопоставления рис. 5.8 и 5.1.

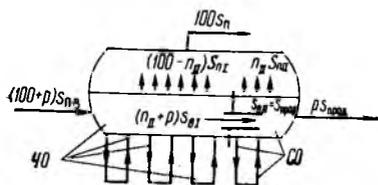


Рис. 5.8. Схема баланса расходов и примесей для барабанных котлов ТЭС и ТЭЦ при двухступенчатом испарении

Число отсеков (ступеней) не ограничено, но обычно применяется не более трех. На рис. 5.8\* показана схема двухступенчатого испарения. В водяном объеме котла создано два отсека: чистый (ЧО) и солевой (СО). Поверхности нагрева экранов, подсоединенные к этим отсекам, разделены между собой глухой перегородкой в нижнем коллекторе. В солевой отсек включены поверхности нагрева, дающие  $n_{II}$  (%) от общей паропроизводительности котла. Соответственно

большая часть пара, а именно  $(100 - n_{II})$  образуется в чистом отсеке. Вся питательная вода (в том же количестве, как и для схемы на рис. 5.1) подается только в чистый отсек. Водяной объем барабана разделен перегородкой соответственно ступеням испарения. В этой перегородке имеется соединительная труба, питающая солевой отсек водой чистого отсека. Так как в чистый отсек поступает  $(100 + p)$  % питательной воды, а производится в нем только  $(100 - n_{II})$  % пара, то расход воды  $(n_{II} + p)$  % является для чистого отсека продувкой (внутренней). В результате баланс примесей в чистом отсеке составит

$$(100 + p) s_{пв} = (100 - n_{II}) s_{пI} + (n_{II} + p) s_{вI}. \quad (5.11)$$

Так как

$$s_{пI} = (\omega + K_p^I) s_{вI} / 100, \quad (5.12)$$

то концентрации примесей в воде чистого отсека составят

$$s_{вI} = \frac{100 + p}{(100 - n_{II}) \frac{\omega + K_p^I}{100} + n_{II} + p} s_{пв}. \quad (5.13)$$

Сопоставление (5.13) и (5.8) показывает, что концентрации примесей в воде чистого отсека при ступенчатом испарении существенно меньше, чем для всего котла в отсутствие ступенчатого испарения. Соответственно будет чище и пар, образуемый в этом отсеке.

Кратность концентраций воды чистого отсека и питательной воды

$$c_I = s_{вI} / s_{пв} = \frac{100 + p}{(100 - n_{II}) \frac{\omega + K_p^I}{100} + n_{II} + p}. \quad (5.14)$$

Баланс примесей для солевого отсека

$$(n_{II} + p) s_{вI} = n_{II} s_{пII} + p s_{прод}. \quad (5.15)$$

Так как

$$s_{пII} = (\omega + K_p^{II}) s_{прод} / 100, \quad (5.16)$$

\* На рисунке условно показано одностороннее расположение солевого отсека. В реальных условиях солевой отсек подразделяется на два симметрично расположенных; каждый из них с вдвое меньшей производительностью.

то концентрации примесей в воде солевого отсека

$$s_{\text{прод}} = s_{\text{вII}} = \frac{n_{\text{II}} + p}{\frac{n_{\text{II}}}{100} (\omega + K_p) + p} s_{\text{вI}} \quad (5.17)$$

или, если подставить  $s_{\text{вII}}$  из (5.13), то

$$s_{\text{прод}} = s_{\text{вII}} = \frac{n_{\text{II}} + p}{\frac{n_{\text{II}}}{100} (\omega + K_p^{\text{II}}) (100 - n_{\text{II}}) \frac{\omega + K_p^{\text{I}}}{100} + n_{\text{II}} + p} s_{\text{пв}} \quad (5.18)$$

Сопоставление (5.18) и (5.8) показывает, что концентрации примесей в воде солевого отсека почти такие же (несколько большие), как концентрации во всем водяном объеме в отсутствие ступенчатого испарения.

Кратность концентраций в воде солевого и чистого отсеков

$$c_{\text{II-I}} = \frac{s_{\text{прод}}}{s_{\text{вI}}} = \frac{n_{\text{II}} + p}{\frac{n_{\text{II}}}{100} (\omega + K_p^{\text{II}}) + p} \quad (5.19)$$

Кратность концентраций между продувочной и питательной водой

$$c_{\text{прод}} = c_{\text{I}} c_{\text{II-I}} = s_{\text{прод}} / s_{\text{пв}} \quad (5.20)$$

Из (5.16) видно, что только солевой отсек выдает пар такого же качества, как и для всего котла в отсутствие ступенчатого испарения, а пар чистого отсека в соответствии с (5.13) существенно лучше. Общую чистоту пара, выдаваемого котлом, определим из соотношения

$$s_{\text{II}} = [(100 - n_{\text{II}}) s_{\text{пI}} + n_{\text{II}} s_{\text{пII}}] / 100 \quad (5.21)$$

Из (5.21) следует, что по чистоте пара существует оптимальная паропроизводительность солевого (и соответственно чистого) отсека, поскольку  $n_{\text{II}} = 0$ , так же как и  $n_{\text{II}} = 100\%$  означает отсутствие ступенчатого испарения. Для заданной чистоты питательной воды, принимая три-четыре значения  $n_{\text{II}}$  (обычно 3, 5, 10 и 15 %), проводят расчет и строят зависимость  $s_{\text{II}} = f(n_{\text{II}})$ , представленную на рис. 5.9. Окончательный выбор значения  $n_{\text{II}}$  требует учета теплотехнических и конструктивных характеристик котла с точки зрения удобства выделения поверхностей нагрева солевого отсека.

Следует еще раз отметить справедливость всех изложенных выше балансовых соотношений только для истинно-растворенных соединений. К ним относятся некоторые естественные примеси воды. Обычно расчет проводят по кремниевой кислоте, как наиболее важному нормируемому показателю чистоты пара.

В конце § 5.1 было указано, что основное балансовое уравнение (5.3) или (5.4) для кот-

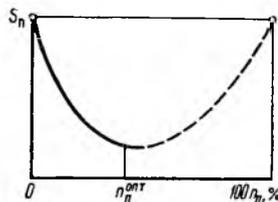


Рис. 5.9. Зависимость чистоты насыщенного пара от паропроизводительности солевого отсека при двухступенчатом испарении

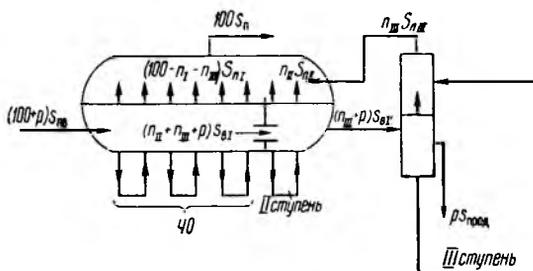


Рис. 5.10. Схема баланса расходов и примесей для барабанных котлов ТЭС и ТЭЦ при трехступенчатом испарении

ла в целом остается в силе для любой схемы водного режима, в том числе и для ступенчатого испарения. Одним из преимуществ ступенчатого испарения является улучшение чистоты пара, так как большая часть пара получается из воды более высокой чистоты, чем продувочная вода. Но уменьшение уноса примесей с паром означает увеличение уноса при-

месей с продувочной водой, если ее расход остается прежним. Это тоже преимущество ступенчатого испарения.

Схема, представленная на рис. 5.8, имеет определенный гидродинамический недостаток. Сопротивление перепускной трубы из солевого отсека должно быть небольшим, чтобы уровни воды в солевом и чистом отсеках мало отличались. Но малое сопротивление этой трубы может способствовать периодическим толчкам воды в обратном направлении. Этот так называемый *переброс* воды солевого отсека в чистый отсек ухудшает чистоту его воды и снижает эффект от ступенчатого испарения\*.

Необходимо иметь в виду, что составленные выше балансовые уравнения соответствуют условиям отсутствия переброса воды солевого отсека в чистый.

Из рис. 5.10 видно, что в солевые отсеки удобно включать боковые экраны. Обычно при этом соевыми отсеками являются оба боковых экрана, а в чистый отсек выделяются фронтальной и задней экраны. При этом паропроизводительность солевых отсеков получается значительной (25—30 %), что не является оптимальным для современных условий. Чистота питательной воды в настоящее время существенно улучшена, поэтому оптимальная паропроизводительность солевого отсека  $n_{II} = 3 \div 5 \%$  (редко до 10 %). Это подтверждает целесообразность включения в солевой отсек не всех труб боковых экранов, а лишь их небольшой части.

В условиях достаточно больших концентраций в питательной воде целесообразно не только двухступенчатое, но и трехступенчатое испарение. Наиболее употребительны схемы типа представленной на рис. 5.10, из которой видно, что если сепарация пара второй ступени испарения осуществляется внутри барабана (как и для схемы рис. 5.8), то сепарация пара третьей ступени испарения организуется вне барабана — в выносных циклонах (см. гл. 6), откуда и производится продувка котла.

\* В первых конструкциях, где применялось ступенчатое испарение, вместо перепускной трубы выполняли просто отверстие в перегородке. Поэтому вообще невозможно было получить отчетливое различие в концентрациях воды чистого и солевого отсеков.

Допустимость установления любого уровня воды в выносном циклоне позволяет принять сопротивление линии питания третьей ступени испарения достаточно значительным. При этом полностью ликвидируется возможность переброса воды третьей ступени во вторую. Отвод всего получаемого насыщенного пара производится из барабана, куда поступает и пар из выносного циклона. Составление балансовых уравнений для примесей при трехступенчатом испарении (для чистого и двух солевых отсеков второй и третьей ступеней) проводится в отсутствие перебросов аналогично показанному выше для двухступенчатого испарения.

Определив концентрации воды чистого отсека второй и третьей ступеней испарения, рассчитывают качество пара каждого из отсеков и затем общую чистоту насыщенного пара:

$$100s_n = (100 - n_{II} - n_{III}) s_{nI} + n_{II} s_{nII} + n_{III} s_{nIII}. \quad (5.22)$$

Для трехступенчатого испарения также существуют оптимальные значения паропроизводительности солевых отсеков, которые также можно вычислить. Сначала находят  $(n_{II} + n_{III})^{opt}$ , задавая несколько значений суммарной производительности солевых отсеков, и строят кривую  $s_n = f(n_{II} + n_{III})$ , аналогичную представленной на рис. 5.9.

Паропроизводительность второй и третьей ступеней испарения принимают равными. Расположены солевые отсеки, как и при двухступенчатом испарении, симметрично.

Перебросы воды солевых отсеков, загромождение торцов барабана сепарационными устройствами, затрудняющими доступность барабана для ремонтных работ, и, главное, существенное улучшение чистоты питательной воды привели в современных условиях к ликвидации солевых отсеков с внутрибарабанной сепарацией их пара. Для условий чисто конденсатного питания можно отказаться и от солевых отсеков с сепарацией их пара в выносных циклонах, но при этом требуется существенная переработка рабочих проектов (необходимо, например, заново провести расчеты циркуляции). Кроме того, вывод продувки из циклонов и проще и представительнее, чем из барабана.

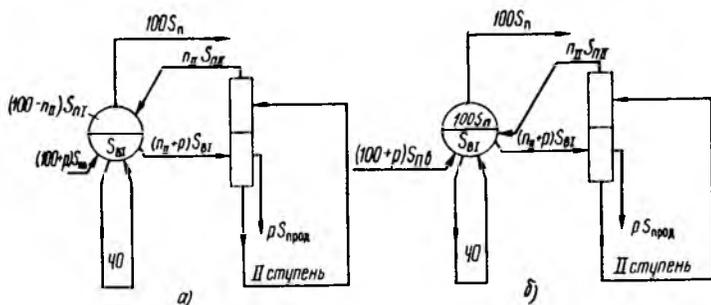


Рис. 5.11. Схема баланса расходов и примесей для барабанных котлов ТЭС и ТЭЦ при двухступенчатом испарении и сепарации пара солевого отсека в выносном циклоне при подаче пара из него в паровой объем барабана (а) и в водяной объем чистого отсека (б)

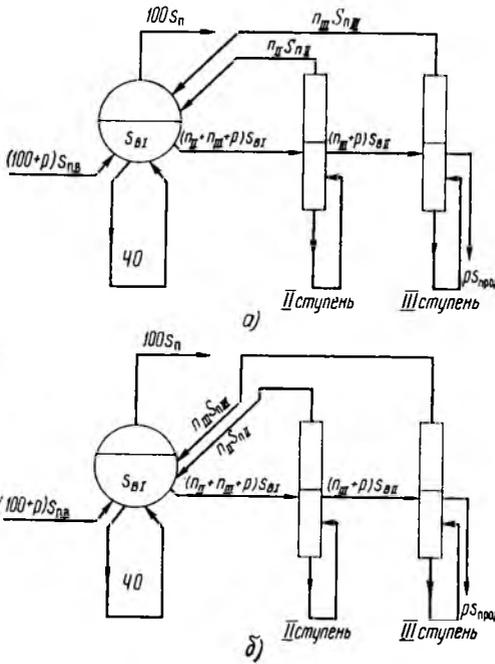


Рис. 5.12. Схема баланса расходов и примесей для барабанных котлов ТЭС и ТЭЦ при трехступенчатом испарении и сепарации пара солевых отсеков в выносных циклонах с подачей пара из них в паровой объем барабана (а) и в водяной объем чистого отсека (б)

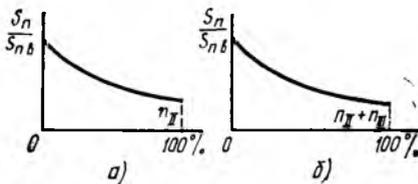


Рис. 5.13. Зависимость чистоты насыщенного пара для котла с двухступенчатым (а) и трехступенчатым (б) испарением при подаче пара солевых отсеков в водяной объем барабана от паропроизводительности солевых отсеков

Схемы подачи пара солевых отсеков из выносных циклонов в чистый отсек могут быть различными (рис. 5.11 и 5.12). Для двухступенчатого испарения более целесообразна, с точки зрения чистоты пара, схема рис. 5.11 с промывкой пара солевого отсека водой чистого отсека. Для трехступенчатого испарения по тем же причинам более целесообразна схема рис. 5.12, б.

Схемы включения выносных циклонов требуют соответствующих гидродинамических расчетов, обязательно учитываемых в расчетах естественной циркуляции котлов ТЭС и ТЭЦ.

Для всех схем ступенчатого испарения должны устанавливаться пробоотборники на водах, различающихся по концентрациям примесей.

Для схем рис. 5.11 и 5.12 не существует оптимальной производительности солевых отсеков. В самом деле при  $n_{II} = 0$  (или  $n_{II} + n_{III} = 0$ ) имеет место полное отсутствие ступенчатого испарения, что соответствует наибольшей концентрации примесей в паре. В пределе при  $n_{II} = 100\%$  (или  $n_{II} + n_{III} = 100\%$ ) в чистом отсеке пар не производится, а водяное содержимое барабана используется только для промывки пара, рассматриваемой в § 5.3 и являющейся наиболее современной организацией водного режима барабанных котлов (соответствующие зависимости показаны на рис. 5.13).

В современных условиях при питании котлов высокого

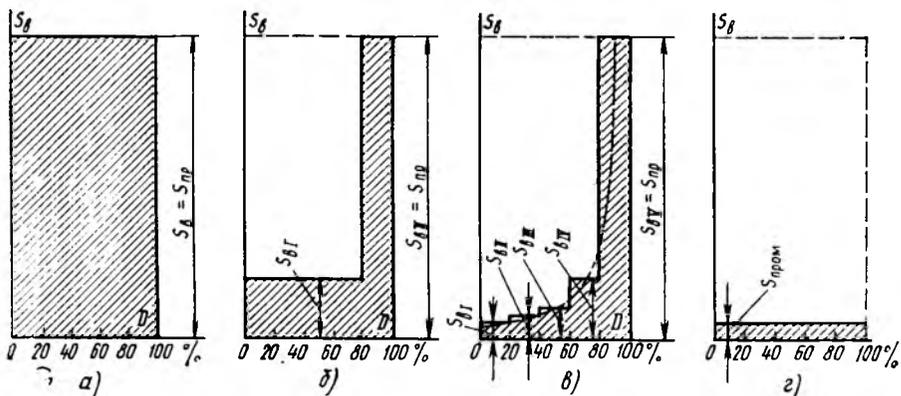


Рис. 5.14. Качество воды, из которой получается насыщенный пар в отсутствие ступенчатого испарения (а), при двухступенчатом (б) и многократном (пятиступенчатом) испарении (в), промывочной воды (г) для котла без ступенчатого испарения, но с промывкой всего насыщенного пара питательной водой

давления водой высокой чистоты значение ступенчатого испарения сохраняется только для средних давлений. Но и в этом случае вполне достаточно двухступенчатого испарения.

Надо иметь в виду, что каждая следующая ступень испарения требует тех же расходов материальных и трудовых ресурсов, но дает все меньший и меньший эффект, что иллюстрирует рис. 5.14. Даже огibaющая кривая, соответствующая бесконечно большому числу ступеней испарения, не может дать того эффекта, который можно получить в отсутствие ступенчатого испарения при промывке всего пара питательной водой.

Итак, ступенчатое испарение при сохранении определенного расхода продувочной воды способствует улучшению чистоты пара и увеличению его концентрации в продувочной воде, т. е. повышает эффективность продувки.

### § 5.3. ПРОМЫВКА НАСЫЩЕННОГО ПАРА ПИТАТЕЛЬНОЙ ВОДОЙ

*Промывка пара* заключается в том, что насыщенный пар котла, предварительно осушенный, пропускают через питательную воду и затем вновь осушают и отводят в пароперегреватель. Промывка пара может быть осуществлена как для обычной схемы организации водного режима, так и для котла со ступенчатым испарением.

Сущность промывки пара состоит в том, что капли концентрированной котловой воды, унесенной паром, смешиваются с питательной водой и в результате пар уносит влагу с гораздо меньшей концентрацией. Если затем осушить этот пар до прежней или близкой к ней влажности, то концентрации в таком промытом паре будут во много раз меньше, чем в непромытом.

Таким образом, при методе промывки пара, как и при методе ступенчатого испарения, используется разность концентраций питательной и

продувочной вод котла. Однако между этими методами есть и существенное различие. При ступенчатом испарении используется разность концентраций питательной и продувочной вод в процессе парообразования. Даже при бесконечно большом числе ступеней испарения концентрации котловой воды, определяющие в конечном счете чистоту насыщенного пара, намного превышают концентрацию питательной воды (см. рис. 5.14).

В процессе промывки пара используется разность концентраций питательной и продувочной вод вне (после) процесса парообразования.

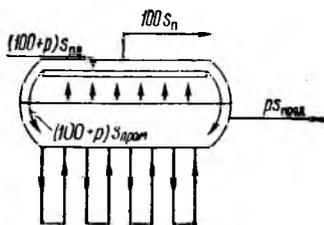


Рис. 5.15. Схема организации промывки пара питательной водой для котла без ступенчатого испарения при подаче на промывку всей питательной воды

Поэтому при хорошей осушке пара до промывки концентрация промывочной воды, определяющая чистоту всего насыщенного пара, близка к концентрации питательной воды.

Таким образом, после промывки насыщенный пар получается значительно чище, чем при какой-либо иной схеме организации водного режима котла. Одновременно концентрации продувочной воды при данной схеме получаются наибольшими, т. е. эффективность продувки возрастает.

Особое значение приобретает промывка пара для удаления веществ, непосредственно растворенных в нем. Их содержание не может быть уменьшено никакой, даже самой глубокой, осушкой пара и зависит только от концентрации воды, с которой контактирует пар. Так как растворимость примесей в воде гораздо больше, чем в паре даже высоких давлений, то при пропуске через питательную воду насыщенного пара растворенные в нем вещества перейдут в воду, несколько повысив концентрации промывочной воды по сравнению с питательной, а промытый пар унесет с собой примеси в количестве, пропорциональном их содержанию в промывочной, а не в котловых водах.

Схема организации промывки насыщенного пара полным расходом питательной воды показана на рис. 5.15. Общий баланс примеси для этой схемы соответствует уравнению (5.3), но чистота пара соответствует не соотношению  $100s_{пр} = (\omega + K_p) s_{прод}$  [см. (5.5)], как в отсутствие промывки пара, а составляет

$$100s_{пр} = (\omega + K_p) s_{прод}, \quad (5.23)$$

где  $s_{прод}$  — концентрация примесей в промывочном устройстве, в которое подается питательная вода и через слой которой барботирует пар.

В связи с контактом питательной воды с насыщенным паром, качество которого определяется продувочной водой, баланс примесей в промывочном устройстве для схемы рис. 5.15 составляет

$$(100 + p) s_{пит} + 100s_{пр} = 100s_{пр} + (100 + p) s_{прод}, \quad (5.24)$$

где  $s_{п}$  — чистота пара после промывки, определяемая по (5.23);  $s_{п}'$  — чистота пара до промывки, определяемая по (5.5), причем коэффициенты распределения для промывочного устройства и для водяного объема могут быть практически одинаковыми, а влажности пара до и после промывки могут быть разными, так как условия сепарации над водяным объемом и над промывочным устройством отличаются и прежде всего по высоте парового объема. Для упрощения расчетов можно принимать эти влажности одинаковыми.

Вместо уравнения (5.24) при подстановке в него значений  $s_{п}$  и  $s_{п}'$  получим

$$(100 + p) s_{пв} + (\omega + K_p) s_{прод} = (\omega + K) s_{пром} + (100 + p) s_{пром} = \\ = (100 + \omega + K_p + p) s_{пром}, \quad (5.25)$$

откуда концентрация промывочной воды

$$s_{пром} = \frac{100 + p}{(100 + \omega + K_p + p) - (\omega + K_p) \frac{100 + p}{\omega + K_p + p}} s_{пв}. \quad (5.26)$$

Кратность концентраций между промывочной и питательной водой

$$c_{пром} = \frac{s_{пром}}{s_{пв}} = \frac{100 + p}{(100 + \omega + K_p + p) - (\omega + K_p) \frac{100 + p}{\omega + K_p + p}} \quad (5.27)$$

или, если обозначить  $(\omega + K_p)/p$  через  $\lambda$ , то вместо (5.27) запишем

$$c_{пром} = \frac{s_{пром}}{s_{пв}} = \frac{(100 + p)(1 + \lambda)}{(100 + p) + (\omega + K_p)(1 + \lambda)}. \quad (5.28)$$

Для водяного объема баланс примесей составит

$$(100 + p) s_{пром} = (\omega + K_p) s_{прод} + p s_{прод}, \quad (5.29)$$

откуда кратность концентраций между продувочной и промывочной водой

$$c_{прод-пром} = s_{прод}/s_{пром} = (100 + p)/(\omega + K_p + p). \quad (5.30)$$

Кратность концентраций между продувочной и питательной водой для случая промывки пара всей питательной водой составит

$$\frac{s_{прод}}{s_{пв}} = c_{прод} = c_{прод-пром} c_{пром} = \\ = \frac{(100 + p)(1 + \lambda)}{100 + p + (\omega + K_p)(1 + \lambda)} \frac{100 + p}{\omega + K_p + p} \quad (5.31)$$

или концентрация продувочной воды

$$s_{прод} = \frac{(100 + p)(1 - \lambda)}{100 + p + (\omega + K_p)(1 + \lambda)} \frac{100 + p}{\omega + K_p + p} s_{пв}. \quad (5.32)$$

Анализ уравнения (5.32) показывает, что наряду со снижением концентрации примесей в паре произошло увеличение концентрации в продувочной воде.

Таким образом, промывка пара позволяет значительно улучшить его чистоту без увеличения продувки, а в условиях сохранения того же качества пара промывка позволяет уменьшить расход продувки, т. е. повысить экономичность установки. В барабанных котлах высоких дав-

лений (11 и 15,5 МПа в барабане) промывка пара обязательна, так как растворимость кремниевой кислоты при этих давлениях значительно возрастает и без промывки пара не удастся обеспечить необходимые нормы по содержанию кремниевой кислоты в паре за котлом. При давлениях менее 11 МПа растворимость всех примесей в паре, в том числе и кремниевой кислоты, незначительна. Поэтому промывка пара в этих случаях не применяется, так как она в определенной мере загромождает барабаны и усложняет ремонт внутрибарабанных устройств.

Если питательная вода, поступающая в барабан из водяного экономайзера, недогрета до кипения, что характерно для наиболее высоких давлений, то в промывочном устройстве происходит ее догрев до кипения за счет конденсации части промываемого пара. Это вызывает уменьшение концентраций в промывочной воде и в паре по сравнению с рассчитанными выше без учета этого обстоятельства.

Можно обеспечить чистоту пара, направляя на промывку не всю питательную воду, а например, 50 % ее полного расхода, что и делалось в прежние годы. При этом считалось, что подача к опускным трубам части воды, не догретой до кипения, благоприятна для организации циркуляции. Однако случаи поражений вальцовок опускных труб вследствие переменных температур заставляют в современных условиях направлять на промывку пара полный расход питательной воды. Это повышает надежность работы труб.

Дополнение промывки пара ступенчатым испарением незначительно улучшает чистоту пара, причем расчетная оптимальная паропроводимость солевого отсека  $n_{11}^{opt} \approx 3\%$ . Тем не менее использовать малый солевой отсек с сепарацией его пара в выносном циклоне все же целесообразно. В отсутствие ступенчатого испарения продувочная вода должна выводиться из водного объема барабана. Это создает определенные трудности в определении области максимальных концентраций примесей в барабане. При наличии же солевого отсека с выносным циклоном вопрос о выводе продувки решается оптимально — продувку всего котла делают из выносного циклона солевого отсека, который поэтому иногда называют *продувочным отсеком*. Питание же солевого отсека осуществляется из барабана котла промывочной водой с расходом ее  $n_{11} + p$ .

Расположение такого солевого отсека удобно делать односторонним, так как при этом для регулирования расхода продувочной воды требуется арматура только в одной точке; только по одной требуются также и пробоотборные точки для определения качества воды в барабане и в продувке\*.

#### ЛИТЕРАТУРА

Водный режим тепловых электростанций (обычных и атомных) / Под ред. Т. Х. Маргуловой. — М.: Энергия, 1965. С. 226—237, 259—287.

\* При ступенчатом испарении солевые отсеки располагают обычно симметрично по отношению к барабану. Соответственно регулирование продувки и пробоотборные точки также оказываются двусторонними. Это несколько осложняет регулирование продувки и вдвое увеличивает объем химконтроля как по продувочной воде, так и по котловым водам чистого отсека.

СЕПАРАЦИОННЫЕ И ПАРПРОМЫВОЧНЫЕ  
УСТРОЙСТВА

## § 6.1. НАЗНАЧЕНИЕ СЕПАРАЦИОННЫХ УСТРОЙСТВ

Сепарация пара осуществляется во всех парообразующих агрегатах с многократной циркуляцией, т. е. она проводится для условий ДКП, так как основой ее является разность плотностей воды и насыщенного пара. Из гл. 5 следует, что чистота насыщенного пара зависит прежде всего от чистоты воды, с которой контактирует пар перед выходом в паровой объем, т. е. от  $s_{\text{прод}}$  по уравнению (5.10) для схемы рис. 5.1, от  $s_{\text{в1}}$  и  $s_{\text{порд}}$  по уравнениям (5.12) и (5.16) для схемы рис. 5.8 от  $s_{\text{пром}}$  по уравнению (5.23) для схемы рис. 5.15 и т. д. Но из этих уравнений следует также, что при одном и том же качестве воды чистота пара зависит от его влажности  $\omega$  (%).

Задача осушки производимого пара имеет большое значение для надежности работы энергоблоков. Для ТЭС (см. рис. 1.2) чем больше влажность пара после барабана, тем больше отложения в трубках первичного пароперегревателя в зоне досушки пара, предшествующей его перегреву. Для схем АЭС (см. рис. 1.3 и 1.4) чем больше влажность насыщенного пара, тем больше эрозионный износ впускных устройств турбин насыщенного пара. При большом превышении допустимой влажности для схем рис. 1.3 и 1.4 может снизиться экономичность паровой турбины. Необходимо, однако, чтобы эффективная работа сепарационных конструкций достигалась в относительно простых и дешевых устройствах и притом не сильно загромождающих объем барабана.

Требования к осушке пара различны и зависят от параметров и типа парообразующего агрегата и методов обеспечения чистоты пара — только сепарация или ее сочетание с промывкой. В отсутствие промывки пара для схем, типа представленной на рис. 1.2, рекомендуется  $\omega = 0,02$  %. Промывка пара отсутствует в таких схемах только при средних давлениях, для которых значения  $K_p$  весьма малы и в уравнении (5.10) могут не учитываться. Для высоких давлений значения  $K_p$  многократно превышают значения  $\omega$  и без промывки насыщенного пара невозможно обеспечить необходимую чистоту перегретого пара. При наличии промывки влажности пара до и после промывки могут быть приняты одинаковыми (см. гл. 5) и допущены большими. Это объясняется, с одной стороны, малой загрязненностью промывочной воды, а с другой стороны, невозможностью очень глубокой осушки пара в условиях, когда диаметр барабана остается тем же, а в его паровом объеме располагается еще и паропромывочное устройство. При этом высоты парового объема над уровнем в барабане и над уровнем в паропромывоч-

ном устройстве в сумме оказываются равными высоте парового объема барабана без паропромывочного устройства. Для схемы, представленной на рис. 1.2, как до, так и после промывки рекомендуется принимать  $\omega' = \omega = 0,05\%$  (и даже до  $\omega' = \omega = 0,1\%$ , но не выше).

Сложнее обеспечить глубокую осушку пара для АЭС, т. е. для схем рис. 1.3 и 1.4. Современные реакторы одноконтурных АЭС имеют весьма значительную мощность, что создает паровые нагрузки по сечению барабана, превышающие нагрузки барабанов на ТЭС. Парогенераторы АЭС имеют очень большие барабаны, но они в значительной мере используются для расположения в них теплообменной поверхности. Эти парогенераторы также имеют паровые нагрузки по сечению барабана большие, чем по схемам рис. 1.2. Кроме того, насыщенный пар в схемах рис. 1.3 и 1.4 поступает не в пароперегреватели, где могли бы образовываться отложения, а в турбины насыщенного пара, где он продолжает увлажняться. Поэтому для них принято считать допустимой влажность пара около  $0,2\%$ . Однако выявившаяся коррозия впускных устройств турбин насыщенного пара побуждает изыскивать возможности снижения этой влажности. Наиболее эффективным признается переход на производство слабо перегретого пара, что реально для схемы рис. 1.4. Для реакторных условий (см. рис. 1.3) необходима высокая осушка пара.

Отметим сложность определения столь малых влажностей пара, как указанные выше. Единственным способом является определение влажности по уносу какой-либо примеси, для которой значения  $K_p$  весьма малы и потому можно считать, что

$$\omega = s_n 100/s_p. \quad (6.1)$$

В современных парообразующих системах используется вода высокой чистоты. Поэтому определение влажности пара по уравнению (6.1) довольно сложно, в связи с чем при проведении так называемых *теплохимических испытаний* в воду котлов специально дозируют, например, сульфат натрия. Преимущества этого реагента в ничтожно малых значениях  $K_p$  и в высокой точности современных аналитических определений концентраций натрия, позволяющей уверенно определять его в насыщенном паре.

При работе турбин насыщенного пара (см. рис. 1.3 и 1.4) возникает необходимость осушки пара и между цилиндрами турбины. Так как осушку проходит весь поток пара, который затем подвергается перегреву, то в междуцилиндровом турбинном сепараторе достаточно даже очень грубой осушки, т. е. можно принять  $\omega = 1,0\%$ .

## § 6.2. СЕПАРАЦИОННЫЕ УСТРОЙСТВА

При проходе влажного пара через свободный паровой объем барабана происходит *осадительная сепарация влаги* из него за счет разности плотностей насыщенного пара и кипящей воды.

При *барботаже* всего расхода пара через уровень воды в барабане (*зеркало испарения*) влажность пара  $\omega$  (%) можно определить по сле-

дующей формуле, составленной на основе обобщения обширного экспериментального материала:

$$\omega = 6,1 \cdot 10^{11} \frac{\left[ \frac{(\omega'')^2}{gh_{\text{п}}} \right]^{1,38} \left[ \frac{\sqrt{\sigma_s(\rho' - \rho'')}}{h_{\text{п}}} \right]^{0,92}}{\left[ \frac{g(\sqrt{\sigma_s(\rho' - \rho'')})}{v^2} \frac{\rho' - \rho''}{\rho''} \right]^{1,1}} \quad (6.2)$$

Для удобства пользования эту формулу можно представить в виде

$$\omega = (\omega'')^{2,76} M 10^{-2} / h_{\text{п}}^{2,3}, \quad (6.3)$$

где  $\omega''$  — приведенная скорость пара на выходе с зеркала испарения, м/с;  $M$  — вспомогательный параметр, зависящий от физических параметров воды и пара (рис. 6.1);  $h_{\text{п}}$  — высота парового объема, в котором происходит осадительная сепарация, м.

Экспериментальные исследования показывают, что увеличение высоты парового объема более 800 мм практически не улучшает сепарацию, так как при этом влажность пара определяется не забросом в паровой объем крупных капель влаги, а уносом так называемой *транспортируемой влаги*, т. е. влаги, для которой достигнуто равновесие между подъемной силой за счет движения потока пара и силой тяжести. Поэтому если высота парового объема более 800 мм, то вместо действительной высоты парового объема следует подставлять  $h_{\text{п}} = 0,8$  м, т. е. пользоваться формулой

$$\omega = 1,67 (\omega'')^{2,76} M 10^{-2}. \quad (6.4)$$

По приведенным формулам можно определить влажность пара, если известна нагрузка зеркала испарения, или выбрать нагрузку зеркала испарения, если задана влажность пара. Нагрузка зеркала испарения может характеризоваться как приведенной скоростью пара  $\omega''$ , так и непосредственно объемной [ $\text{м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$ ] или массовой [ $\text{т}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$ ] нагрузкой зеркала испарения:

$$R_s = 3600 \omega''; \quad (6.5)$$

$$R_s = 3600 \omega'' \rho'' 10^{-3}. \quad (6.6)$$

Из формул (6.2) — (6.6) следует, что чем меньше нагрузка зеркала испарения, тем меньше влажность пара. Однако излишне увеличивать размеры барабана не следует. Можно реко-

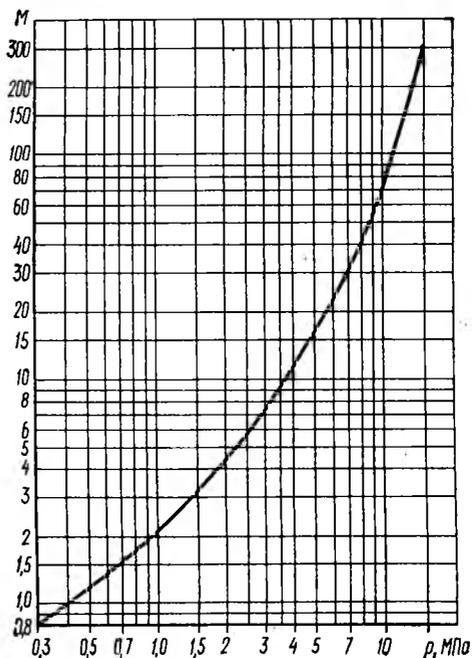


Рис. 6.1. Зависимость вспомогательного параметра  $M$  от давления

мендовать выбор приведенных скоростей пара при проходе его через зеркало испарения в пределах, указанных на рис. 6.2.

Важны не только допустимые средние значения скоростей пара, но и отсутствие значительных различий скоростей пара по сечению барабана, что связано с конструктивными особенностями парогенерирующих агрегатов. Так, размещение поверхностей нагрева и их характеристики для парогенераторов АЭС не всегда обеспечивают равномерность нагрузок зеркала испарения. Причинами этого являются неравномерное заполнение трубами сечения корпуса парогенератора и изменение тепловой нагрузки по длине змеевика от раздающего до собирающего коллектора теплоносителя (рис. 6.3). По длине змеевиков от раздающего до собирающего коллектора происходит уменьшение температуры теплоносителя. Поэтому наибольшая тепловая нагрузка характерна для участков труб, выходящих из раздающего коллектора 5.

Различие в тепловых нагрузках может быть весьма существенным. Так, при температурах теплоносителя 301 °С на входе и 268 °С на выходе и температуре кипения 259 °С, характерных для парогенератора АЭС с ВВЭР-440, различие в температурных напорах и, следовательно, и в тепловых нагрузках составляет

$$(301 - 259)/(268 - 259) = 42/9 = 4,6 \text{ раза.}$$

Соответственно имеется различие в паровых нагрузках по сечению барабана, которое называют *паровым перекосом* по аналогии с химическим перекосом при ступенчатом испарении. Для уменьшения парового перекоса питательная вода, как показано на рис. 6.3, подается в зону наивысших тепловых нагрузок, и ее нагрев до кипения происходит за счет конденсации части пара, образующегося в центральной части нижней половины пакета змеевиков. Полностью выравнять паровые нагрузки по длине барабана можно, если применить односторонний вход и выход теплоносителя и гибы змеевиков не в горизонтальной (рис. 6.3), а в вертикальной плоскости. Это приводит к одинаковым средним температурным напорам по всей длине барабана. Такой парогенератор показан на рис. 6.4, из которого видно малое заполнение объема барабана теплообменной поверхностью и, следовательно, малая единичная его мощность, что обусловило нецелесообразность его применения.

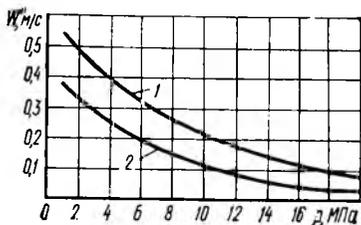


Рис. 6.2. Зависимость рекомендуемых значений приведенных скоростей пара при проходе его через зеркало испарения от давления:

1 — максимальные; 2 — нормальные

*Сепарационные устройства* располагают или в том же корпусе, в котором размещены теплообменные поверхности, как, например, для парогенераторов АЭС с ВВЭР, или в отдельном барабане. Совместное размещение теплообменных и сепарационных устройств можно рассмотреть с помощью рис. 6.4. На пути пара к выходу с зеркала испарения установлен дырчатый погруженный щит, который обеспечивает *уравнительное дросселирование пара*. Сопротивление дроссельного щита должно существенно превышать сопротивление барботажу

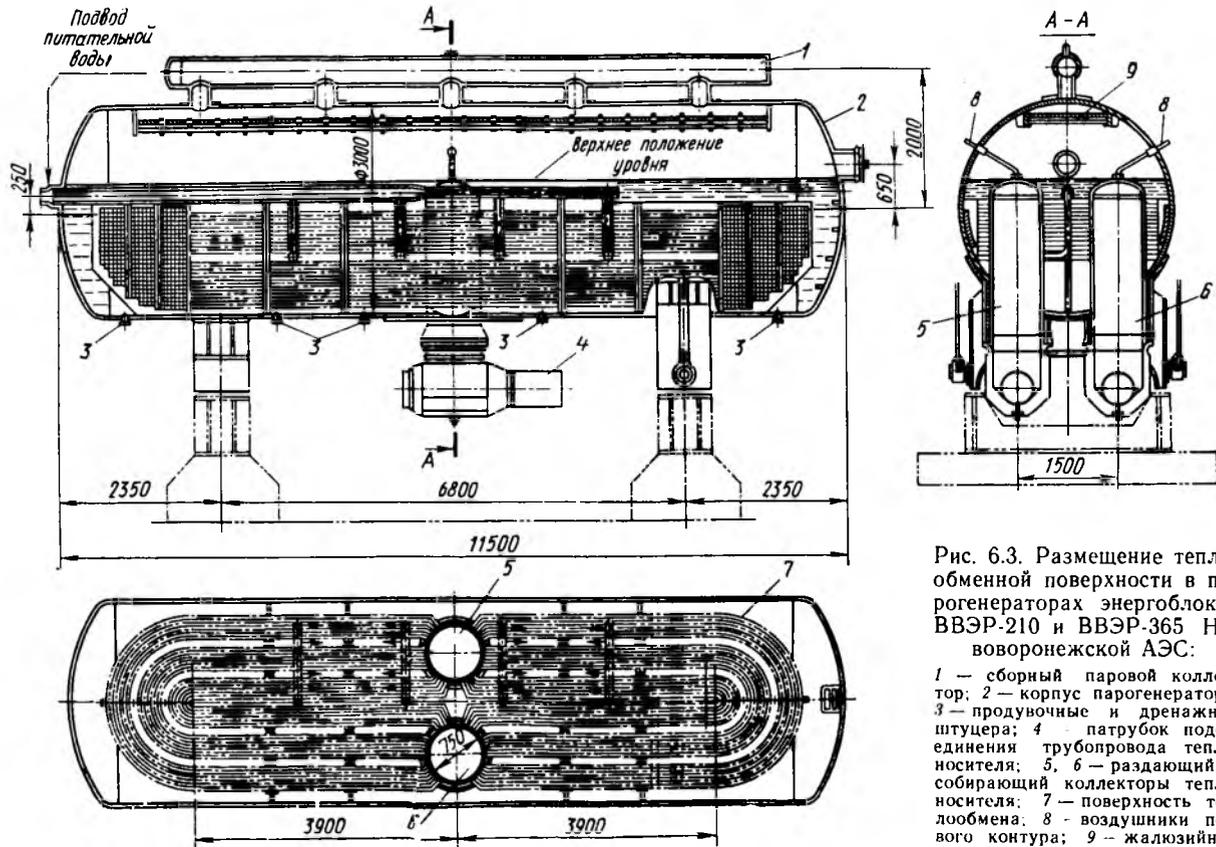


Рис. 6.3. Размещение теплообменной поверхности в парогенераторах энергоблоков ВВЭР-210 и ВВЭР-365 Нововоронежской АЭС:

1 — сборный паровой коллектор; 2 — корпус парогенератора; 3 — продувочные и дренажные штуцера; 4 — патрубок подсоединения трубопровода теплоносителя; 5, 6 — раздающий и собирающий коллекторы теплоносителя; 7 — поверхность теплообмена; 8 — воздушники первого контура; 9 — жалюзийный сепаратор с пароприемным пологом

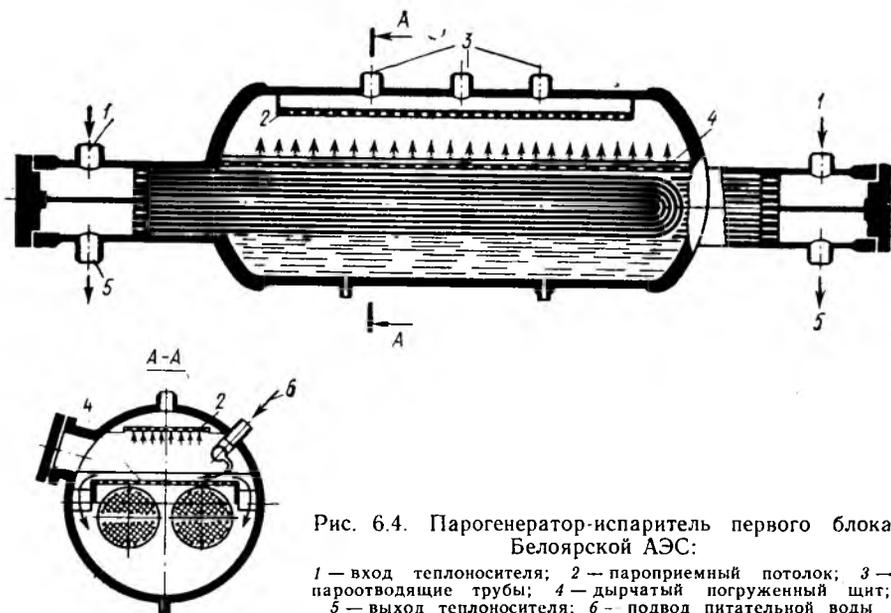


Рис. 6.4. Парогенератор-испаритель первого блока Белоярской АЭС:

1 — вход теплоносителя; 2 — пароприемный потолок; 3 — паропроводящие трубы; 4 — дырчатый погруженный щит; 5 — выход теплоносителя; 6 — подвод питательной воды

пара в пределах водяного объема. В этом случае суммарные сопротивления в водяном объеме и в дроссельном щите практически равны. В связи с этим скорости выхода пара с зеркала испарения выравниваются.

Одной из основных расчетных величин для проектирования дроссельного щита является выбор скорости пара в его отверстиях. Следует иметь в виду, что чем больше эта скорость, тем больше сопротивление щита и его выравнивающий эффект. Однако при чрезмерно больших скоростях выброс влаги с зеркала испарения может быть значительным и осушение пара в паровом пространстве недостаточным. На рис. 6.5 приведены рекомендуемые значения скоростей пара в отверстиях щита, основанные на обширных данных эксплуатационного опыта.

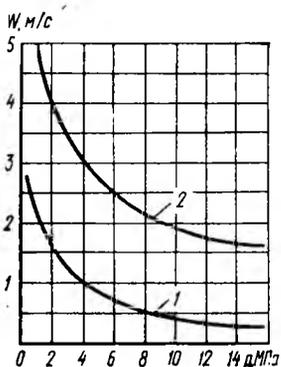


Рис. 6.5. Зависимость скоростей в отверстиях дырчатого погруженного щита от давления:

1 — минимальные; 2 — рекомендуемые

В связи с сопротивлением дырчатого щита под ним создается паровая подушка, которая позволяет пару растекаться под щитом. Учитывая это растекание, дырчатый щит снабжают закраинами, высота которых (рис. 6.6) должна быть не меньше расчетной высоты паровой подушки (обычно 50 мм), чтобы предотвратить прорывы пара мимо щита. Высота паровой подушки тем больше, чем больше сопротивление щита, т. е. чем выше скорость барботажка пара через его отверстия. Если па-

ровая подушка окажется больше, чем высота закраин щита, то пар будет прорываться мимо щита, создавая местные паровые перегрузки зеркала испарения. При уменьшении скоростей пара в отверстиях щита сопротивление щита и высота паровой подушки уменьшаются. Минимальные скорости пара в отверстиях погруженного дырчатого щита, при которых еще образуется паровая подушка, необходимая для выравнивания паровой нагрузки по сечению щита, приведены на рис. 6.5.

Диаметр отверстий в щите должен быть не менее 10 мм, чтобы не происходило забивания их шламом (коррозионным или фосфатным). Шаги отверстий выбирают, исходя из выбранной скорости пара в отверстиях.

Если в барабане не предусмотрены специальные устройства для промывки пара, то питательную воду целесообразно подавать поверх дырчатого щита, что в некоторой степени эквивалентно промывке пара (см. рис. 6.4). Выходные скорости питательной воды должны быть не менее 1 м/с. Однако не рекомендуются и скорости питательной воды более 4 м/с во избежание попадания относительно холодной воды на противоположную стенку корпуса парогенератора, что может вызвать колебания температур в металле и его разрушение. Для равномерной раздачи питательной воды соотношение скоростей питательной воды в подводящей трубе и в выходных отверстиях должно быть таким, чтобы выходная скорость была на 50—80 % больше, чем в трубопроводе. Выход питательной воды может быть осуществлен через ряд отверстий или через ряд насадок.

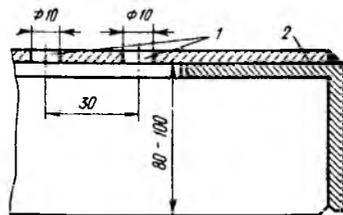


Рис. 6.6. Элемент дырчатого погруженного щита:  
1 — отверстие в щите; 2 — закраины щита

Погруженный дырчатый щит располагают на 50—75 мм ниже наивысшего массового уровня воды. По обеим сторонам щита по сечению барабана оставляют специальные проходы шириной не менее 150 мм для стока воды со щита. Целесообразно проверить скорость воды в этих зазорах, исходя из расхода воды, в 1,5—1,8 раза большего, чем производительность парогенератора. Чтобы обеспечивался беспрепятственный сток воды со щита, эта скорость не должна быть больше 0,2 м/с.

Отводы пара из барабана обычно производят из нескольких мест по длине горизонтального барабана (см. рис. 6.4). Это может способствовать концентрации нагрузок парового объема в области паропроводящих труб, что вызовет увеличение уноса влаги. Для возможно более равномерного использования сечения барабана на всем пути движения пара вверх применяется уравнительное дроссельное устройство — *пароприемный потолок*, располагаемый в верхней части барабана (см. рис. 6.4). Пароприемный потолок представляет собой плоский щит с отверстиями диаметром 6—10 мм. Число отверстий можно рассчитать, исходя из скорости пара в них, которую принимают равной 6—10 м/с для высоких и 10—18 м/с для средних давлений.

В сочетании с пароприемным потолком целесообразно применять простейший *жалюзийный сепаратор*, назначение которого — сепарация транспортируемой влаги. При проходе пара через жалюзийный сепаратор (рис. 6.7) струи пара делают повороты, при этом капли влаги смачивают поверхность сепаратора и стекают с нее струйками, унос влаги из которых с паром невозможен, так как его скорости малы. Предельные скорости пара перед жалюзийным сепаратором представлены на рис. 6.8.

Высота парового объема от верхнего уровня воды до жалюзийного сепаратора должна быть не менее 400 мм, а рекомендуемое его значение 600 мм.

Парогенераторы двухконтурных АЭС с ВВЭР (рис. 6.3 и 6.4) являются единственной конструкцией, в которой барабан в большой мере занят теплообменной поверхностью. В связи с этим приходится принимать диаметры этих барабанов гораздо большими по сравнению с диаметрами барабанов других парообразующих агрегатов, для которых барабан используется как объединение параллельных подъемных потоков пароводяной смеси, распределение параллельных опускающих потоков воды и как сепарационный элемент для осушки насыщенного пара. Именно таково назначение барабанов в котлах ТЭС и в реакторах АЭС.

В современных условиях для барабанных котлов ДКП характерна концентрация подводов пароводяной смеси как по сечению, так и по длине барабана. При применяемых прямоугольных сечениях топочной камеры с незначительной разницей длины фронта топки и ее глубины паропроизводительности заднего и фронтального экранов мало от-

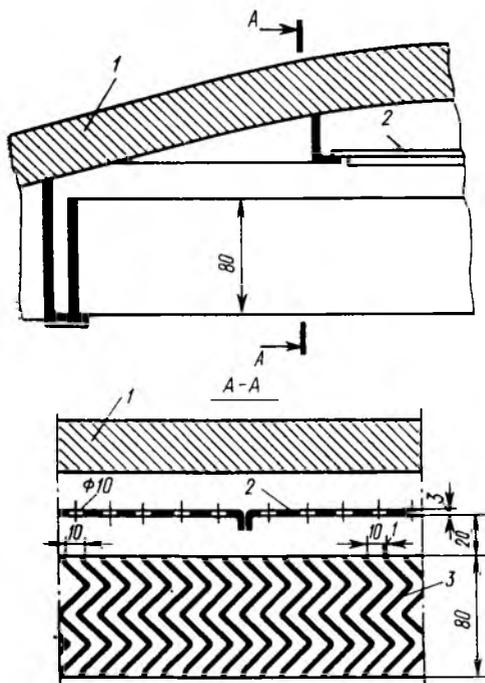


Рис. 6.7. Сепарационные устройства на выходе пара из барабана:

- 1 корпус барабана; 2 — пароприемный щит;  
3 — жалюзийный сепаратор

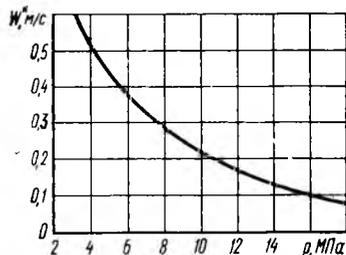


Рис. 6.8. Предельные скорости пара перед жалюзийным сепаратором

личаются от паропроизводительности боковых экранов. Между тем пароводяная смесь из фронтального и заднего экранов подается равномерно по всей длине барабана, располагаемого вдоль фронта, а пароводяная смесь из боковых экранов — только в торцы этого барабана. Это вызывает существенное повышение паровых нагрузок в торцах барабана и усложняет организацию сепарации пара.

Пароводяная смесь из фронтального и заднего экранов в соответствии с конструктивными особенностями котлов ТЭС ДКП входит в барабан сосредоточенно по его сечению, как показано на рис. 6.9. Если потоки пара не выравнять по сечению барабана, то основной поток пара сосредоточится в левой части сечения. Это создаст там повышенные скорости пара при проходе через уровень воды в паровой объем. Установка дроссельного погруженного дырчатого щита 5 способствует проходу пара через полное сечение барабана с наименьшими скоростями и, следовательно, с наименьшим выбросом влаги с паром в паровой объем.

Из парообразующих труб в барабан поступает пароводяная смесь, в которой расход воды больше, чем пара, в 5—10 раз в соответствии с кратностью циркуляции, равной обычно 5—10 в зависимости от давления пара. Поэтому прежде всего необходимо «грубое» разделение пароводяной смеси с отводом воды в опускные трубы и влажного пара к выходу в паровой объем. Это происходит в водяном объеме барабана. В трубах, подводящих пароводяную смесь, скорости ее значительны. При выходе смеси в барабан сечение для прохода смеси существенно увеличивается, скорости пара резко снижаются. Таким образом, водяной объем позволяет решить еще одну важную задачу, предварающую организацию собственно сепарации пара, — *гашение кинетической энергии струй пароводяной смеси*, предотвращающее односторонний прорыв пара по сечению барабана.

Рис. 6.10 подтверждает концентрацию паровых нагрузок в торцах барабанов котлов ТЭС. Для обеспечения хорошей осушки пара в торцах барабана отвод пара по длине барабана выполняют на расстоянии, меньшем того, по которому подведены пароводяные трубы фронтального и заднего экранов. При этом осушка пара боковых экранов происходит не только в торцах барабана, но и при движении его к пароотводящим трубам из барабана, расположенным в цилиндрической части.

Перед пароотводящими трубами во всех котлах расположено пароприемный дроссельный щит. Сопротивление этого щита должно быть существенно большим, чем сопротивление движению пара в паровом объеме, с тем, чтобы суммарные сопротивления были практически одинаковы для всех путей движения пара. Это достигается выбором соответствующих скоростей пара (рис. 6.11).

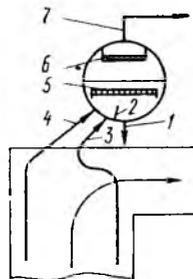


Рис. 6.9. Схема подходов пароводяной смеси по сечению барабана котла:

1 — отвод отсепарированной воды в опускную систему экранов; 2 — перегородка, предотвращающая захват пара в опускную систему; 3 — пароводяная смесь из заднего экрана; 4 — пароводяная смесь из фронтального экрана; 5 — дырчатый погруженный дроссельный щит; 6 — дырчатый погруженный дроссельный щит; 7 — отвод осушенного насыщенного пара

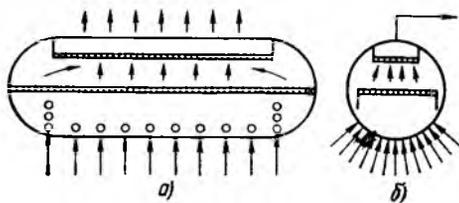


Рис. 6.10. Схема подвода пароводяной смеси по длине барабана котла (а) и в его торцах (б)

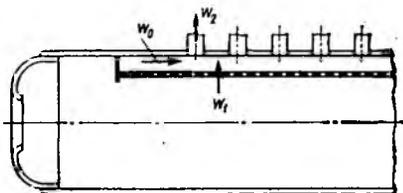


Рис. 6.11. Схема выбора скоростей пара в отверстиях пароприемного щита ( $w_0 < 0,5 w_1$ ;  $w_2 < w_1$ )

Как следует из изложенного, *основное назначение сепарационных устройств — возможно более равномерное использование парового объема и рациональная организация движения пара в нем.* Последнее выполняется простейшими устройствами, создающими уравнивающее дросселирование на пути пара при выходе его в паровой объем и при отводе из него пара.

Однако если пароприемный щит применяется во всех случаях, то вместо дырчатого погруженного щита иногда применяют другие сепарационные устройства для осушения пара перед выходом в паровой объем для осадительной сепарации перед пароприемным потолком. Это относится, например, к случаям, когда паровые нагрузки сечения барабана превышают рекомендуемые значения для дырчатых погруженных щитов. При этом целесообразно применение *внутрибарабанных циклонов* (рис. 6.12). Оптимальный диаметр внутрибарабанного циклона составляет обычно около 300 мм. При большем диаметре циклон приходится вносить в барабан по частям и вести сварку его внутри барабана, а при меньших диаметрах увеличивается общее число циклонов. Поэтому целесообразно выбирать предельный диаметр, при котором циклон может быть целиком пронесен через лаз барабана. Как видно из рис. 6.13, наиболее целесообразно применение внутрибарабанных циклонов при высоких давлениях, когда необходимое их количество уменьшается и они относительно легко размещаются в барабане по всей длине.

В циклоне осуществляется двухступенчатая сепарация. Первая ее ступень — *центробежная*. Для наибольшего эффекта необходим плавный подвод пароводяной смеси через тангенциально расположенный короб со скоростями около 5 м/с (для высокого давления). Вторая ступень сепарации в циклоне — *осадительная*. Поэтому важна равномерность загрузки сечения циклона для получения возможно меньших скоростей. Это достигается установкой на крышке циклона уравнильного дросселя в виде жалюзийного сепаратора. При превышении нагрузок сверх указанных на рис. 6.13 ухудшаются эффект осадительной сепарации в паровом объеме циклона и общая осушка пара. Уровень воды в барабане должен быть не выше середины подводящего патрубка, для предотвращения барботажа пара через водяной объем циклона. Для предотвращения прорыва пара через низ циклона он перекрывается доньшком, образующим кольцевое сечение, с располо-

женными в нем направляющими лопатками, которые преобразуют спиральное движение воды по стенкам циклона в вертикальное и обеспечивают спокойный сток воды.

Внутрибарабанные циклоны обеспечивают равномерную подачу пара в паровой объем барабана по его длине и являются хорошими сепараторами. Однако установка их сложна, особенно монтаж всех соединительных коробов. Поэтому их следует применять только при необходимости обеспечить высокую осушку пара в условиях паровых нагрузок, превышающих предельные для дырчатых погруженных щитов. Например, применяют сочетание дырчатого погруженного щита для осушки пара фронтального и заднего экранов и циклонов для осушки пара боковых экранов, располагая их в торцах барабана. Особенно целесообразно такое решение для барабанных котлов при использовании в них ступенчатого испарения (см. рис. 5.8 и 5.10), так как при этом обычно во вторую ступень испарения выделяются боковые экраны. Большие паровые нагрузки торцов барабана и повышенные концентрации примесей в воде солевого отсека требуют применения для сепарации пара солевых отсеков внутрибарабанных циклонов, несмотря на значительное загромождение ими торцов барабана.

Отказ от загромождения торцов барабана в сочетании с устранением переброса воды солевого отсека в чистый отсек приводит к выносу сепарации пара солевых отсеков из пределов барабана и использованию *выносных циклонов* (см. рис. 5.10—5.12). При этом барабан котла используется для сепарации пара только чистого отсека.

Работа выносного циклона в основном аналогична работе внутрибарабанного; наиболее существенным конструктивным отличием является значительная высота его парового объема. Подвод пароводяной смеси к циклону может осуществляться как одной, так и двумя или тремя трубами. Однако в отличие от внутрибарабанного варианта для выносного циклона эти трубы могут не объединяться единым подводным коробом, а вводиться каждая в отдельности в корпус циклона в разных плоскостях, но по одной и той же образующей.

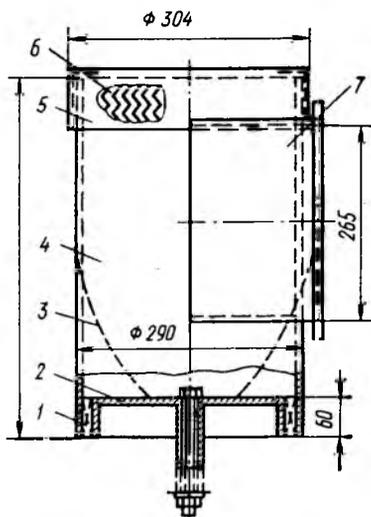


Рис. 6.12. Внутрибарабанный циклон:

- 1 — направляющие лопатки; 2 — доннышко; 3 — положение уровня в циклоне; 4 — корпус; 5 — крышка; 6 — жалюзи; 7 — подводный тангенциальный короб

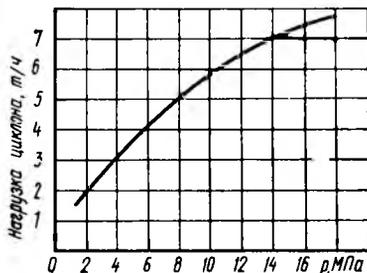


Рис. 6.13. Зависимость рекомендуемых нагрузок единичного внутрибарабанного циклона диаметром 290 мм от давления

На рис. 6.14 представлена конструкция выносного циклона. Пароводяная смесь из паровобразующих труб подводится трубой 8 к улитке 4 и вводится в корпус циклона. Вода отжимается к его стенкам и стекает по ним вниз в водяной объем циклона, из которого по опускающим трубам 1 она поступает в паровобразующие поверхности нагрева. Пар, выделившийся из пароводяной смеси при ее входе в циклон, поднимается вверх. Паровой объем циклона значительно развит в высоту, так как в нем должна полностью завершаться осушка пара. Для лучшего использования парового объема вверху циклона установлен пароприемный дроссельный потолок 5, который создает уравнивающее сопротивление. Осушенный в циклоне пар по трубе 6 отводится в барабан котла — в его сепарационно-активный объем или, минуя его, в полость над пароприемным щитом, а иногда под уровень воды для промывки пара солевых отсеков (см. гл. 5). Восполнение убыли воды в связи с паровобразованием производится по трубе 2 из чистого отсека.

Выбор скоростей входа смеси в циклон делается на основе расчета циркуляции контура, в который включен циклон. Высоту активного парового объема циклона нужно принимать равной не менее чем 1000—1200 мм.

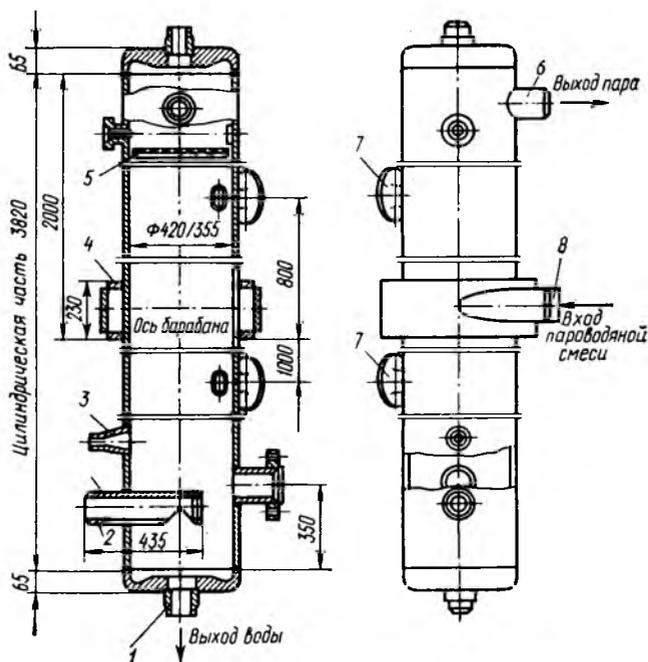


Рис. 6.14. Выносной циклон для сепарации пара солевых отсеков:

1 — опускающая труба; 2 — питание циклонов; 3 — непрерывная про-  
дудка; 4 — улитка на подводе пароводяной смеси; 5 — пароприем-  
ный щит; 6 — отвод осушенного пара из циклона; 7 — штуцера водо-  
доказательного прибора; 8 — подвод пароводяной смеси

При нормальной работе уровень в циклоне должен быть всегда выше продувочной линии и примерно на 500 мм ниже труб, подводящих пароводяную смесь в циклон. Продувочную линию лучше вводить в циклон заподлицо со стенкой корпуса. В отличие от внутрибарабанного выносной циклон не имеет параболического воронкообразного уровня, так как вводы пароводяной смеси делаются выше нормального уровня воды в нем. Пленка влаги, отделившаяся при входе в циклон стекает, двигаясь спирально, в водяной объем, но ее энергии оказывается недостаточно для создания воронкообразного уровня в циклоне. Высота водяного объема циклона должна быть порядка 2—2,5 м.

В связи с большой высотой парового объема выносной циклон позволяет увеличивать его удельную нагрузку по сечению в 2—2,5 раза по сравнению с внутрибарабанным. С учетом различия в диаметрах циклонов (см. рис. 6.12 и 6.14) абсолютная паровая нагрузка выносного циклона в 3, 2—4 раза, больше, чем у внутрибарабанного.

Особое внимание следует уделять осушке насыщенного пара, выдаваемого реакторами одноконтурных АЭС. Нарушения сепарации могут привести к забросу радиоактивной влаги в паровую турбину, вызвать отложения радиоактивных продуктов коррозии на элементах турбины, снижая ее нагрузку и затрудняя доступность турбины для последующей очистки или ремонта. С этой точки зрения казалось бы следует в барабанах-сепараторах реакторов одноконтурных АЭС применять наиболее эффективные и надежные сепарационные устройства, как, например, циклоны. Однако при этом ухудшается доступность барабанов для осмотра и ремонта сепарационных устройств. В частности, возможны радиоактивные отложения в элементах самих внутрибарабанных циклонов. Поэтому для одноконтурных АЭС предпочитают наиболее простые сепарационные

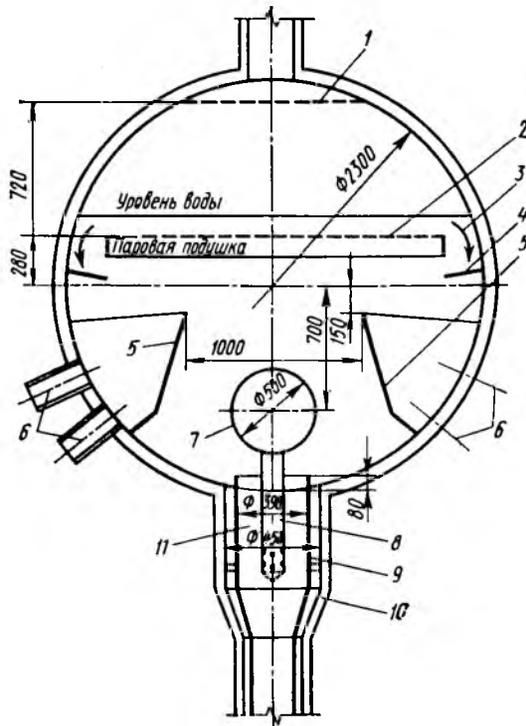


Рис. 6.15. Схема сепарации пара в барабанах одноконтурных АЭС, с реакторами типа РБМК:

1 — дырчатый пароприемный щит; 2 — дырчатый погруженный щит; 3 — слив отсепарированной воды; 4 — заградительный щиток; 5 — направляющий короб; 6 — входы пароводяной смеси; 7 — коллектор питательной воды; 8 — раздающие патрубки питательной воды; 9 — кожух для защиты от воздействия холодной питательной воды на металл барабана; 10 — опускные патрубки циркуляционной системы; 11 — смесители

устройства: в водяном объеме — дырчатый погруженный дроссельный щит и в паровом объеме — дырчатый пароприемный потолок (рис. 6.15). На этом рисунке видно также происходящее в водяном объеме «грубое» разделение пароводяной смеси на влажный пар и воду, возвращаемую в контур реактора.

В связи с весьма большими мощностями реакторов одноконтурных АЭС (1000, 1500 МВт) по сравнению с мощностями барабанных котлов ТЭС (200 МВт) на один реактор устанавливают четыре барабана, причем с максимальным диаметром. Распределение подводов пароводяной смеси выполняют равномерным по длине и двусторонним по сечению барабана (см. рис. 6.15). Диаметры труб, подводящих пароводяную смесь для одноконтурных АЭС, меньше, чем для котлов ТЭС, поэтому разводка этих труб облегчается. Относительно неглубокая осушка пара одноконтурных АЭС позволяет отказаться и от применения жалюзийного сепаратора в сочетании с пароприемным потолком по тем же причинам, которые были указаны для циклонов — из-за опасения радиоактивных отложений в элементах жалюзийного сепаратора и усложнения сепарационных устройств.

### **§ 6.3. СЕПАРАЦИОННО-ПЕРЕГРЕВАТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ МЕЖДУ ЦИЛИНДРАМИ ТУРБИН НАСЫЩЕННОГО ПАРА**

Для схем рис. 1.3 и 1.4 неизбежно применение сепарации и последующего перегрева пара между цилиндрами турбины. Этот процесс происходит при низких давлениях, т. е. в условиях огромных объемных расходов пара. Глубокая осушка пара потребовала бы при этом весьма значительных габаритных размеров сепарационных устройств. Так как осушенный пар проходит затем перегрев, то его можно осушать достаточно «грубо». В связи с этим конструкции таких сепараторов, в корпусе которых располагаются также и теплообменные змеевиковые пароперегревательные поверхности, имеют определенную специфику.

Для сепарационной части используется конструкция типа представленной на рис. 6.16. В основе ее — вертикальные жалюзи, расположенные концентрическими кругами в корпусе аппарата, что позволяет развить очень большую поверхность жалюзи. Для равномерной паровой нагрузки жалюзи перед ними установлены дроссельные вертикальные щиты. Удельные нагрузки вертикальных жалюзи могут быть приняты вдвое большими, чем для горизонтальных, в связи с более благоприятным пленочным стоком отсепарированной влаги. Сепарат собирается в сепаратосборнике и направляется в регенеративную систему для использования его теплоты.

Теплообменные поверхности пароперегревателей первой и второй ступеней образованы из отдельных однотипных модулей — кожухотрубчатых теплообменников. Они представляют собой трубы сравнительно большого диаметра с вваренными в них трубными досками и ввальцованными в них трубками малого диаметра. Перегреваемый пар

проходит внутри трубок малого диаметра, а греющий, конденсирующий пар — в междутрубном пространстве, куда он подводится через верхнюю часть модуля. Каждая ступень перегревателя имеет свой конденсатосборник, откуда конденсаты греющих паров направляются в систему регенерации для утилизации их теплоты.

Большие поверхности теплообмена, обусловленные значительными коэффициентами теплоотдачи к пару низких давлений, вызывают опасность поступления с конденсатами греющих паров довольно значительных количеств продуктов коррозии, даже при использовании в качестве конструкционного материала аустенитной нержавеющей стали. В связи с этим намечается переход к одноступенчатому перегреву (см. рис. 1.3), так как увеличивается температурный напор в той области теплообмена, которая соответствует первой ступени в двухступенчатом перегревателе. При этом не только уменьшается необходимая поверхность нагрева, но и упрощается конструкция. Наряду с этим, как видно из рис. 1.3, целесообразна установка высокотемпературного механического фильтра для вывода продуктов коррозии из конденсатов греющих паров промежуточного пароперегревателя.

На одноконтурных АЭС для предотвращения опасной концентрации гремячей смеси должно быть обеспечено удаление из сепаратора промпрегревателя (СПП) неконденсирующихся газов, выделяющихся при конденсации греющего пара на поверхностях теплообмена. Отвод этих газов производится в конденсатор турбины, с удалением их эжекторами конденсационной установки для последующей очистки перед сбросом в атмосферу.

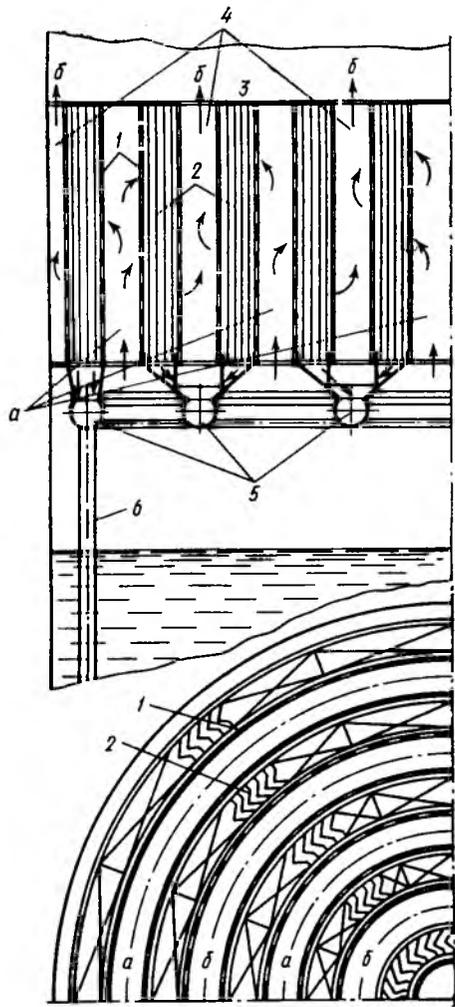


Рис. 6.16. Вертикальный секционный жалюзийный сепаратор:

*a* — вход осушаемого пара; *б* — выход осушенного пара; 1 — дырчатые щиты; 2 — жалюзи; 3 — глухие крышки; 4, 5 — сборники сепарата; *б* — отвод сепарата в сепаратосборник

## § 6.4. ПРОМЫВОЧНЫЕ УСТРОЙСТВА

Из гл. 5 следует, что дополнение осушки пара промывкой его питательной водой улучшает чистоту насыщенного пара. Расположение промывочных устройств в паровом объеме барабана загромождает его и усложняет проведение ремонтных работ. В связи с этим промывка пара питательной водой должна применяться только для условий, когда даже абсолютно полная осушка пара ( $\omega = 0$ ) не обеспечивает его чистоту, т. е. при высоких давлениях. Наибольшее значение  $K_p$  имеет кремниевая кислота. Растворимость ее должна учитываться для котлов ДКП, начиная с давлений в их барабанах 11,0 МПа ( $K_p = 1\%$ ) и тем более для давлений 15,5 МПа ( $K_p = 7\%$ ).

Для промывки пара используется плоский дырчатый щит с закраинами, обеспечивающими высоту промывочного слоя около 40 мм. Меньшие толщины промывочного слоя не обеспечивают хорошей промывки, а большие толщины слоя уменьшают высоту парового объема после промывки и поэтому ухудшают осушение пара, что может отрицательно сказаться на его чистоте, несмотря на более высокую эффективность самой промывки.

Сохранение постоянной высоты промывочного слоя происходит за счет подпора, создаваемого проходящим через питательную воду осушенным паром, подлежащим промывке. После промывочного устройства устанавливают жалюзийный сепаратор и пароприемный потолок.

Промывочное устройство располагают в паровом объеме. Эффективность его применения зависит от степени осушения пара как до промывки, так и после нее. Поэтому высота парового объема от уровня воды в барабане до промывочного устройства должна быть не менее 400 мм. Такую же минимальную высоту парового объема до жалюзийного сепаратора нужно обеспечить и после промывочного устройства.

Влажность пара после промывки определяют по уравнению (6.2) или (6.3) для скорости пара, рассчитанной по производительности котла. Влажность пара до промывки рассчитывают по тем же формулам, но скорость его подсчитывают для нагрузки, превышающей производительность котла на значение расхода пара на нагрев питательной воды до температуры насыщения:

$$\Delta D = D(h' - h_{\text{нв}})/r, \quad (6.7)$$

где  $h'$  — энтальпия воды при температуре кипения при давлении в барабане, кДж/кг;  $h_{\text{нв}}$  — энтальпия питательной воды, кДж/кг;  $r$  — теплота парообразования при давлении в барабане, кДж/кг.

Промывка насыщенного пара питательной водой для условий АЭС не требуется, так как давления пара здесь не превышают 7,0 МПа. При таких давлениях даже растворимость кремниевой кислоты проявляется слабо. Кроме того, в условиях 100 %-ной конденсатоочистки нет реальных путей загрязнения конденсата кремниевой кислотой, а увлажнение пара в пределах ЦВД и отвод сепарата в СПП являются самопромывкой пара перед его промежуточным перегревом.

В котлах ТЭС высокого давления для любой нагрузки используют для промывки пара около 40 % расхода питательной воды.

Схема размещения паропромывочного устройства в барабане такого котла показана на рис. 6.17. Зазор между промывочным листом и барабаном перекрыт глухим щитом. Поэтому пар может проходить только через паропромывочный щит. При конструировании паропромывочного устройства на это надо обращать особое внимание, так как должны быть приняты меры, исключающие проход пара мимо паропромывочного щита. Для этого его отделяют глухими перегородками от торцов барабана.

На промывочный щит непрерывно поступает питательная вода по специальному трубопроводу, в котором имеются отверстия или насадки диаметром 10 мм. Число этих отверстий рассчитывают так, чтобы скорости выхода воды вдвое превышали скорости в подводящем трубопроводе питательной воды.

Вода со щита после барботаж пара непрерывно переливается через закраины на глухой щит, расположенный вдоль барабана в стороне, противоположной подаче питательной воды. Заподлицо с этим щитом сварены трубы, отводящие промывочную воду в водяной объем котла. Скорости воды в этих трубах рекомендуются примерно 0,1 м/с (не более 0,3 м/с). Места и глубина погружения этих труб в водяной объем барабана должны предотвращать попадание в них пара, выходящего из труб, подводящих пароводяную смесь в барабан для обеспечения беспрепятственного стока промывочной воды в водяной объем барабана.

Отверстия в промывочном щите делают диаметром 6 мм, а число их выбирают, исходя из паропроизводительности [см. (6.7)] и скоростей пара в отверстиях щита, принимаемых по кривой 2 на рис. 6.2. При частичных нагрузках пар движется через отверстия щита практически с теми же скоростями, но лишь через часть отверстий. Так как эффект промывки зависит от времени контакта пара с питательной водой, т. е. от скорости пара и высоты слоя промывочной воды, то качество промытого пара практически не зависит от нагрузки агрегата. Через остальные отверстия промывочная вода проливается тонкими струйками на уровень в барабане.

Промывка пара при барботаже через слой воды в паропромывочном щите является единственным целесообразным решением. Предпринятое ранее распыление струй питательной воды с организацией встречного потока промываемого пара не дали положительных резуль-

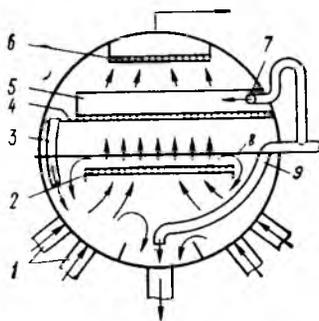


Рис. 6.17. Схема размещения паропромывочного устройства в барабане котла ТЭС высокого давления:

1 — подвод пароводяной смеси в барабан; 2 — дырчатый погруженный дроссельный щит; 3 — опускные трубы для промывочной воды; 4 — глухой продольный щит; 5 — паропромывочное устройство; 6 — паропромывочный потолок; 7 — подача питательной воды на промывку; 8 — уровень воды в барабане; 9 — подача основной части питательной воды к опускным трубам (в современных установках не применяется и вся питательная вода поступает по линии 7 на паропромывочный щит)

татов, так как при этом невозможно обеспечить хороший контакт пара с питательной водой, особенно при переменных нагрузках. В то же время барботаж пара через слой промывочной воды обеспечивает такой контакт. Следует также иметь в виду, что барботаж пара приводит к появлению фронта мельчайших капель непосредственно над уровнем промывочного устройства. При контакте с их развитой суммарной водной поверхностью продолжается промывка пара.

Промывка пара применяется не только в паропроизводящих агрегатах, но и в испарительных установках, однако не для удаления примесей, растворимых в паре, так как испарители работают при низких давлениях. В этих установках промывка пара тесно связана с общей организацией их водного режима (см. гл. 16).

### § 6.5. ДЕЙСТВИТЕЛЬНЫЙ УРОВЕНЬ ВОДЫ В БАРАБАНАХ ПАРОГЕНЕРИРУЮЩИХ АГРЕГАТОВ

Влажность осушаемого пара зависит от величины  $h_{\text{п}}$  — высоты парового объема. Конструкции сепарационных устройств должны обеспечивать необходимую высоту парового объема над *действительным* уровнем в барабане. Между тем уровнемеры, устанавливаемые на барабанах парогенерирующих агрегатов и на выносных циклонах, показывают не действительный, а так называемый *массовый* уровень. В нижней части уравнимера находится вода, хотя водяной объем барабана обычно заполняет не вода, а пароводяная смесь. Пароводяная смесь, а не вода находится и над уровнем дырчатого погруженного щита. В настоящее время возможно только расчетное определение действительной высоты уровня в барабане и, следовательно, расчетное определение действительной высоты парового объема. Действительный и массовый уровни в барабане одинаковы только в тех случаях, когда отсутствует барботаж пара через водяной объем барабана, например, если вводы пароводяной смеси и сепарация пара осуществляются непосредственно в паровом объеме. В настоящее время такое решение не используется, так как при этом ухудшается сепарация пара в связи с менее эффективным гашением кинетической энергии струй пароводяной смеси в паровом объеме барабана, а также с возможностью непосредственного заброса крупной влаги в пароводящие трубы и с опасностью динамического воздействия струй пароводяной смеси на

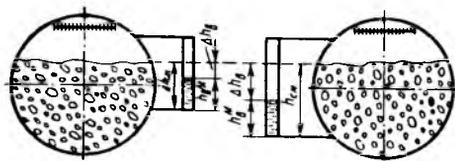


Рис. 6.18. Зависимость различия в показаниях водоуказательного прибора от места подсоединения его нижнего штуцера при одинаковом действительном уровне воды в барабане

уровень воды в барабане, что может вызывать дробление влаги и облегчить ее унос с паром. В связи с этим даже для старых конструкций с вводом (всех или части) пароводяных труб в паровой объем специальными козырьками осуществляют подачу пароводяной смеси в водяной объем, для первоначального отделения влаги из нее.

Таким образом, практически во всех случаях при организации сепарации пара в барабанах приходится иметь дело с барботажем пара через водяной объем, при котором действительный и массовый уровни водяного объема различны. Это различие существенно зависит от уровня подключения нижней трубки прибора (рис. 6.18). Если нижнюю трубку прибора подключить на отметке действительного уровня, то действительный и массовый уровни не будут отличаться. Так как уровень в барабане — величина переменная, то для надежных показаний прибора его нижняя трубка должна быть подсоединена на отметке, которая всегда находится ниже уровня в барабане, но с наименьшим заглублением (рис. 6.18). Поэтому при использовании дырчатого погруженного щита рекомендуется подсоединение нижней трубки прибора на уровне расположения щита, так как при работе этот щит всегда должен быть подтоплен.

Если массовый уровень воды по водоуказательному прибору составляет  $h_m^M$ , то действительный уровень воды ( $m$ ) над отметкой подсоединения нижнего штуцера водоуказательного прибора:

$$h_{cm} = h_m^M / (1 - \varphi), \quad (6.8)$$

где  $\varphi$  — доля сечения, занимаемая паром, для расчета которой существует несколько эмпирических формул.

Для приближенных расчетов можно пользоваться формулой

$$\varphi = (0,576 + 0,0414p) (\omega'')^{0,75}, \quad (6.9)$$

где  $p$  — давление пара, МПа;  $\omega''$  — приведенная скорость пара, м/с.

Формула (6.9) предполагает равномерную по сечению и длине барабана паровую нагрузку, что не всегда возможно. Так, в § 6.2 показано, что для парогенератора (см. рис. 6.3) паровые нагрузки различаются по длине барабана. Соответственно различаются действительные уровни воды по длине барабана, как следствие, различен унос влаги по длине барабана, причем это может происходить в условиях одинаковых показаний указателей уровня, так как они дают только массовый уровень.

Поэтому для выявления картины изменения действительных уровней воды в барабане целесообразно выделить наиболее характерные по паровым нагрузкам обла-

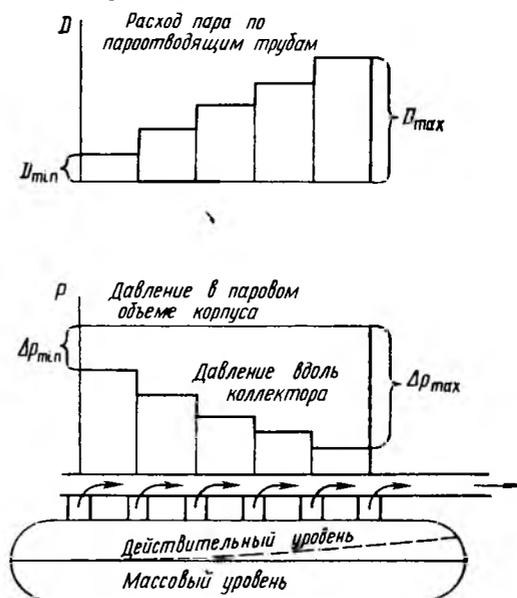


Рис. 6.19. Распределение давлений и расходов пара вдоль собирающего коллектора пара при одностороннем отводе пара из него

сти, подсоединяя к ним дополнительные водоуказательные приборы, и рассчитывать для них положение действительного уровня.

Для котла ТЭС различие в паровых нагрузках по длине барабана существенно меньше. Кроме того, в большей мере, чем для парогенератора, представленного на рис. 6.3, проявляется выравнивающее действие погруженного дырчатого щита. В таком случае по длине барабана достаточно установить два водоуказательных прибора.

Высота присоединения верхнего штуцера уровнемера не влияет на его показания и поэтому не имеет значения. Однако надо иметь в виду, что он должен быть присоединен обязательно в паровом объеме, но ниже промывочного устройства, а при его отсутствии — ниже жалюзийного сепаратора. Верхний и особенно нижний штуцера уровнемера должны быть надежно защищены щитками от динамического воздействия потоков пара или воды.

При использовании в качестве сепарационных устройств внутрибарабанных циклонов барботаж пара через уровень отсутствует. При этом действительный и массовый уровни в барабане практически совпадают. Их различие может быть вызвано только снижением температуры в водоподводящей линии прибора по сравнению с температурой воды в барабане. То же относится и к замерам уровней в выносных циклонах.

Нет необходимости определения и замеров уровней в паропромывочных устройствах, расположенных в паровом пространстве. В этом случае высота уровня соответствует высоте закраины паропромывочного щита.

Отметим, что неправильной организацией отвода пара из барабана можно свести на нет любое мероприятие по выравниванию паровых нагрузок в пределах барабана парогенерирующего агрегата. Для котлов ТЭС равномерность отвода пара из барабанов полностью обеспечена, так как насыщенный пар по большому числу параллельных линий подводится ко входным коллекторам пароперегревателей. Иное положение складывается, например, для парогенераторов АЭС. Здесь насыщенный пар поступает из корпуса по нескольким патрубкам в коллектор с односторонним отводом пара (см. рис. 6.19). В связи с этим при постоянном давлении в паровом объеме парогенератора вдоль по коллектору нарастает скоростной напор и соответственно падает давление. Следовательно, на преодоление сопротивления паротъемных патрубков расходуется разный перепад давления. Из рис. 6.19 видно, что расход пара в левый торец коллектора — наименьший, а через крайний правый патрубок — наибольший. В результате в этой части корпуса вырастет действительный уровень в барабане и может иметь место повышенный унос влаги с общим ухудшением характеристики пара по влажности. В связи с этим в настоящее время предусматривается дифференцированное дросселирование паротъемных труб перед их входом в коллектор. Наибольшую степень дросселирования принимают для патрубка наиболее удаленного от торца коллектора.

## ДЕГАЗАЦИЯ КОНДЕНСАТА, ПИТАТЕЛЬНОЙ И ДОБАВОЧНОЙ ВОДЫ

### § 7.1. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

*Дегазация* — это процесс удаления газов, присутствующих в водных потоках современных ТЭС и АЭС, отрицательно влияющих на их водный режим. В наибольшей мере присутствие газов в водных потоках связано с неизбежным (работа значительной части оборудования под вакуумом) поступлением в цикл определенных количеств воздуха, приносящего с собой кислород. Поэтому установку для дегазации чаще называют *деаэратором*.

Присутствие кислорода в цикле благоприятно только для установок со 100 %-ной конденсатоочисткой (весьма малая удельная электрическая проводимость) и только в том случае, если для регенеративной системы исключено применение медьсодержащих сплавов. Для остальных установок кислород интенсифицирует процессы коррозии (см. гл. 3) и, следовательно, его удаление из тракта необходимо.

Для ТЭС без 100 %-ной конденсатоочистки в турбинный конденсат за счет присосов охлаждающей воды в конденсаторе могут поступать карбонаты и бикарбонаты. При повышении температуры в системе регенеративного подогрева за счет термоллиза бикарбонатов (а частично и карбонатов), в паре и соответственно в конденсате обнаруживается углекислота, которая интенсифицирует коррозию конструкционных материалов (см. гл. 3). Поэтому удаление углекислоты из цикла обязательно.

В водной среде одноконтурных АЭС присутствуют также радиоактивные благородные газы (ксенон, криптон). Хотя они не влияют на коррозию конструкционных материалов, удаление их из цикла обязательно во избежание их накопления, повышающего радиоактивность оборудования.

Концентрация любого газа в жидкости

$$G_r = k_r p_r, \quad (7.1)$$

где  $k_r$  — коэффициент абсорбции газа жидкостью, зависящей от температуры;  $p_r$  — парциальное давление газа над жидкостью.

Для удаления газов из воды повышение температуры в соответствии с (7.1) не используется, так как при этом невозможно глубокое удаление газов. Кроме того, выделившиеся из воды газы должны быть выведены из цикла, т. е. все равно не исключается установка специального дегазатора.

Можно рассматривать также *химическую деаэрацию*, например, за счет введения в воду гидразина. Этот метод достаточно дорог и избирателен — гидразин полностью выводит кислород из воды, но не влияет на другие газовые составляющие. Поэтому в современных установках гидразин применяется только как средство удаления кислорода, остающегося после основного дегазационного устройства, для которого на современных ТЭС и АЭС используется *термическая деаэрация*.

Она обеспечивается в условиях парообразования воды или конденсации водяного пара. При этом абсолютное давление над жидкой фазой представляет собой сумму парциальных давлений газов и водяного пара:

$$p_r = \Sigma p_r + p_{H_2O}. \quad (7.2)$$

Если повысить парциальное давление водяных паров до

$$p_{H_2O} \approx p, \quad (7.3)$$

то из (7.2) получим  $\Sigma p_r \approx 0$ . Из (7.2) и (7.3) следует, что термическая деаэрация универсальна, а не избирательна по отношению к отдельным газам, присутствующим в воде ТЭС и АЭС. Большим преимуществом термической деаэрации является ее органическое сочетание с элементами тепловой схемы — конденсационной установкой и регенеративной системой. В самом деле, в конденсаторе осуществляется конденсация отработавшего пара, которая (в целях недопущения снижения термической эффективности) в современных конденсаторах осуществляется без переохлаждения конденсата. Это означает, что температура конденсата в конденсаторе равна температуре насыщения, т. е. обеспечивается основное условие термической деаэрации. Эти же условия обеспечиваются в корпусах поверхностных регенеративных подогревателей, где происходит конденсация отборного пара турбин за счет подогрева питательной воды.

В конденсаторе и в корпусах регенеративных подогревателей деаэрация является не основным, а попутным процессом и не может обеспечить необходимую ее глубину. В связи с этим один из подогревателей низкого давления можно выполнить таким образом, чтобы деаэрация питательной воды в нем была не второстепенным, а основным процессом, не в меньшей мере, чем подогрев воды. Этот подогреватель выполняют не поверхностным, а смешивающим.

Для обеспечения условия (7.3) необходим постоянный отвод выделяющихся из воды газов, что требует непрерывного расходования некоторого количества насыщенного пара. Это означает, что кроме температурного фактора для обеспечения условия (7.3) в элементах и в устройствах деаэрации воды необходимо создать соответствующие гидродинамические условия.

Термическая деаэрация может осуществляться по двум схемам — барботажной и струйной. Сущность *барботажной деаэрации* заключается в подводе насыщенного пара в нижнюю часть объема конденсата (или питательной воды), подлежащего деаэрации, барботаж этого пара через весь водяной объем и отводе парогазовой смеси из области над водяным объемом, а продеаэрированного конденсата — из

области водяного объема ниже подвода пара. Сущность *струйной деаэрации* заключается в том, что подлежащий деаэрации конденсат (или питательная вода) направляется на конструктивные детали, обеспечивающие дробление потока на отдельные струи, которые пересекаются потоком насыщенного пара. Отвод парогазовой смеси и продеаэрированного конденсата производится так же, как и при барботажной деаэрации. При струйной деаэрации контакт деаэрируемой воды с насыщенным паром происходит более полно, что приводит к более глубокой деаэрации.

## § 7.2. ДЕАЭРАЦИЯ В КОНДЕНСАТОРЕ И В КОРПУСАХ РЕГЕНЕРАТИВНЫХ ПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ

Воздух поступает в паровой объем конденсатора в основном через неплотности в соединениях корпуса конденсатора с выхлопным патрубком турбины. Основной вред, наносимый этим присосом, заключается в ухудшении вакуума и в снижении коэффициента теплопередачи. В связи с этим конденсационная установка обязательно включает в себя эжекторы для отсоса воздуха. Так как при этом неизбежно удаление и некоторого количества пара, то для исключения потерь конденсата этого пара в систему эжекторов перед подогревателями низкого давления включают теплообменники для подогрева основного конденсата за счет конденсации отсосанного пара с возвратом этого конденсата в основной цикл (рис. 7.1).

Пароэжекторная установка достаточно полно удаляет радиоактивные благородные газы для условий одноконтурных АЭС. Однако она не обеспечивает необходимой полноты удаления кислорода (воздуха) из конденсата. В связи с этим перед конденсатосборником или в самом конденсатосборнике предполагают дополнительное деаэрационное устройство, после которого содержание кислорода в конденсате по ПТЭ должно быть не более 20 мкг/кг.

В некоторых водных режимах ТЭС кислород даже полезен. Для одноконтурных АЭС вместе с конденсатом отборных паров в конденсат поступает радиолитический кислород. В таких случаях нет необходимости в глубокой деаэрации конденсата в конденсаторе. Но так как деаэрация необходима для подавляющего числа современных ТЭС, то заводы предусматривают деаэрацию во всех серийных конструкциях конденсаторов. В эксплуатации при необходимости возможен отказ от подачи пара на дополнительное деаэрационное уст-

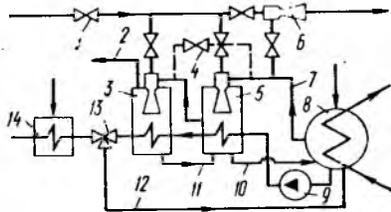


Рис. 7.1. Схема включения эжекторов для отсоса воздуха из конденсаторов турбин:

1 - подвод рабочего пара; 2 - выпуск воздуха; 3 - вторая ступень основного эжектора; 4 - переключатель для работы только второй ступени при пуске турбины; 5 - первая ступень основного эжектора; 6 - пусковой эжектор; 7 - отсос воздуха из конденсатора; 8 - конденсатор турбины; 9 - конденсатный насос; 10 - отвод конденсата из конденсатора; 11 - перепуск конденсата рабочего пара эжекторов из холодильника второй ступени в холодильник первой ступени; 12 - трубопровод для рециркуляции конденсата турбины при ее пуске; 13 - клапан рециркуляции и поддержания уровня в конденсаторе; 14 - регенеративный подогреватель низкого давления

ройство в конденсаторе, т. е. отключение деаэрации в конденсаторе.

На рис. 7.2 и 7.3 представлены принципиальные схемы барботажной и струйной деаэрации в конденсаторе. Из рис. 7.2 видно, что весь конденсат перегородкой 3 направляется навстречу потоку насыщенного пара, который уносит с собой воздух в область, откуда производится общий отсос паровоздушной смеси из конденсатора. Для улучшения контакта конденсата и пара последний проходит через дырчатый щит 5, разбиваясь на большое число струек. Конденсат может поступать к конденсатным насосам, только переливаясь через перегородку 4, т. е. после деаэрации. Из схемы рис. 7.2 следует, что количество подаваемого пара должно быть достаточным для того, чтобы были обеспечены температура насыщения деаэрируемого конденсата и интенсивный отвод воздуха, выделяющегося из конденсата. Чем больше расход пара, тем лучше деаэрация, но тем больше поверхности теплообменников (см. рис. 7.1). Оптимальным является расход пара, равный 1—2 кг на тонну деаэрируемого конденсата. В случае отказа от деаэрации конденсата достаточно прекратить подачу насыщенного пара по линии 7.

Из рис. 7.2 видно, что при малых расходах пара он может занимать не все сечение дырчатого щита и тогда часть конденсата будет проливаться через щит непроеаэрированной. Поэтому барботажную деаэрацию в последние годы начинают заменять струйной. Устройство, схема которого показана на рис. 7.3, располагается в нижней части конденсатора под конденсатосборником. Дырчатый лист 3 и система шахматно расположенных стержней 4 обеспечивают стекание конденсата в виде отдельных струек. Это обеспечивает более полный контакт конденсата с насыщенным паром, подаваемым для деаэрации по линии 2.

Конденсация пара, поступающего из выхлопного патрубка турбины роисходит в конденсаторе. Конденсация отборных паров турбины

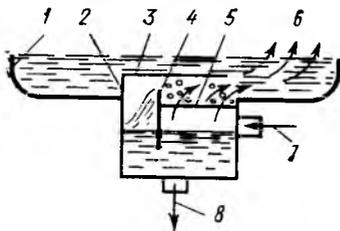


Рис. 7.2. Схема барботажной деаэрации в конденсаторе:

1 — нижняя часть конденсатора; 2 — конденсатосборник; 3 — направляющая перегородка; 4 — переливная перегородка; 5 — дырчатый щит; 6 — отвод паровоздушной смеси к отсосу из конденсатора; 7 — отвод насыщенного пара; 8 — отвод проаэрированного конденсата к конденсатным насосам

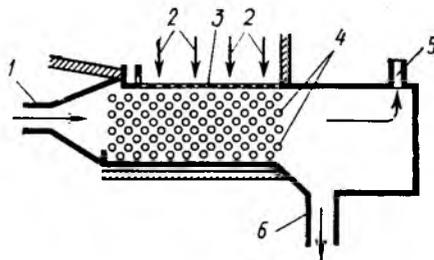


Рис. 7.3. Схема струйной деаэрации в конденсаторе:

1 — подвод пара; 2 — конденсат для деаэрации; 3 — дырчатый лист; 4 — система стержней для дробления конденсата на струйки; 5 — отвод паровоздушной смеси к отсосу из конденсатора; 6 — отвод проаэрированного конденсата в конденсатосборник

происходит в поверхностных регенеративных подогревателях, выполняемых обычно вертикальными. В нижней части корпусов подогревателей собирается конденсат, освобожденный от газов, которые скапливаются в верхней части корпусов. Аналогично каскадному сливу конденсатов греющих паров (см. схемы гл. 1), организуется каскадный поток парогазовой смеси из надводной части корпусов регенеративных подогревателей с направлением смеси из подогревателей низкого давления в конденсатор - в область отсоса парогазовой смеси из конденсатора. Тем самым обеспечивается деаэрация конденсатов греющих паров перед закачкой их в основной поток конденсата.

Чем больше проходные сечения для отсоса парогазовой смеси из корпусов подогревателей, тем интенсивнее деаэрация конденсатов греющих паров, но большие поверхности теплообменников (см. рис. 7.1). В связи с этим линии отводов парогазовой смеси из подогревателей регенеративной системы обычно имеют малые диаметры. Материалом для этих трубок должны быть нержавеющие стали, так как паровоздушная смесь коррозионно-агрессивна.

Условия для термической деаэрации основного потока конденсата существуют и в регенеративных подогревателях низкого давления (ПНД) смешивающего типа. В таких ПНД отсутствуют поверхности теплообмена, а за счет непосредственного смешения с греющим паром происходит догрев воды до температуры кипения, что необходимо для деаэрации. Схема такого ПНД показана на рис. 7.4, из которого видно, что для полного прогрева конденсата и его деаэрации в корпусе ПНД организуется многократный барботаж конденсата греющим паром. Такие ПНД в термическом отношении предпочтительнее, кроме того, они не требуют расхода стали на поверхность теплообмена. Однако у них имеются и недостатки, главный из которых заключается в том, что наряду с отсосом парогазовой смеси может происходить и постоянный подсос окружающего воздуха. Поэтому в той области регенеративной системы, где давление греющих паров меньше атмосферного, предпочтительнее поверхностные ПНД.

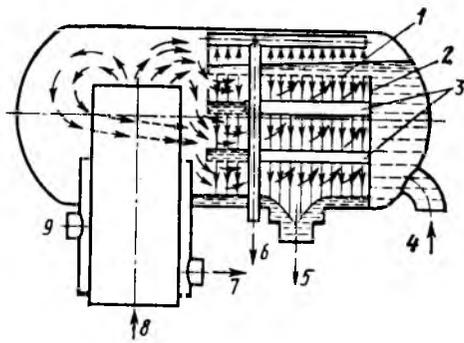


Рис. 7.4. Конструктивная схема смешивающего ПНД:

1 - верхний перфорированный щит; 2 - глухой щит; 3 - бортики; 4 - подача конденсата на деаэрацию; 5 - отвод продеаэрированного конденсата; 6 - отсос паровоздушной смеси; 7 - аварийный сброс конденсата; 8 - подача греющего пара; 9 - отвод выделившихся газов.

### § 7.3. СОБСТВЕННО ДЕАЭРАТОРНЫЕ УСТАНОВКИ И ДЕАЭРАЦИЯ В КОРПУСАХ ПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ

Преимущества смешивающих подогревателей успешно реализуются в том случае, если греющий пар имеет давление выше атмосферного. Поэтому регенеративная система низкого давления включает в себя кроме поверхностных подогревателей один (пока как обязательный) смешивающий подогреватель в конце конденсатного тракта. Он является основным элементом собственно деаэрационной установки, схема которой представлена на рис. 7.5. Из рисунка видно, что в состав деаэрационной установки входят деаэрационные колонки 4, устанавливаемые в количестве 1—3 на деаэрационном баке 3. Обычно применяются деаэрационные колонки струйного типа (рис. 7.6), выполняемые для современных ТЭС и АЭС на давление 0,35 или 0,7 МПа\*. Из рис. 7.6 видно, что деаэрируемая вода и греющий пар движутся встречными потоками (вода — вниз, пар — вверх). Движение пара вверх создает лучшую вентиляцию в колонке и увеличивает время контакта пара и воды, обеспечивая полный прогрев воды до температуры насыщения и, следовательно, глубокую деаэрацию.

Как видно из рис. 7.6, конденсаты, подлежащие деаэрации, поступают в верхнюю часть колонки через штуцер 1 и 14 в смесительное устройство 2 и через отверстие в горловине 3 на перфорированную тарелку 4 (поэтому эти деаэраторы называют также *тарельчатыми*). Отверстия в тарелке делают небольшого диаметра (5—6 мм), что обеспечивает достаточно мелкое дробление струй воды. Струи конденсата, падающие на тарелку 4 и далее на водоперепускной лист 5, пересекаются потоком греющего пара и прогреваются за счет его конденсации.

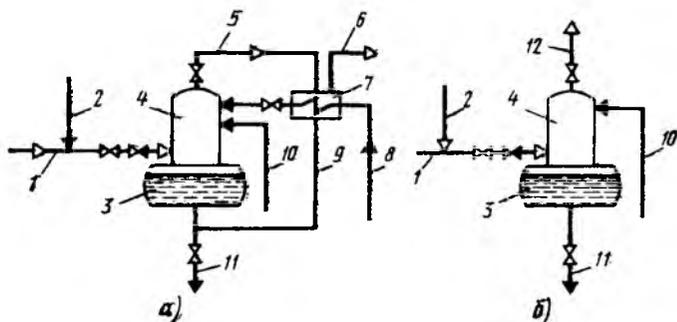


Рис. 7.5. Общая схема деаэрационной установки:

а — с охладителем пара; б — без охладителя пара; 1 — греющий пар из отбора турбины; 2 — резервная подача греющего пара (от БРОУ); 3 — деаэрационный бак; 4 — деаэрационная колонка; 5 — отвод пара; 6 — сброс газов; 7 — охладитель пара; 8 — подача основного конденсата, минуя ПНД; 9 — отвод конденсата выпара; 10 — подача основного конденсата после ПНД; 11 — к питательному насосу; 12 — на эжекторы конденсатора

\* Ранее на ТЭС средних давлений применялись деаэраторы атмосферного давления (0,12 МПа).

С листа 5 конденсат сливается на барботажное устройство через сегментное отверстие 13. Барботажное устройство, в котором происходит окончательная деаэрация, состоит из перфорированного листа 6, пароперепускных труб 12 и сливных труб 7. Греющий пар подается по трубе 10 под барботажное устройство. Площадь перфорации барботажного листа принята такой, что даже при минимальной нагрузке деаэратора под листом образуется паровая подушка. Это обеспечивает контакт всей воды с греющим паром в барботажном устройстве. При максимальной нагрузке в работу включаются трубы 12 (сначала наружная, а затем внутренняя) для прохода пара помимо барботажного листа. Поддон 11 соединен с барботажным листом, образуя гидрозатвор. Оставшийся несконденсированный пар вместе с газами (выпар деаэратора) отводится через штуцер 15. Пролдеаэрированная вода сливается в деаэраторный бак 8 через его горловину 9.

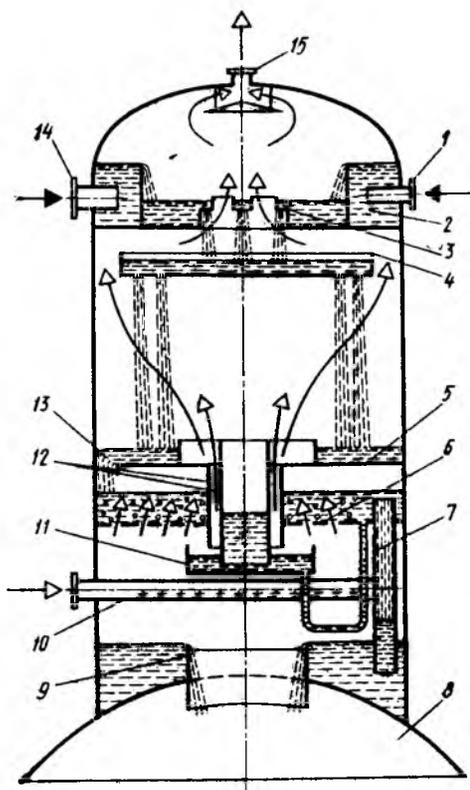


Рис. 7.6. Схема деаэраторной колонки

За время движения вниз вода прогревается до температуры насыщения за счет конденсации греющего пара. Конденсат греющего пара присоединяется к струям воды, а остальной пар проходит дальше по высоте колонки, обеспечивая ее вентиляцию, унося с собой неконденсирующиеся газы, выделившиеся в процессе деаэрации.

Деаэраторы смешивающего типа имеют существенный недостаток, заключающийся в том, что вследствие конденсации греющего пара в нижней части колонки в верхнюю ее часть проходит все меньшее количество пара. Это затрудняет прогрев конденсата в верхней части колонки и может увеличить расход выпара до 5 кг/т.

Увеличение расхода выпара улучшает характеристики деаэратора по конечному эффекту дегазации. Однако чрезмерно повышать этот расход не следует, чтобы не увеличивать затраты на теплообменную поверхность охладителя выпара (ОВ).

Если для конденсации пара выпара использовать конденсат после ПНД, то перепад температур для работы ОВ окажется малым, а потребная поверхность ОВ — очень большой. Можно применить решение, показанное на рис. 7.5, а, направив в ОВ конденсат с низкой тем-

пературой. При этом потребная поверхность ОВ резко уменьшается. Большое кислородосодержание и влажно-паровая среда, в условиях которой работает поверхность нагрева охладителя выпара, способствуют его интенсивной коррозии. Поэтому, особенно для одноконтурных АЭС, поверхность теплообмена приходится изготавливать из коррозионно-стойких сталей. Из охладителя выпара конденсат возвращается в систему, а неконденсирующиеся газы выбрасываются в атмосферу или непосредственно (на ТЭС и двухконтурных АЭС), или через систему удаления радиоактивных газов (на одноконтурных АЭС). Отказ от охладителя выпара и направление его в качестве рабочей среды к эжекторам отсосов из конденсатора (см. рис. 7.1) является наиболее целесообразным решением.

Деаэрационная колонка и расположенный под ней деаэрационный бак выполняют дополнительную функцию — собирают отдельные потоки пара и конденсата: основной конденсат турбин, конденсат греющего пара деаэратора и греющих паров ПВД (см. рис. 1.1, 1.2, 1.4); пар из расширителя непрерывной продувки (см. рис. 5.6); сепарат из турбинного сепаратора, конденсат испарителей и сетевых подогревателей и др.

Существенные недостатки как струйных, так и любых других смешивающих деаэраторов огранически связаны с процессом в них. Так, вследствие конденсации большей части греющего пара в верхней части деаэрационной колонки скорости движения пара в нижней ее части значительно выше, чем в верхней, где расход пара составляет всего 5—10 % от исходного количества. При этом скорости движения пара снижаются в 10—20 раз, что ухудшает его перемешивание с водой.

При снижении нагрузки деаэратора уменьшается равномерность распределения воды по сечению деаэрационной колонки и соответственно ухудшается контакт воды с паром. Поэтому при нагрузках менее 50 % струйные деаэраторы не обеспечивают необходимой глубины деаэрации воды. По ПТЭ, концентрации кислорода после деаэратора должны составлять для ТЭС с давлением пара менее 9,8 МПа 20 мкг/кг, а при более высоких давлениях — 10 мкг/кг\*. Кроме того, так как для эффективной деаэрации необходима постоянная скорость отвода паровоздушной смеси (выпара), то относительный расход выпара при снижении нагрузки существенно возрастает.

При любой нагрузке деаэратора не обеспечивается вентиляция парового объема деаэрационного бака. Для ТЭС без 100 %-ной конденсатоочистки возможно скопление углекислоты в паровом объеме бака за счет продолжающегося в его водяном объеме разложения бикарбонатов.

При снижении температуры воды на входе в деаэратор (ниже расчетной) возможен ее недогрев до кипения, что ухудшает дегазацию воды.

Значительный объем баков способствует большей длительности пребывания в нем воды (5—10 мин) по сравнению со временем прохождения воды через деаэрационную колонку (доли минуты). Тем самым в деаэрационном баке создаются более благоприятные условия для разложения бикарбонатов. Поэтому для ТЭС без 100 %-ной конденсатоочистки

---

\* За исключением установок с дозированием газообразного кислорода.

при большом солесодержании охлаждающей воды конденсаторов рекомендуется дополнять деаэрацию в колонке барботажной деаэрацией в самом баке (рис. 7.7). Секционирующая перегородка 8 выступает над верхним уровнем воды. Вода при любом режиме не может перелиться через нее и поступает к штуцеру питательного трубопровода только пройдя барботажное устройство. Пар подводится по трубе 1 в паровую коробку 4, и, проходя через дырчатый щит 2, барботирует через воду, поступающую над дырчатым щитом. Пароводяная смесь проходит через подъемную шахту. Вода переливается через перегородку, а пар вентилирует паровой объем бака, проходя через него в деаэрационную колонку в качестве греющего пара. При проходе через подъемную шахту вода вскипает и образуется дополнительное количество пара, также участвующего в процессе деаэрации.

Вскипание воды связано с тем, что в нижней части бака она находится под большим давлением, чем в паровом объеме, и поэтому оказывается перегретой по отношению к температуре насыщенного пара, выделяющегося с уровня воды в баке. Вода поступает в барботажное устройство после длительной выдержки в баке, способствующей глубокому разложению бикарбонатов, а вентиляция парового объема хорошо удаляет выделяющуюся углекислоту. По линии 1 может подаваться весь пар, требующийся суммарно для деаэрации в барботажном устройстве и деаэрационной колонке. Возможно и иное решение:

подача греющего пара частично к барботажному устройству по линии 1, а частично в нижнюю часть деаэрационной колонки, что правильнее.

В определенных условиях деаэрация питательной воды необязательна. В связи с этим разрабатываются бездеаэрационные схемы, что удешевит оборудование. Кроме того, при этом упрощаются строительные конструкции: так как вода в деаэрационном баке всегда догрета до кипения, то во избежание вскипания ее при входе в питательный насос деаэратор размещают на значительной высоте для создания подпора у насоса.

На рис. 7.8 показаны два варианта выполнения конденсатопитательного тракта: с деаэратором (рис. 7.8, а) и без него (рис. 7.8, б). В последнем случае нагрев воды, предполагавшийся в деаэраторе, равномерно распределяется между всеми ПНД, а конденсатный насос второго подъема работает по отношению к питательному как бустерный.

С точки зрения физико-химических процессов схемы с деаэраторами все же предпочтительнее. Даже в условиях 100 %-ной конденсато-

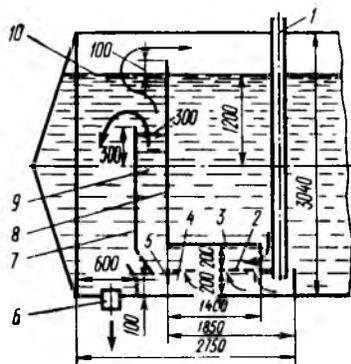


Рис. 7.7. Барботажная деаэрация в торце деаэрационного бака (тонкими стрелками показано движение пара, толстыми — движение деаэрируемой воды):

- 1 — подвод греющего пара; 2 — дырчатый щит; 3 — горизонтальная направляющая перегородка; 4 — паровая коробка; 5 — закрывающая дырчатого щита; 6 — отвод продеаэрированной воды к питательному насосу; 7 — направляющая перегородка; 8 — секционирующая перегородка; 9 — подъемная шахта; 10 — верхний уровень воды

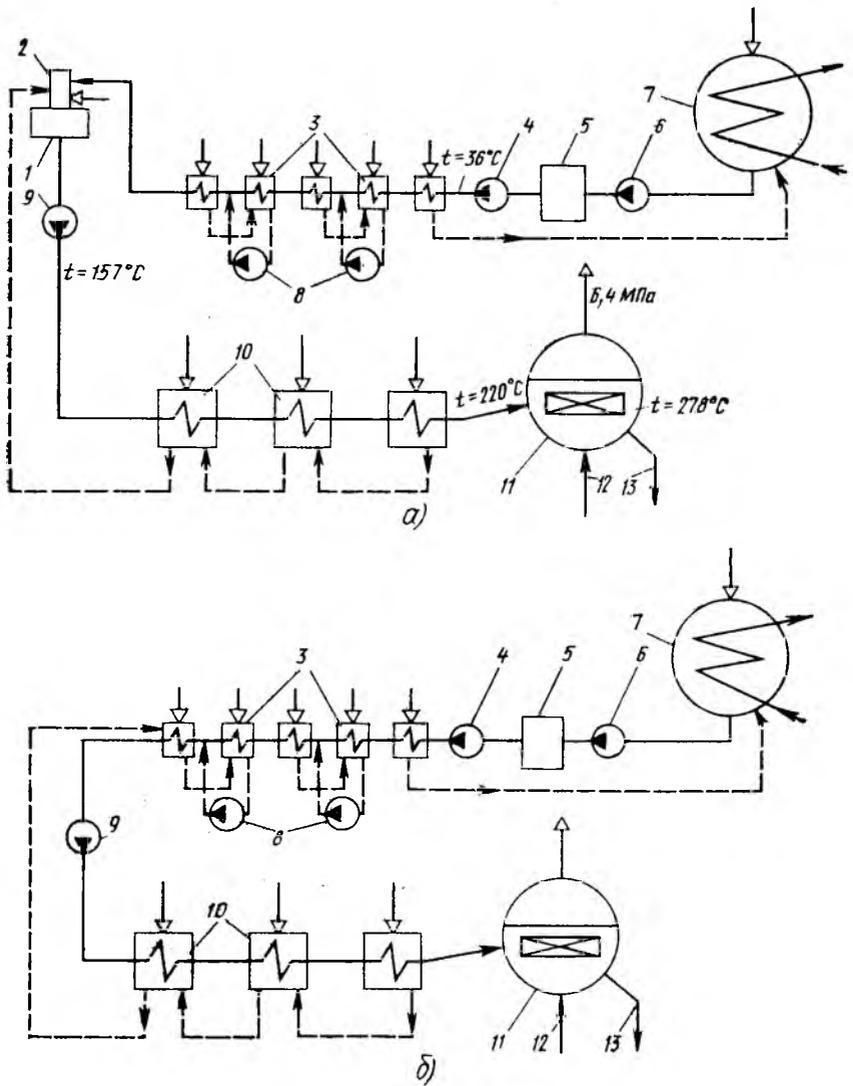


Рис. 7.8. Конденсатнопитательный тракт двухконтурной АЭС с реактором ВВЭР-1000 при наличии деаэратора (а) и без него (б):

1 — деаэраторный бак; 2 — деаэраторная колонка; 3 — ПВД; 4 — КН-1; 5 — конденсатоочистка; 6 — КН-1; 7 — конденсатор; 8 — ДН; 9 — питательный насос; 10 — ПВД; 11 — парогенератор; 12 — возврат очищенной продувочной воды парогенератора; 13 — продувочная вода парогенератора, направляемая на очистку

очистки возможно поступление в тракт некоторого количества бикарбонатов и карбонатов, разлагающихся в конденсатном тракте с образованием  $\text{CO}_2$ . В схемах без деаэраторов предполагается, что углекислота будет удаляться за счет вентиляции паровых объемов ПВД. Однако такая вентиляция существенно менее эффективна, чем отвод  $\text{CO}_2$  с выпаром деаэратора. Не случайно на практике часто обнаруживается углекислотная коррозия трубок ПВД. Поэтому схема с деаэратором надежнее.

Следует учитывать также, что в деаэраторной установке объединяются многие второстепенные потоки пара и конденсата, также требующие деаэрации. С эксплуатационной точки зрения важно также наличие определенного запаса воды в деаэраторном баке. Все эти соображения приводят к тому, что бездеаэраторные установки пока в проектах ТЭС и АЭС не используются.

С выпаром деаэратора отводится в основном  $\text{CO}_2$ , получившаяся в результате термического разложения бикарбонатов и лишь частично карбонатов. На тракте ПВД продолжается и завершается термическое разложение карбонатов также с образованием  $\text{CO}_2$ . Поэтому в верхних частях корпусов вертикальных подогревателей высокого давления, аналогично упомянутому для подогревателей низкого давления, также скапливается парогазовая смесь. Каскадный слив конденсатов греющих паров подогревателей высокого давления со сбросом их в деаэратор дополняется каскадным сбросом парогазовой смеси из этих подогревателей в деаэратор или в конденсатор через паровые объемы подогревателей низкого давления.

#### § 7.4. ДЕАЭРАЦИЯ ДОБАВОЧНОЙ ВОДЫ И ВОДЫ ПЕРВОНАЧАЛЬНОГО ЗАПОЛНЕНИЯ

Перед растопкой парообразующего агрегата его система заполняется водой. Если в системе водоподготовки проводится полное обессоливание и заполнение идет именно такой водой, то деаэрация этой воды перед заполнением не требуется. Если же заполнение производится умягченной водой, (т. е. не полностью обессоленной), то необходима предварительная деаэрация. Это удлиняет растопку, но способствует уменьшению начальной коррозии металла.

Добавочная вода, непрерывно поступающая в цикл для восполнения потерь, во всех установках должна подаваться в паровой объем конденсатора. Кроме повышения тепловой экономичности при такой подаче добавочной воды обеспечивается и ее деаэрация в конденсаторе (совместно с основным потоком конденсата) и не требуется организация ее отдельной деаэрации.

В реакторы двухконтурных АЭС тоже производится, хотя и незначительная, подпитка обессоленной воды. Соответствующий небольшой деаэратор рассмотрен совместно с общей организацией водного режима первого контура в гл. 14.

#### ЛИТЕРАТУРА

Маргулова Т. Х. Атомные электрические станции. 4-е изд. — М.: Высшая школа, 1984. С. 58—67.

## ВОДНЫЙ РЕЖИМ КОНДЕНСАТОПИТАТЕЛЬНОГО ТРАКТА

---

### § 8.1. ТРЕБОВАНИЯ К ОРГАНИЗАЦИИ ВОДНОГО РЕЖИМА КОНДЕНСАТОПИТАТЕЛЬНОГО ТРАКТА

В гл. 4 приведены нормы чистоты турбинного конденсата в соответствии с ПТЭ, обосновано применение и указано значение БОУ. Но после БОУ в пределах конденсатопитательного тракта (КПТ) возможно ухудшение чистоты конденсата и питательной воды. Это требует нормирования не только конденсата, но и чистоты питательной воды перед ее входом в парогенерирующий агрегат (паровые котлы СКП и ДКП, парогенераторы двухконтурных АЭС, реакторы одноконтурных АЭС). При рассмотрении вопросов водного режима КПТ важно иметь в виду, что чем хуже чистота питательной воды, тем труднее обеспечить надежный водный режим парообразующих агрегатов. Основными процессами, вызывающими ухудшение чистоты конденсата и питательной воды на КПТ, являются процессы коррозии и эрозии. В связи с этим главное требование к организации водного режима на КПТ — сведение к минимуму перехода в воду оксидов конструкционных материалов. Достигнуть этого можно выбором соответствующих скоростей, снижающих или ликвидирующих процессы эрозии; использованием на КПТ коррозионно-стойких конструкционных материалов; поддержанием физико-химических показателей, уменьшающих интенсивность процессов коррозии и замедляющих переход в воду образовавшихся оксидов; организацией возможно более полного вывода из КПТ оксидов конструкционных материалов.

Существует дополнительное важное требование к водному режиму КПТ — он должен хорошо сочетаться с избранным водным режимом парообразующего агрегата.

Выбор скоростей конденсата и питательной воды производят на стадии проектирования теплотехнических схем регенеративных подогревателей низкого и высокого давлений. Чем больше скорости среды, тем выше коэффициент теплоотдачи от поверхности к обогреваемой среде и, следовательно, меньше требуемые поверхности теплообмена, соответствующие капиталовложения и отчисления от них, входящие в себестоимость вырабатываемой электроэнергии. Но чем больше скорости среды, тем выше гидравлические сопротивления, которые необходимо преодолевать. Это увеличивает подачи конденсатного и питательного насосов и, следовательно, эксплуатационные расходы, также входящие в себестоимость вырабатываемой электроэнергии. Обе эти зависимости и суммирующую их кривую рассчитывают и строят

для нескольких значений скоростей. Суммирующая зависимость имеет минимум, соответствующий минимуму себестоимости электроэнергии. Однако суммирующая кривая проходит в области минимума весьма полого (рис. 8.1). Поэтому оптимальное значение скорости определяют, несколько смещаясь в область меньших капиталовложений. Мало влияя на себестоимость вырабатываемой электроэнергии, это позволяет снижать начальные капиталовложения, что имеет определенные экономические преимущества.

Расчеты показывают, что выбираемые таким образом скорости среды на КПП не вызывают сколько-нибудь значительной эрозии конструкционных материалов. Поэтому эрозию и коррозию рассматривают совместно, но с учетом главенствующей роли процесса коррозии. Это тем более допустимо, что закономерности влияния характеристик водного режима на оба эти процесса однотипны.

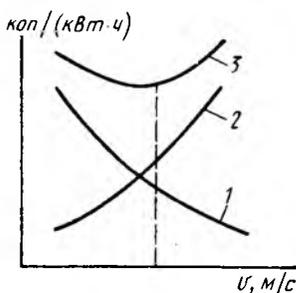


Рис. 8.1. Выбор скоростей среды в регенеративных подогревателях конденсатопитательного тракта:

1 — отчисления от капиталовложений; 2 — эксплуатационные расходы; 3 — суммирующая кривая

## § 8.2. ВОДНЫЕ РЕЖИМЫ КОНДЕНСАТОПИТАТЕЛЬНОГО ТРАКТА

Для уменьшения скорости коррозии на конденсатопитательном тракте применяются два принципиально отличных водных режима, которые в соответствии с используемыми значениями рН называют *нейтральными* и *щелочными*. Нейтральный режим стал использоваться для котлов СКП в последние десятилетия. Он предусматривает поддержание значения рН в КПП в пределах 6,9—7,3 за счет соответствующего выбора соотношения анионита и катионита в конденсатоочистке (см. гл. 4) или за счет добавления микроколичеств аммиака в конденсат, в который после конденсатоочистки вводят окислитель — газообразный кислород или раствор перекиси водорода (см. гл. 11). Этот режим применяют также и для КПП при выполнении определенных обязательных условий. К ним относятся высокая чистота воды (удельная электрическая проводимость  $\kappa$  0,15÷0,30 мкСм/см) и отказ от применения латуней на конденсатном тракте. Как указывалось (см. гл. 4), высокой чистоты конденсата можно добиться установкой 100 %-ной конденсатоочистки для обычных конденсаторов или использованием сменяющихся конденсаторов и так называемых «сухих» градирей.

Существует еще один близкий к нейтральному, но слабощелочной водный режим КПП, который также требует высокой чистоты конденсата, но допускает применение латунных ПНД. При этом режиме в конденсат вводят гидразин.

За рубежом наиболее распространенным является высокощелочной режим. При поддержании рН 9,5÷9,6 (за счет введения аммиака) конечные результаты получаются столь же хорошими, как и при ней-

тральных режимах. Но такая высокая щелочность допустима только при отказе от латунных ПНД, обычном для зарубежных блоков. Применение латунных ПНД, все еще широко распространенное в СССР, не позволяет принимать требуемые для  $pH = 9,5 \div 9,6$  количественные значения дозировки аммиака; так как в сочетании с наличием в воде некоторого количества кислорода это может привести к интенсивной коррозии латуни. Полностью обескислородить конденсат вводом в него гидразина невозможно, так как при низких температурах реакция между кислородом и гидразином практически не протекает и в воде сохраняется и кислород, и избыток гидразина, а при этом коррозия латуни усугубляется.

Большим преимуществом высокощелочного режима при  $pH = 9,5 \div 9,6$  является возможность его применения при любом качестве конденсата и питательной воды, в то время как нейтральный режим с дозированием окислителей, как указывалось, требует высококачественной воды.

В условиях энергоблоков СКП неизбежно использование БОУ. При этом высокощелочной водный режим можно использовать только при условии использования катионита в ФСД БОУ в  $NH_4$ -форме. Отечественные катиониты не выпускаются в  $NH_4$ -форме, а применение Н-катионита даже для  $pH = 9,1 \pm 0,1$  приводит к весьма малым фильтрацикам (см. гл. 4). При использовании катионитов в Н-форме высокощелочной режим не может быть реализован.

В прежние годы при использовании латунных ПНД наиболее распространенным в теплоэнергетике СССР при СКП был гидразинно-аммиачный водный режим. Он осуществляется еще и в настоящее время на ряде энергоблоков СКП и соответственно реализуется на их КПП. Такой режим КПП предусматривается и для энергоблоков с котлами ДКП, для которых отсутствие БОУ и латунные ПНД исключают использование нейтральных водных режимов. Этот режим использовался ранее и для КПП вторых контуров двухконтурных АЭС, но в настоящее время для этих условий не рекомендуется (см. гл. 12).

Осуществление гидразинно-аммиачного водного режима требует введения гидразина после деаэрата для ликвидации остаточных количеств кислорода (см. гл. 7). Одновременно после деаэрата вводится аммиак в количестве, обеспечивающем значение  $pH = 9,1 \pm 0,1$ , с целью уменьшения скоростей коррозии стали 20, используемой для теплообменных поверхностей всех ПВД.

### **§ 8.3. ВЛИЯНИЕ ДОЗИРУЕМЫХ РЕАГЕНТОВ И ЗНАЧЕНИЯ pH НА КОРРОЗИЮ СТАЛЕЙ И ВЫБОР КОНСТРУКЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ КОНДЕНСАТОПИТАТЕЛЬНОГО ТРАКТА**

Как следует из § 8.2, в качестве корректирующих добавок для КПП используются газообразный кислород (или прошедший очистку воздух) раствор перекиси водорода, гидразин и аммиак.

На рис. 8.2 показано влияние дозирования газообразного кислорода на концентрации Fe в питательной воде после всех ПВД, в условиях разных значений pH среды. Аналогичные данные, но в более широком интервале значений получены в исследовании, результаты которого

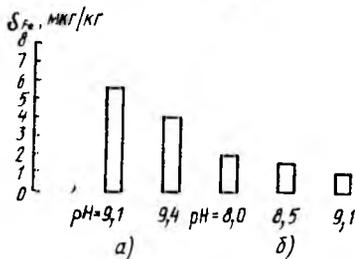


Рис. 8.2. Концентрация Fe в питательной воде после всех ПВД в зависимости от значения pH в условиях бескоррекционного режима (а) и при дозировании газообразного кислорода (б)

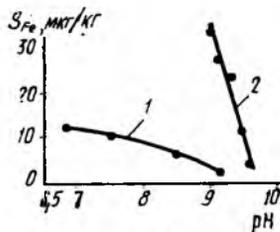


Рис. 8.3. Концентрация Fe в питательной воде после всех ПВД в зависимости от значения pH в условиях дозирования 150—300 мкг/кг кислорода (1) и в бескоррекционном режиме (2)

показаны на рис. 8.3. Исследования по рис. 8.2 и 8.3 проводились в конденсатопитательном тракте реальных блоков СКП. Они свидетельствуют о целесообразности корректировки водного режима КПП в отношении значения pH как в бескоррекционном водном режиме, так и при дозировании кислорода. Влияние значения pH проявляется через интенсивность перехода продуктов коррозии в воду (она возрастает с увеличением pH), но в основном через скорость коррозии стали (она существенно снижается с увеличением pH) (рис. 8.4).

Дозирование газообразного кислорода сказывается даже на работе БОУ, как видно из данных (рис. 8.5), полученных в результате длительных исследований на Костромской ГРЭС. По-видимому, в зависимости от режима изменяется вид гидроксокомплексов железа, поступающих с турбинным конденсатом на БОУ, и это отражается на сорбции соединений железа в ФСД. Главный вывод, который можно сделать из данных, представленных на рис. 8.5 — существенное снижение концентраций железа перед котлом СКП. Из рис. 8.5 следует также идентичность воздействия на конденсатопитательный тракт кислорода и перекиси водорода. При этом проявляется пассивация собственно питательного тракта — снижение концентрации Fe по сравнению с повышением ее при гидразинно-аммиачном режиме. Это свидетельствует о расходовании Fe при кислородном режиме на создание защитных оксидных пленок на стали.

Доза аммиака для поддержания нейтрального значения pH (рис. 8.5, б) очень мала (30—60 мкг/кг) и не может оказать заметного влияния на фильтроцикл БОУ. Учитывая

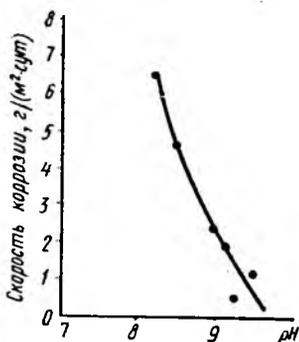


Рис. 8.4. Влияние значения pH на скорость коррозии образцов стали 20 при концентрации  $O_2 = 200$  мкг/кг, температуре конденсата  $75^\circ C$ , скорости среды 1,6 м/с при испытании в течение суток

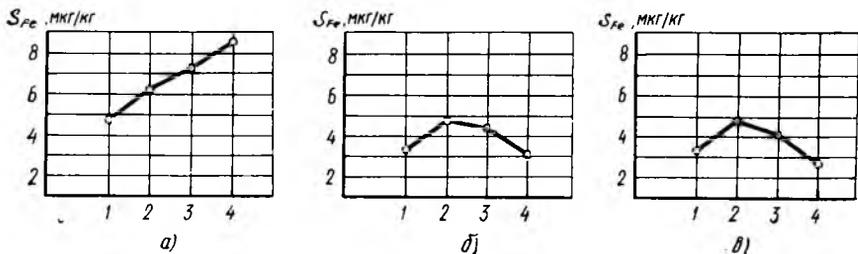


Рис. 8.5. Зависимость концентрации Fe за БОУ (1), за ПНД-4 (2), за деаэратором (3) и в питательной воде (4) от водного режима: а гидразинно-аммиачный режим при  $pH=9,1 \pm 0,1$ ; б дозирование кислорода при  $pH=7,2-7,3$ ; в дозирование перекиси водорода при  $pH=7,0$

более высокую стоимость анионита по сравнению со стоимостью катионита, из двух способов обеспечения нейтрального pH конденсата после БОУ [соотношение катионита и анионита и дозирование аммиака (см. гл. 4)] следует предпочесть второй. При работающем деаэраторе рекомендуется вводить кислорода в две точки КПП: в конденсат после БОУ и в питательную воду после деаэратора.

Положительный опыт дозирования кислорода в конденсат имеется не только на ТЭС СКП, но и на АЭС, в частности пятилетний опыт одноконтурной Чернобыльской АЭС. Известен также десятилетний положительный опыт дозирования перекиси водорода в питательную воду одноконтурного блока Белоярской АЭС. Дозирование ведется на всас питательных насосов с дозой 0,2-0,3 мг/кг. Длительные наблюдения показали, что концентрации Fe перед деаэратором остались практически теми же, что и при бескоррекционном водном режиме, но в питательной воде после всех ПВД концентрации уменьшились с 20 при бескоррекционном режиме до 8-10 мг/кг при дозировании  $H_2O_2$ . Значение pH складывается самопроизвольно и составляет  $6,6 \pm 0,2$ . Наиболее важными следствиями режима дозирования перекиси водорода явились, во-первых, снижение скорости эрозии: в области ПВД-6 - с 9-10 при бескоррекционном режиме до 0,15-0,4 мкм/ч при дозировании  $H_2O_2$ ; в области ПВД-9 - с 11-15,0 до 0,02-0,08 мкм/ч. Это означает, что при бескоррекционном водном режиме имела место интенсивная эрозия углеродистой стали питательного тракта, включая сами ПВД. Дозирование же перекиси водорода привело к созданию пассивирующей магнетитной пленки, защищающей сталь от эрозии. Во-вторых, снижение удельной электрической проводимости воды реакторного контура от 2,5 до 1-1,5 мксм/см, что свидетельствует об улуч-

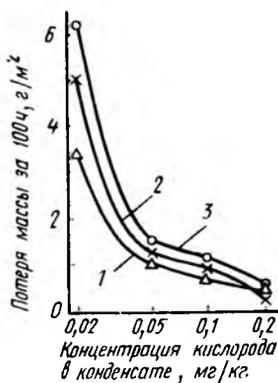


Рис. 8.6. Зависимость скорости коррозии стали 12Х1МФ от температуры конденсата и концентрации дозируемого кислорода.

1 - 130 °С (ПНД-5), 2 - 130 °С (ПНД-1), 3 - 90 °С (ПНД-4)

шении чистоты воды реактора, способствующей предотвращению отложений в активной зоне и улучшению общей радиационной обстановки.

Важным вопросом является выбор концентрации дозируемого окислителя. Для собственно конденсатного тракта излишние концентрации кислорода вреда не принесут. Но если концентрации кислорода в конденсате так значительны, что они не могут быть израсходованы на перлитном тракте котла СКП, то они могут дойти до первичного пароперегревателя, частично выполненного из аустенитной нержавеющей стали. В зависимости от концентраций кислорода, воздействующих на эту сталь, может проявиться ее коррозия под напряжением. Однако малые концентрации кислорода могут оказаться недостаточными для существенного уменьшения коррозии КПП и сокращения выноса соединений железа в котел СКП. Как следует из рис. 8.6, можно рекомендовать дозы не менее 50 мкг/кг. Предпочтительнее исходить из дозы 100 мкг/кг, учитывая переменность эксплуатационных условий. Встречающиеся в литературе оптимальные концентрации газообразного кислорода порядка 20 мкг/кг в конденсате японских и шведских **одно-** контурных АЭС не противоречат этим рекомендациям, так как удельная электрическая проводимость конденсата этих АЭС существенно меньше нормируемой и наблюдаемой после БОУ на отечественных АЭС и ТЭС. Напомним, что чем больше концентрации примесей и соответственно удельная электрическая проводимость конденсата, тем больше требуемые концентрации кислорода\* для обеспечения пассивации сталей.

Наиболее положительно кислород воздействует на углеродистую сталь 20, что следует из табл. 8.1, составленной по результатам длительных испытаний на Чернобыльской АЭС.

Таблица 8.1. Скорости коррозии, мг/(м<sup>2</sup>·ч), образцов сталей в зависимости от места их установки и водного режима, по результатам испытаний в течение 695 и 740 ч

Водный режим	Сталь	Место установки образцов				
		ПНД-1	ПНД-2	ПНД-3	ПНД-4	ПНД-5
Бескорректный	Сталь 20	7,1	5,5	4,9	7,6	2,9
	08X18H10T	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
	08X14MФ	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
С дозированием в конденсат 250-300 мкг/кг газообразного кислорода	Сталь 20	0,35	0,35	0,30	0,38	0,35
	08X18H10T	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
	08X14MФ	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06

\* В отсутствие конденсатоочистки, т. е. при высокой удельной электрической проводимости воды, пассивация сталей с использованием газообразного кислорода в условиях ТЭС и АЭС практически неосуществима.

Однако, учитывая, во-первых, что положительные данные по энергоблокам одноконтурных АЭС и СКП ТЭС при дозировании кислорода получены при выполнении всех ПНД из стали 08Х18Н10Т; во-вторых, что сталь 20 после стоянки вслед за эксплуатацией в кислородном режиме не проявила достаточно высокой стойкости против стояночной коррозии; в-третьих, что налажено промышленное производство и опытное изготовление подогревателей ПНД из безникелевой стали 08Х14МФ, весьма близкой по коррозионным показателям к стали 08Х18Н10Т, следует признать целесообразным при нейтральном водном режиме с дозированием окислителей заменять латунные поверхности теплообмена всех ПНД на выполненные из стали 08Х14МФ. По сравнению со сталью 08Х18Н10Т она не только дешевле и не склонна к коррозии под напряжением в присутствии хлоридов и кислорода, но и способствует улучшению радиационной обстановки на одноконтурных АЭС в связи с отсутствием в ней никеля.

Нейтральный водный режим с дозированием кислорода не следует отождествлять с режимом дозирования перекиси водорода. Введение перекиси водорода нельзя расценивать только как способ дозирования кислорода. Термический процесс разложения перекиси водорода в воде высокой чистоты в отсутствие стимуляторов (оксидов меди, взвешенных оксидов железа и др.) протекает начиная лишь с 70 °С. Так как для завершения процесса требуется определенное время, то он существенно растягивается по тракту, что видно из рис. 8.7, выполненного по результатам исследований, проведенных на Костромской ГРЭС. Между тем основное изменение поведения железокислых соединений происходит на тракте от ПНД-4 до входа в котел (см. рис. 8.5).

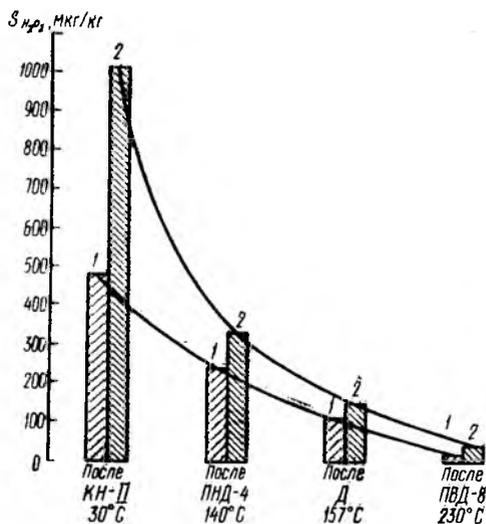


Рис. 8.7. Концентрация свободной перекиси водорода по конденсатопитательному тракту:

1 — нормальная дозировка; 2 — повышенная дозировка

соединений происходит на тракте от ПНД-4 до входа в котел (см. рис. 8.5).

На основе проведенных исследований можно полагать, что при дозировании перекиси водорода образуется комплекс перекиси водорода с железом, который в результате термического разложения при проходе по

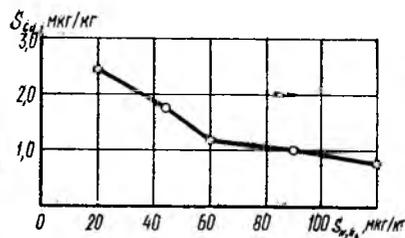


Рис. 8.8. Зависимость концентраций меди от дозы гидразина, вводимого в конденсат (по анализам после ПНД-4)

тракту создает на сталях защитные пленки магнетита, аналогично тому, как это происходит при термическом разложении комплексонов железа (см. гл. 9), но пленки магнетита образуются при 140° С, что согласуется с данными рис. 8.5.

Преимущества нейтральных водных режимов с дозированием окислителей — в улучшении коррозионного состояния КПП и в связи с этим в уменьшении концентрации железа на входе в котел. ]

При наличии латунных ПНД дозирование окислителей в конденсат недопустимо. Это подтверждает полученный на Костромской ГРЭС опыт перевода блока с латунными ПНД в нейтральный режим. За время испытания (1 мес) шел непрерывный и интенсивный рост концентраций меди в питательной воде и паре, а также имел место заметный занос турбины блока.

При наличии латунных ПНД осуществление нейтрального водного режима КПП возможно только при дозировании в конденсат гидразина. На рис. 8.8 приведены результаты исследований конденсатопитательного тракта одного из энергоблоков мощностью 300 МВт Литовской ГРЭС, работающего в таком режиме. При этом в воде образуются смешанные гидратированные гидразинные комплексы меди и цинка. В результате на поверхностях латунных трубок появляется защитный слой оксидов меди и цинка, на котором сорбируется гидроксидная пленка. В связи с такой защитой от коррозии концентрации меди в конденсате существенно снижаются (рис. 8.8), причем тем значительнее, чем больше концентрация гидразина. Гидразин также образует комплексы с железом, особенно на тракте после деаэратора. В процессе термолитиза этих комплексов могут образовываться защитные оксидные пленки и на стали.

#### **§ 8.4. ВЫВЕДЕНИЕ ОКСИДОВ КОНСТРУКЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ ИЗ КОНДЕНСАТОПИТАТЕЛЬНОГО ТРАКТА И ИЗ ВОЗВРАТНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ КОНДЕНСАТОВ**

На КПП концентрации естественных примесей в потоках не меняются. Но нарастание концентрации оксидов конструкционных материалов, в основном сталей, на КПП неизбежно. Поэтому все водные режимы КПП были рассмотрены с точки зрения повышения коррозионной стойкости конструкционных материалов в этой части тепловых схем ТЭС и АЭС. Повышение коррозионной стойкости теплообменных поверхностей рассматривалось для всех ПНД и ПВД относительно внутренней поверхности их теплообменных трубок. Однако из схем гл. 1 видно, что коррозия может возникать и на наружной стороне этих трубок. Конденсация греющих отборных паров турбины в корпусах подогревателей обуславливает существование в них влажно-паровой среды. В области ПНД, питаемых паром из вакуумных отборов, возможно поступление в эту среду также и атмосферного воздуха, а процесс коррозии в паровоздушной влажосодержащей среде характеризуется высокой интенсивностью. Поэтому дренажи регенеративных подогревателей в условиях их непосредственной закачки в КПП (см. схемы на рис. гл. 1) увеличивают концентрацию продуктов коррозии в основных

потоках конденсата и питательной воды. В связи с этим в разное время предлагались и рассматривались различные способы уменьшения вредного влияния дренажей подогревателей. В основном эти способы касались организации очистки на КПП всего потока в целом. Разрабатывались, например, схемы конденсатоочисток, при которых после конденсатора стоит только анионитовый фильтр (термическая стойкость анионита лишь до 40 С), а катионитовый фильтр (термическая стойкость катионита до 100 С) стоит ближе к деаэратору. Тем самым удаляются катионы Са и Mg, поступившие с присосом в конденсаторе и катионы Fe, Cu и Zn, перешедшие в воду в связи с коррозией конструкционных материалов на тракте с температурами до 100 С. Такая схема сложна компоновочно, но главное она указывает на использование ионного обмена в отдельных слоях, не позволяя реализовать значительные преимущества смешанного слоя (см. гл. 4).

Рассматривались схемы установки на потоке основного конденсата в области температур около 100 С после смешения с ним дренажей ПНД дополнительных катионитовых нерегенерируемых фильтров для использования их в качестве механических. Такое решение предлагалось, например, с использованием макропористых и слабокислотных катионитов. Независимо от типа смолы эти решения сложны компоновочно и, кроме того приводят к нестабильности значения рН. К тому же при этом имеет место нерациональное расходование относительно дорогостоящих и дефицитных смол.

Наиболее перспективным казалось решение об установке ЭМФ на полном расходе питательной воды. В гл. 4 упоминалось о возможности использования ЭМФ при высоких температурах, хотя при этом усложняются вопросы охлаждения электрообмотки. К настоящему времени ЭМФ наиболее широко применяются при температурах очищаемой среды 180 С и давлении ее 2,5 МПа, т. е. в схеме рис. 1.1 ЭМФ устанавливается между бустерным и питательным насосами. При этом для энергоблока 300 МВт достаточно одного ЭМФ диаметром 1 м и высотой 3 м\*.

На рис. 8.9 показана схема такой установки ЭМФ для энергоблока СКП 300 МВт на Костромской ГРЭС, а на рис. 8.10 — результаты его работы. Как видно из рис. 8.10, степень очистки весьма далека от гарантируемых фирмой 90 %, что объясняется высокой чистотой питательной воды, поступающей к ЭМФ. Тем не менее установка ЭМФ все-таки улучшает чистоту питательной воды и могла бы быть рекомендована. Однако такое решение имеет и существенный недостаток — в случае аварийного снятия напряжения все сорбированные в ЭМФ продукты коррозии выбрасываются в тракт и далее в паропроизводящий агрегат, т. е. происходит самопроиз-

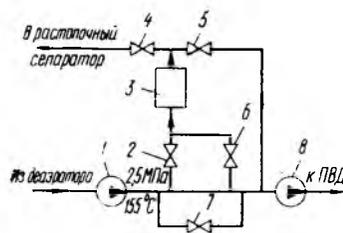


Рис. 8.9. Установка ЭМФ в блоке мощностью 300 МВт Костромской ГРЭС:

1. бустерный насос; 2, 4, 5.
- 6, 7 задвижки; 3 ЭМФ; 8
- питательный насос

\* Принцип работы и эксплуатация ЭМФ те же, что и описанные в гл. 4.

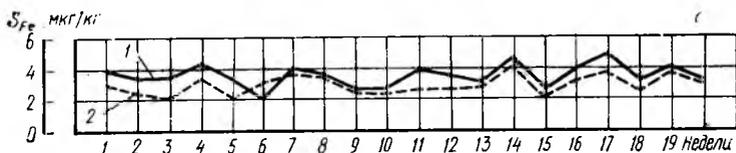


Рис. 8.10. Эффективность очистки питательной воды на ЭМФ по данным Костромской ГРЭС по концентрациям железа:  
1 до ЭМФ; 2 после ЭМФ

вольная промывка ЭМФ, но без сброса промывочной воды из тракта. В связи с этим в отечественной практике принято решение об отказе от установки ЭМФ на питательной воде. Решено использовать их только в качестве механических префильтров для БОУ ТЭС и АЭС. В этих случаях при снятии напряжения выброс сорбированных продуктов коррозии в конденсат предотвращен в результате работы ФСД, расположенного после ЭМФ.

Главный недостаток всех решений, в которых предлагается смешивать отдельные потоки и затем подвергать механической фильтрации общий расход конденсата или питательной воды, связан с тем, что основной поток имеет концентрации продуктов коррозии, существенно меньшие, чем дренажи ПНД. В результате смешения концентрации основного потока и степень его очистки несколько увеличиваются, но конечная глубина очистки была бы большей, если бы очистка отдельных потоков с наибольшими концентрациями производилась до их смешения с основным потоком. Таким образом, правильным подходом к организации механической фильтрации на КПП является отдельная очистка наиболее загрязненных потоков. При этом улучшается степень очистки и резко сокращается производительность фильтров механической очистки.

Разумеется, с еще большими основаниями должна быть отвергнута совместная очистка потоков, требующих только ионного обмена, с потоками, требующими только механической фильтрации. Такое неправильное решение принято для одноконтурных АЭС с РБМК (подробно его ошибочность рассмотрена в гл. 13).

Вопросы уменьшения концентраций продуктов коррозии в дренажах подогревателей к настоящему времени еще не разрешены. Имеются реализованные предложения дозирования в греющие пары перекиси водорода\*, аммиака, гидразина в целях пассивации корпусов подогревателей и внешней стороны теплообменной поверхности подогревателей. Наиболее правильным решением является установка механических насыпных фильтров на напорах сливных насосов. В качестве наполнителей на конденсатном тракте можно использовать рассмотренный в § 4.4 сополимер стирола и дивинилбензола, проверенный в промышленных условиях при 80–90 °С. в некоторых исследованиях

\* Но не газообразного кислорода, так как в условиях влажно-паровой среды это только усугубило бы коррозию по внешней стороне подогревателя.

считается допустимым использование этого материала даже при температурах до 165 °С.

Для механической фильтрации потоков с температурами 150—300 °С разработан ряд фильтрующих материалов, например губчатый титан. Однако в промышленности их еще не применяют.

Механическая фильтрация приобретает особое значение для пусковых периодов, когда образовавшиеся в результате стоянки продукты коррозии могут забрасываться через КПП в парообразующие агрегаты, т. е. в области с высокими тепловыми нагрузками, к тому же часто имеющие недренлируемые участки, как, например, реактор типа РБМК. Пример рационального решения показан на рис. 8.11 применительно к АЭС именно с этими реакторами. Неправильное решение для КПП АЭС с реакторами РБМК (см. гл. 13) приводит к тому, что в пусковых режимах сопротивление БОУ быстро увеличивается и обычно эксплуатационный персонал включает байпасную линию для обвода БОУ. В результате в реактор забрасываются продукты стояночной коррозии, которые отлагаются в нижних частях реакторного контура\*.

При построении схемы, аналогичной схеме рис. 8.11, механический предфильтр БОУ и механический фильтр на суммарном дренаже всех ПНД следует заполнять сополимером стирола и дивинилбензола, так как он дает высокую степень очистки при малых сопротивлениях (см. § 4.4). Такое решение применимо не только для одноконтурной АЭС, но и для ТЭС СКП (см. рис. 1.1).

Вместо каскадного слива дренажей и их суммарной очистки (см. рис. 8.11) можно, как было показано выше, устанавливать меха-

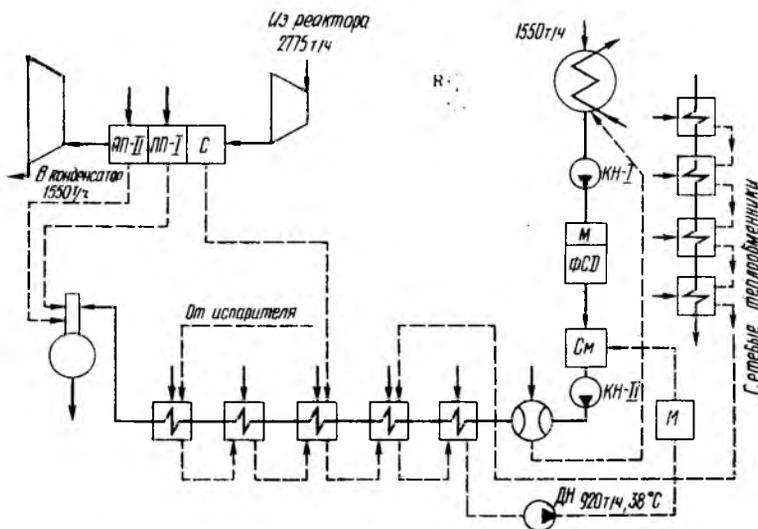


Рис. 8.11. Оптимальная организация конденсатопитательного тракта с учетом пусковых режимов

\* Об этом свидетельствуют пусковые повышения концентраций железа в реакторной воде (см. гл. 13).

нические фильтры на напорах сливных насосов. Это решение несколько сложнее, но в тепловом отношении экономичнее. На ряде ТЭС имеется положительный опыт очистки дренажей ПНД на намывных фильтрах (см. § 4.3).

Для поддержания необходимой чистоты питательной воды на ТЭЦ важно обеспечить должное качество возвратных конденсатов с производства. Это особенно важно в современных условиях, когда теплофикационные блоки работают на сверхвысоких параметрах с соответствующими нормами водного режима. Для очистки производственных конденсатов возможно использование тех же фильтров и наполнителей, что и для очистки конденсатов греющих паров ПНД. Однако, учитывая дефицитность многих из них, изыскиваются и иные сорбенты. Так, для очистки производственных конденсатов можно применять так называемые магнетитные фильтры. Фильтрующий материал готовится из производственной окалины по такой методике: прокатная окалина дробится с последующим отделением фракций размером 0,4—1,5 мм. В результате магнитной обработки из общей массы этих пластинок сепарируются магнитные фракции, которые и используются для засыпки фильтров с рекомендуемой высотой слоя 0,7 м. Температура воды, поступающей для очистки, допустима до 100° С. Скорость фильтрования принимают порядка 50 м/ч. В этих условиях удается получать содержание оксидов железа в фильтрате до 40 мкг/кг при концентрации их до фильтра 300 мкг/кг. При концентрациях до фильтра 100 мкг/кг в фильтрате при тех же скоростях получается 15—20 мкг/кг. Такие же значения после фильтра можно получить и для начальной концентрации 300 мкг/кг, однако лишь при снижении скорости фильтрования до 10 м/ч, что нерационально, так как габаритные размеры фильтров значительно увеличиваются.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Маргулова Т. Х. О механизме защиты от общей коррозии в водных системах высокой чистоты // Теплоэнергетика. 1980. № 5. С. 47—50.

2. Влияние перекиси водорода на формы существования железа в водных растворах / Л. Н. Москвин, А. А. Ефимов, С. Б. Томилев и др. // Теплоэнергетика. 1979. № 5. С. 46—49.

3. Маргулова Т. Х. Исследования нейтральных водных режимов на энергоблоках сверхкритических параметров // Теплоэнергетика. 1978. № 10. С. 41—47.

**ШЛАМО- И НАКИПЕОБРАЗОВАНИЕ И РЕАГЕНТЫ  
ДЛЯ КОРРЕКЦИИ ВОДНОГО РЕЖИМА  
БАРАБАННЫХ КОТЛОВ**

**§ 9.1. ШЛАМО- И НАКИПЕОБРАЗОВАНИЕ В ПАРООБРАЗУЮЩЕМ  
КОНТУРЕ**

Твердые отложения, образующиеся на поверхностях нагрева котлов, называются *накипями*. Из соотношения

$$t_{\text{ст}}^{\text{внутр}} = t_{\text{среды}} + q' \alpha_2 + q \delta_{\text{отл.}} \lambda_{\text{отл.}} \quad (9.1)$$

следует, что накипеобразование увеличивает температуру стенки металла, создавая опасность ее пережога, причем температура стенки металла и соответственно опасность ее разрыва тем больше, чем больше значение  $\delta_{\text{отл.}}^{\text{внутр}} / \lambda_{\text{отл.}}^{\text{внутр}}$ , т. е. наиболее опасны малотеплопроводные накипи. К их числу относятся кальциевые накипи, такие, как, например,  $\text{CaSO}_4$ ,  $\text{CaSiO}_3$ . Надежный водный режим современных парообразующих систем должен поэтому полностью исключать кальциевое накипеобразование. Наилучшим образом это достигается полным удалением ионов Ca из питательной воды, т. е. 100 %-ным обессоливанием как добавочной воды, так и турбинного конденсата (см. гл. 4). Однако такое решение довольно дорого и обязательно поэтому пока только для прямоточных котлов и для парогенерирующих систем АЭС; для мазутного отопления (значительные  $q$ ) можно считать целесообразным использование 100 %-ной очистки турбинного конденсата для барабанных котлов при давлении 15,5 МПа.

Твердые соединения могут образовываться и в водяном объеме котла. Такие соединения называются *шламом*. Так как шлам в основном содержится в воде, то появляется возможность вывода его с продувкой. Поэтому, если котлы питаются водой, содержащей растворенные соединения кальция, то, учитывая повышение их концентрации в пределах парообразующей системы, для предотвращения выпадения их в виде накипи целесообразно перевести эти соединения в шламовую форму. Иными словами, целесообразна такая коррекционная обработка, которая позволит обеспечить шламовый, а не накипный водный режим в отношении кальциевых соединений.

Если кальциевые соединения поступают в парообразующую систему котла в истинно растворенной форме и подлежат в ней коррекционной обработке для перевода в шлам в условиях значительного повышения общей концентрации [в меру упаривания (см. гл. 5)], то железоксидные соединения уже в питательной воде находятся в виде шлама.

В гл. 8 было показано, что концентрации естественных примесей, в том числе и кальция, на КПП не изменяются, а концентрации железоксидных соединений нарастают. Различие между этими примесями заключается также в том, что полное удаление из питательной воды кальциевых соединений возможно, а исключить железоксидные соединения из питательной и котловых вод невозможно. Кроме того, кальциевые накипи малотеплопроводны, а железоксидные соединения обладают более высокой теплопроводностью.

Надежный водный режим современных парообразующих систем в отношении железоксидных соединений требует поэтому, во-первых, минимальных концентраций их в питательной воде за счет уменьшения интенсивности коррозии в конденсатопитательном тракте и, во-вторых, такой организации режима, при котором железоксидные накипи образуются равномерно на всех поверхностях стали, что обеспечивает их минимальную толщину. Это требует принятия мер по принудительному осаждению соединений железа, причем особенно желательны способы, при которых в процессе такого осаждения на стали образуются оксидные пленки, защищающие от коррозии парообразующие трубы.

Таким образом, формулируемое иногда требование к водному режиму, как *безнакипному*, можно отнести только к кальциевым соединениям. По отношению к железоксидным соединениям такое требование не только невыполнимо, но и принципиально неправильно.

Любой шлам имеет существенный недостаток, заключающийся в возможном его осаждении на поверхностях нагрева. Это опасно по двум причинам. Во-первых, под слоем шлама может происходить значительное упаривание котловой воды с местным повышением концентраций таких агрессивных примесей, как NaOH, что может вызвать интенсивную местную коррозию, и, во-вторых, при этом могут получаться так называемые *вторичные накипи* – *прикипевший шлам* с соответствующим, иногда значительным повышением температуры металла. В состав таких вторичных накипей могут входить все соединения, находившиеся в котловой воде в шламовых формах. В связи с этим при любом шламовом режиме особое внимание надо обращать на конструирование парообразующей системы без застойных и тупиковых зон или зон с ослабленной циркуляцией, а также предусматривать активное использование режима продувки не только непрерывной, но и периодической.

#### **§ 9.2. ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ КАЛЬЦИЕВОГО НАКИПЕОБРАЗОВАНИЯ В ПАРООБРАЗУЮЩЕЙ СИСТЕМЕ БАРАБАННЫХ КОТЛОВ**

Предотвращения образования кальциевых накипей на поверхностях нагрева барабанных котлов можно достичь путем *фосфатирования воды* или ее *комплексонной* обработкой. Ввод фосфатов обеспечивает перевод кальциевых соединений в шламовую форму. Ввод комплексона обеспечивает перевод кальциевых соединений в форму комплексонатов, обладающих высокой растворимостью в воде.

Чтобы в воде образовался *фосфатно-кальциевый шлам*, необходима определенная ее щелочность, так как фосфорит, т. е.  $\text{Ca}_3(\text{PO}_4)_2$ , является накипью. В связи с этим ввод фосфатов производится в барабан котла, т. е. в котловую воду\*. При этом идет реакция



Образующийся по этой реакции *гидроксилapatит* является шламом. Для протекания этой реакции и связывания всех ионов кальция в гидроксилapatит (не допускать образования таких накипей, как  $\text{CaSO}_4$  и  $\text{CaSiO}_3$ ) при упаривании воды в парообразующей системе котла необходимо создание в воде избыточной концентрации  $\text{PO}_4^{3-}$ .

В условиях обычно сложного состава котловых вод, содержащих, например, ионы  $\text{SiO}_3^{2-}$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$ , точный расчет необходимой концентрации ионов  $\text{PO}_4^{3-}$  невозможен. Следует также иметь в виду, что жесткость питательной воды определяется содержанием в ней не только кальция, но и магния (хотя обычно в существенно меньшей степени). Между тем фосфат магния, т. е.  $\text{Mg}_3(\text{PO}_4)_2$ , представляет собой накипь. Поэтому нежелателен большой избыток  $\text{PO}_4^{3-}$ , чтобы не получилась *магниева накипь*. Из числа магниевых соединений шламом является  $\text{MgSiO}_3$ , т. е. определенные концентрации  $\text{SiO}_3^{2-}$  в котловой воде полезны, хотя  $\text{CaSiO}_3$  является накипью. Значительный избыток  $\text{PO}_4^{3-}$  может привести к образованию также такой накипи, как фосфат железа.

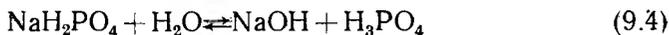
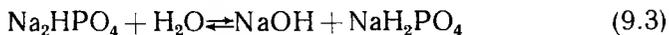
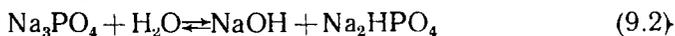
Изложенное показывает целесообразность ограничения избыточных концентраций  $\text{PO}_4^{3-}$  и в тем большей степени, чем меньше жесткость питательной воды. В соответствии с нормами ПТЭ, избыток в котловой воде должен составлять: а) для котлов без ступенчатого испарения — от 2 до 15 мг/кг; б) для котлов со ступенчатым испарением по чистому отсеку 2—6 мг/кг; по солевому отсеку (по последней ступени) — не более 30 мг/кг для котлов на жидком топливе (большие тепловые нагрузки) и не более 50 мг/кг — для котлов на других топливах. Нормируется также значение рН, измеренное при 25 °С. При ступенчатом испарении рН котловой воды первой ступени — не менее 8, 5, а в продувочной воде солевого отсека — не более 12,0 для среднего давления и не более 11,7 для высоких давлений.

Наблюдавшееся в течение ряда лет последовательное снижение нормируемых избытков фосфатов позволяет считать современные нормы по солевому отсеку завышенными, а по чистому отсеку — нормирование излишним, так как при подаче фосфатов в чистый отсек наличие их избытка в воде солевого отсека подразумевает наличие его и в чистом отсеке. Нормирование и, следовательно, контроль фосфатов только по солевому отсеку сократило бы объем химического контроля (не в ущерб надежности). Пока же ПТЭ не исключает дальнейшего

\* При очень малой жесткости питательной воды ввод фосфатов в нее допустим, так как при этом может быть не достигнуто произведение растворимости для фосфорита. Однако в эксплуатации в отсутствие обессоливания турбинного конденсата возможны периоды повышения его жесткости за счет роста присосов охлаждающей воды. Поэтому надежнее вводить фосфаты в котловую воду при любых значениях жесткости питательной воды.

снижения избытка фосфатов, но переход на такой режим, называемый *пониженным фосфатированием*, при котором  $\text{PO}_4^{3-} < 2$  мг/кг, допускается только с разрешения энергоуправления.

Фосфаты вводятся в воду обычно в виде натриевых солей ортофосфорной кислоты — триортофосфата или диортофосфата. В котловой воде происходит их гидролиз:



Режим, при котором появление едкого натра в воде связано только с гидролизом фосфатов, называют *режимом чисто фосфатной щелочности*. При таком режиме отсутствует свободный едкий натр и поэтому нет возможности образования его повышенных концентраций, опасных в коррозионном отношении. Это объясняется тем, что степень гидролиза фосфорнокислых соединений натрия уменьшается по мере концентрирования их раствора при упаривании. Такой режим характерен для питания котлов конденсатом и обессоливания добавочной воды.

В условиях умягчения добавочной воды в питательную и затем в котловую воду поступают бикарбонаты натрия  $\text{NaHCO}_3$ , подверженные термоллизу и гидролизу. Конечным продуктом этих реакций является свободный едкий натр. В этом случае режим фосфатирования называют *фосфатно-щелочным* (или *щелочно-солевым*.) При нем возникает принципиальная возможность концентрирования едкого натра в результате местного упаривания. По нормам ПТЭ допустим и этот режим, однако с ограничениями по содержанию свободного едкого натра, т. е. относительной щелочности (%):

$$\text{Щ}_{\text{отн}} = (\text{Щ}_{\text{общ}} 40 - 0,84\text{PO}_4^{3-}) 100/s_{\text{кв}}, \quad (9.5)$$

где  $\text{Щ}_{\text{общ}}$  — общая щелочность котловой воды, мг-экв/кг;  $\text{PO}_4^{3-}$  — избыток фосфатов, мг/кг;  $s_{\text{кв}}$  — солесодержание котловой воды, мг/кг.

Из (9.5) следует, что  $\text{Щ}_{\text{отн}} = 0$ , т. е. отсутствие свободного едкого натра — режим чисто фосфатной щелочности — соответствует условию

$$\text{Щ}_{\text{общ}} 40 = 0,84\text{PO}_4^{3-}.$$

По нормам ПТЭ, щелочность  $\text{Щ}_{\text{отн}}$  должна быть не более 50 %. Предыдущими нормами она ограничивалась 20%. Увеличение допустимой  $\text{Щ}_{\text{отн}}$  объясняется тем, что поддержание необходимой щелочности котловой воды барабанных котлов, особенно при высоких давлениях, за счет дозирования аммиака практически невозможно. Жесткое ограничение концентрации свободного едкого натра вызывалось ранее наблюдавшимися явлениями так называемой *каустической хрупкости* — межкристаллитных повреждений металла барабанов. Но они были характерны только для котлов старых типов с заклепочными соединениями, создававшими возможность глубокого упаривания и концентрирования в неплотностях этих соединений.

Режим фосфатирования благоприятен для котлов средних давлений, для которых опасность пережога труб вызывается кальциевыми

накипями, а большая реальность их образования связана с умягчением, но не обессоливанием добавочной воды. Поэтому режим фосфатирования решает задачи водного режима только для питательных вод с относительно большой жесткостью, но не предотвращает железо-окисные и медистые отложения.

По мере повышения давления барабанных котлов жесткость питательной воды резко уменьшилась, а режим фосфатирования применялся и для них. Объяснялось это отсутствием отработанного и проверенного в длительной эксплуатации надежного водного режима, соответствующего условиям высоких давлений. Но при высоких давлениях проявляются отрицательные свойства режима фосфатирования.

Наряду с фосфатированием для барабанных котлов может рассматриваться и *комплексонный водный режим*. По сравнению с фосфатированием комплексонный водный режим имеет то преимущество, что обеспечивает истинно растворенное состояние в питательной воде комплексонатов, образуемых со всеми без исключения катионами питательной воды, т. е. комплексонатов не только кальция, но и магния, железа, меди, цинка. В связи с этим в котловой воде отсутствует как кальциевый, так и железоокисный шлам.

В качестве комплексона для коррекции водного режима применяется обычно двухзамещенная натриевая соль ЭДТУ-трилон Б. Такой режим имеет большие преимущества перед фосфатированием, в частности, в отношении малого уноса примесей с паром (см. гл. 2) и эффективности вывода всех примесей с продуквкой.

Ввод комплексона производится в питательную воду, что позволяет обеспечивать полное перемешивание комплексона со всем количеством воды. Ввод этот нельзя осуществлять на КПТ, так как при этом происходит комплексование катионов из конденсата и питательной воды и за счет этого интенсифицируется коррозия ПНД, ПВД, деаэратора и всего КИТ. Назначение комплексона коррекция водного режима парообразующей системы и поэтому его ввод в питательную воду должен осуществляться непосредственно перед котлом, т. е. после всех ПВД. Наиболее целесообразное место ввода — сниженный узел питания. При этом примеси попадают в котел в закомплексованном, т. е. в истинно растворенном, состоянии.

Подача комплексона в барабан котла не допускается, так как при этом возможно воздействие комплексона на металл еще до полного его перемешивания с водным содержанием котла. Концентрация дозируемого раствора не должна превышать 15 г/кг для предотвращения коррозии бака с раствором и всего тракта дозирования, хотя они, включая и шариковый клапан насоса-дозатора, выполнены из аустенитной нержавеющей стали. Производительность насоса-дозатора  $d_{нд}$  (кг/ч) распределяют из соотношения концентрации комплексона в дозируемом растворе и требующейся концентрации в питательной воде  $s_{трБ}$  (мкг/кг) и соотношения подач питательного насоса  $D_{инв}$  (т/ч) и насоса-дозатора:

$$d_{нд} = \frac{D_{инв} \cdot 10^3 \cdot s_{трБ}}{15 \cdot 10^6} = \frac{D_{инв} \cdot s_{трБ}}{15 \cdot 10^3}$$

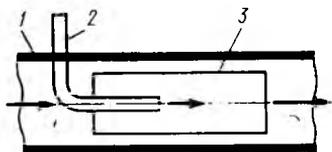


Рис. 9.1. Схема ввода раствора комплексона в трубопровод:

1 — трубопровод питательной воды; 2 — подача раствора комплексона; 3 — защитная «рубашка»

Стехиометрические соотношения для определения расхода комплексона, обеспечивающего перевод в раствор всех катионов питательной воды, известно только для низких температур. Расход трилона Б составит при этом

$$s_{\text{ТрБ}} = 186s_{\text{пв}}^{\text{Ж}} + 6,3s_{\text{пв}}^{\text{Fe}} + 6,0s_{\text{пв}}^{\text{Cu}} + 6,0s_{\text{пв}}^{\text{Zn}}, \quad (9.6)$$

где  $s_{\text{пв}}^{\text{Ж}}$  — жесткость питательной воды, мкг-экв/кг;  $s_{\text{пв}}^{\text{Fe}}$ ,  $s_{\text{пв}}^{\text{Cu}}$ ,  $s_{\text{пв}}^{\text{Zn}}$  — концентрации железа, меди и цинка в питательной воде, мкг/кг.

Отечественными исследованиями установлено, что, во-первых, термическое разложение комплексонов и комплексонатов проявляется начиная с температур 150—180 °С, т. е. при температурах питательной воды перед котлом даже для средних давлений, и, во-вторых, в процессе разложения комплексообразующая способность комплексонов возрастает. Поэтому необходимый расход комплексона, рассчитанный по составу питательной воды для низких температур [см. (9.6)], должен быть уменьшен и в тем большей степени, чем глубже разложение, т. е. чем выше температура питательной воды перед котлом.

Из уравнения (9.6) видно, что при большой жесткости и значительной концентрации железа расход комплексона достаточно велик и соответственно велика стоимость такой обработки. В этом недостаток комплексонного режима для средних давлений.

Для наглядного сопоставления стоимостных показателей комплексонного водного режима приведем расчет расхода комплексона для двух крайних случаев — давления 3,9 МПа и твердого топлива и давления 9,8 МПа и жидкого топлива. Сделаем расчет потребного расхода комплексона по допустимым значениям жесткости и концентрации железооксидных соединений (см. табл. 10.2). Для давления 3,9 МПа и твердого топлива имеем  $186 \cdot 10 + 6,3 \cdot 100 = 1860 + 630 = 2490$  мкг/кг. Для давления 9,8 МПа и жидкого топлива имеем  $186 \cdot 1,0 + 6,3 \cdot 20 = 186 + 126 = 312$  мкг/кг.

Следует предупредить от попыток соединения фосфатного и комплексонного режимов для экономии расхода комплексона, так как сокращения расхода комплексона и соответственно удешевления режима это не дает — комплексование будет происходить как из естественных кальциевых соединений, так и из гидроксилапатита.

Место ввода раствора комплексона в трубопровод, идущий к питательному насосу, должно быть защищено «рубашкой» (рис. 9.1) во избежание попадания на стенки труб холодного концентрированного раствора до его смешения с основным потоком воды. Несоблюдение этого условия может вызвать как циклические термические напряжения в металле питательного трубопровода, так и его интенсивную местную коррозию.

### § 9.3. ОТЛОЖЕНИЯ ПРОДУКТОВ КОРРОЗИИ И ОБРАЗОВАНИЕ СЛОЖНЫХ НАКИПЕЙ НА ПОВЕРХНОСТЯХ НАГРЕВА БАРАБАННЫХ КОТЛОВ

В результате коррозии конденсатопитательного тракта в питательной воде присутствуют оксиды железа, и в меньшей степени, продукты коррозии латуни — соединения меди и цинка. Растворимость их весьма невелика. Поэтому в питательной и тем более в котловой воде они присутствуют в виде шлама. Возможно самостоятельное отложение железооксидного шлама в бескоррекционном и фосфатном режимах. Возможны также железооксидные отложения в сочетании с фосфатно-кальциевым шламом в виде сложных кальций-железофосфатных вторичных накипей. Медистые отложения возможны как в виде оксидов, так и в виде металлической меди. Отложения продуктов коррозии как при бескоррекционном, так и при фосфатном режимах однотипны, причем они образуются локально и в основном в зоне наивысших тепловых нагрузок. Локальность отложений приводит к их большой толщине\*. В сочетании с большой тепловой нагрузкой это может привести к значительному перегреву металла труб [см. формулу (9.1)]. Применение взамен тринатрийфосфата гексаметафосфата натрия ( $\text{NaPO}_3$ )<sub>6</sub> благоприятно влияет на интенсивность медистого накипеобразования и слабо влияет на интенсивность железооксидных отложений, которые являются основными. Поэтому с учетом дороговизны гексаметафосфата натрия и сложности его растворения можно считать нецелесообразным замену им тринатрийфосфата. В условиях фосфатного водного режима уменьшение медистых и железооксидных отложений достигается прежде всего за счет снижения концентраций меди и железа в питательной воде котлов. Правильной является также организация топочного процесса без локализации высоких тепловых нагрузок.

Следует проверять режимы течения пароводяной смеси, не допуская их нарушений. Существует неразрывная связь всех внутрикотловых процессов, в частности гидродинамики и теплоотдачи с водным режимом. Наглядным примером такой связи являются обнаруживаемые иногда сложные накипи, в состав которых могут входить даже легкорастворимые натриевые соединения. Так, отмечено, что при расслоении пароводяной смеси в слабонаклонных трубах на участках поверхностей, омываемых паром, происходит выпаривание влаги досуха и отложения на этих поверхностях всех, в том числе и натриевых, соединений, хотя они относятся к числу легкорастворимых. Поэтому восстановление в короткий срок нормального режима течения пароводяной смеси приводит к их смыву потоком. Но если режим расслоения продолжается, то в результате взаимодействия легкорастворимых солей с железооксидными отложениями получают сложные железонатриевые соли, которые плохо растворимы. В таком случае восстановление нормального гидродинамического режима уже не может ликвидировать отложения.

\* Локальность отложений по высоте экранных труб усугубляется неравномерностью по периметру — отложения имеются преимущественно на лобовой (огневой) стороне труб.

#### § 9.4. ОПТИМИЗАЦИЯ ВОДНОГО РЕЖИМА БАРАБАНЫХ КОТЛОВ ВЫСОКИХ ДАВЛЕНИЙ

До сих пор (в том числе и в ПТЭ) для барабанных котлов любых давлений регламентирован режим фосфатирования. Разработанный для средних давлений при большой жесткости питательной воды (см. табл. 10.2) режим фосфатирования необоснованно переносится на высокие (9,8 МПа) и сверхвысокие (13,8 МПа) давления с малой жесткостью питательной воды. Преимущества фосфатного режима для котлов высоких давлений проявляются только в периоды резко повышенных присосов охлаждающей воды в конденсаторах. Эти преимущества заключаются в предотвращении кальциевого накипеобразования в условиях, близких к аварийным. Но в процессе всей эксплуатации при высоких тепловых нагрузках, характерных для котлов высоких давлений, фосфатный режим имеет большие недостатки, усугубляемые высокими температурами. Ионы  $PO_4$  проникают в дефекты решетки магнетита, замещая атомы кислорода и разрыхляя защитную пленку на стали. Это способствует развитию коррозии с проникновением в металл выделяющегося водорода. В результате на котлах высоких давлений и особенно при работе на жидком топливе (высокие тепловые нагрузки) наблюдаются хрупкие, бездеформационные разрушения наиболее теплонапряженных экранных труб. Кроме того, при питании котлов конденсатом с добавком обессоленной воды в зонах высоких тепловых нагрузок и начиная с температур 250 °С, т. е. для условий барабанных котлов высоких давлений, образуются малотеплопроводные пористые железофосфатные отложения, так как при высоких давлениях (температурах), особенно при переходе к давлениям 15,5 МПа, растворимость всех натриевых солей ортофосфорной кислоты резко снижается. Поэтому дозируемые фосфаты оказываются в отложениях и нормируемый избыток фосфатов не удается поддерживать. Попытки восстановить необходимый избыток фосфатов увеличением их дозирования приводят только к их увеличению в отложениях. Особенно неблагоприятны отложения кислых фосфатов, так как они взаимодействуют с защитной магнетитовой пленкой, разрушая ее и интенсифицируя коррозию. Эти недостатки режима фосфатирования для высоких давлений (температур) заставили проверить для этих условий другие водные режимы.

Прежде всего в связи с малой жесткостью питательной воды на ряде котлов высоких давлений был проверен *бесфосфатный*, т. е. *бескоррекционный, водный режим*. Но на случай больших присосов в конденсаторах и существенного повышения жесткости питательной воды на исследуемых блоках предусматривалась возможность перехода к фосфатированию на период ликвидации присосов. В результате длительной (до 1 г.) эксплуатации кальциевое накипеотложение не наблюдалось при жесткости продувочной воды до 50 мкг-экв/кг, а по отдельным данным — даже до 90 мкг-экв/кг. Но при этом режиме оказалось невозможным обеспечить значения рН котловой воды, требуемые по ПТЭ для защиты от коррозии котельных поверхностей нагрева.

Процессы коррозии значительно интенсифицировались по сравнению с этими процессами при фосфатном режиме.

Далее был предпринят следующий шаг — сделана попытка повышения щелочности котловой воды за счет значительного увеличения амминирования питательной воды. Однако из рис. 9.2 видно, что эффективное при относительно низких температурах (например, на КПТ), при высоких температурах амминирование не обеспечивает необходимой щелочности воды. Это тем более справедливо для котловой воды, так как в условиях двухфазной среды вместе с насыщенным паром из воды удаляется значительная часть введенного в нее аммиака. Надежное поддержание необходимого значения рН в парообразующей системе для уменьшения коррозии в ней возможно за счет сильных щелочей. На зарубежных блоках широко распространено введение NaOH. В экспериментальном порядке на ряде блоков, в частности в СССР, проверяется целесообразность введения LiOH, что намного дороже, причем пока не выявлены его преимущества по сравнению с NaOH. Механизм положительного воздействия дозирования едкого натра еще полностью не изучен. Так как при введении NaOH в котловой воде образуются гидроксокомплексы железа, то можно полагать, что при этом режиме утолщается и уплотняется пленка гидроксидов железа, покрывающая железооксидную пленку на стали. Тем самым повышается общая коррозионная стойкость стали. Поэтому пока еще слабо распространенный в отечественной теплоэнергетике режим введения сильных щелочей, особенно NaOH, заслуживает внимания. Тем не менее как единственный реагент для коррекции он недостаточен, так как не предотвращает кальциевого накипеобразования.

Повышения коррозионной стойкости перлитных сталей можно добиться путем периодической обработки комплексонам, обычно наиболее распространенным трилоном Б. Отечественные исследования термического разложения комплексонатов железа обнаружили явление

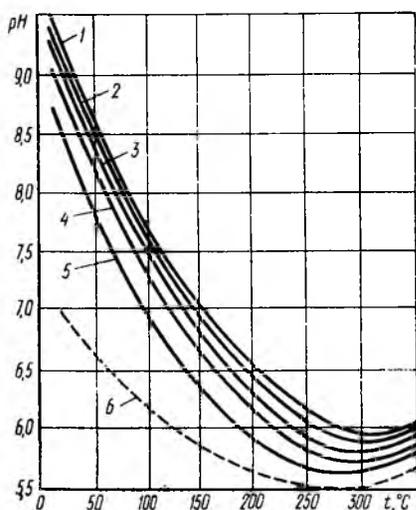


Рис. 9.2. Зависимость значения рН воды от температуры при различных дозах вводимого аммиака:

Кривая	Концентрация аммиака, мг/кг	Значение рН при температуре 25°С
1	1,5	9,50
2	1,0	9,39
3	0,7	9,29
4	0,3	9,04
5	0,1	8,48
6	0,0	7,00

*термохимической сорбции*. Известно, что существует *физическая сорбция*, называемая обычно просто *сорбцией*. При этом на поверхности металла образуется пленка того же состава, что и омывающая трубы среда. Существует *химическая сорбция*, при которой состав пленки отличается от состава омывающей трубы среды. При термическом разложении комплексонатов железа в отсутствие контакта со сталью (например, в стеклянных ампулах в отсутствие стальных образцов) в осадок выпадают оксиды железа, обычно магнетит. Но если термическое разложение комплексонатов железа происходит в условиях контакта их раствора со сталью, то: 1) осадок не выпадает; 2) на поверхности стали образуется пленка магнетита (или магемита), плотно сцепленная со сталью и потому обладающая защитными свойствами; 3) в растворе оказываются вторичные высокорастворимые комплексы железа. Эти явления позволили разработать технологию периодической обработки котельных поверхностей раствором трилона Б, которая сводится к следующему: перед растопкой котла его водяной объем заполняется холодной питательной водой, содержащей 300—500 мг/кг трилона Б. В процессе растопки после достижения температур 140—150° С при давлении 0,5—0,6 МПа в течение 1,5—2 ч дальнейший подъем температуры не производится. В результате этого первого этапа обработки поверхности труб очищаются и подготавливаются к образованию на них оксидной пленки, а образующиеся при этом комплексонаты железа переходят в раствор.

В процессе второго этапа обработки температура поднимается вплоть до рабочей. При этом перешедшие в раствор на первом этапе обработки комплексонаты железа термически разлагаются в контакте со сталью, образуя на ней защитные пленки. Весьма важно, что этот процесс зависит только от уровня температуры, но не от уровня тепловой нагрузки, как для обычных накипей. Поэтому образование оксидной пленки происходит как на обогреваемых, так и на необогреваемых трубах и практически равномерно по периметру. В связи с этим при тех же концентрациях железа обеспечивается наименьшая толщина железистооксидных пленок на стали. Чем выше температуры, тем глубже разложение и эффективнее защитная пленка. При температуре 316,6° С, соответствующей давлению в парообразующей системе котла 11,0 МПа, происходит глубокое термическое разложение комплексонатов железа (на 92—94 %). Свойства принудительно образованных при этом оксидных пленок наиболее близки к свойствам перлитных сталей как по структуре решетки, так и по термическим удлинениям. Поэтому механическая сохранность такой пленки высока.

Разложение больших количеств комплексонатов железа (все железо закомплексовано) приводит к плотной упаковке кристаллов пленки, что в сочетании с ее толщиной (1—5 мкм) способно защитить сталь от интенсивной общей коррозии. Это приводит к уменьшению концентраций водорода, а плотная пленка защищает от его проникновения в сталь, т. е. уменьшает возможность водородного охрупчивания. Плотная структура пленки вызывает увеличение коэффициента теплопроводности ее в 3—5 раз по сравнению с обычными железистооксидными отложениями.

Структуры оксидной магнетитовой пленки в условиях конденсатного питания при бескоррекционном режиме и после комплексной обработки для температур 310 °С представлены на рис. 9.3 а, б. Из рисунка видно, что при бескоррекционном режиме самопроизвольно образующаяся пленка магнетита состоит из кристаллов правильной геометрической формы (октаэдры) с четко очерченными гранями и вершинами (рис. 9.3, а). Размеры кристаллов составляют от долей микрометра до нескольких микрометров и даже десятков микрометров. Такая форма и значительная разница в размерах кристаллов способствуют неплотному смыканию отдельных зерен между собой и появлению между ними свободных проходов, ширина которых соизмерима с размерами кристаллов. При этом не может быть обеспечена плотная упаковка кристаллов и пленка оказывается непрочной.

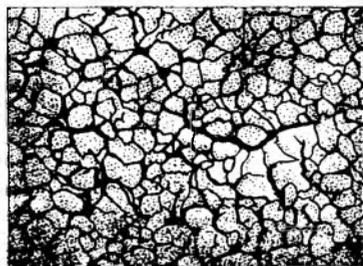
В результате комплексной обработки структура пленки магнетита существенно отличается: кристаллы теряют правильные очертания (рис. 9.3, б), грани октаэдров сглаживаются, увеличивается число граней, вершины исчезают, кристаллы становятся округлыми и меньше различаются по величине, размеры их уменьшаются до 0,1—1 мкм. Свободные проходы между кристаллами вследствие их более плотной упаковки, определяемой видом и размером кристаллов, становятся очень малыми. В результате, несмотря на то, что суммарный периметр кристаллов магнетита увеличивается, площадь прохода к металлу для кислорода и водорода резко уменьшается.

Периодическая комплексная обработка в процессе растопки, регламентированная соответствующими Руководящими указаниями, разрешается при любом эксплуатационном водном режиме. Так как термическое разложение комплексонатов железа интенсивно протекает начиная с 290 °С, то такой метод наиболее пригоден для котлов высокого давления. Однако, хотя и менее прочная, но все же защитная оксидная пленка может быть получена и при несколько меньших температурах, но не ниже 250 °С, что означает применимость метода только при давлениях начиная с 3,9 МПа.

Как видно из описания процесса, первый и второй его этапы разнесены во времени. Но возможно и иное использование комплексной



а)



б)

Рис. 9.3. Микроструктуры поверхности стали 20 при обычном конденсатном режиме (а) и после комплексной обработки (б) в условиях температуры среды 310 °С ( $p=11,0$  МПа)

работки, при которой эти этапы будут разделены пространственно, именно: первый этап — в пределах водяного экономайзера, а второй этап — в пределах парообразующей системы котла. Если дозировка комплексона производится непрерывно, то для поддержания защитной оксидной пленки достаточны его микроконцентрации. В этом случае возможен в чистом виде комплексонный водный режим. Дозу комплексона рассчитывают по (9.6) с уменьшением на 30 % для среднего и на 0 % для высокого давления. Такой постоянный комплексонный режим разрешен ПТЭ наравне с фосфатным для давлений в котле до 1,0 МПа, т. е. комплексонный водный режим разрешен как для средних, так и для высоких давлений, причем для высоких давлений он предпочтительнее, чем фосфатный.

Так как обычно дозируют раствор трилона Б, то такой режим часто называют *трилонным* или *трилонированием*. Определенным ограничением для его распространения является, к сожалению, дефицитность комплексонов в настоящее время. При средних давлениях жесткость питательной воды больше, а глубина разложения комплексонов железа меньше, чем при высоких давлениях. Поэтому при средних давлениях основное назначение комплексонного водного режима заключается в осуществлении бесшламового водного режима с предотвращением кальциевого накипеобразования и в меньшей степени в защите устьевых поверхностей нагрева от коррозии и повышение эффективности продувки по железу. При высоких и сверхвысоких давлениях комплексонный водный режим решает иные задачи. В этом случае жесткость питательной воды мала и основной примесью питательной воды становятся оксиды железа. Поэтому основное назначение комплексонного водного режима при высоком давлении — обеспечение разложения и поддержания защитных оксидных пленок в экранях, т. е. безусловный «накипный» режим в отношении железооксидных соединений. Равномерное распределение образующегося магнетита по всем обогреваемым и необогреваемым трубам поверхности парообразующей системы котла, высокая теплопроводность магнетитовой пленки малая ее толщина, отмеченные выше, показывают, что такой накипный водный режим не только допустим, но и благоприятен. Неразложившаяся, весьма небольшая при высоких давлениях, часть комплексонов железа остается в воде в виде высокорастворимых вторичных комплексов. Высокая их прочность приводит к весьма незначительному уносу Fe с насыщенным паром (см. гл. 2).

В исследованиях, проведенных за рубежом, встречаются утверждения о невозможности использования комплексонов в водном режиме забанных котлов при высоких давлениях. Такое утверждение связано с представлениями о неизбежной потере комплексоном его комплексообразующей способности по мере термического разложения. Реальные исследования убедительно показывают, что по мере разложения комплексона его комплексообразующая способность не только не уменьшается, но даже увеличивается вплоть до полного разложения. Следует не опасаться термического разложения комплексонов железа, а изучая его закономерности, использовать их в организации водного режима барабанных котлов, как показано выше.

В результате физико-химических процессов, протекающих в экранной системе, сплошность пленки может нарушаться, но непрерывно дозирование комплексона обеспечивает постоянное поступление в парс образующую систему котла комплексонатов железа, а их термолит в этой системе способствует «залечиванию» и восстановлению пленки магнетита.

На рис. 9.4 представлено сопоставление поведения комплексоната железа при переходе от бескоррекционного режима к режиму непрерывного дозирования комплексона для различных давлений. Из рис. 9.4 видно, что поведение это, как и степень термолит, существенно зависит от давления. Однако при всех и даже при очень высоких давлениях концентрации железа в котловой воде выше, чем при бескоррекционном и фосфатном режимах. При этом водный режим безшламовый и продувка эффективно выводит все примеси, в том числе соединения железа в виде вторичных высокорастворимых комплексов. Таким образом, термическое разложение не является препятствием для применения комплексонного водного режима. Более того, при низких давлениях ( $p \leq 0,5$  МПа), когда отсутствует термическое разложение комплексонатов железа, применение комплексонного водного режима создает определенные трудности в связи с необходимостью применения для поверхностей нагрева парообразующих систем не перлитных, а аустенитных нержавеющей сталей. Наблюдаемые при этих давлениях высокие концентрации железа в котловой воде (кривая 1 на рис. 9.4) связаны не только с комплексованием всех примесей питательной воды, но и с взаимодействием комплексона со сталью поверхностей нагрева, так как при низких давлениях на металле не образуется защитная

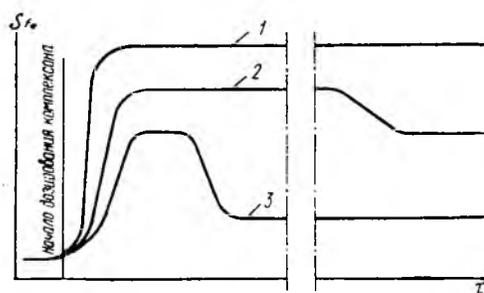


Рис. 9.4. Концентрации железа в котловой воде в зависимости от давления для режимов дозирования комплексонов: 1 — до 0,5 МПа; 2 — 3,0 МПа; 3 — 11,0 МПа

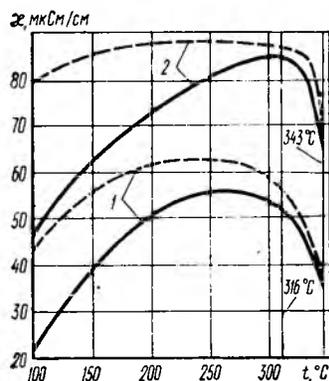


Рис. 9.5. Кривые удельной электрической проводимости растворов комплексонатов железа (1) и кальция (2) в зависимости от температуры: — — — — нагревание; — — — — охлаждение

оксидная пленка. Термическое разложение комплексонатов железа и начинающееся при этом образование защитной оксидной пленки проявляются начиная с  $250^{\circ}\text{C}$ , что соответствует котлам средних давлений (кривая 2 на рис. 9.4). Поэтому при комплексонном водном режиме котлов средних и высоких давлений могут применяться обычные перлитные стали.

Ряд исследователей отмечает возможность образования защитной магнитной пленки на стали в результате периодической гидразинной обработки, аналогичной периодической комплексонной. Комплексы, образуемые железом с гидразином, также подвержены термолузу с образованием на стали пленки магнетита. Микроструктура такой пленки свидетельствует о том, что она имеет защитные свойства и предпочтительнее, чем пленка для бескорректионного режима, но хуже комплексонной. Можно полагать, что комплексон переводит в раствор большие количества железа, чем гидразин. Поэтому разлагающихся на стенке комплексов железа больше и упаковка их теснее.

### § 9.5. ОСНОВЫ ВОДНОГО РЕЖИМА БАРАБАННЫХ КОТЛОВ СВЕРХВЫСОКИХ ДАВЛЕНИЙ

Благоприятные показатели комплексонного водного режима при высоких давлениях (11 МПа) побудили рассмотреть его возможности и при сверхвысоких давлениях (15,5 МПа). При температуре  $343,2^{\circ}\text{C}$ , соответствующей этому давлению, глубина разложения комплексонатов железа еще значительно (97—98 %), чем при высоких давлениях. Кроме того, при высоких давлениях глубокое разложение других комплексонатов еще не наблюдается. В то же время при сверхвысоких давлениях наблюдается термическое разложение комплексонатов кальция. Термолуз этих комплексонатов может мешать образованию хорошей пленки магнетита за счет двух факторов: во-первых, частичного внедрения образующегося гидроксида кальция в железооксидную пленку и нарушения ее сплошности и, во-вторых, создания в водяном объеме частичек кальциевого шлама, на которых могут сорбироваться железооксидные соединения вместо их осаждения на металле экранных труб.

Различия в температурном поведении комплексонатов железа и кальция хорошо видны из исследования, результаты которого представлены на рис. 9.5. Удельная электрическая проводимость растворов обоих комплексонатов сначала растет с увеличением температуры (растет подвижность ионов). Это происходит до тех пор, пока не начинается разложение, т. е. пока состав раствора неизменен. С дальнейшим ростом температуры (для комплексоната железа с  $\sim 220^{\circ}\text{C}$ , для комплексоната кальция с  $\sim 300^{\circ}\text{C}$ ) начинается термическое разложение комплексонатов. Связанное с этим преобразование комплексов во вторичные вызывает снижение электрической проводимости  $\kappa$ , а продолжающийся рост температуры — увеличение  $\kappa$ . В результате рост  $\kappa$  прекращается, а затем ее значение резко уменьшается, так как термолуз проявляется все сильнее. Для комплексоната железа прекращение роста  $\kappa$  происходит в температурном интервале  $220\text{—}300^{\circ}\text{C}$ ,

после чего разложение достигает большой глубины и  $\chi$  резко снижается. Остающиеся в воде вторичные комплексы железа получают в результате необратимых процессов и имеют характеристики, резко отличные от первичных. Об этом свидетельствует различие в зависимостях для процессов нагревания и охлаждения растворов комплексонов.

Комплексоны кальция более стойки. Их термоллиз начинается с температуры 310 °С и особенно сильно проявляется при переходе от 316 к 343 °С, т. е. при переходе от 11 к 15,5 МПа.

Если жесткость питательной воды очень мала, то комплексоны кальция даже при их разложении не создают помех в образовании защитных пленок на стали. Поэтому если бы для блоков с давлением 15,5 МПа имелась конденсатоочистка, то комплексонный режим был бы оптимальным, как и при давлении 11 МПа. Однако пока этого нет и пришлось искать пути предотвращения или хотя бы резкого снижения термического разложения комплексонов кальция.

Исследования установили, что комплексоны кальция, образуемые в высокощелочной среде, обладают более высокой термической стойкостью. В настоящее время такой режим — совместное дозирование трилона Б и едкого натра, названный комплексонно-щелочным, проходит промышленное исследование. Результаты этих исследований для некоторых энергоблоков приведены в гл. 10.

Так как комплексоны кальция способствуют нарушению комплексонного режима, то необходимы тщательное наблюдение за присосами в конденсаторе и своевременная ликвидация причин их повышения. Но лучше и радикальнее установка 100 %-ной конденсатоочистки, особенно для блоков с давлением 15,5 МПа.

Следует иметь в виду (и не только для сверхвысоких давлений), что комплексонный водный режим требует большей культуры эксплуатации, чем фосфатный. Недопустима передозировка комплексона, поэтому следует автоматизировать подачу дозируемого раствора по импульсу от паропроизводительности котла. В практике комплексонной обработки на Куйбышевской ТЭЦ имел место случай, когда в связи с отсутствием такой автоматизации дозирование концентрированного раствора продолжалось в остановленный котел. В результате резко возросли концентрации реагента во входных частях водяного экономайзера, приведшие к растравлению металла и выходу из строя труб.

Важным фактором, определяющим надежность комплексонного водного режима при любых, но особенно при сверхвысоких давлениях, является обеспечение вентиляции деаэратора. Газообразные продукты разложения комплексонов обладают комплексобразующей способностью. Поступая с отборным паром в ПВД, они переходят в образующийся конденсат. Дренажи греющих паров всех ПВД каскадно сливаются в деаэратор. При хорошей вентиляции деаэратора газообразные продукты разложения комплексонов удаляются с выпаром так же, как кислород и углекислота. Но если выпар деаэратора закрыт, то продукты разложения возвращаются в котел вместе с потоком питательной воды, выходящим из деаэратора. Этот процесс возвращения комплексообразующих продуктов разложения протекает непрерывно,

повышая концентрации в водяном объеме котла вплоть до опасных в отношении интенсификации коррозии стали.

При закрытом выпаре из питательной воды в деаэраторе не удаляется и кислород. В этом случае, чтобы выдержать нормируемое значение кислорода, в питательную воду приходится вводить гидразин в количествах, превышающих необходимые для удаления остаточных концентраций после нормальной деаэрации. Наряду с обескислороживанием гидразин в силу своей восстановительной функции переводит трехвалентное железо в двухвалентное. Между тем для образования хорошей защитной пленки необходим или магемит  $\gamma - \text{Fe}_2\text{O}_3$ , т. е. соединение только трехвалентного железа, или магнетит  $\text{Fe}_3\text{O}_4$ , т. е. соединение двух- и трехвалентного железа. Шпинельная структура этих соединений хорошо сочетается с кристаллической структурой железа (рис. 9.6). Восстановление железа (всего или большей его части) до двухвалентного приводит после термического разложения комплексонов к образованию на стали кристаллических форм, не сочетающихся с кристаллической решеткой железа. При этом могут образоваться не защитные оксидные пленки, прочно сцепленные с металлом, а обычные локальные железистооксидные отложения.

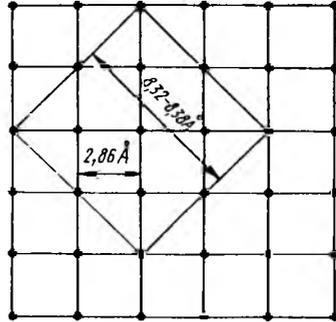


Рис. 9.6. Структурное соответствие кристаллических решеток железа, магемита и магнетита

В некоторой степени процесс возвращения в котел продуктов термического разложения комплексонов возможен и при открытом (но недостаточно) выпаре деаэратора. Поэтому для недопущения непрерывного нарастания в котле концентраций комплексообразующих продуктов разложения можно использовать прерывистую дозировку комплексона в питательную воду, сохранив непрерывную дозировку едкого натра, если речь идет о комплексоно-щелочном режиме. Например, можно избрать дозирование комплексона только в первую смену.

С описанным явлением приходится сталкиваться при любых давлениях, причем чаще для котлов ГРЭС и отопительных ТЭЦ, реже для котлов ТЭЦ, имеющих большой производственный отбор пара, особенно безвозвратный.

Некоторые исследователи перед началом непрерывной комплексоновой коррекции проводят операцию, названную ими трилонной вываркой. Предполагалось, что при этом за счет очистки поверхностей труб облегчится последующее образование защитных пленок. Этот процесс представляет собой затянувшийся во времени первый этап периодической обработки. Но давно установлено, что проведение первого этапа в течение более 2 ч растрывает металл и ухудшает условия образования защитной пленки. В ряде случаев при очень большой продолжительности такой выварки образование защитной пленки вообще

оказывается невозможным. При этом в котле происходит обычное локальное образование железоксидных отложений в области высоких тепловых нагрузок, с аварийным выходом труб из строя.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Маргулова Т. Х. Способ защиты сталей перлитного класса и алюминиевых сплавов от коррозии в водных средах. Авт. свид. № 16533 // БИ. 1965. № 16.
2. Маргулова Т. Х. Способ внутрикотловой обработки питательной воды. Авт. свид. № 241457 // БИ. 1969. № 14.
3. О формах железа в котловой воде при трилонировании / Т. Х. Маргулова, Р. Л. Медведева, А. И. Каменев и др. // В кн.: Водоподготовка, водный режим и химконтроль на паросиловых установках. — М.: Энергия, 1978. № 6. С. 37—43.
4. Чудновская И. И. Влияние водно-химических режимов на теплофизические свойства внутренних образований // Теплоэнергетика. 1977. № 6. С. 52—54.

**ВОДНЫЙ РЕЖИМ  
БАРАБАННЫХ КОТЛОВ****§ 10.1. НОРМИРОВАНИЕ ВОДНОГО РЕЖИМА  
БАРАБАННЫХ КОТЛОВ**

Нормирование водного режима по ПТЭ включает в себя нормы качества пара, питательной и котловых вод. Для барабанных котлов проводится нормирование качества перегретого пара после устройств, используемых для регулирования перегрева. Соответствующие нормы ПТЭ для стационарной эксплуатации приведены в табл. 10.1. Для котлов с давлением 13,8 МПа качество пара перед толчком турбины или при подключении к общему паропроводу допускается несколько хуже, чем приведенное в табл. 10.1, а именно: по соединениям натрия — до 10 мкг/кг, а кремниевой кислоты — до 50 мкг/кг с последующим обеспечением нормируемых значений.

Барабанные котлы ТЭС и ТЭЦ работают в широком интервале давлений. Пар на турбины подается при давлениях 3,0—13,8 МПа, т. е. барабанные котлы работают не только при средних (3,0 МПа), но и при высоких (9,8 МПа) и сверхвысоких (14,8 МПа) давлениях. Соответственно давления в парообразующей системе барабанных котлов составляют 3,9; 11,0 и 15,5 МПа.

Высокие требования к чистоте пара не могут быть обеспечены без соответствующей чистоты питательной воды. Нормы качества ее по ПТЭ приведены в табл. 10.2 и 10.3, из которых следует, что водный режим барабанных котлов предусмотрен щелочным во всех случаях, в том числе и при обессоливании добавочной воды. Щелочная реакция достигается за счет амминирования питательной воды (ввод  $\text{NH}_3$  ограничен до 1000 мкг/кг).

Предусматривается обработка питательной воды также и гидразином с избыточными концентрациями в пределах 20—60 мкг/кг (в периоды пусков и остановов допускается до 3000 мкг/кг).

Назначение гидразинно-аммиачной обработки питательной воды барабанных котлов одинаково независимо от рабочего давления. Она преследует цель уменьшения коррозии тракта ПВД и самих ПВД, поверхность которых выполнена из простых сталей (сталь 20). Гидразин ликвидирует кислород, оставшийся после термической деаэрации, а аммиак повышает значение рН. Оба эти фактора уменьшают коррозию питательного тракта в целом. Если сравнить при гидразинно-аммиачных режимах значения рН питательной воды для барабанных котлов (табл. 10.2) и для котлов СКП (см. табл. 11.3), то видно, что для барабанных котлов значения рН близки к оптимальным, хотя в обоих

Т а б л и ц а 10.1. Нормы качества пара барабанных котлов

Давление после котла, МПа	Нормируемая величина	Для условий	
		ГРЭС	ТЭЦ
3,9	Содержание натрия (в пересчете на Na), мкг/кг, не более	60	100
9,8		15	25
13,8	Кремниевая кислота (в пересчете на SiO <sub>3</sub> ), мкг/кг, не более	5	5
7,0 и выше		15	25
13,8	Значение pH	Не менее 7,5	Не менее 7,5

Т а б л и ц а 10.2. Нормы качества питательной воды  
барабанных котлов в зависимости от вида топлива

Давление после котла, МПа	Нормируемая величина	Вид топлива	
		жидкое	твердое и газ
3,9	Общая жесткость, мкг-экв/кг, не более	5	10
9,8		1	3
13,8		1	1
13,8	Соединение натрия (в пересчете на Na), мкг/кг, не более	50*	50*
3,9	Соединения железа (в пересчете на Fe), мкг/кг, не более	50	100
9,8		20	30
13,8		20	20
3,9	Соединения меди (в пересчете на Cu), мкг/кг, не более	10	Не норми- руется
9,8 и 13,8		5	5
3,9	Содержание веществ, экстрагируемых эфиром (масла и др.), мкг/кг, не более	0,5	0,5
9,8 и 13,8		0,3	0,3

\* На ТЭЦ с производственным отбором пара, а также при регулировании перегрева впрыском собственного конденсата допускается превышение по обособованному разрешению энергосистемы.

Таблица 10.3. Нормы качества питательной воды в зависимости от типа ТЭС

Давление после котла, МПа	Нормируемая величина	Тип ТЭС	
		ГРЭС	ТЭС
7,0—9,8	Кремниевая кислота (в пересчете на SiO <sub>3</sub> ), мкг/кг, не более	80	Устанавливается теплотехническими испытаниями
13,8		40	120
3,9	Значение pH: при обессоленной добавочной воде	8,5—9,5	8,5—9,5
9,8 и 13,8		9,1±0,1	9,1±0,1
3,9	при химически очищенной добавочной воде	9,5	9,5
9,8		9,2	9,2

случаях состав питательного тракта и конструкционные материалы одинаковы. В гл. 11 показано, что препятствием для выбора оптимального значения pH для блоков СКП является наличие БОУ с H-катионитом в ФСД. Для барабанных котлов БОУ пока не применяется и это позволяет широко применять аммианирование питательной воды. Расход аммиака при этом получается меньшим для установок, добавочная вода которых не обессоливается, а только умягчается — обычно для средних и нередко и для высоких давлений; для сверхвысоких давлений добавочная вода проходит обессоливание и необходимые значения pH требуют больших расходов аммиака.

Аммианирование питательной воды практически не воздействует на значение pH котловой воды высоких давлений и соответственно на коррозию сталей экранных поверхностей и самих барабанов.

Отсутствие БОУ исключает использование для барабанных котлов кислородного режима, особенно с учетом повышенной удельной электрической проводимости котловой воды. К тому же ПНД в конденсатном тракте барабанных котлов все еще применяются в латунном исполнении. По-видимому, для барабанных котлов любых давлений щелочные водные режимы будут определяющими еще длительное время.

### § 10.2. ВОДНЫЙ РЕЖИМ БАРАБАННЫХ КОТЛОВ СРЕДНИХ ДАВЛЕНИЙ

При средних давлениях растворимость всех примесей в паре, включая кремниевую кислоту, незначительна. Поэтому содержание кремниевой кислоты в питательной воде для котлов средних давлений не

нормируется. Соответственно в конструкциях котлов не предусматривается промывка пара.

Для котлов средних давлений очистка турбинного конденсата не применяется, а добавочная вода умягчается, но не обессоливается. В связи с этим в нормах питательной воды (см. табл. 10.2) указана как допустимая довольно большая жесткость. При этом, несмотря на то, что непрерывная продувка по ПТЭ разрешается большой (до 3 %\* при минимальной — 0,5 %), а все котлы среднего давления работают со ступенчатым испарением, для этих котлов в условиях бескоррекционного водного режима неизбежно было бы кальциевое накипеобразование.

Это связано с незначительной растворимостью кальциевых соединений в воде. Поэтому уже в самом начале эксплуатации больших котлов средних давлений появилась необходимость осуществления для них коррекционной обработки воды. Как следует из § 9.2, задача такой обработки заключается в обеспечении в парообразующей системе котла шламовых форм, кальциевых соединений, легко выводимых с непрерывной продувкой котла. Таким режимом для котлов среднего давления является фосфатирование котловой воды, основы которого изложены в гл. 9.

Наличие большого количества фосфатного шлама создает определенные трудности (см. § 9.1). Поэтому следует всегда иметь в виду целесообразность снижения жесткости питательной воды, например, за счет более глубокого умягчения (а возможно и перехода на обессоливание) добавочной воды и за счет наблюдения за присосами охлаждающей воды в конденсаторах для своевременной ликвидации причин повышенных присосов. В периоды повышенной жесткости питательной воды, например в результате разрыва трубок конденсаторов, рекомендуются повышенное дозирование фосфатов и увеличенная непрерывная продувка котла.

Ввод фосфатов производится в барабан котла. Общая схема подготовки и дозирования фосфатов представлена на рис. 10.1. Если котел выполнен со ступенчатым испарением, то ввод фосфатов производится в чистый отсек. Особое внимание надо обращать на раздачу фосфатов по длине барабана, чтобы обеспечить равномерное поступление реагента в параллельные опускные трубы. Раздаточная труба 4 выполняется с равномерно распределенными отверстиями по всей длине. Она не должна располагаться в непосредственной близости к опускным трубам, чтобы до входа в них обеспечивалось полное перемешивание раствора фосфатов с котловой водой. Важно также не вводить фосфаты вблизи системы непрерывной продувки, чтобы не вывести реагент до реагирования его с котловой водой.

Для котлов с большой паропроизводительностью солевого отсека ( $n_{11} > 25\%$ ) можно подавать фосфаты не в чистый отсек, а во вторую ступень испарения (независимо от общего числа ступеней — 2 или 3). При этом чистый отсек, т. е. большая часть котла, освобождается от кальциевого шлама, следовательно, и от образования кальцийжелезо-

\* При пуске котла из монтажа или ремонта допускается продувка до 5%.

фосфатных накипей. Для применения такого ввода фосфатов тем больше оснований, чем меньше жесткость питательной воды.

Наличие избытка фосфатов рассчитано на переменные режимы. Например, нагрузка котла увеличивается, а ввод фосфатов, если он не автоматизирован, остается прежним; возможен и перерыв в подаче фосфатов — при выходе из строя насосов-дозаторов. В этих и подобных случаях запаса фосфатов в водяном объеме котла оказывается достаточно для поддержания шламового режима, в течение около 0,5 ч (а для некоторых котлов и более) и предотвращения кальциевых накипей.

Нормы качества питательной воды, приведенные в табл. 10.2, сохраняются и для комплексонного режима, возможность осуществления и преимущества которого для средних давлений взамен фосфатирования показаны в § 9.2. По ПТЭ этот режим применим наряду с фосфатным. Однако при нормируемых значениях жесткости питательной воды (см. табл. 10.2) для средних давлений он дороже в связи со значительным расходом комплексона на образование комплексонов кальция. Поэтому наиболее целесообразно его использование при работе котлов на жидких топливах (высокие тепловые нагрузки) или в тех относительно редких случаях, когда питательной водой является конденсат, а добавочная вода — обессолена, т. е. жесткость питательной

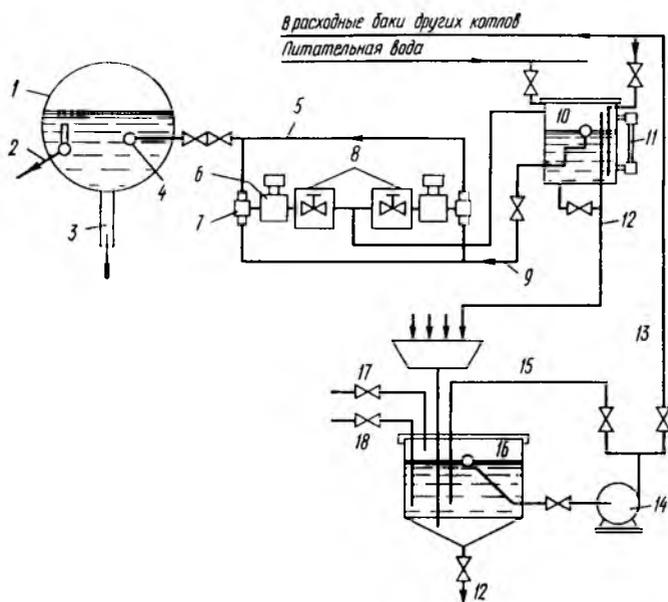


Рис. 10.1. Схема общей установки для приготовления фосфатного раствора и дозирования в котлы:

1 — барабан котла; 2 — непрерывная продувка; 3 — опускная система; 4 — раздаточная труба; 5 — напорная линия от насоса-дозатора к котлу; 6 — цилиндр насоса-дозатора; 7 — клапанная коробка насоса-дозатора; 8 — предохранительный клапан; 9 — всасывающая линия к насос-дозатору; 10 — расходный бак котла; 11 — водоуказательное стекло; 12 — дренажи; 13 — фосфатная магистраль для подачи фосфатного раствора в расходные баки котлов; 14 — центробежный насос; 15 — подача раствора для перемешивания; 16 — бак для приготовления реагента; 17 — подача воды для приготовления раствора; 18 — подача пара

воды невелика. Экономически это может оказаться целесообразным, так как будут исключены периодические химические очистки. Но для остальных случаев комплексонный водный режим для котлов средних давлений целесообразнее применять при проведении очисток на ходу (см. гл. 17). Для определения требующейся концентрации в питательной воде расход комплексона, определенный по (9.6), должен быть умножен на коэффициент  $n$ , который для среднего давления составляет 0,7, так как при среднем давлении термическое разложение протекает неглубоко и комплексообразующая способность комплексона увеличивается незначительно.

Рассмотренные выше особенности использования комплексонов в организации водного режима барабанных котлов дают основание рекомендовать для средних давлений режим фосфатирования с предварительной комплексонной обработкой в процессе каждой растопки (см. § 9.4).

### § 10.3. ВОДНЫЙ РЕЖИМ БАРАБАННЫХ КОТЛОВ ВЫСОКИХ ДАВЛЕНИЙ

Из табл. 10.2 следует, что для высоких давлений требуется более высокая, чем для средних давлений, чистота питательной воды. Кроме того, при высоком давлении вводится нормирование и для кремниевой кислоты. Поэтому в конструкциях всех котлов высоких давлений используются паропромывочные устройства.

В настоящее время при высокой чистоте питательной воды (см. табл. 10.2) с точки зрения организации водного режима для котлов высокого давления нет необходимости в ступенчатом испарении. Если вторая ступень выполнена с сепарацией пара в барабане, то ступенчатое испарение легко ликвидируется путем удаления внутрибарабанной перегородки. Преимущества и возможность работы барабанных котлов высокого давления без ступенчатого испарения рассмотрены в гл. 6.

Для барабанных котлов с давлением] в парообразующей системе 11,0 МПа по ПТЭ как и для средних давлений, рекомендуются два водных режима: фосфатный и комплексонный. Организация фосфатного режима для котлов высоких давлений ничем не отличается от описанного в § 10.2.

Для котлов с давлением 11,0 МПа далее приведены результаты использования непрерывной комплексонной коррекции в сравнении с режимом фосфатирования.

Наиболее длительный опыт промышленного применения комплексонного водного режима имеется на первой очереди Волгоградской ТЭЦ-2, на которой установлено шесть котлов ТГМ-151. Пять из них работали на тощих углях, а один — на мазуте. Как видно из табл. 10.4, питательная вода, одинаковая для всех котлов первой очереди, по концентрациям железоксидных соединений существенно хуже норм ПТЭ даже для твердого топлива (см. табл. 10.2). Причиной этого явилось отсутствие обезжелезования возвратных конденсатов при большом отпуске пара на производство (25—30 % от паропроизводитель-

Таблица 10.4. Концентрации Fe, мкг/кг, в питательной воде, в котловых водах и в насыщенном паре котлов Волгоградской ТЭЦ-2 с давлением 11,0 МПа при фосфатном и комплексном водном режимах

Номер отборов	Питательная вода	Фосфатный режим (котел № 5)			Комплексный режим (котел № 6)		
		котловая вода чистого отсека	продувочная вода	насыщенный пар	котловая вода чистого отсека	продувочная вода	насыщенный пар
1	49	79	148	29	72	246	12
2	62	84	260	28	111	478	18
3	74	123	284	38	163	356	22
4	79	86	226	32	144	324	13
5	76	105	238	36	156	285	11
6	75	119	279	41	112	446	12
7	51	66	198	28	98	290	10
8	56	102	304	29	145	424	11
9	78	144	294	43	152	466	14
10	85	128	280	29	184	340	20
Среднее	68,5	103,6	251,1	33,3	133,7	365,5	14,3

ности котлов). В связи с этим продувка всех котлов поддерживалась больше нормируемой и составляла 3—3,5 %. Несмотря на это, в режиме фосфатирования, в котором все котлы работали до 1972 г., наблюдались значительные железофосфатные отложения. Для пылеугольных котлов (№ 1—5) при проведении один раз в три года простейших химических промывок методом травления повреждения экранных труб были редкими, но на мазутном котле (№ 6), несмотря на ежегодные тщательные химические очистки (с циркуляцией мощного раствора), коррозионные разрушения экранных труб происходили систематически. Наиболее частым повреждениям подвергались трубы в зоне горелок для первой и третьей ступеней испарения.

В связи с повышенными тепловыми нагрузками интенсивность накинеобразования в экранных трубах котла № 6 примерно в 2—2,5 раза превышала таковую в котлах № 1—5 и составляла 600—900 г/м<sup>2</sup> за 7500 ч работы. Отложения в экранных трубах котла № 6 состояли из оксидов железа (60—70 %), меди (4—5 %), фосфатов (10—15 %), солей жесткости (4—12 %), кремниевой кислоты (6—12 %). Естественным поэтому был первоочередной перевод в комплексный режим именно котла № 6. Он был осуществлен в 1972 г. Раствор трилона Б подавался в сниженный узел питания котла (см. § 9.2). Необходимо было также определить дозу комплексона, учитывая, что для условий температуры питательной воды перед котлом (215 °С) протекает достаточно интенсивный термолиз комплексона. В связи с этим доза, рассчитанная по уравнению (9.6), была уменьшена первоначально на 20 % ( $n = 0,8$ ), а затем на 40 % ( $n = 0,6$ ).

В табл. 10.4 и на рис. 10.2 приведены сопоставимые исследования фосфатного (котел № 5) и комплексного (котел № 6) режимов. Из этих данных видно, что при комплексном водном режиме

концентрации Fe в продувочной воде больше, ~~и~~ в насыщенном паре меньше, чем при фосфатном режиме. Соответственно увеличивается эффективность вывода железооксидных соединений с продувочной водой и уменьшается их унос в турбину. Если дополнить эти данные температурными условиями водяного экономайзера котла ТГМ—151 по стороне воды (215 °С на входе и 313 °С на выходе), то это означает, что при комплексонном режиме подавляющая часть железооксидных соединений, поступающих с питательной водой, задерживается в водяном экономайзере, создавая в нем защитные оксидные пленки. Все это свидетельствует об оптимальности комплексонного водного режима для барабанных котлов с давлением 11,0 МПа. Подтверждением резкого сокращения поступления железооксидных соединений в экранную систему котла ТГМ-151 служит следующее. В силу эксплуатационных причин до перевода котла в комплексонный режим химическая очистка не была осуществлена. Вырезки экранных труб свидетельствовали о значительных отложениях (800—1000 г/м<sup>2</sup>), а интенсивность их накопления составляла 600—900 г/м<sup>2</sup> в год. Через 20 514 ч работы в комплексонном режиме котел был остановлен и были сделаны повторные вырезки экранных труб. Выяснилось, что удельные отложения за прошедшие три года эксплуатации не только не увеличились, а даже уменьшились (до 650—800 г/м<sup>2</sup>). Это объясняется тем, что в фосфатном режиме отложения образуются только на обогреваемых поверхностях и, следовательно, опускные трубы остаются чистыми. При комплексонном режиме термическое разложение комплексонов железа происходит одинаково как на обогреваемых, так и на необогреваемых трубах. Так как перед началом перехода на комплексонный водный режим опускные трубы были чистыми, то термическое разложение комплексонов железа с образованием магнетитовой пленки при загрязнении обогреваемых экранных труб происходило именно в опускных трубах в дополнение к основному осаждению в водяном экономайзере.

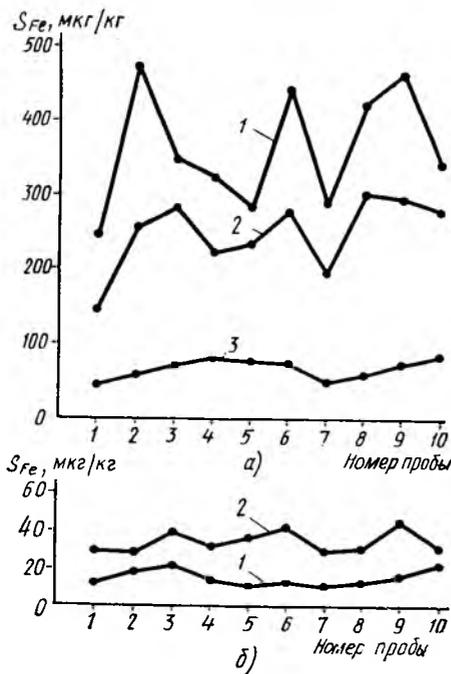


Рис. 10.2. Концентрации железа в продувочных водах (а) и в насыщенном паре (б) при комплексонном (1) и фосфатном (2) режимах в сравнении с питательной водой (3), одинаковой для обоих режимов

В пределах экранной системы произошло, по-видимому, перераспределение железооксид-

ных образований между обогреваемыми и необогреваемыми трубами, т. е. своеобразная, длительная микропромывка\* поверхностей обогреваемых экранных труб.

Если при фосфатном режиме наблюдались рыхлые, часто чешуйчатые отложения толщиной до 1,5—2 мм, сконцентрированные на центральном участке лобового полупериметра труб и под ними — коррозионные язвы в металле, то при комплексном режиме поверхность труб по всему периметру была покрыта равномерным плотным черным слоем в 2—3 раза меньшей толщины. Под этим слоем не оказалось новых коррозионных язв, а имевшиеся ранее не получили развития. Магнетит внедрился в них настолько прочно, что извлечь его из «залеченных» мест оказалось затруднительно. Как показал химический анализ, содержание оксидов железа в отложениях возросло до 94 %.

Таким образом, качественная перестройка отложений при комплексном режиме фактически привела к защите экранных труб от внутренней коррозии. Были также вырезаны образцы труб водяного экономайзера и пароперегревателя, осмотрены барабан, питательный трубопровод (на участке ввода рабочего раствора и за ним по ходу движения воды), коллекторы всех поверхностей нагрева. Прежнее зашламливание барабана и входных участков опускных труб прекратилось, их поверхность оказалась покрытой тонкой черной магнетитовой пленкой. Установлено отсутствие коррозионного поражения металла всех экранных элементов, что позволило избежать запланированной ранее замены входных участков змеевиков водяного экономайзера котла № 6, подвергавшихся точечной кислородной коррозии. Поверхность указанных участков оказалась надежно защищенной от дальнейшей коррозии качественной тонкой пленкой магнетита. Проверка показала, что такой пленкой покрыта поверхность как обогреваемых, так и необогреваемых котельных элементов, т. е. вся внутрикотловая поверхность. О качестве указанной пленки можно судить по тому, что после простоя котла № 6 в течение четырех месяцев без специальных мер консервации стояночной коррозии котельных элементов не установлено.

В силу эксплуатационной необходимости в 1975 г. на мазутное топливо на Волгоградской ТЭЦ-2 были переведены и другие котлы первой очереди, с первоначальным сохранением для них режима фосфатирования. В результате в экранных системах этих котлов начались частые коррозионные повреждения экранных труб. Для этих котлов межпромывочный период пришлось сократить с трех лет до одного года (по котлам № 1 и 5 даже до полугода), однако повреждения продолжались. Был проведен сравнительный анализ условий эксплуатации котлов № 1—5 и котла № 6. Он показал, что по качеству питательной воды, паропроизводительности, режиму непрерывной и периодической продувок, виду топлива, материалу экранных труб и т. д. никаких сколько-нибудь существенных различий не имелось. Более того, объем топки котла № 6 в 1,5 раза меньше, чем у котлов № 1—5, а уровень падающих тепловых потоков на котле № 6 примерно на 40 % выше, чем

\* Глубокое термическое разложение комплексонатов железа при температуре 313 °С (11,0 МПа) не позволяет рассчитывать на очистку «на ходу».

у котлов № 1—5. Это объясняется тем, что на котле № 6 — фронтальная компоновка горелок ТКЗ, у котлов № 1—5 горелки типа ХФ ЦКБ-ВТИ-ТКЗ расположены на боковых стенках топки, а их оси направлены по касательной к воображаемой окружности в центре топки. Поэтому экранная система котла № 6 испытывает повышенные тепловые нагрузки в сравнении с котлами № 1—5, но, в отличие от последних, именно на котле № 6 были исключены коррозионные повреждения экранных труб, их внеплановая замена, частые химические промывки, зашламление барабана, стояночная коррозия. Химическая очистка котла № 6 проводилась последний раз в 1977 г. и какой-либо необходимости в ней пока нет. Указанные высокие результаты были достигнуты только за счет применения метода комплексной коррекции водного режима. Это обстоятельство объясняет принятое в 1981 г. решение руководства РЭУ Волгоградэнерго и Волгоградской ТЭЦ-2 о переводе на комплексный режим всех котлов первой очереди.

Имеется положительный опыт работы в комплексном водном режиме и на других электростанциях. На Бурштынской ГРЭС режим непрерывной дозировки трилона Б был введен для вновь смонтированного котла ТП-200 сразу после предпусковой его очистки, т. е. в условиях наиболее чистых поверхностей нагрева экранов и водяного экономайзера. Введение комплексной обработки для вновь смонтированного блока более благоприятно, так как это обеспечивает чистоту поверхностей нагрева водяного экономайзера и топочных экранов.

После восьми месяцев обработки питательной воды трилоном Б котел был остановлен для осмотра и вырезки труб. Осмотр барабана котла показал, что шлам и коррозионные повреждения в нем отсутствуют, стенки барабана покрыты равномерной тонкой пленкой серо-черного цвета. Образцы экранных труб, вырезанные из области наивысших тепловых нагрузок, были покрыты равномерной пленкой черного цвета, хорошо сцепленной с металлом. Количественно оценка железооксидного слоя составила всего 10 г/м<sup>2</sup>. Особенностью комплексного режима на Бурштынской ГРЭС явилась автоматизация дозировки в зависимости от паропроизводительности котла. Это предупреждало передозировку котла при частичных нагрузках.

Длительный опыт комплексного водного режима для котлов высоких давлений имеется на ТЭЦ Коммунарского металлургического завода. Котлы ТП-170, ТП-12, ТП-13Б на этой ТЭЦ работают на угольной пыли, природном и доменном газе, причем большую часть времени — на смеси газов, природного и доменного. Максимальные локальные тепловые нагрузки экранов достигают 500 кВт/м<sup>2</sup>. Котлы работают в нестационарном режиме с паропроизводительностью 50—100% от номинальной.

Питательной водой котлов служит собственный турбинный конденсат блоков высокого давления с восполнением потерь конденсатом турбин среднего давления. Жесткость питательной воды соответствует нормам ( $\leq 1$  мкг-экв/кг), но концентрация железа выше нормируемых и составляют 40—50 мкг/кг, а значение рН=8, т. е. ниже нормируемого (см. табл. 10.2). При фосфатировании удельная загрязненность труб в районе горелок достигала 700—1000 г/м<sup>2</sup>. Отложения были темно-бурого цвета, хотя и плотные, но слоистые, с включениями металлической меди. Надежность котлов была пониженной. В 1970 г. по производственным условиям котлы ТП-170 и ТП-12 были переведены в режим трилонирования без предварительной химической очистки. Фосфатирование было отключено. Дозировался раствор трилона Б с концентрацией 0,3 мг/кг, подщелоченный гидроксидом аммония до рН=8,4.

После 13 лет трилонирования и работы без химической очистки и консервации сделали вырезки экранных труб. Отложения на них были темно-серого цвета, плотные. Котлы работали надежно, хотя удельная загрязненность труб, определенная методом катодного травления, составила в районе горелок 2400 г/м<sup>2</sup> (толщина оксидной пленки 0,46 мм), что свидетельствует о близости термического сопротивления оксидного слоя к термическому сопротивлению ме-

талла трубы. Внутренняя поверхность барабана и коллекторов имела темный цвет, шлак отсутствовал.

Состав внутритрубных отложений изменился. Если при фосфатировании в отложениях было 59% оксидов железа и 13% оксидов меди, то в результате длительного комплексонного режима эти цифры составили соответственно 89,9 и 8,7%.

На той же ТЭЦ котел ТП-13Б был переведен в трилонный режим после предупредительной химической очистки. Шестилетняя эксплуатация этого котла в режиме трилонирования дала столь же благоприятные результаты, как и эксплуатация котлов ТП-170 и ТП-12 и отличается только по толщине оксидной пленки в экранах (после шести лет эксплуатации в трилонном режиме толщина пленки составила около 0,35 мм).

Если по тем или иным причинам получение на станции необходимого количества трилона Б невозможно, то можно использовать и фосфатный режим, но с обязательной периодической комплексонной обработкой в процессе каждой растопки.

Комплексонная (трилонная) обработка (пассивация) в процессе растопки котлов высокого давления целесообразна и в случае непрерывной комплексонной коррекции.

#### **§ 10.4. ВОДНЫЙ РЕЖИМ БАРАБАННЫХ КОТЛОВ СВЕРХВЫСОКИХ ДАВЛЕНИЙ**

Барабанные котлы с давлением 15,5 МПа в парообразующей системе занимают заметное место в теплоэнергетике. Для таких котлов вопрос обеспечения высокой чистоты пара по кремниевой кислоте давно решен за счет обязательного обескремнивания добавочной воды и предусмотренной в конструкциях котлов промывки пара питательной водой. В современных условиях при обессоливании добавочной воды и допустимых значениях присоса охлаждающей воды в конденсаторе жесткость питательной воды не является определяющей в вопросах организации и оценки водного режима этих котлов, а концентрации соединений меди в питательной воде существенно меньше, чем железа. Поэтому основным компонентом примесей питательной воды, определяющим надежность водного режима, являются железооксидные соединения. Их присутствие в питательной воде, причем не только в истинно растворенном, но и главным образом в дисперсном состоянии, неизбежно. В парообразующей системе котла происходит повышение концентраций железооксидных соединений с поступлением в воду также и продуктов коррозии самого котла. Исходя из этого, при определенном содержании железооксидных соединений в питательной воде оптимальный водный режим барабанного котла сверхвысокого давления должен обеспечить для этих соединений максимальные: снижение уноса с паром для уменьшения недовыработки электроэнергии турбиной из-за отложений в ней; использование продувки котла для выведения их из котла; защиту поверхностей котла от общей коррозии и от наводороживания; увеличение периода между химическими очистками котлов.

В ПТЭ для сверхвысоких давлений регламентируется пока только режим фосфатирования, хотя его недостатки при переходе от высоких давлений к сверхвысоким усугубляются в связи с ростом температур

в экранных поверхностях. Естественны поэтому поиски новых водных режимов для барабанных котлов сверхвысоких давлений. Чтобы оценить необходимость таких разработок, рассмотрим характерные повреждения экранных труб таких котлов. В условиях средних давлений разрывы экранных труб происходят практически только из-за перегрева металла труб под отложениями, в результате чего происходит деформационное разрушение труб — стенки труб утоньшаются и разрушаются от внутреннего давления (рис. 10.3, а). Утоньшение стенки для средних давлений в ряде случаев вызывается коррозией, протекающей под отложениями. Для высоких и особенно сверхвысоких давлений часто проявляется другой вид разрушения труб, не наблюдающийся на котлах средних давлений. В этих случаях утоньшение стенки или незначительно, или вовсе отсутствует, а разрушения труб носят характер хрупких бездеформационных, с практически полной потерей пластичности (рис. 10.3, б). Причиной этих разрушений является наводороживание перлитных сталей, из которых выполнены экранные трубы. Проникновение коррозионного водорода в металл труб происходит тем интенсивнее и свободнее, чем нестабильнее тепловой режим, так как при этом легче нарушается защитная оксидная пленка на стали и открывается доступ водороду в металл. При этом в микропорах создаются зоны повышенного давления молекул водорода, что приводит к созданию в этих местах зон повышенной напряженности и способствует зарождению и развитию трещин.

В результате наводороживания стали разрушающие напряжения могут снижаться на 10—15 % против расчетных. Высокие температуры, связанные с высокими давлениями котлов, интенсифицируют эти процессы, выдвигая их на первое место. Разрушение магнетитовой пленки под влиянием фосфатов, характерное для высоких давлений (см. § 9.4), также способствует наводороживанию.

Изложенное показывает, что оптимальный водный режим должен обеспечивать накипный режим в отношении соединений железа, однако при условии равномерности их распределения как по длине, так и по периметру труб, причем всех труб, как обогреваемых, так и необогреваемых. Пленка должна быть прочной, не нарушаемой при термических «качках» и обладающей высокой теплопроводностью. Именно такая пленка образуется при термическом разложении комплексонатов железа, причем повышение температуры при переходе от давления 11,0

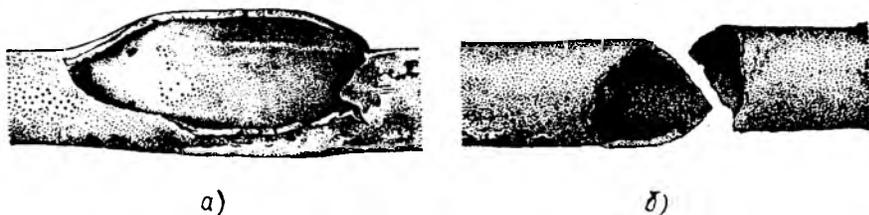


Рис. 10.3. Разрушения экранных труб котлов:  
а — пластическое; б — хрупкое

к 15,5 МПа способствует улучшению защитных свойств образующейся пленки.

В табл. 10.5 представлены результаты лабораторных исследований термического разложения комплексонатов железа при давлении 15,5 МПа. Концентрации железооксидных соединений определялись в пробах, пропущенных через мембранные фильтры с размером пор 0,23 мкм. Полученный таким образом фильтрат можно условно считать истинным раствором. Как следует из табл. 10.5, образование комплексонатов железа позволило иметь в растворенном виде такие высокие концентрации оксидов железа, как 45,5 и 47,0 мг/кг. Из табл. 10.5 видно также, что в условиях парообразования при давлении 15,5 МПа происходит глубокое термическое разложение. В растворе остается всего 1,43—1,49 % от начальной концентрации комплексоната в дозируемом растворе. Практически на фильтрах осадка не было, несмотря на высокие остаточные концентрации Fe — несколько сот микрограмм, что возможно только для первичных или вторичных комплексонатов железа с солями ЭДТУ.

Первые промышленные исследования комплексонного водного режима при сверхвысоких давлениях проводились начиная с 1970 г. на двух котлах ТЭЦ-11 Мосэнерго\*. Один из котлов был в эксплуатации с XII. 1964 г., другой — с IX. 1965 г. В силу производственных условий комплексонный режим был введен без химической очистки как самого котла, так и всех ПВД, а дозирование трилона Б проводи-

Таблица 10.5. Глубина термического разложения комплексонатов железа в автоклавах в условиях парообразования при 15,5 МПа

Серии опытов	Исходная концентрация дозируемого комплексоната железа, мг/кг	Номер пробы	Концентрация Fe в растворе, мг/кг		Содержание Fe в растворе, %
			в пробах	средняя	
I	47 · 10 <sup>3</sup>	1	672	671	1,43
		2	692		
		3	670		
		4	650		
II	45,5 · 10 <sup>3</sup>	1	618	678	1,49
		2	680		
		3	738		

\* Им предшествовал кратковременный опыт работы одного из котлов Новополоцкой ТЭЦ. На основании зарубежных исследований и выводов из них о потере комплексонной комплексообразующей способности в результате его термического разложения для этого котла были выбраны дозы комплексона, в несколько раз превышающие стехиометрические. В результате в котле и в водяном экономайзере была обнаружена интенсивная коррозия. Опыт был прекращен и начались обстоятельные исследования процессов термического разложения комплексонатов и комплексонатов, установившие повышение комплексообразующей способности комплексонатов в процессе их термического разложения, причем тем больше, чем глубже разложение (см. гл. 9).

лось на всас питательного насоса. Ниже приведены результаты сопоставления фосфатного и комплексонного режимов одного из котлов ТЭЦ-11 по количеству отложений в экранных трубах (табл. 10.6) и концентрациям Fe в питательных и продувочных водах и в насыщенном и перегретом парах (табл. 10.7).

Данные этих таблиц свидетельствуют о том, что отложения за два года комплексонной обработки практически не только не возросли, но даже несколько уменьшились. Однако комплексонная обработка сильно загрязненного котла и подача раствора перед всеми также весьма загрязненными ПВД при температурах, существенно меньших, чем перед котлом, не позволили полностью реализовать преимущества комплексонного режима. В табл. 10.6 обращает на себя внимание значительное увеличение отложений в опускной системе, т. е. на необогреваемых поверхностях, что характерно для комплексонного режима, тем более что в фосфатном режиме они были наиболее чистыми.

Концентрации железа в продувочной воде несколько возросли, но только в меру уменьшения расхода продувки, что также характеризует неполную реализацию преимуществ комплексонного режима.

В табл. 10.7 обращает на себя внимание уменьшение концентраций Fe в насыщенном паре, несмотря на рост этих концентраций в продувочной воде для комплексонного режима. Это означает существенное уменьшение коэффициента распределения при комплексонном режиме.

Т а б л и ц а 10.6. Сопоставление количества отложений, г/м<sup>2</sup>, в экранах в режимах фосфатирования и комплексонном для двух котлов 15,5 МПа ТЭЦ-11 Мосэнерго

Место вырезки	В конце режима фосфатирования	После двух лет комплексонного режима
Водяной экономайзер	80	84
Экран чистого отсека	403	464
Экран солевого отсека	286	238
Ширмовый пароперегреватель	290	260
Опускная труба	50	450

Т а б л и ц а 10.7. Содержание Fe, мкг/кг, в водах и парах в зависимости от водного режима для двух котлов 15,5 МПа ТЭЦ-11 Мосэнерго

Режим	Продувка, %	Питательная вода	Продувочная вода	Насыщенный пар	Перегретый пар
Фосфатный	1,2	57,3	112,6	29,0	35,0
Комплексонный	0,8	56,2	174,0	17,2	17,0

Еще более интересным является сопоставление концентраций Fe в перегретом паре в обоих режимах. Концентрации Fe в перегретом паре при фосфатном режиме больше, чем в насыщенном паре, что свидетельствует о коррозии поверхностей нагрева пароперегревателя. Концентрации Fe в перегретом паре по сравнению с его концентрациями в насыщенном паре для комплексонного режима не увеличились. Причиной является унос вторичных комплексов железа с влагой насыщенного пара и их последующее разложение в области пароперегревателя, с созданием в нем защитной оксидной пленки, практически полностью предупредившей коррозию металла пароперегревателя.

Реальные пробы промышленных продувочных вод при комплексонной обработке были подвергнуты спектрофотометрическому исследованию.

Спектры поглощения проб снимали на регистрирующем спектрофотометре Unicam SP-700 в диапазоне 200—400 нм (соответственно  $50\,000$ — $25\,000$  см<sup>-1</sup>) с использованием в качестве источника излучения водородной лампы. Растворы помещали в кварцевые кюветы с толщиной поглощающего слоя 1—4 см. Эталонами сравнения служили дистиллированная вода, растворы трилона Б и растворы комплексонного соединения иона трехвалентного железа с трилоном Б.

Из рис. 10.4 видно, что трилон Б имеет узкую полосу поглощения (204—210 нм с ниспадающей ветвью). В спектре связанного в комплекс железа, не подвергшегося высоким температурам, имеется четкий максимум поглощения  $\lambda_{\max} = 256 \div 263$  нм.

Из рис. 10.5 видно, что в спектрах продувочной воды котла с давлением 15,5 МПа, кроме полос 250 (17 % от общего числа случаев) и 256 нм (4,7 %), проявляются полосы в области 227—244 (25,5 %) и 333 нм (28,4 %), отсутствующие в растворах трилона Б и комплексоната трехвалентного железа, не прошедшего разложения, что свидетельствует о присутствии вторичных комплексов железа.

Таким образом, как в лабораториях, так и в промышленных условиях убедительно доказано наличие в водах высоких температур (343° С) вторичных, термически стойких в этих условиях, комплексов железа.

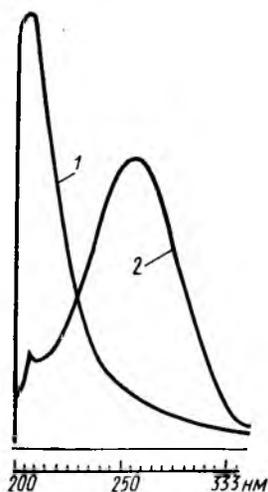


Рис. 10.4. Спектры раствора трилона Б (1) и комплексоната трехвалентного железа (2)

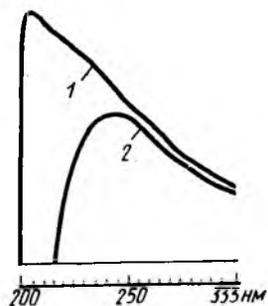


Рис. 10.5. Спектры продувочной воды по отношению к дистиллированной воде (1) и по отношению к раствору трилона Б (2)

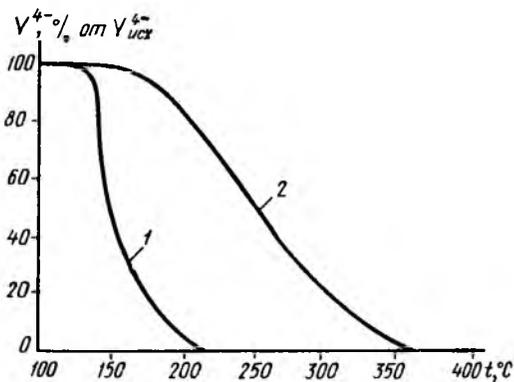


Рис. 10.6. Влияние температуры на термическую стойкость аниона ЭДТУ:  
1 — рН=4,5; 2 — рН=10,4

ЭДТУ с едким натром. Более высокая термическая стойкость четырехзамещенной соли ЭДТУ по сравнению с трилоном Б видна из рис. 10.6.

Промышленные исследования комплексоно-щелочного водного режима для котлов с давлением 15,5 МПа, с учетом опыта, полученного при работе котлов ТП-87 ТЭЦ-11 Мосэнерго, были перенесены в 1976 г. на два котла ТГМ-96 Волгоградской ТЭЦ-2. На этих газозамкнутых котлах в соответствии с ПТЭ поддерживался режим фосфатирования, при котором имели место частые пластические и хрупкие разрушения экранных труб (см. рис. 10.3). Для выбора соотношения едкого натра и трилона Б, т. е. значения рН, было проведено исследование, результаты которого представлены на рис. 10.7. Из рисунка видно, что при увеличении рН сверх значения 10,4 ухудшается термическая стойкость.

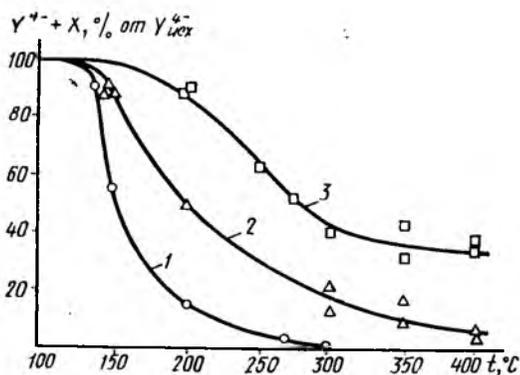


Рис. 10.7. Влияние рН на термическое разложение солей ЭДТУ:  
1 — рН=4,5; 2 — рН=12,5; 3 — рН=10,4

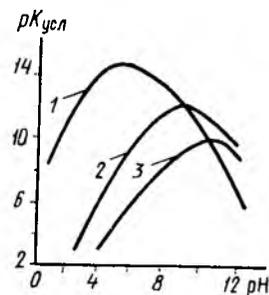


Рис. 10.8. Влияние рН на прочность комплексов ЭДТУ с  $Fe^{3+}$  (1),  $Fe^{2+}$  (2), Ca (3)

Возможно, что это связано с разрушающим воздействием свободной щелочи на анион  $Y^{4-}$ .

Промышленные исследования подтвердили оптимальность  $pH = 10,4$ , в котловой воде чистого отсека. Этому не противоречит и прочность комплексов ЭДТУ с  $Fe^{2+}$  и  $Fe^{3+}$  в условиях щелочной среды. На рис. 10.8 представлены расчетные зависимости для  $pK_{усл}$ , при наличии в воде не только  $Y^{4-}$ , но и гидроксидов. Комплексоны кальция действительно имеют наибольшую прочность в области  $pH \approx 10$ . Из этого же рисунка следует, что комплексы ЭДТУ с  $Fe^{2+}$ , при  $pH \approx 10$  характеризуются даже большей прочностью, чем комплексы Ca, причем при  $pH \approx 10$  комплекс с  $Fe^{2+}$  наиболее прочен. Максимальная прочность комплекса  $Fe^{3+}$  с ЭДТУ соответствует  $pH \approx 6$ , но абсолютное значение  $pK_{усл}$  при  $pH \approx 10$  для  $Fe^{3+}$  такое же, как и для  $Fe^{2+}$ . Таким образом, данные рис. 10.8 подтверждают оптимальность значения  $pH \approx 10,4$ , вытекающую из рис. 10.7.

В соответствии с проведенными исследованиями на котлах Волгоградской ТЭЦ-2 значение  $pH$  котловой воды чистого отсека поддерживалось в пределах 10,0—10,3 за счет совместного растворения в баке трилона Б и NaOH, с дозированием этого раствора в сниженный узел питания и дополнительной подачей NaOH в добавочную обессоленную воду.

Для более четкого выявления характеристик комплексонощелочного режима на Волгоградской ТЭЦ-2 велись сопоставимые исследования. На одном из котлов ТГМ-96 по-прежнему осуществлялся фосфатный режим, а на другом котле — комплексонощелочной режим при одной и той же исходной питательной воде и одинаковой продувке (2 %).

Данные этого длительного промышленного исследования по концентрациям железooksидных соединений представлены на рис. 10.9.

Из рис. 10.9 видно, что при одинаковом содержании Fe в питательной воде (питание из общего коллектора) в продувочных водах котлов содержание Fe при комплексонощелочном режиме существенно больше, чем при фосфатном. Это свидетельствует о большей эффективности продувки по выводу железа при комплексонощелочном режиме и о большей чистоте насыщенного пара по концентрациям железа. Однако необходимо, кроме того, сопоставление самих отложений по их теплофизическим характеристикам и локализации. Это исследование проведено ЦКТИ с послойным изучением внутритрубных образований. Результаты этого исследования представлены в табл. 10.8 и



Рис. 10.9. Концентрации железooksидных соединений в питательной воде (1) и продувочных водах при фосфатном (2) и комплексонощелочном (3) режимах для котла ТГМ-96 Волгоградской ТЭЦ-2 при давлении 15,5 МПа

Таблица 10.8. Характеристика внутритрубных образований  
в котлах ТГМ-96 Волгоградской ТЭЦ-2 при давлении 15,5 МПа

Режим	Номер образ- цов	Слой	δ, мкм	ρ, %	λ, Вт/(м·К), при t, °С		R·10 <sup>-6</sup> , м <sup>2</sup> ·К/Вт, при t, °С	
					350	400	350	400
Комплексо- но-щелочной	1	Наружный	70,5	63	0,55	0,53	128,0	133,0
		Внутренний	13,0	11	2,77	2,71	4,7	4,8
	2	Наружный	60,0	51	0,67	0,60	9,0	10,0
		Внутренний	12,6	6	2,74	2,50	4,6	4,7
	3	Наружный	46,0	41	0,80	0,70	57,5	65,7
		Внутренний	6,4	18	2,46	2,37	2,6	2,7
	4	Наружный	18,0	46	0,70	0,60	25,7	30,0
		Внутренний	2,6	10	2,80	2,74	0,9	0,9
Фосфатный	1	Наружный	94,0	85	0,25	0,2	376,0	470,0
		Внутренний	60,0	21	2,34	2,2	26,8	27,3
	2	Наружный	173,0	89	0,23	0,18	752,0	865,0
		Внутренний	164,0	27	2,2	2,1	71,3	74,5
	3	Наружный	115,0	87	0,28	0,25	704,0	788,0
		Внутренний	197,0	10	2,9	2,8	39,6	41,1
	4	Наружный	75,0	89	0,24	0,19	1060	1340
		Внутренний	255,0	27	2,2	2,1	34,0	35,7

Таблица 10.9. Концентрации Fe в насыщенном паре и коэффициенты  
распределения при давлении 15,5 МПа для котлов ТГМ-96  
при комплексно-щелочном и фосфатном режимах

Номер пробы	Fe, мкг/кг, в чистом отсеке		Fe, мкг/кг, в насыщенном паре		Коэффициенты распре- деления $K_p^{Fe}$	
	Комплек- сонно- щелочной режим	Фосфатный режим	Комплексо- но-щелочной режим	Фосфатный режим	Комплексо- но-щелочной режим	Фосфатный режим
1	70	57	11	16	0,157	0,280
2	66	40	12	23	0,182	0,575
3	62	46	10	18	0,16	0,393
4	70	38	13	21	0,185	0,568
5	76	57	15	30	0,196	0,525
Среднее	68,8	47,6	12	21,6	0,176	0,453

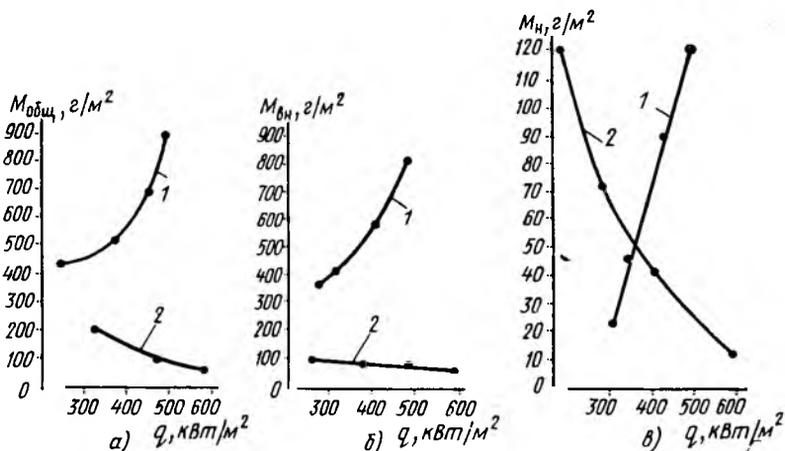


Рис. 10.10. Зависимость удельного количества внутритрубных образований в экранах котла ТГМ-96 после 10 000 ч эксплуатации от значения теплового потока:

1 — фосфатный режим; 2 — комплексно-щелочной режим, а — общее; б — во внутреннем слое; в — в наружном слое

на рис. 10.10. Общая толщина внутритрубных образований при комплексно-щелочном режиме существенно меньше, чем при фосфатном. Так, из табл. 10.8 видно, что максимальная суммарная толщина наружного и внутреннего слоев в первом случае составляет 83,5 мкм, а во втором — 337 мкм. Существенно отличается и пористость этих образований. Так, при комплексно-щелочном режиме пористость наружного слоя  $P = 41 \div 63 \%$ , а внутреннего  $P = 6 \div 18 \%$ , в то время как для фосфатного режима соответственно  $P = 85 \div 89 \%$  и  $P = 10 \div 27 \%$ . В результате при комплексно-щелочном режиме увеличивается теплопроводность железооксидных образований в трубах и уменьшается их термическое сопротивление, что является результирующей характеристикой для анализа температурного режима труб. Из табл. 10.8 видно, что при комплексно-щелочном режиме термическое сопротивление наружного и внутреннего слоев более чем в 10 раз меньше, чем при фосфатном.

Весьма важной характеристикой водных режимов является зависимость толщины железооксидных отложений от значения теплового потока. Известно, что наиболее опасна локализация железооксидных отложений в области высоких тепловых нагрузок. Из рис. 10.10 видно, что для фосфатного режима характерна именно такая зависимость, что в сочетании с высоким термическим сопротивлением отложений приводит к повышенным температурам металла и к его пластическим деформациям. Из того же рисунка видна прямо противоположная и весьма благоприятная закономерность для комплексно-щелочного режима.

Рентгеноструктурные исследования показывают, что при комплексно-щелочном режиме внутренний слой внутритрубных образований

состоит практически только из магнетита, обладающего наибольшим средством со сталью как по структурной решетке (см. рис. 9.6), так и по коэффициенту температурного удлинения, что важно с точки зрения сохранности защитной пленки при термических «качках». Важно, что благоприятные результаты при комплексонно-щелочном режиме получены даже при использовании питательной воды, существенно худшей по концентрациям Fe в сравнении с нормами ПТЭ, причем на котлах с мазутным отоплением, т.е. с высокими тепловыми нагрузками. Особенно это относится к одному из котлов Волгоградской ТЭЦ-2 с малым числом (четыре) мощных форсунок, способствующих повышенной локализации тепловых потоков.

Освоение комплексонно-щелочного режима позволило значительно удлинить межпромывочный период для удаления железооксидных отложений с возможностью доведения его длительности до периода между капитальными ремонтами вместо прежних ежегодных промывок при фосфатном режиме.

Многократные осмотры исследуемого котла свидетельствовали о полном отсутствии шлама и о равномерных отложениях железооксидных слоев по поверхностям котла, как обогреваемым, так и необогреваемым. Это является особенностью комплексонной обработки, при которой слои магнетита образуются на стали в результате разложения комплексонов железа, глубина которого зависит только от температуры, практически одинаковой во всей парообразующей части котла. По окраске наружный и внутренний слои несколько отличаются: наружный — темно-серого цвета, внутренний — черного. Основная защита стали от коррозии обеспечивается именно внутренним слоем, который образуется при непосредственном контакте разлагающегося комплексоновата со сталью. Наружный слой образуется при контакте комплексоновата железа с магнетитом внутреннего слоя.

Вырезки труб производили также и из пароперегревателей исследуемых котлов. Пленки на их поверхностях были еще тоньше и сплошнее, чем на поверхностях экранных труб, что можно объяснить наиболее глубоким разложением вторичных комплексов железа в пароперегревателях в связи с более высокими температурами среды.

Образование защитных оксидных пленок по всем поверхностям экранной системы и в пароперегревателе позволило не проводить каких-либо специальных мер по консервации исследуемого котла при стояночных режимах, в том числе и при столь длительной стоянке, как капитальный ремонт. Осмотры поверхностей перед пуском пос-

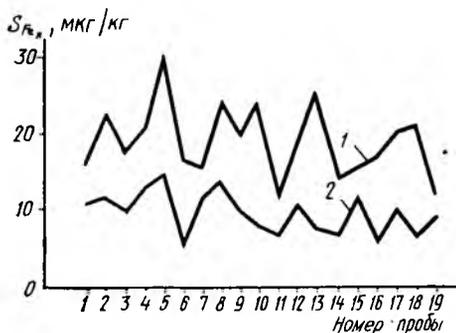


Рис. 10.11. Зависимость концентрации железа в насыщенном паре котлов ТГМ-84Б при давлении 15,5 МПа от водного режима:  
1 — фосфатный режим; 2 — комплексонно-щелочной режим

ле стоянки и наблюдения за показателями водного режима в процессе пуска свидетельствовали о высокой сохранности защитной оксидной пленки в процессе стоянки. Тем самым установлено еще одно преимущество комплексно-щелочного водного режима: возможность отказа от специальных мер по консервации котлов при их стоянках.

Были исследованы также закономерности уноса Fe с паром. Как следует из рис. 10.11, несмотря на более высокие концентрации Fe в продувочной воде при комплексно-щелочном режиме, унос Fe с паром даже уменьшается. Это означает, что существенно снижается значение коэффициента распределения  $K_p^{Fe}$  (см. табл. 10.9 и рис. 10.12). Как видно из рис. 10.13, при комплексном водном режиме закономерности для  $K_p$  при давлениях 15,5 и 11,0 МПа совпадают, причем для обоих давлений  $K_p^{Fe}$  меньше, чем при фосфатном режиме. Это объясняется тем, что при комплексно-щелочном режиме Fe присутствует в котловой воде не в молекулярном, а в ионном состоянии — в виде вторичных растворимых комплексов Fe, образовавшихся в результате термического разложения внесенных с питательной водой комплексонов железа до соединений, стойких при температуре котловой воды. Об этом же косвенно свидетельствует и визуальное сравнение котловых вод при фосфатном и комплексно-щелочном водных режи-

Таблица 10.10. Зависимость железистых отложений в котле от водного режима

Величина, мкг/кг	Фосфатный режим	Комплексно-щелочной режим
$s_{пв}$	45,4	45,4
$s_{п}$	21,6	12,0
$\frac{\rho}{100 - \rho} s_{пр}$	1,05	2,0
$\Delta$	22,75	31,4

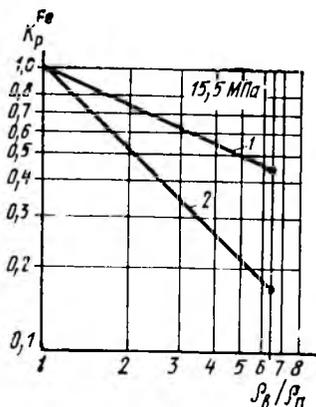


Рис. 10.12. Видимые коэффициенты распределения для насыщенного пара по средним данным табл. 10.9:

1 — фосфатный режим; 2 — комплексно-щелочной режим

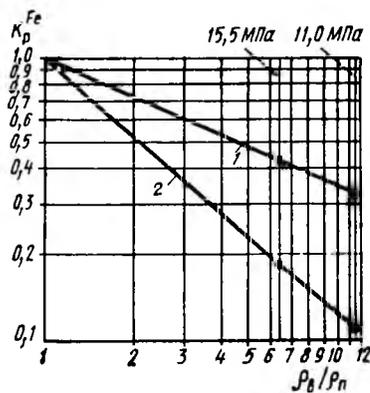


Рис. 10.13. Сопоставление видимых коэффициентов распределения для Fe при давлениях 15,5 и 11,0 МПа:

1 — фосфатный режим; 2 — комплексный режим

мах. В первом случае пробы котловых вод были бесцветными, но содержали взвесь, имевшую рыжеватую окраску. Во втором случае пробы котловых вод были коричневатого цвета, но вовсе не содержали взвеси.

В заключение, используя данные табл. 10.9, сопоставим фосфатный и комплексонно-щелочной водные режимы относительно железоксидных отложений. Известно, что при наличии отложений [обозначим их  $\Delta$  (мкг/кг)] баланс примеси по отношению к 1 кг пара составит  $s_{пв} = s_{п} + p/(100 + p) s_{п,р} + \Delta$ .

Ниже приведен расчет этих величин для средних значений по табл. 10.9 (см. табл. 10.10).

Из приведенных данных следует, что при комплексонно-щелочном водном режиме унос железоксидных соединений с паром вдвое меньше, а вывод их с продувкой вдвое больше, чем при фосфатном. При комплексонно-щелочном режиме в котле задерживается железоксидных соединений на  $\sim 38\%$  больше, чем при фосфатном, причем остающиеся в котле соединения — это не рыхлые, малотеплопроводные локальные отложения, а плотные, высокотеплопроводные, прочно сцепленные с металлом железоксидные пленки, принудительно организованные и равномерно распределенные по поверхностям котла, как обогреваемым, так и необогреваемым, и потому с существенно меньшей толщиной. Средняя удельная массовая плотность железоксидных соединений не превышает  $30 \text{ г/м}^2$  в год, т. е. химическая очистка не должна проводиться в периоды между капитальными ремонтами, что характерно для фосфатного режима. Но главное преимущество комплексонно-щелочного водного режима для барабанных котлов сверхвысоких давлений заключается в том, что в высокотеплонапряженных экранных поверхностях средняя удельная плотность отложений намного меньше указанной выше.

Условия работы водяного экономайзера, например котла ТГМ-96 (температуры воды на входе  $230^\circ \text{C}$  и на выходе  $340^\circ \text{C}$ ), способствуют тому, что магнетит в процессе термического разложения комплексонатов железа образуется в основном в пределах именно водяного экономайзера. Подтверждением этому является также сопоставление большего (на  $\sim 38\%$ , как указывалось) задержания соединений железа в котле при комплексонно-щелочном режиме с меньшей при этом толщиной оксидных пленок в экранах (см. табл. 10.8), чем при фосфатном режиме. Значительная поверхность нагрева водяного экономайзера для котла ТГМ-96, в несколько раз превышающая поверхность топочных экранов даже с учетом их опускных труб, и малые тепловые нагрузки в водяном экономайзере делают предпочтительным образование основных оксидных пленок в его пределах.

Таким образом, не только предотвращается поступление основных количеств железоксидных соединений в экранные трубы, но и осуществляется защита от коррозии поверхности нагрева водяного экономайзера.

В пылеугольных котлах, например в котле ТП-87 ТЭЦ-11, для тощих углей при той же температуре воды перед водяным экономайзером конечная температура воды после него меньше ( $308^\circ \text{C}$ ), чем в котле

ТГМ-96. Соотношение поверхностей водяного экономайзера и топочных экранов для котла ТП-87 более чем в 2 раза меньше по сравнению с котлом ТГМ-96. Это говорит о том, что в наибольшей степени преимуществу комплексонно-щелочного режима должны проявляться для котлов с более развитым водяным экономайзером, т. е. для котлов, сжигающих влажные топлива и мазут.

В заключение рассмотрим поведение оксидов меди. Присутствие меди в отложениях котла даже при фосфатном водном режиме составляло не более 4,2 %. При комплексонно-щелочном водном режиме медь в отложениях не обнаруживается вовсе. Прежде всего это может быть объяснено улучшением качества питательной воды по содержанию меди в связи с вводом NaOH не только в питательную, но и в добавочную обессоленную воду. Это повышает рН на конденсатном тракте и защищает латунь от коррозии.

Кроме того, в условиях высокощелочной среды термическое разложение комплексонов меди происходит до гидрокомплексов меди:  $\text{Cu}(\text{OH})^+$  и  $\text{Cu}(\text{OH})^{2-}$ . С неорганической природой этих комплексов связана их термическая стойкость в условиях котловой воды при давлении 15,5 МПа. Это обстоятельство исключает присутствие меди в оксидных пленках внутри труб котла, что относится также к комплексонам цинка.

Для успешной реализации комплексонно-щелочного водного режима желательны предварительная химическая очистка котла, работавшего в фосфатном режиме, и обязательно дозирование раствора комплексона в сниженный узел питания, но не на всас питательного насоса. Целесообразна автоматизация дозировки комплексона в зависимости от паропроизводительности.

Дозируемый раствор трилона Б + NaOH готовится в одной емкости. Как указывалось ранее, концентрация комплексона в растворе не должна превышать 15 г/кг, а весь тракт дозировки должен выполняться из нержавеющей аустенитной стали. Ту же сталь следует использовать и в клапанах (шариках) насосов-дозаторов и для баков приготовления раствора (возможно выполнение бака и из перлитной стали, но с антикоррозийным покрытием).

Контроль комплексонно-щелочного режима должен включать определение: жесткости котловой воды (не более 50 мкг-экв/кг), значения рН котловой воды (не более 10,4, предпочтительнее 10,0), содержания свободного комплексона перед водяным экономайзером (отсутствие) и (периодически) концентраций железа в котловых водах и в насыщенном паре, а также после всех ПВД перед вводом комплексона.

Эффективность комплексонно-щелочного режима не зависит от содержания кислорода в питательной воде. Для котлов, работающих в этом режиме, не требуются ни операции пассивации после химических очисток, ни специальные меры по консервации.

Проведенные исследования показали, что комплексонно-щелочной режим позволяет защищать котлы с давлением 15,5 МПа в парообразующей системе не только от общей коррозии, но и от наводороживания.

В ходе промышленных исследований котлов с давлением 15,5 МПа других электростанций в комплексно-щелочном режиме были обнаружены явления, которые заставили продолжать такие работы, прежде чем представить данный режим на утверждение в ПТЭ. Так, было обнаружено, что наряду с образованием высококачественной защитной оксидной пленки на подавляющей части поверхности экранных труб, на отдельных наиболее теплонапряженных участках экранных труб появлялись значительные местные отложения оксидов железа. В ряде случаев они оказывались причиной пережогов труб.

Известно, что в энергосистемах, имеющих барабанные котлы, снижение нагрузки в системе в ночные «провалы» происходит за счет именно этих котлов. Кроме того, в большей степени это относится к ГРЭС, но не к ТЭЦ. Разгрузка барабанного котла самопроизвольно приводит к снижению давления, а следовательно, и температуры парообразования. На рис. 10.14 показано изменение давления в экранной системе котла ТП-100 Ворошиловградской ГРЭС в зависимости от нагрузки блока. Котел работает в комплексно-щелочном режиме без автоматизации подачи дозируемого раствора. В результате при разгрузках блока имело место повышение дозы более чем в 5 раз против расчетной. К тому же происходит значительное снижение температуры воды в экранной системе. Переменность теплового и гидродинамического режимов в сочетании с повышенной дозой могли быть причиной местных скоплений железистых соединений. В связи с этим было принято решение о вводе комплексно-щелочного раствора только в дневную смену, т. е. в условиях нагрузки и давлений, близких к расчетным. В течение остального времени суток решено было вводить только раствор NaOH. Соответственно в дополнение к установке приготовления и дозирования бинарного раствора трилона Б и щелочи с подачей его в сниженный узел питания была смонтирована установка приготовления и дозирования раствора едкого натра. Для этого была использована прежняя установка фосфатирования. Соответственно ввод щелочного раствора осуществлялся в барабан котла по трубе подачи фосфатов. Последующая эксплуатация подтвердила целесообразность такого режима.

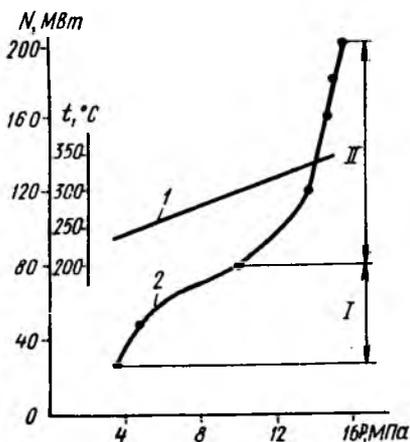


Рис. 10.14. Зависимость условий работы котла ТП-100 Ворошиловградской ГРЭС в зависимости от нагрузки блока:

1 — температура парообразования; 2 — мощность блока; используемое топливо: мазут (I) и АШ с добавком мазута (II)

Была выявлена и другая возможная причина имевших место неудач. Еще при исследованиях на ТЭЦ-11 и предшествовавших им на ТЭЦ МЭИ было установлено, что газообразные продукты разложения, уходящие из котла с паром,

Была выявлена и другая возможная причина имевших место неудач. Еще при исследованиях на ТЭЦ-11 и предшествовавших им на ТЭЦ МЭИ было установлено, что газообразные продукты разложения, уходящие из котла с паром,

растворяются в его конденсате, обеспечивая его комплексообразующую способность. Это позволило предположить, что конденсат греющих паров ПВД и ПНД, смешиваясь с питательной водой, поставляет в котел комплексообразующие реагенты, непрерывно повышая их концентрацию в парообразующей системе. В результате эти концентрации резко возрастают по сравнению с расчетными. Рассмотренное предложение о дозировании комплексонно-щелочного раствора только в течение одной смены позволяет в течение остальных смен расходовать на комплексование катионов питательной воды накопившиеся в котле вторичные комплексообразующие вещества.

Описанный режим проходит промышленную проверку на одной из ГРЭС, причем цикл принят двухсуточным (8 ч — дозирование комплексонно-щелочного раствора и 40 ч — дозирование только щелочи). Для исследования выбран котел именно ГРЭС, так как для ТЭЦ меньше проявляется суточное изменение нагрузки, а также и потому, что для ТЭЦ характерна большая отдача пара на производство (например, на Волгоградской ТЭЦ-2 отдача пара составляет 25—30 %), и, следовательно, в меньшей мере должно проявляться влияние возврата продуктов разложения в котел.

Причиной описанных нарушений комплексонно-щелочного водного режима может быть и наблюдающееся на некоторых объектах нарушение технологии пассивации в процессе растопки котла, предназначенного для работы в комплексонно-щелочном режиме. Это касается увеличения начальных концентраций и повышения температуры первого этапа. Оба эти обстоятельства приводят к значительному растравлению поверхности стали, неблагоприятному для создания защитных оксидных пленок как в процессе пассивации, так и в процессе непрерывной коррекции.

Несмотря на определенные трудности и нерешенные вопросы, комплексонно-щелочной водный режим несомненно перспективен для барабанных котлов сверхвысоких давлений.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Руководящие указания по трилонной обработке воды барабанных котлов давлением 3,9—11,0 МПа (39—110 кг/см<sup>2</sup>). — М.: Союзэнерго, 1981, 16 с.
2. Опыт применения трилона Б для коррекции водно-химического режима парогенераторов высокого давления, работающих на мазуте / А. Б. Вайнман, И. П. Гофман, А. Г. Калинина, О. В. Филимонов // Теплоэнергетика. 1976. № 2. С. 62—64.
3. Вайнман А. Б., Маргулова Т. Х. Способ защиты барабанных парогенераторов сверхвысоких давлений от накипеобразования и коррозии. Авт. свид. № 876789 // БИ. 1981. № 40.
4. Обоснование и результаты внедрения комплексонно-щелочного водного режима / Т. Х. Маргулова, Л. Н. Москвин, А. А. Ефимов и др. // Теплоэнергетика. 1983. № 8. С. 39—44.
5. Вайнман А. Б. О щелочном режиме барабанных котлов давлением 11,0—15,5 МПа // Теплоэнергетика. 1979. № 9. С. 16—19.

## ВОДНЫЙ РЕЖИМ ПРЯМОТОЧНЫХ КОТЛОВ СКП

### § 11.1. ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ КОТЛОВ СКП И ТРЕБОВАНИЯ К ВОДНОМУ РЕЖИМУ

Прямоточные котлы СКП — основа развития теплоэнергетики СССР. Поэтому надежность их работы, в том числе и их водного режима, является важной задачей. Прямоточность всей системы котла делает практически неизбежными отложения внутри труб. Эти отложения систематически нужно удалять химическими очистками. Чем чаще проводятся такие очистки, тем больше будут простои котла и соответствующая недовыработка электроэнергии. В связи с этим увеличение межпромывочного периода — одна из задач рациональной организации водного режима котлов СКП. Опыт показывает, что при наиболее распространенном в прежние годы гидразинно-аммиачном водном режиме отложения сосредоточиваются в основном в зоне повышенных тепловых нагрузок котла, приходящейся на его нижнюю радиационную часть (НРЧ). Это позволяет подвергать систематической промывке не весь котел, а в основном НРЧ (см. гл. 17).

Отложения в трубах приводят к соответствующему росту температур металла, так как

$$t_{\text{ст}}^{\text{вн}} = t_{\text{средн}} + q/\alpha_2 + q\delta_{\text{отл}}/\lambda_{\text{отл}} \quad (11.1)$$

Из уравнения (11.1) видно, что следует стремиться к отсутствию локализации тепловых нагрузок, особенно для котлов с мазутным отоплением.

Для металла труб НРЧ (перлитные слаболегированные стали) допустима предельная температура 595° С, однако было бы неправильно проводить отмывки только после достижения такой температуры, так как систематическая работа металла с предельными температурами вызывает усталостные явления в металле и его разрушение.

Из уравнения (11.1) следует также, что необходимо методами водного режима добиваться высокой теплопроводности отложений и малой их толщины. Так как отложения в НРЧ лишь частично связаны с коррозией собственно труб НРЧ, а в основном определяются привнесом продуктов коррозии из конденсатопитательного тракта, то необходима оптимизация водного режима этой части блока (см. гл. 8). Принятый для конденсатопитательного тракта водный режим должен сочетаться с водным режимом самого котла, для уменьшения коррозии его труб.

На конденсатопитательном тракте происходит нарастание концентраций продуктов коррозии конструкционных материалов. Но в отло-

жениях могут оказаться и естественные примеси воды. Поэтому (см. гл. 1 и 4) для блоков с прямоточными котлами СКП (см. рис. 1.1) обязательны 100 %-ная конденсатоочистка и подготовка добавочной воды путем двух-трех-ступенчатого обессоливания (см. гл. 4).

Из уравнения (11.1) видно, что температура металла НРЧ тем выше, чем меньше коэффициент теплоотдачи от металла к охлаждающей его среде. В свою очередь, интенсивность теплообмена зависит от плотности среды. Между тем, несмотря на однофазность среды в области НРЧ при изменении температуры среды всего на 80 °С (рис. 11.1), происходит резкое снижение плотности среды (более чем в 3 раза). Эта зона, называемая

*зоной максимальной теплоемкости*, важна также в связи с тем, что при средней температуре потока, меньшей, чем 360 С, у самой стенки температура может быть выше, т. е. пристенный слой может быть уже в зоне максимальной теплоемкости. Высокие температуры стенки способствуют выпадению отложений на ней. Необходимо поэтому обеспечить такие массовые скорости среды, чтобы было достигнуто выравнивание температур потока по сечению труб.

Особенности зоны максимальной теплоемкости хорошо видны из табл. 11.1, составленной для давления 30,0 МПа (вход в котел).

Пар из котла направляется в турбину. Его качество должно обеспечить минимальные отложения в проточной части, особенно в головной части машины. Это тоже одна из задач рациональной организации водного режима котлов СКП. Сложность ее обеспечения связана с высокими параметрами пара, выдаваемого на турбину (24,0 МПа и 545 °С), при которых значительна растворимость веществ в паре, особенно медистых соединений. Так, из рис. 11.2 виден наибольший рост растворимости этих соединений в области сверхкритических давлений. Поэтому вполне реальна опасность выпадения соединений меди в головной части машины при снижении давления до 20,0—17,0 МПа от входного его значения 24,0 МПа. Кардинальным решением вопроса было бы полное удаление медистых сплавов из тракта блока. В ближайшие годы эта задача будет решена. Но пока следует считаться с наличием латуней в ПНД для довольно значительной части отечественных блоков СКП.

Из гл. 8 следует, что в соответствии с ПТЭ в настоящее время реализуются несколько водных режимов. Современные нормы качества пара

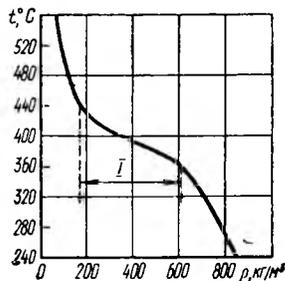


Рис. 11.1. Зависимость плотности среды при давлении 30,0 МПа от ее температуры:

I - зона максимальной теплоемкости

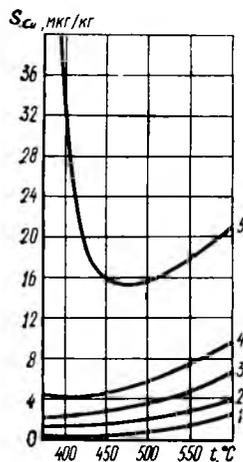


Рис. 11.2. Зависимость растворимости меди в паре от температуры при давлениях (МПа):

1 — 10; 2 — 14; 3 — 17;  
4 — 20; 5 — 30

Таблица 11.1. Изменение плотности и энтальпии водяного пара при давлении 30,0 МПа

Изменение теплофизических свойств пара	Изменение температуры на 80 °С		
	до зоны максимальной теплоемкости (280—360 °С)	в зоне максимальной теплоемкости (360—440 °С)	после зоны максимальной теплоемкости (440—520 °С)
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	170	435	75
Энтальпия, кДж/кг	448	1073	415

Таблица 11.2. Нормы качества пара котлов СКП в условиях стационарной эксплуатации

Показатели	Значения
Соединения натрия (в пересчете на Na), мкг/кг	Не более 5
Кремниевая кислота (в пересчете на SiO <sub>2</sub> ), мкг/кг	» » 15
Удельная электрическая проводимость Н-катионированной пробы, мкСм/см	» » 0,3
Значение рН	Не менее 7,5*

\* При окислительных режимах с разрешения Главтехуправления допустимо значение рН=6,5.

Таблица 11.3. Нормы качества питательной воды прямооточных котлов СКП

Показатели	Значения
Общая жесткость, мкг-экв/кг	Не более 0,2
Соединения натрия (в пересчете на Na), мкг/кг	» » 5
Кремниевая кислота (в пересчете на SiO <sub>2</sub> ), мкг/кг	» » 15
Соединения железа (в пересчете на Fe), мкг-кг	» » 10
Соединения меди перед деаэратором (в пересчете на Cu), мкг/кг	» » 5
Удельная электрическая проводимость Н-катионированной пробы, мкСм/см	» » 0,3
Растворенный кислород после деаэратора, мкг/кг:	
при гидразинном и гидразинно-аммиачном режимах	» » 10
при окислительных режимах	От 100 до 400
Содержание веществ, экстрагируемых эфиром (масла и др.), мкг/кг	Не более 0,1
Значение рН должно поддерживаться:	
при гидразинно-аммиачном режиме	9,1±0,1
при окислительном режиме с подщелачиванием	8,0±0,5
при окислительном режиме без подщелачивания	7,0±0,5
при гидразинном режиме	7,7±0,2

для этих режимов в условиях стационарной эксплуатации приведены в табл. 11.2. По ПТЭ, для пусковых режимов блоков СКП разрешается некоторое ухудшение качества пара, а именно:

для пара перед встроенной задвижкой; при растопках котлов СКП (не более)

Общая жесткость, мкг-эquiv/кг . . . . .	3
Соединения железа (в пересчете на Fe), мкг/кг . . . . .	100
Кремниевая кислота (в пересчете на SiO <sub>2</sub> ), мкг/кг . . . . .	100

для перегретого пара при пуске блока, перед включением генератора (не более)

Удельная электрическая проводимость, мкСм/см . . . . .	0,5
Соединения железа (в пересчете на Fe), мкг/кг . . . . .	50
Кремниевая кислота (в пересчете на SiO <sub>2</sub> ) мкг/кг . . . . .	50

Неизбежность ухудшения качества пара котлов СКП в пусковых режимах связана со стояночным режимом, предшествующим пуску блока. В особенности это проявляется в отношении соединений железа, так как сталь — основной конструкционный материал блока, а прямооточность котла затрудняет задержание в нем примесей, в том числе и продуктов коррозии сталей. Требуется определенное время и достижение 100% -ной конденсатоочисткой стационарного режима работы.

Для прямооточных котлов, в том числе и при СКП, существует прямая зависимость чистоты пара, выдаваемого котлом, и отложений в тракте котла от качества питательной воды. Современное нормируемое качество питательной воды для котлов СКП по ПТЭ приведено в табл. 11.3. В дополнение к ней в ПТЭ указывается, что содержание гидразина при гидразинно-аммиачном режиме нормируется от 20 до 60 мкг/кг, а при гидразинном режиме содержание свободного гидразина должно обеспечивать  $pH = 7,7 \pm 0,2$  (см. табл. 11.3). Кроме того, в периоды пусков и остановов допускается содержание гидразина до 3000 мкг/кг.

В последующих параграфах рассматриваются особенности водных режимов прямооточных котлов СКП, регламентируемые в ПТЭ, а также в Руководящих указаниях Союзтехэнерго.

## § 11.2. ГИДРАЗИННО-АММИАЧНЫЙ ВОДНЫЙ РЕЖИМ БЛОКОВ СКП

В гл. 8 было показано, что для щелочных режимов важно поддержание  $pH = 9,5 \div 9,6$ . Там же были изложены причины, по которым нормами ПТЭ принято значение  $pH = 9,0 \pm 0,1$ . Из рис. 8.3 видно, что такое значение  $pH$  не обеспечивает слабую интенсивность коррозии сталей. Это же подтверждает рис. 11.3 по данным эксплуатации трех ТЭС США. На этом рисунке показана область  $pH$ , принятая для отечественных блоков, откуда следует, что гидразинно-аммиачный водный режим прямооточных котлов не является оптимальным.

Сущность этого режима заключается в подаче в питательную воду гидразина и аммиака для достижения нормируемого значения  $pH$  с целью снижения коррозии сталей на тракте питательной воды (в основном коррозии ПВД) и на дальнейшем тракте в пределах котла.

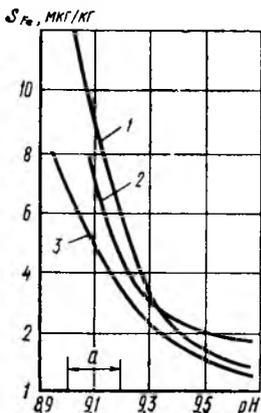


Рис. 11.3. Влияние pH на содержание железа в питательной воде котлов электростанций США:

1 — Sewarden; 2 — Crane; 3 — Middleton; а — область значения pH по ПТЭ для гидразинно-аммиачного режима



Рис. 11.4. Микрофотография поверхности образца, вырезанного из НРЧ после работы в гидразинно-аммиачном режиме (X5100)

В табл. 11.4 представлены данные по двум блокам Костромской ГРЭС в период их работы в гидразинно-аммиачном режиме. Из таблицы следует, что нормы ПТЭ выполнялись, тем не менее химические очистки проводились каждые 4500 ч (редко — через 6000 ч). К моменту проведения очистки температуры труб НРЧ\* доходили до 590 и 595° С, а отложения в НРЧ по параллельным вырезкам составляли 250—400 г/м<sup>2</sup> по блоку № 5 и 270—390 г/м<sup>2</sup> по блоку № 7, т. е. имела место

Таблица 11.4. Среднегодовые показатели качества питательной воды и пара блоков № 5 и 7 Костромской ГРЭС при работе в гидразинно-аммиачном режиме

Номер блока	Годы	Питательная вода перед котлом						Пар за котлом		
		NH <sub>3</sub>	O <sub>2</sub>	Fe	SiO <sub>2</sub>	Cu	pH	Fe	SiO <sub>2</sub>	Cu
5	1973	831	5	8,2	6,3	0,9	9,0	6,5	5,5	1,0
	1974	970	5	8,2	6,6	1,1	9,05	7,5	5,9	1,0
	1975	934	5	8,1	7,9	2,1	9,1	6,1	6,6	2,1
7	1973	695	5	9,6	10,9	1,4	8,9	8,0	9,6	1,4
	1974	727	5	8,0	7,9	1,7	8,9	6,8	6,9	1,8
	1975	808	5	8,0	9,0	2,1	9,05	6,4	8,2	2,2

\* Температурные вставки были установлены в НРЧ всех блоков по 16 шт. на один блок. Топливо — мазут.

отчетливая локализация отложений в НРЧ. Это свидетельствовало не только о привносе существенных количеств оксидов с питательной водой, но и о коррозии самих труб НРЧ. Характерная микрофотография поверхности вырезанного из НРЧ образца (рис. 11.4) подтверждает это. Кристаллы, komponующие слой, велики (6—12 мкм);

практически все кристаллы разрушены — сколоты вершины, имеются трещины. Очевидно, что оксидная пленка с такой структурой не может служить защитой от общей коррозии.

Результаты исследования поведения оксидов железа по тракту собственно котла показаны на рис. 11.5. В водяном экономайзере оксиды железа практически не осаждаются, хотя в этой области тепловые нагрузки малы, поверхности значительны и поэтому отложения здесь были бы равномерными и не опасными. Они не потребовали бы химической очистки между капитальными ремонтами. Из этого же рисунка видно, что основная часть отложений образуется на относительно небольшой поверхности НРЧ. Именно поэтому их удельное значение существенно. В сочетании с наиболее высокой тепловой нагрузкой НРЧ это приводит к быстрому росту температур на 14—20° С за каждые 1000 ч.

На рис. 11.5 обращает на себя внимание также возрастание концентраций железа на тракте ВРЧ, что свидетельствует об отсутствии защиты от коррозии и этой части котла СКП.

Многолетний опыт эксплуатации блоков СКП в гидразинно-аммиачном водном режиме, который до 1974 г. был единственным регламентируемым в ПТЭ, свидетельствует о невысокой ее надежности. Особенно это проявлялось при работе на мазутном топливе из-за значительного превышения температур металла при высоких тепловых нагрузках НРЧ над ее допустимыми значениями. В условиях аварийных выходов из строя труб НРЧ возникает проблема обеспечения надежности работы НРЧ.

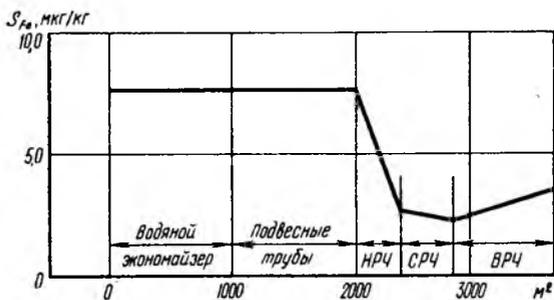


Рис. 11.5. Поведение оксидов железа по тракту котла СКП в гидразинно-аммиачном водном режиме

### § 11.3. НЕЙТРАЛЬНЫЙ ВОДНЫЙ РЕЖИМ С ДОЗИРОВАНИЕМ ГАЗООБРАЗНОГО КИСЛОРОДА

Для повышения надежности работы труб НРЧ, а следовательно, и котла СКП, взамен гидразинно-аммиачного ЭНИН предложен нейтральный водный режим с дозированием газообразного кислорода. Он был введен в 1974 г. на Конаковской ГРЭС. Дозирование аммиака и гидразина было прекращено. Так как кислород интенсифицирует

коррозию латуней, то латунные ПНД были заменены на аустенитные нержавеющие, а в конденсат дозировался газообразный кислород с концентрациями 200—800 мкг/кг от электролизной установки ГРЭС. Чтобы газообразный кислород воздействовал не только на конденсатный, но и на питательный тракт, выпар деаэратора был закрыт. Успешная работа этого блока способствовала переводу в последующие годы в такой же режим блоков мощностью 300 МВт и на других ГРЭС.

В частности, на Костромской ГРЭС в 1976 г. в такой режим был переведен блок № 5, а в дальнейшем и остальные блоки. Газообразный кислород дозировался на всас КЭН-II. В связи с трудностями организации автоматического дозирования газообразного кислорода в зависимости от нагрузки блока ввод его в тракт производился по одной из двух линий, отличавшихся размером дозирочных шайб: одна — для дневного режима полной нагрузки, другая — для ночного режима сниженной нагрузки. (Для поддержания нейтрального значения pH производилась дозировка небольших количеств аммиака. В первый год она была на уровне 100 мкг/кг. В дальнейшем дозировку аммиака уменьшили до 30—60 мкг/кг, но не прекратили, так как попытки отказать от дозирования аммиака приводили к переходу значений pH в кислую область и росту концентраций железа по всему тракту.)

В табл. 11.5 представлены данные по водному режиму блока № 5 в условиях дозирования газообразного кислорода. Из этой таблицы при сравнении с табл. 11.4 для того же блока, работавшего ранее в гидразионно-аммиачном режиме, следует, что по концентрациям железа в питательной воде кислородный режим существенно лучше гидразионно-аммиачного, а по остальным показателям равноценен ему.

На рис. 11.6 представлены данные по температурам труб НРЧ в рассматриваемом режиме. Рост температур составил 3—5°С за 1000 ч, а по отдельным вставкам он вообще не наблюдался. Из рис. 11.6 следует возможность химических очисток НРЧ только в периоды капитальных или расширенных текущих ремонтов. Так как при этом металл не достигает предельных температур, то сокращается расход стали на периодическую замену труб НРЧ. Относительно низкие температуры труб НРЧ могли быть вызваны значительным уменьшением отложений и отсутствием их локализации в области НРЧ.

Действительно вырезки труб из НРЧ после 9530 ч работы показали, что по отдельным трубам отложения составляли 90—146 г/м<sup>2</sup>, т. е.

Т а б л и ц а 11.5. Среднегодовые показатели качества питательной воды и пара блока № 5 Костромской ГРЭС при работе в нейтральном водном режиме с дозированием газообразного кислорода

Годы	Питательная вода перед котлом						Пар за котлом		
	NH <sub>3</sub>	O <sub>2</sub>	Fe	SiO <sub>2</sub>	Cu	pH	Fe	SiO <sub>2</sub>	Cu
	мкг/кг						мкг/кг		
1976	102	254	3,3	10,7	0,9	7,3	3,3	9,0	0,7
1977	15	280	3,2	8,6	0,6	7,25	3,1	6,5	0,5

в сравнении с отложениями при гидразинно-аммиачном режиме в 2,7—3,7 раза меньше, хотя длительность работы в нейтральном режиме существенно (в 2 раза) превышала межпромывочный период при гидразинно-аммиачном режиме.

Распространению кислородного режима способствовали утвержденные Минэнерго СССР «Временные руководящие указания», а затем, в 1986 г., — Методические рекомендации. В настоящее время число блоков, работающих в этом режиме, больше, чем в гидразинно-аммиачном. Единственной причиной задержки перевода всех блоков СКП на кислородный режим является необходимость замены латунных ПНД на аустенитные нержавеющие, что требует определенного времени.

В связи с положительными характеристиками кислородного режима блоков СКП он внесен в современное нормирование качества питательной воды по ПТЭ (см. табл. 11.3).

На основе опыта эксплуатации котлов СКП в кислородном режиме все чаще отмечается необходимость сохранения открытым выпара деаэратора для активного удаления из цикла агрессивной углекислоты разложения бикарбонатов. Так как при этом удаляется и кислород, дозируемый в конденсат, то для защиты от коррозии питательного тракта и тракта самого котла кислород вводят также и в питательную воду после деаэратора. В связи с этим доза кислорода, вводимого в конденсат, не ограничена. Что же касается дозы кислорода, вводимого в питательную воду, то достаточно 100 мкг/кг. При большей дозе кислород может быть не израсходован на тракте до первичного пароперегревателя, изготовленного из аустенитных нержавеющих сталей. В условиях высоких температур и давлений в этой области тракта влияние кислорода на аустенитную нержавеющую сталь может оказаться и негативным. В табл. 11.3 указаны допустимые концентрации кислорода от 100 (в питательной воде) до 400 мкг/кг (в конденсате). Из таблицы

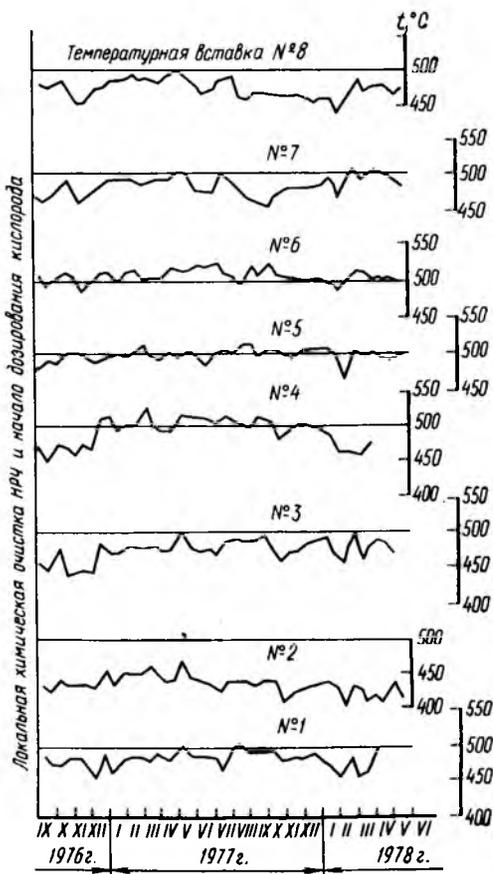


Рис. 11.6. Температуры труб НРЧ в режиме дозирования газообразного кислорода

видно, что для всех режимов котлов СКП, а для кислородного особенно, необходима высокая чистота питательной воды — удельная электрическая проводимость ее должна быть не более 0,3 мкСм/см. Что же касается значения рН, то допускаются два варианта режима — слабощелочной и нейтральный. В последнем случае значение рН в пробе перегретого пара может составлять до 6,5 (см. примечание к табл. 11.2).

#### § 11.4. НЕЙТРАЛЬНЫЙ ВОДНЫЙ РЕЖИМ С ДОЗИРОВАНИЕМ РАСТВОРА ПЕРЕКИСИ ВОДОРОДА

Как следует из табл. 11.3, наряду с газообразным кислородом можно вводить и иные окислители. К их числу относятся воздух и раствор перекиси водорода. Механизм воздействия воздуха тот же, что и чистого кислорода. Что же касается раствора перекиси водорода, то механизм его воздействия отличается (см. гл. 8). Такой режим был осуществлен в 1976 г. на блоке № 7 Костромской ГРЭС. Раствор перекиси водорода дозировался двумя насосами суммарной производительностью 80 л/ч, с использованием бывшей установки дозирования гидразина. Бак рабочего раствора был изготовлен из аустенитной нержавеющей стали, а бак для хранения концентрированного раствора — из листового алюминия. Автоматизация дозировки выполнялась по импульсу от расхода питательной воды, концентрация дозируемого раствора поддерживалась постоянной. Для поддержания нейтрального значения рН дозировались небольшие количества аммиака.

В табл. 11.6 представлены данные по водному режиму блока № 7 в условиях дозирования раствора перекиси водорода. При сравнении данных этой таблицы и табл. 11.4 для того же блока в период работы в гидразинно-аммиачном режиме можно сделать вывод, что по концентрациям железа перекисеводородный режим существенно лучше гидразинно-аммиачного, а по остальным показателям равноценен ему. Исключением является содержание меди в последние четыре месяца 1976 г., так как блок был переведен в нейтральный режим в августе 1976 г. Как видно из табл. 11.6, содержание меди в тракте в первые месяцы работы в нейтральном режиме возросло по сравнению с ее содержанием при гидразинно-аммиачном режиме. В 1977 г. положение непрерывно улучшалось и уже в августе концентрации меди в питательной воде составили 1 мкг/кг.

Малые концентрации меди на блоке № 5 объясняются тем, что с самого начала этот блок имел ПНД из аустенитной нержавеющей стали.

Таблица 11.6. Среднегодовые показатели качества питательной воды и пара блока № 7 Костромской ГРЭС при работе в нейтральном водном режиме с дозированием раствора перекиси водорода за 1977 г.

Питательная вода						Пар за котлом		
НН <sub>0</sub>	O <sub>2</sub>	Fe	SiO <sub>2</sub>	Cu	рН	Fe	SiO <sub>2</sub>	Cu
мкг/кг						мкг/кг		
13,4	136	3,4	7,5	3,7	7,0	3,0	6,2	3,9

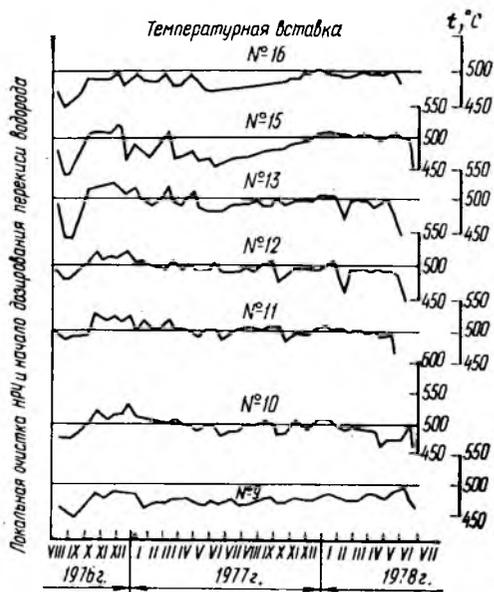


Рис. 11.7. Температуры труб НРЧ в режиме дозирования перекиси водорода

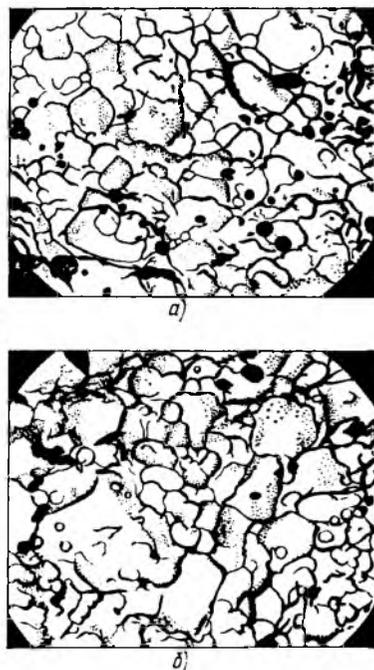


Рис. 11.8. Микрофотография поверхности труб НРЧ в перекисеводородном режиме (X5100):

а — огневая сторона; б — тыловая сторона

Между тем блок № 7 имел ПНД с латунными трубками, в результате коррозии которых в деаэраторе и в ПВД появились медистые отложения. После замены латунных ПНД на аустенитные нержавеющие из-за недостатка времени блок был подвергнут химической очистке без включения в ее схему конденсатопитательного тракта. В результате первое время за счет дозирования перекиси водорода происходило вымывание меди из отложений. Поэтому перед переводом в нейтральный режим блоков\*, имевших ранее латунные ПНД, надо подвергать химической очистке не только сам котел, но и питательный тракт, включая деаэратор.

Нормальной дозой была принята концентрация перекиси водорода на всасе КЭН-II 220—280 мкг/кг. На рис. 11.7 представлены данные по температурам труб НРЧ для блока № 7, работавшего в перекисеводородном режиме. Из рисунка видно, что температуры металла в перекисеводородном режиме на протяжении времени его осуществления были практически постоянны, а отдельные максимальные значения не превышали 525° С. На основе данных рис. 11.7 можно предполо-

\* Это относится также и к режиму дозирования газообразного кислорода

жить, что химические очистки блока в период между капитальными (или расширенными текущими) ремонтами не потребуются. Безусловно уменьшится вероятность выхода из строя отдельных труб, так как максимально допустимые температуры для металла НРЧ в режиме дозирования перекиси водорода не достигаются (см. рис. 11.7).

Для блока № 7 за 10 670 ч работы отложения по отдельным трубам составили всего 58—84 г/м<sup>2</sup>. На рис. 11.8 представлены микрофотографии поверхностей образцов, вырезанных из труб НРЧ после работы в нейтральном режиме в течение 10 670 ч при дозировании перекиси водорода (блок № 7). Оксидная пленка на рис. 11.8 состоит из малых кристаллов округлой формы, без трещин и сколов. Плотная упаковка кристаллов свидетельствует о хороших защитных свойствах такой пленки. Поэтому положительные показатели работы НРЧ при нейтральном режиме с дозированием перекиси водорода связаны, по-видимому, как с существенным уменьшением количества оксидов железа, приносимых с питательной водой, так и с уменьшением коррозии собственно труб НРЧ.

#### § 11.5. ОБЩАЯ ОЦЕНКА ОКИСЛИТЕЛЬНЫХ ВОДНЫХ РЕЖИМОВ И ИХ СОПОСТАВЛЕНИЕ

Как видно из § 11.3 и 11.4, оба нейтральных водных режима имеют значительные преимущества перед щелочным режимом с  $\text{pH} = 9,1 \pm \pm 0,1$ , но механизм воздействия их на сталь различен. Применительно к конденсатопитательному тракту это было показано в гл. 8 и следует из сопоставления исследований, относящихся к НРЧ блоков № 5 и 7.

О различии в свойствах оксидных пленок в зависимости от рода окислителя свидетельствуют и исследования ЦКТИ по термическому сопротивлению оксидных пленок на образцах из НРЧ. Результаты этого исследования представлены в табл. 11.7, причем по своему составу отложения для всех трех режимов состояли практически нацело только из оксидов железа (преимущественно магнетита).

Из таблицы следует, что количество отложений—наибольшее при гидразинно-аммиачном режиме и наименьшее при перекисеводородном

Таблица 11.7. Характеристики отложений в НРЧ для различных водных режимов

Характеристики отложений	Водные режимы		
	гидразинно-аммиачный	нейтральные с дозированием	
		газообразного кислорода	перекиси водорода
Длительность работы до вырезки образцов из труб НРЧ, ч	7490	9530	10 670
Количество отложений, г/м <sup>2</sup>	250	90	58
Усредненная интенсивность нарастания отложений, мг/(м <sup>2</sup> ·ч)	33,4	9,45	5,43
Термическое сопротивление оксидной пленки, К/Вт	$45 \cdot 10^{-5}$	$19,2 \cdot 10^{-5}$	$5,5 \cdot 10^{-5}$

режиме. По сравнению с гидразинно-аммиачным режимом скорость нарастания отложений при нейтральных режимах существенно меньше, причем для кислородного режима в 3,5 раза, а для перекисеводородного режима в 6 раз. По сравнению с гидразинно-аммиачным режимом меньше и термическое сопротивление пленок, полученных при нейтральных режимах, причем для кислородного режима в 2,6 раза, а для перекисеводородного режима — в 8,2 раза. Таким образом, оба нейтральных режима имеют большие преимущества перед гидразинно-аммиачным режимом в отношении работы НРЧ и ее межпромывочных периодов, причем данные табл. 11.7 хорошо согласуются с температурными уровнями труб НРЧ (см. рис. 11.6 и 11.7).

По данным табл. 11.7 можно сопоставить оба нейтральных режима между собой. Так, из сопоставления скорости нарастания отложений для кислородного и для перекисеводородного режимов следует, что в последнем случае эта величина меньше в 1,74 раза, в то время как соответствующие термические сопротивления отличаются более чем в 3,5 раза. Это свидетельствует о большей теплопроводности оксидной пленки при перекисеводородном режиме.

Приведенные данные подтверждают различие в механизме воздействия газообразного кислорода и перекиси водорода. Характер оксидной пленки при перекисеводородном режиме и ее термическое сопротивление делают вполне вероятным образование этой пленки за счет термоллиза перекисеводородного комплекса железа при контакте с металлом (см. гл. 8). В то же время соотношение термических сопротивлений при гидразинно-аммиачном и кислородном режимах составляет  $45 \cdot 10^{-5} / (19,2 \cdot 10^{-5}) = 2,34$ , что близко к соотношению количества отложений  $250 : 90 = 2,77$ . Этим подтверждается идентичность структур оксидных слоев в указанных режимах.

Прочность и толщина оксидных пленок при кислородном и даже при перекисеводородном режимах не так значительны, чтобы можно было допускать перерывы в дозировании окислителей. Как показал опыт Костромской ГРЭС, содержание железа в питательной воде, определяющее занос НРЧ, при перерыве в дозировании окислителей начинает увеличиваться, причем особенно быстро при кислородном режиме. По-видимому, оксидная пленка при нейтральных режимах нуждается в постоянном «залечивании» и восстановлении.

Сопоставление работы блоков № 5 и 7 Костромской ГРЭС свидетельствует о некоторых преимуществах режима дозирования перекиси водорода по сравнению с режимом дозирования кислорода (см. § 11.3 и 11.4).

Дополнительным преимуществом перекисеводородного режима является легкость автоматизации дозировки раствора. Однако в связи с: 1) необходимостью обеспечения станции перекисью водорода; 2) безусловным наличием на станциях кислорода и 3) достаточно высокими показателями нейтрального водного режима при дозировании кислорода — не следует настаивать на дозировании перекиси водорода, а не кислорода.

Дальнейшее развитие нейтральных водных режимов предполагает отказ от дорогостоящих и дефицитных аустенитных нержавеющей ста-

лей для производства ПНД и переход на безникелевые стали типа 08X14МФ. С точки зрения водного режима и коррозии эти стали весьма близки к сталям типа 08X18Н10Т (см. гл. 8).

Режимы дозирования окислителей приводят к выводу о возможности растопок в таких случаях на недеаэрированной воде. Отказ от деаэрации воды при заполнении котла существенно ускоряет пусковые операции и уменьшает расход воды, сбрасываемой при водной отмывке, что является одним из дополнительных преимуществ нейтральных режимов.

Отмеченная в § 11.3 и 11.4 возможность отказа от химических очисток в периоды между капитальными ремонтами имеет своим прямым следствием увеличение выработки электроэнергии на энергоблоках СКП. Однако имеются и другие немаловажные преимущества отказа от химических очисток. К их числу относятся сокращение расходов на реагенты для проведения химической очистки; сокращение вредных сбросов в водоемы, в том числе и наиболее трудно обезвреживаемых оксидов тяжелых металлов.

#### § 11.6. НЕЙТРАЛЬНЫЙ ВОДНЫЙ РЕЖИМ С ДОЗИРОВАНИЕМ ГИДРАЗИНА

Недостатки гидразинно-аммиачного режима и недопустимость дозирования окислителей при наличии латунных ПНД привели к созданию гидразинного режима. При этом существенно уменьшается вынос меди в тракт, несколько снижаются концентрации железа в питательной воде (см. гл. 8). Длительная проверка гидразинного водного режима на ряде ГРЭС, в том числе с 1976 г. на Литовской ГРЭС на основе «Временных руководящих указаний», утвержденных Минэнерго СССР, побудили регламентировать этот режим в ПТЭ (см. табл. 11.3). Как указано в гл. 8, гидразин вводится в конденсат после БОУ (на всас КЭН-П). По данным Литовской ГРЭС, отложения в области НРЧ при гидразинном режиме примерно в 4 раза меньше, чем при гидразинно-аммиачном водном режиме.

#### § 11.7. РАБОТА БОУ В БЕЗАММИАЧНЫХ ВОДНЫХ РЕЖИМАХ

На рис. 11.9 представлено сопоставление гидразинно-аммиачного и нейтральных водных режимов. Основное отличие новых высокоэффективных режимов от гидразинно-аммиачного состоит в том, что эти режимы *безаммиачные*, что имеет важное значение для повышения эффективности БОУ. В самом деле, в присутствии Н-катионита в составе шихты ФСД обменная емкость БОУ расходуется в основном на поглощение аммиака из конденсата с последующим вводом новых количеств аммиака в питательную воду (рис. 11.9, а). При безаммиачных водных режимах прежде всего экономится сам аммиак, который может быть рационально использован в других отраслях народного хозяйства. Кроме того, для новых водных режимов имеет место увеличение фильтроциклов БОУ (табл. 11.8) по сравнению с фильтроциклами в условиях гидразинно-аммиачного водного режима.

Увеличение фильтроциклов БОУ при нейтральных режимах приводит к уменьшению числа регенераций и сокращению вредных сбросов в водоемы, связанных с проведением регенераций (табл. 11.9), что также является большим преимуществом обоих нейтральных водных режимов.

Уменьшение числа регенераций приводит и к экономии смол на досыпку. По данным Костромской ГРЭС, годовые расходы катионита и анионита на досыпку при гидразинно-аммиачном режиме составляют 0,55—0,70 т катионита и 0,35—0,40 т анионита для блока мощностью 300 МВт. Для нейтральных водных режимов эти значения составляют для катионита 0,13—0,15 т, для анионита 0,09—0,11 т. При этом важна не только экономия в средствах на приобретение смол, но и сама экономия смол, дефицит которых все еще велик.

Рис. 11.9. Схемы организации водного режима энергоблоков СКП:

*а* — гидразинно-аммиачный; *б* — нейтральный с дозированием в конденсат окислителей; *в* — нейтральный с дозированием в конденсат гидразина

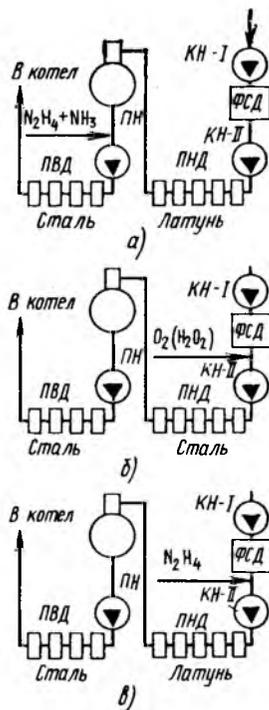


Таблица 11.8. Сопоставление фильтроциклов БОУ для разных водных режимов Костромской ГРЭС

Номер блока	Водный режим	Фильтроцикл, м <sup>3</sup>	Увеличение фильтроцикла при безаммиачных режимах, м <sup>3</sup>
5	Гидразинно-аммиачный	71 658	338 354
	Кислородный	410 012	
7	Гидразинно-аммиачный	80 328	410 359
	Перекисеводородный	490 687	

Таблица 11.9. Вредные сбросы в водоемы в связи с регенерацией фильтров БОУ для различных водных режимов

Характерные величины	Гидразинно-аммиачный режим	Нейтральный режим с дозированием			
		кислорода		перекиси водорода	
		первый год эксплуатации	второй год эксплуатации	первый год эксплуатации	второй год эксплуатации
Число регенераций в год	61	17	12	15	10
Сбросы, кг/%:					
NH <sub>3</sub>	4392/100	29/066	21/0,58	26/0,59	17/0,39
Na	4270/100	1190/27,8	840/19,6	1050/24,6	700/15,4
SO <sub>2</sub>	13 420/100	3740/26,3	2640/19,7	3300/24,6	2200/15,4
Суммарно	22 082/100	4959/22,5	3501/15,8	4376/19,8	2917/13,2

Примечание. Значения сбросов (%) даны по отношению к сбросам при гидразинно-аммиачном режиме, принятом за 100%.

### § 11.8. КОМПЛЕКСОННЫЙ ВОДНЫЙ РЕЖИМ БЛОКОВ СКП

По условиям защиты от коррозии конденсатопитательного тракта и по концентрациям железа в питательной воде характеристики гидразинно-аммиачного режима вполне приемлемы (см. табл. 11.4). Основным недостатком этого режима при  $\text{pH} = 9,1 \pm 0,1$  является значительное количество отложений и локализация их в НРЧ. При комплексонном водном режиме локализация отложений исключается. Основой данного водного режима блоков СКП явились работы по исследованию термолиза комплексонатов железа. В этих исследованиях было показано, что термолиз комплексонатов железа интенсивно протекает в интервале температур 250—330° С (см. гл. 9 и 10). Так как именно этот интервал температур характерен для водяного экономайзера блоков СКП, то можно предположить, что при комплексонном режиме подавляющая часть соединений железа будет задержана в этой области тракта. Тем самым может быть существенно снижено количество оксидов железа, поступающих в НРЧ.

Ввод комплексона (трилона Б) целесообразен непосредственно перед водяным экономайзером, т. е. после всех ПВД (см. § 10.3). Для блоков СКП это означало бы введение дозируемого раствора при давлении 30 МПа\*, что встречает определенные трудности. В связи с этим для первых опытов осуществления комплексонного водного режима блоков СКП было решено вводить дозируемый раствор на всас бустерных насосов, т. е. перед всеми ПВД. При таких температурах защитное действие комплексонов еще не проявляется. Более того, в области ПВД может иметь место увеличение перехода продуктов коррозии в питательную воду. Во избежание этого дозирование раствора трилона Б производилось без отказа от гидразинно-аммиачной обработки пита-

\* Для барабанных котлов сверхвысоких давлений такой ввод осуществляется при значительно меньших давлениях (16 МПа) с использованием фосфатных насосов-дозаторов.

тельной воды. Такой комплексонный режим был впервые внедрен на блоке № 2 Костромской ГРЭС в 1971 г. Результаты предварительного исследования температурного режима труб НРЧ котла № 2 Костромской ГРЭС показали относительно слабый рост температур и связанный с этим большой межпромывочный период. В связи с этим на основе «Руководящих указаний», утвержденных Минэнерго СССР, комплексонный водный режим был разрешен к применению.

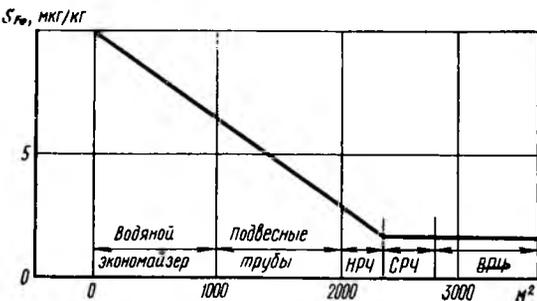


Рис. 11.10. Поведение оксидов железа по тракту котла СКП в комплексонном водном режиме

На рис. 11.10 показано поведение соединений железа по тракту блока при комплексонном режиме. На входе в котел концентрации железа даже больше, чем в отсутствие дозирования комплексона. Это свидетельствует о повышении выноса железа из питательного тракта, однако не в виде оксидов, а в виде высокорастворимых комплексонатов железа, которые при последующем термическом разложении в котле будут создавать защитные оксидные пленки на всем тракте котла. Это подтверждает постоянство концентраций железа в области ВРЧ (рис. 11.10) и рост их при гидразинно-аммиачном режиме (см. рис. 11.5).

Из рис. 11.10 видно, что отложения по всему тракту до СРЧ равномерные. Отложения железа на тракте, предшествующем НРЧ, оставляют при этом на долю последней отложения в несколько раз меньшие, чем при гидразинно-аммиачном режиме. Это и объясняет увеличение межпромывочного периода. Предполагавшееся ранее практически полное задержание соединений железа в области водяного экономайзера, как видно из рис. 11.10, не оправдалось. Это связано, по-видимому, с недостатком времени для процесса термоллиза (табл. 11.10);

Таблица 11.10. Время прохождения среды по отдельным элементам прямоточного котла СКП, с

Поверхность нагрева	Время, с	Поверхность нагрева	Время, с
Водяной экономайзер	53,0	Экран поворотной камеры	2,0
Подвесные трубы конвективной шахты	4,0	Ширмовый пароперегреватель	3,0
Подовый экран	5,5	Конвективный пароперегреватель	3,2
НРЧ	10,0		
СРЧ	5,0		
ВРЧ-I	4,0		
ВРЧ-II	4,0	Итого по тракту СКП	96,2
Фронтальной и потолочной экраны	2,5	Промежуточный пароперегреватель	5,0

среда проходит водяной экономайзер и подвесные трубы менее чем за 1 мин.

Отложения образуются в результате термолитза комплексонатов, при контакте которых со стальными поверхностями на последних образуется плотный оксидный слой. По данным ЦКТИ, он имеет не только меньшую толщину, но и в 3—5 раз большую теплопроводность, чем при гидразинно-аммиачном режиме. В результате рост температур труб в НРЧ составляет всего 5°С за 1000 ч. Поэтому температуры металла НРЧ существенно меньше, чем при гидразинно-аммиачном режиме. Как видно из рис. 11.11, за 13 300 ч эксплуатации температуры по

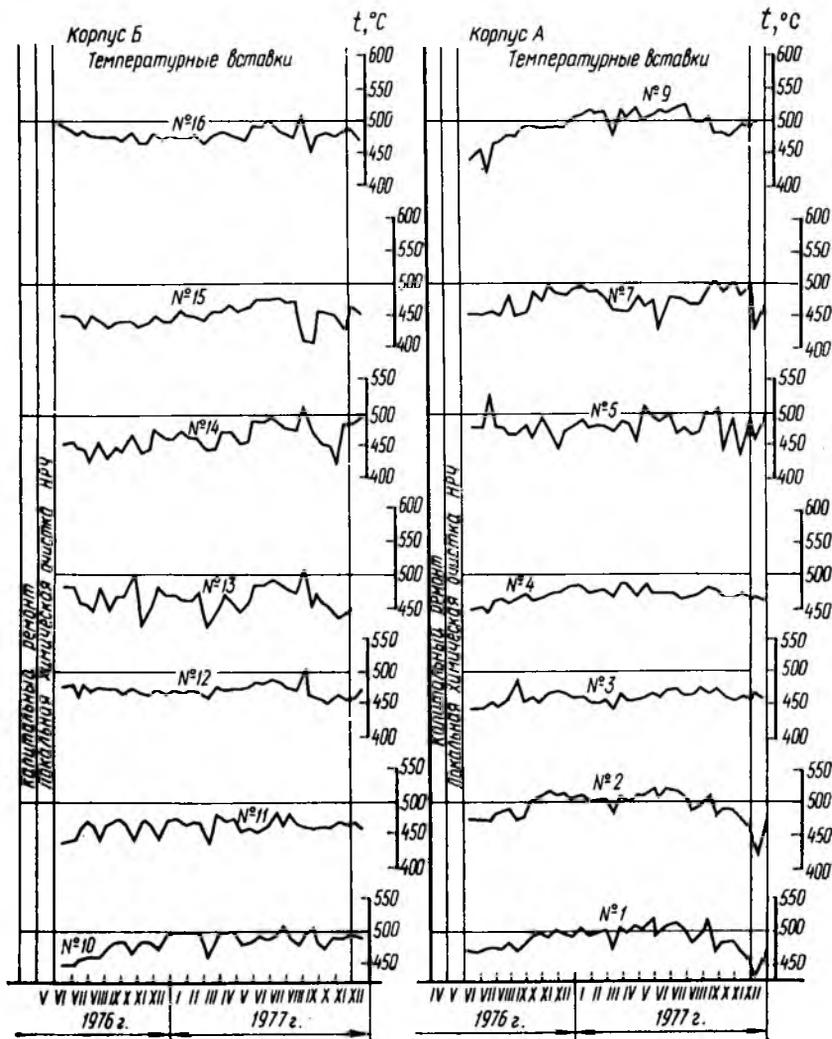


Рис. 11.11. Температуры труб НРЧ в комплексном режиме

отдельным вставкам достигали лишь 525° С, а по всем остальным были не выше 500° С. Вырезки из труб НРЧ свидетельствовали об отложениях (250—390 г/м<sup>2</sup>), аналогичных тем, которые образовывались при гидразинно-аммиачном режиме, но за срок, в 4 раза больший, и, как указывалось, в 3—5 раз более теплопроводных.

Концентрацию дозируемого раствора принимали, исходя из производительности насосов и концентрации комплексона, которую необходимо получить в питательной воде. Работа насосов-дозаторов должна быть автоматизирована в зависимости от паропроизводительности котла. Тракт подачи раствора выполняют из нержавеющей аустенитной стали. Концентрация дозируемого раствора на Костромской ГРЭС была принята равной 1,5 г/кг.

Для дозировки в питательную воду котлов СКП следует использовать аммонийную соль ЭДТУ. Использование натриевых солей, в частности трилона Б, следует отвергнуть, так как при этом могут увеличиваться отложения в котле. Степень замещения для дозируемой аммонийной соли не имеет значения. Поэтому для дозировки используют трех- четырехзамещенные соли ЭДТУ, имеющие более высокую растворимость в воде.

В связи с наличием БОУ на блоках СКП расчет необходимой концентрации комплексона в питательной воде производят с учетом содержания в ней только оксидов железа, меди и цинка. Расчет ведут по стехиометрическим соотношениям, т. е. расчетная концентрация комплексона в питательной воде перед котлом

$$s_{\text{компл}} = 6,7s_{\text{пв}}^{\text{Fe}} + 6,0s_{\text{пв}}^{\text{Cu}} + 6,0s_{\text{пв}}^{\text{Zn}}, \quad (11.2)$$

где  $s_{\text{пв}}^{\text{Fe}}$ ,  $s_{\text{пв}}^{\text{Cu}}$  и  $s_{\text{пв}}^{\text{Zn}}$  — концентрации оксидов железа, меди и цинка, мкг/кг, в пересчете соответственно на Fe, Cu и Zn, наблюдаемые на котле, переводимом в комплексонный водный режим.

На Костромской ГРЭС необходимые концентрации комплексона составляли 60—80 мкг/кг. Исследования, проведенные на этой ГРЭС, показали, что увеличение концентрации по сравнению со стехиометрической не имеет никаких преимуществ и лишь удорожает эксплуатацию. Требуется даже некоторое (примерно на 30 %) уменьшение концентрации в связи с комплексообразующей способностью продуктов разложения комплексонов и комплексонатов. При комплексонном водном режиме эффективность работы БОУ остается той же, что и при гидразинно-аммиачном водном режиме, что является единственным недостатком этого режима при дозировании комплексона на всас бу-стерных насосов. Поэтому такой режим разрешен, но в ПТЭ не включен. Этот недостаток может быть преодолен только при переходе к дозированию комплексона непосредственно перед водяным экономайзе-

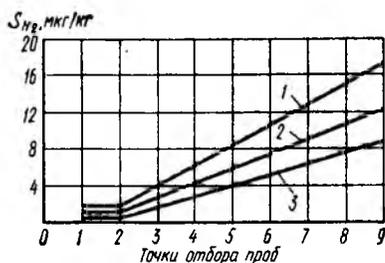


Рис. 11.12. Содержание водорода при различных водных режимах:

1 — комплексонный водный режим; 2 — гидразинно-аммиачный водный режим; 3 — гидразинно-аммиачный режим после длительного комплексонного

ром, с отказом от использования гидразина и применения амминирования. Но такой режим пока не разработан.

При комплексонном водном режиме содержание водорода по тракту котла СКП несколько повышается. Однако это не результат повышенной коррозии, а следствие термического разложения комплексонатов и комплексонов. Что же касается коррозии стали, то она по всему тракту котла существенно снижается за счет образования магнетитовой защитной пленки. Об этом свидетельствует специальное исследование, поставленное на СУГРЭС. Результаты этого исследования представлены на рис. 11.12.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Горин В. И. Некоторые результаты эксплуатации энергоблоков сверхкритического давления при нейтрально-окислительном водном режиме // Теплоэнергетика. 1983. № 7. С. 2, 3.
2. Чудновская И. И., Штерн З. Ю. Состояние железоксидных слоев при нейтрально-окислительном водном режиме // Теплоэнергетика. 1983. № 7. С. 6—8.
3. Маргулова Т. Х., Акользин П. А., Разумовская Е. Д. О концентрациях газообразного кислорода при дозировании его в конденсат энергоблоков с. к. д. // Теплоэнергетика. 1983. № 7. С. 3—5.
4. Исследование водного режима котла сверхкритических параметров при обработке питательной воды комплексонном / Т. Х. Маргулова, А. Я. Ялова, А. Ю. Булавко, В. В. Холщев // Теплоэнергетика. 1973. № 9. С. 20—24.

ВОДНЫЙ РЕЖИМ  
ПАРОГЕНЕРАТОРОВ АЭС

§ 12.1. СВЯЗЬ ВОДНОГО РЕЖИМА С МАТЕРИАЛОМ  
И КОНСТРУКЦИЕЙ ПАРОГЕНЕРАТОРОВ

Связь водного режима с конструкцией и конструкционными материалами существует для любого аппарата. Но наиболее ярко она проявляется для парогенераторов АЭС. Поэтому целесообразно эту связь рассмотреть именно на этом примере.

В настоящее время наиболее распространенным материалом для трубок парогенераторов АЭС с ВВЭР является аустенитная нержавеющая сталь. Ее применение обусловлено высокой общей коррозионной стойкостью, что важно по условиям работы первого контура. Однако эта сталь склонна к коррозии под напряжением, усугубляемой присутствием хлоридов (см. гл. 3). Локальные концентрации хлоридов в воде парогенератора, т. е. по стороне второго контура, зависят от конструкции аппарата.

Рассмотрим, например, допустимость прямоточной конструкции парогенератора с трубками из нержавеющей аустенитной стали. Концентрации хлоридов в воде парогенератора растут по мере увеличения сухости пара при движении среды через поверхности нагрева. В любом месте тракта прямоточного парогенератора концентрацию хлоридов в воде можно определить из балансового уравнения

$$100s_{\text{пв}}^{\text{Cl}} = \omega s_{\text{н}}^{\text{Cl}} + \frac{100 - \omega}{100} K_{\text{р}}^{\text{Cl}} s_{\text{в}}^{\text{Cl}}, \quad (12.1)$$

где  $s_{\text{пв}}^{\text{Cl}}$  — концентрация хлоридов в питательной воде,  $\omega$  — влажность пара, %;  $s_{\text{н}}^{\text{Cl}}$  — концентрации хлоридов в воде в рассматриваемом месте тракта;  $K_{\text{р}}^{\text{Cl}}$  — коэффициент распределения хлоридов между кипящей водой и насыщенным паром, зависящий от давления, %.

Из уравнения (12.1) следует, что

$$s_{\text{н}}^{\text{Cl}} = \frac{100}{\omega + K_{\text{р}}^{\text{Cl}} \frac{100 - \omega}{100}} s_{\text{пв}}^{\text{Cl}}. \quad (12.2)$$

Концентрации хлоридов во влаге тем больше, чем меньше влажность пара. Поэтому наибольшие концентрации хлоридов достигаются в зоне доупаривания, т. е. в зоне минимальной влажности, которая предшествует зоне перегрева. При исследовании именно этой зоны

в уравнении (12.2) можно пренебречь значением  $(100 - \omega)/100$  (из-за малости  $\omega$ ). Тогда

$$s_b^{Cl} = 100s_{пв}^{Cl}/(\omega + K_p^{Cl}). \quad (12.3)$$

Из (12.3) видно, что чем больше  $K_p^{Cl}$ , тем меньше концентрация хлоридов во влаге в зоне досушки, так как тем большие количества хлоридов переходят в насыщенный пар. Известно (см. гл. 2), что коэффициенты распределения для любой примеси тем больше, чем выше давление. Это означает, что чем больше давление, тем меньше концентрации хлоридов в зоне досушки.

На рис. 12.1 приведены расчетные значения  $K_p$  для кремниевой кислоты и хлоридов в области рабочих давлений парогенераторов АЭС, а на рис. 12.2 — концентрации хлорид-иона во влаге в зоне доупаривания для различных давлений. Расчет проведен для наиболее высокой очистки от хлоридов, т. е. для  $s_{пв}^{Cl} = 0,002$  мг/кг, безусловно требующего 100 %-ной конденсатоочистки и обессоливания добавочной воды. Из рис. 12.2 видно, что для давления 18 МПа концентрации хлоридов

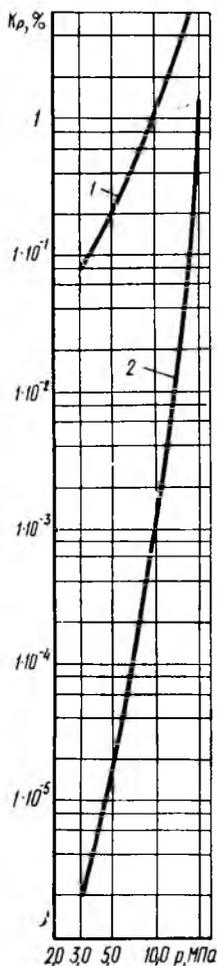


Рис. 12.1. Зависимость коэффициентов распределения  $K_p$  для кремниевой кислоты (1) и хлоридов (2) от давления

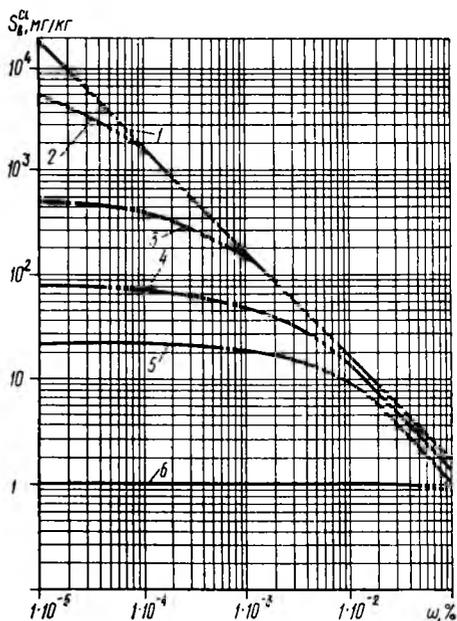


Рис. 12.2. Зависимость концентрации хлоридов во влаге в зоне доупаривания при  $s_{пв}^{Cl} = 0,002$  мг/кг от давления, МПа:  
1 — 3,2; 2 — 5,0; 3 — 8,0; 4 — 11,0; 5 — 13,0; 6 — 18,0

в остаточной влаге составят 1 мг/кг, а для давления 3,2 МПа они доходят до  $2 \cdot 10^4$  мг/кг, т. е. на четыре порядка больше. Как показано далее, нормируемое значение концентрации хлоридов в воде парогенератора, трубки которого выполнены из аустенитной нержавеющей стали, составляет 0,5 мг/кг. В сопоставлении с рис. 12.2 это означает недопустимость применения прямоточных парогенераторов из аустенитной нержавеющей стали даже для давления 18 МПа. Для средних и низких давлений прямоточная конструкция парогенератора из нержавеющей аустенитных сталей тем более недопустима.

Прямоточным элементом с зоной досушки является пароперегреватель, если он используется для парогенератора АЭС. Соответствующие расчеты представлены на рис. 12.3, из которого видно, что для давления 13 МПа (рис. 12.3, а) и для более высоких давлений применение пароперегревателя из нержавеющей аустенитной стали для котлов барабанного типа допустимо, но только при достаточно глубокой осушке пара, поступающего на перегрев ( $\omega = 0,01\%$ ). Из рис. 12.3, б видно, что применение такого пароперегревателя для давления 3,2 МПа недопустимо даже при глубокой осушке пара перед перегревом и весьма высокой чистоте питательной воды по хлорид-иону ( $s_{\text{пв}}^{\text{Cl}} = 0,002$  мг/кг). Для современных парогенераторов АЭС (давление 6,5 МПа) применение пароперегревателя с трубками из аустенитных нержавеющей сталей также недопустимо, тем более что в эксплуатационных режимах невозможно обеспечить столь глубокую осушку (до 0,01 %).

Изложенному не противоречит применение прямоточного парогенератора с перегревом пара для атомного ледокола «Ленин» и ему подобных, работающих на среднем давлении. Дело в том, что второй контур этой установки не имеет конденсатоочистки. Поэтому за счет присосов охлаждающей (морской) воды концентрации хлоридов в питательной воде существенно больше, чем уже рассмотренная концентрация 0,002 мг/кг. Казалось бы, это хуже с точки зрения растрескивания аустенитной нержавеющей стали, из которой изготовлен этот парогенератор. Однако вместе с хлоридами присос охлаждающей (морской) воды вносит в питательную воду и кальциевые соединения с весьма малой растворимостью (см. гл. 2). По мере повышения температуры питательной воды в парогенераторе, еще в экономайзерной зоне, появляются кальциевые отложения. Особенно значительными они становятся в области парообразования, причем задолго до высокого концентрирования хлоридов. Тем самым кальциевые накипеотложения, весьма плотные по своей природе, предотвращают непосредственный контакт хлоридов с аустенитной нержавеющей сталью и их концентрирование не является опасным. Это подтверждается систематической отмывкой парогенераторов ледокола «Ленин» высокощелочными растворами ЭДТУ (см. гл. 17).

Надежность водного режима может быть связана и с конкретной конструкцией парогенератора. Так, с точки зрения бескоррекционного и фосфатного водных режимов совершенно недопустима конструкция парогенератора с нижней трубной доской. При проектировании парогенератора, оптимального в конструкторском и технологическом

отношении, нужно стремиться к обеспечению надежного водного режима.

Вертикальные парогенераторы с нижней трубной доской (рис. 12.4) установлены на первой АЭС ГДР «Райнсберг». В нижних частях парогенератора располагаются трубные доски, в которые вальцованы с обваркой теплообменные U-образные трубки. Питательная вода непрерывно вносит в парогенераторы железокислые соединения,

появляющиеся вследствие коррозии конденсатопитательного тракта. Эти соединения находятся в питательной воде не только в истинно растворенном состоянии, но главным образом в виде взвешенных частиц разной степени дисперсности. Чем больше общее содержание оксидов железа в питательной воде, тем больше содержание этих форм. Истинная растворимость железокислых соединений в воде парогенератора

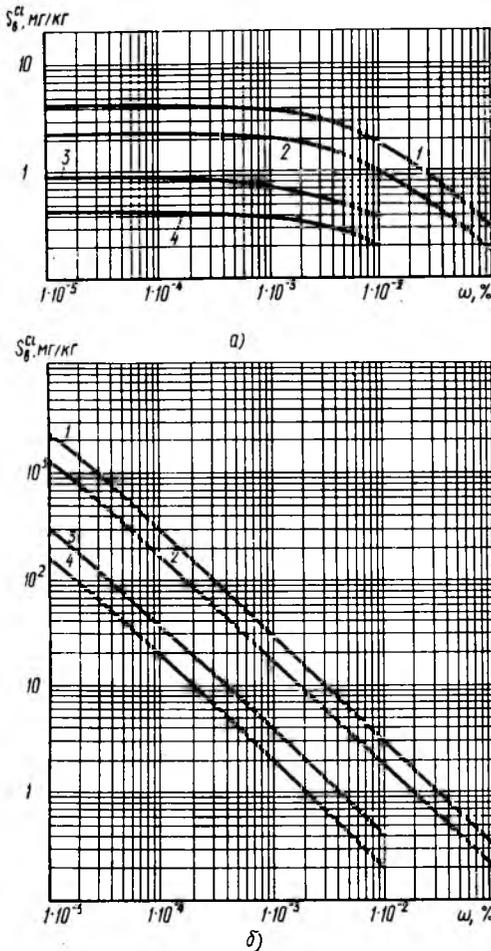


Рис. 12.3. Концентрации хлорид-иона во влаге во входных участках пароперегревателя для барабанного парогенератора при различных давлениях:

$a$  13,0 МПа;  $b$  3,2 МПа;  $S_{Cl}^{Cl} = 0,002$  мг/кг;  
 1  $\omega_{вх} = 0,1\%$ ,  $p = 0,5$ ; 2  $\omega_{вх} = 0,1\%$ ;  $p = 1,0$ ;  
 3  $\omega_{вх} = 0,01\%$ ,  $p = 0,5$ ; 4  $\omega_{вх} = 0,01\%$ ,  $p = 1,0\%$

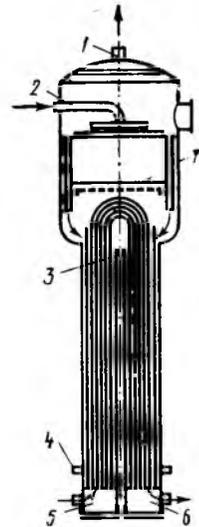


Рис. 12.4. Вертикальный парогенератор с водным теплоносителем для АЭС с ВВЭР:

1 - отвод пара к турбине; 2 - подвод питательной воды; 3 - непрерывная продувка; 4 - периодическая продувка; 5 - входной коллектор теплоносителя; 6 - выходной коллектор теплоносителя; 7 - уровень воды

по сравнению с растворимостью в питательной воде уменьшается (чем выше температура воды, тем меньше растворимость железоксидных соединений). Кроме того, и это главное, в парогенераторе происходит концентрирование примесей, в том числе и железоксидных соединений. Поэтому истинно растворенные соединения железа в воде парогенератора можно не учитывать, обращая внимание лишь на железоксидный шлам.

Водный режим парогенератора (рис. 12.4) — *бескоррекционный*. Циркуляция в парогенераторе естественная. Вода, опускающаяся в кольцевом пространстве между корпусом и обечайкой, делает поворот на  $180^\circ$  и поднимается в виде пароводяной смеси в межтрубном пространстве. Резкий поворот потока приводит к выпадению из него наиболее крупных частиц шлама, оседающих на трубной доске. После достижения шламом уровня нижней кромки обечайки дальнейшее накопление шлама замедляется и прекращается. Шлам уносится с потоком в цилиндрическую часть парогенератора, откуда может удаляться с непрерывной продувкой. Предотвратить отложения шлама на нижних трубных досках пытались удалением его с помощью периодической продувки. Однако опыт показал несостоятельность этого способа: из трубок периодической продувки (4 на рис. 12.4 и 12.5) поступала вода, практически свободная от шлама. Причинами явились не только малый диаметр трубки 4 и изгиб ее, способствующие осаждению в ней железоксидного шлама, но главное — «сепарирующий» эффект по отношению к железоксидному шламу 374 теплообменных трубок. В результате ко входу в трубки 4 подходили струи воды, не содержащие шлама. Дополнительная трубка (6 на рис. 12.5), которая должна выводить зашламленную воду с плоскости трубной доски, также не могла устранить шламоосаждение на трубной доске.

Шламоотложение на нижней трубной доске вызывает повышенное концентрирование всех примесей, в том числе и хлоридов, в порах между частицами шлама. Причиной этого является перепад температур между теплоносителем первого контура и пароводяной смесью второго

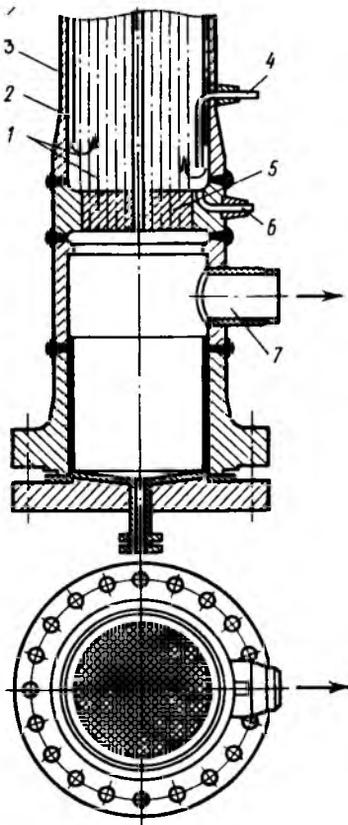


Рис. 12.5. Конструктивное оформление нижней части парогенератора по схеме рис. 12.4:

1 — трубки поверхности нагрева; 2 — обечайка; 3 — корпус; 4 — периодическая продувка; 5 — трубная доска; 6 — трубка вывода шлама с поверхности трубной доски; 7 — выход теплоносителя

контра. В связи с этим в порах железоксидного шлама происходит глубокое упаривание воды, способствующее концентрированию хлоридов до недопустимых значений для коррозии под напряжением, что вызывает разрушение трубок, особенно в местах вальцовок. Правильность подобной трактовки явления подтверждается преимущественными разрушениями для более «горячей» стороны теплоносителя и разрушениями только по стороне второго контура.

Если для данной конструкции применить такой водный режим, который предотвратит наличие шлама, то окажется возможным сохранить в качестве материала теплообменных трубок аустенитную нержавеющую сталь, избежав ее коррозии под напряжением. Таким режимом является режим комплексной обработки питательной воды, рассматриваемый далее (см. § 12.4). Если сохранить бескоррекционный водный режим парогенератора с неизбежным для него содержанием железоксидного шлама, то конструкция парогенератора с нижними трубными досками недопустима.

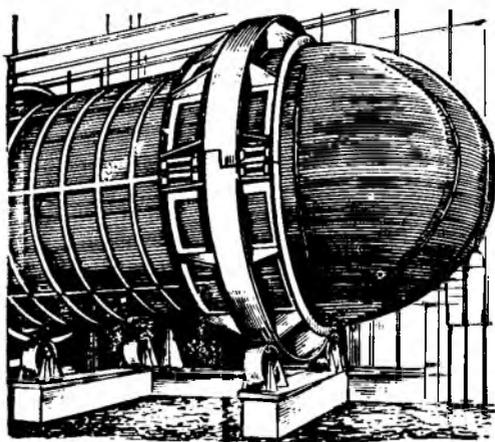


Рис. 12.6. Теплообменная поверхность парогенератора фирмы «Вестингауз»

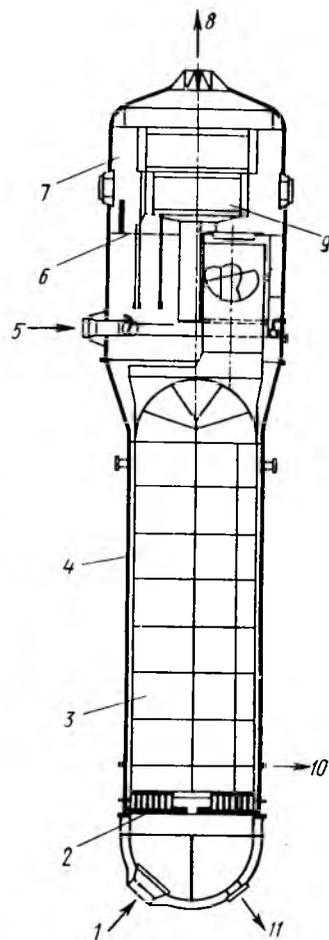


Рис. 12.7. Конструктивная схема зарубежных парогенераторов АЭС:

1 — вход теплоносителя; 2 — трубная доска; 3 — теплообменная змеевиковая поверхность; 4 — корпус парогенератора; 5 — подвод питательной воды; 6 — уровень воды; 7 — паровой объем; 8 — отвод насыщенного пара; 9 — сепарационное устройство; 10 — непрерывная продувка; 11 — выход теплоносителя

Еще более ярко проявляются указанные явления для мощных парогенераторов конструкции фирмы «Вестингауз» (США) производительностью 870 т/ч. В корпусе диаметром 4,5 м расположено 4470 U-образных трубок с общей поверхностью теплообмена 5400 м<sup>2</sup>. Для создания столь большой поверхности в корпусе трубную поверхность теплообмена выполняют с весьма малыми проходами между трубками (рис. 12.6). Парогенератор выполнен с нижней трубной доской, аналогично представленному на рис. 12.4, но «сепарирующий» эффект многотрубного пучка (рис. 12.6) проявляется в еще большей мере, чем на рис. 12.4, и труба непрерывной продувки 10 на рис. 12.7 не может выводить шлам из парогенератора. Железооксидный шлам скапливается на трубной доске 2 (рис. 12.7). В толще этого шлама происходит глубокое упаривание воды парогенератора в том числе и по хлоридам. В результате при бескоррекционном водном режиме имеет место большое количество разрушений теплообменных трубок, выполненных из аустенитной нержавеющей стали. Недопустимо высокие концентрации хлоридов в воде парогенератора связаны также с отсутствием в зарубежных блоках АЭС 100 %-ной конденсатоочистки, необходимость которой показана в гл. 4, и начинает признаваться за рубежом только в последние годы. Вместо совершенствования водного режима парогенераторов (например, перехода к комплексному режиму) фирма заменила материал трубок. Основанием для применения инконеля-600\* была нечувствительность этого материала к концентрациям хлорид-иона. Однако происходило разрушение и этих трубок, так как инконель-600 склонен к щелочной коррозии, а в массе железооксидного шлама происходит концентрирование всех примесей, в том числе и щелочей. Выход из строя трубок из инконеля-600 подтверждает теорию глубокого упаривания воды парогенератора в канальцах, образуемых в шламоотложениях. В последних парогенераторах фирма заменила инконель-600 на инкаллой-800\*\*, однако и это решение многократно дороже, чем введение 100%-ной конденсатоочистки и комплексной обработки питательной воды. Если даже разрушение трубок из инкаллой-800 произойдет через относительно длительное время и аварии парогенераторов с нижней трубной доской при бескоррекционном водном режиме прекратятся, применение инкаллой-800 представляет собой необоснованное растрачивание такого ценного металла, как никель, что неприемлемо для стран с плановым народным хозяйством.

В парогенераторах фирмы «Вестингауз» проявлялись, кроме того, разрушения дистанционирующих элементов трубной системы парогенераторов. Для этих элементов использовалась углеродистая сталь, быстро разрушающаяся в результате контактной коррозии. Между тем в тесном пучке парогенератора (см. рис. 12.6) дистанционирующая система имеет важное значение и экономия на ее конструкционном материале по меньшей мере непонятна.

Правильность высказанных соображений подтверждается отсутствием коррозии под напряжением для аустенитных нержавеющей

\* Состав инконеля-600: Ni — основа; Cr ~ 15%; Fe до 9%.

\*\* Состав инкаллой-800: Fe — основа; Cr ~ 25%; Ni ~ 35%.

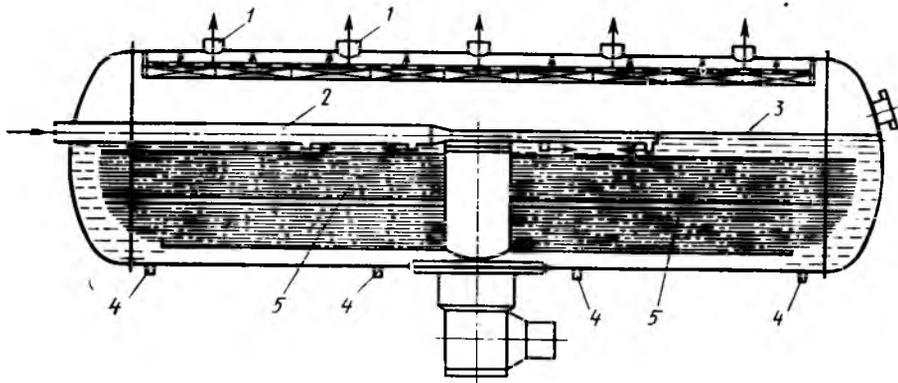


Рис. 12.8. Горизонтальный парогенератор АЭС с ВВЭР:  
 1 — отвод насыщенного пара; 2 — подвод питательной воды; 3 — уровень воды; 4 — дренажные штуцера; 5 — теплообменная поверхность

трубок горизонтальных парогенераторов (рис. 12.8), использованных для блоков АЭС с ВВЭР особенно для речных охлаждающих вод.

Парогенератор АЭС по рис. 12.8 был использован для блоков ВВЭР-210 и ВВЭР-365 Нововоронежской АЭС. Для серийных блоков ВВЭР-440 и ВВЭР-1000 была использована конструкция типа представленной на рис. 12.9. Основное ее отличие, важное для водного режима, заключается в том, что для удобства ремонта коллекторы теплоносителя проходят через все сечение корпуса парогенератора. Верхняя часть коллекторов заканчивается плоской крышкой на болтах. На корпусе парогенератора монтируется крышка 1 со свободным проходом 2 между ней и съемной крышкой коллектора 3, обеспечивающим доступ в него сверху для ремонта. Как видно из рис. 12.9, болты на крышке коллекторов обеспечивают плотность между первым и вторым контурами теплоносителя. Достаточно разрушения хотя бы одного из десятков болтов на коллекторах парогенераторов блока ВВЭР-440 или ВВЭР-1000, чтобы под влиянием перепада давлений между контурами начался переток радиоактивного теплоносителя из первого (радиоактивного) контура во второй, который должен быть нерадиоактивным. Кроме того, в теплоносителе имеется бор, концентрации которого возрастают за счет упаривания влаги перетока на поверхности коллектора с возможностью выноса концентрированных растворов бора насыщенным паром в турбину, в которой это может вызвать коррозию проточной части, а также отложения. Такое нарушение водного режима под влиянием конкретных конструктивных особенностей парогенератора заставило принять решение об изменении расположения коллекторов теплоносителя в парогенераторе и вернуться к полному их подтоплению, т. е. к исполнению коллекторов теплоносителя, аналогичному представленному на рис. 12.8, с доступом для ремонта снизу.

Так как вертикальные парогенераторы имеют свои преимущества, в частности для них возможно повышение единичной мощности, по сравнению с мощностью горизонтальных (при сохранении того же диа-

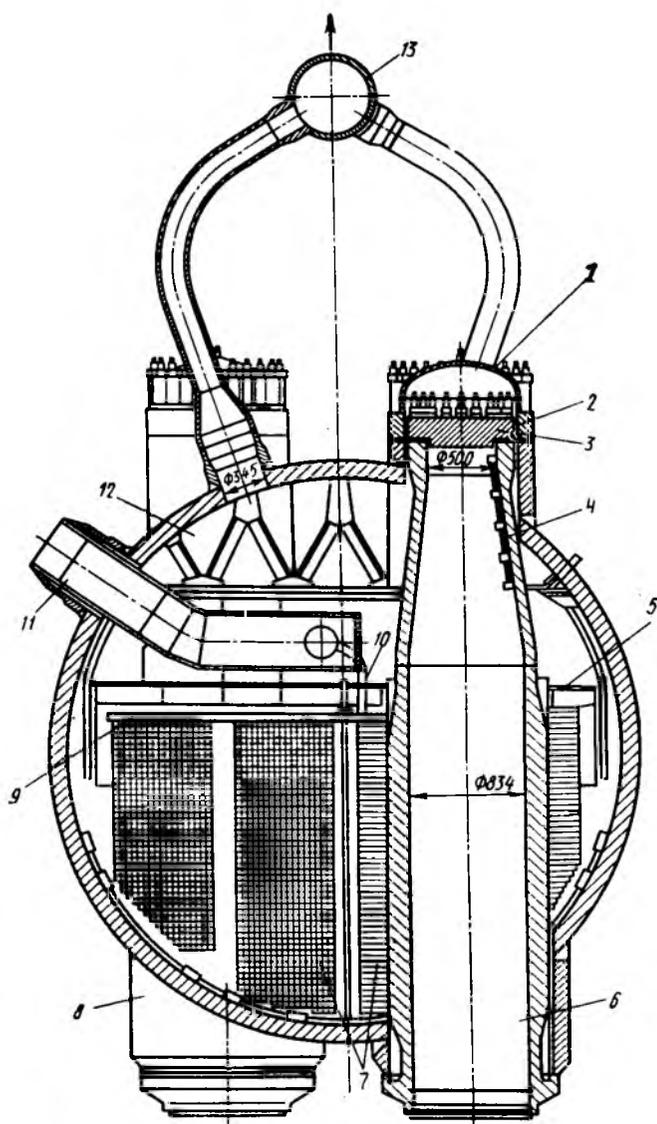


Рис. 12.9. Современный парогенератор для блока ВВЭР-1000:  
 1 — крышка на корпусе; 2 — щель между крышками; 3 — крышка коллектора; 4 — воздушник коллектора; 5 — погруженный дырчатый щит; 6 — «холодный» коллектор; 7 — теплообменная поверхность; 8 — «горячий» коллектор; 9 — трубки раздачи питательной воды; 10 — подача питательной воды к трубкам раздачи; 11 — ввод питательного трубопровода; 12 — жалюзийный сепаратор; 13 — паровой коллектор

метра корпуса), то в СССР ведется проектирование и вертикальных парогенераторов, но без нижней трубной доски.

Игнорирование вопросов водного режима парогенераторов двухконтурных АЭС в наибольшей степени проявилось при использовании  $\text{CO}_2$  в качестве теплоносителя на АЭС Англии и ЧССР. В связи с тем что углеродистая сталь практически не корродирует в среде  $\text{CO}_2$ , она была использована как для теплообменных поверхностей, так и для элементов опор и креплений для этих поверхностей. В АЭС Англии давление пароводяной смеси внутри труб больше, чем давление  $\text{CO}_2$  снаружи этих труб. В связи с этим при возможных перетечках влаги через незначительные неплотности образуется угольная кислота, вредно воздействующая на стальные опоры и крепления элементов парогенератора (разрушает их). Это было обнаружено после длительной эксплуатации АЭС Англии. Между тем возможность применения углеродистых сталей при использовании углекислотного теплоносителя обусловила развитие такого направления в Англии и других странах.

В парогенераторах ЧССР с теплоносителем  $\text{CO}_2$  давление  $\text{CO}_2$  было больше, чем пароводяной смеси. Давление  $\text{CO}_2$  равнялось 6,0 МПа, а внутри трубок — 3,2 МПа. В результате даже через незначительные трещинки происходил переток  $\text{CO}_2$  в водяной объем парогенератора, в котором при этом значение рН соответствовало кислой среде. Это способствовало интенсивной коррозии материалов парогенератора, во избежание которой в парогенератор вводили большие количества едкого натра. Однако полного протекания реакции нейтрализации добиться не удалось и атомная энергетика ЧССР отказалась от  $\text{CO}_2$  и полностью перешла на реакторы ВВЭР.

Обнаруженные явления привели к повсеместному отказу от развития АЭС с углекислотным теплоносителем. Это не означает отказа от газового теплоносителя вообще. В настоящее время применяются, например, высокотемпературные ядерные реакторы, охлаждаемые гелием. Тем не менее основным типом двухконтурных АЭС с еще большим основанием, чем прежде, считаются АЭС с реакторами, охлаждаемыми водой под давлением (PWR за рубежом и ВВЭР в СССР). Конструктивно парогенераторы АЭС с ВВЭР выполнены горизонтальными с коллекторами вместо трубных досок (см. рис. 12.8). В такой конструкции концентрирование отложений шлама и упаривание в них существенно менее вероятны, чем в парогенераторе, показанном на рис. 12.7.

## § 12.2. ВОДНЫЙ РЕЖИМ ПАРОГЕНЕРАТОРОВ АЭС С ВВЭР И ЕГО НОРМИРОВАНИЕ

Водный режим парогенераторов двухконтурных АЭС с водным теплоносителем первоначально осуществлялся как бескоррекционный, так как коррекция фосфатами в СССР с самого начала развития атомной энергетики была отвергнута. Известно, что фосфатирование предотвращает кальциевые накипи, но приводит к образованию гидроксилпатита, выпадающего в водяном объеме в виде шлама. В котлах ТЭС этот шлам поступает с пароводяной смесью в свободный водяной объем барабана котла, откуда он выводится с непрерывной продувкой. В па-

рогенераторах АЭС водяной объем корпуса в очень большой мере занят тесным теплообменным пучком. В этих условиях фосфатный шлам, отлагаясь на поверхностях трубок, уменьшал бы полезную поверхность теплообмена и сужал площадь прохода пароводяной смеси между трубками. Поэтому на всех этапах нормирования водного режима вторых контуров в СССР неизменно записывалось — «фосфатирование не предусматривается». То же указано и в Нормках технологического проектирования АЭС.

Тем не менее в течение довольно длительного времени фосфатирование использовалось для парогенераторов фирмы «Вестингауз». Опыт этот оказался неудачным. Аварии в этих парогенераторах были связаны со скоплением железистого шлама на нижних трубных досках (см. § 12.1). Введение фосфатирования повысило значение рН, но одновременно привело к некоторому увеличению общего количества шлама (к железистому прибавился фосфатный шлам). В результате разрушения трубок в местах вальцовок не только не уменьшились, но даже увеличились и фосфатирование на парогенераторах «Вестингауз» было отменено.

Бескоррекционный водный режим парогенераторов АЭС с ВВЭР не исключает железистых отложений, причем шлам осаждается не только в нижней части корпуса парогенератора, но в большой мере и на теплообменных трубках парогенераторов АЭС с ВВЭР, однако без значительного концентрирования, как в парогенераторах с нижней трубной доской. При этом увеличивается термическое сопротивление переходу теплоты от теплоносителя к кипящей воде, т. е. снижается общий коэффициент теплопередачи и уменьшается производительность парогенератора.

Отложения по стороне пароводяной смеси имеют место и в котлах обычных ТЭС, но там они не вызывают снижения паропроизводительности, так как имеется возможность, увеличив расход топлива, повысить температуру газов, обогревающих трубы котла. Это приводит к повышению температурного напора, компенсирующего снижение коэффициента теплопередачи. Для парогенераторов АЭС увеличение температуры теплоносителя исключено. Поэтому снижение коэффициента теплопередачи приводит к уменьшению производительности парогенератора и соответственно мощности турбины. Во избежание этого проектно-конструкторские организации предусмотрели довольно большой запас поверхности теплообмена парогенератора (20—25 %), что является недостатком бескоррекционного водного режима, так как удорожает парогенератор (на 300 тыс. руб. для одного блока АЭС с ВВЭР-440). Кроме того, неизбежность отложений вызывает необходимость периодических очисток, проведение которых в условиях АЭС является довольно трудоемкой операцией и создает дополнительное количество радиоактивных вод, подлежащих переработке. В наибольшей мере бескоррекционный водный режим неблагоприятен для охлаждающих вод с большой жесткостью в отсутствие 100 %-ной конденсатоочистки.

Надежный водный режим парогенераторов АЭС с ВВЭР требует 100 %-ной конденсатоочистки, высокой очистки добавочной воды,

Таблица 12.1. Нормы водного режима вторых контуров АЭС с ВВЭР в стационарной эксплуатации при наличии конденсатоочистки

Нормируемые показатели	Питательная вода перед парогенератором	Турбинный конденсат		Конденсат перед деаэратором	Насыщенный пар	Продувочная вода	
		до конденсатоочистки	после конденсатоочистки			перед байпасной очисткой	после байпасной очистки
Общая жесткость, мкг-экв/кг	≤0,2	≤2	≤0,2	—	—	—	—
Концентрация Na, мкг/кг	≤5	≤10	≤5	—	—	≤1000	100
Электрическая проводимость, мкСм/см	≤0,3	≤2	≤0,3	—	≤0,3	3,0	1,0
Концентрация Fe, мкг/кг	15	—	—	—	—	—	—
Концентрация Si, мкг/кг	—	—	—	5 (лагуновые ПНД) 3 (стальные ПНД)	—	—	—
Концентрация O <sub>2</sub> , мкг/кг	≤10 (после деаэратора)	≤30	—	—	—	—	—
Концентрации хлоридов, мкг/кг	—	—	—	—	—	≤500	—
Концентрации гидразина, мкг/кг	40—70	—	—	—	—	—	—
pH при t=25 °C	7,5—8,5	—	—	—	—	7,8—8,8	—
Вещества, экстрагируемые эфиром (масла и др.), мкг/кг	≤100	—	—	—	—	—	—
Условный окислительно-восстановительный потенциал, мВ	—	—	—	100±30	—	—	—

Таблица 12.2. Нормы водного режима вторых контуров АЭС с ВВЭР в стационарной эксплуатации в отсутствие конденсатоочистки

Нормируемые показатели	Питательная вода перед парогенератором	Турбинный конденсат	Конденсат перед деаэратором	Насыщенный пар	Продувочная вода	
					перед байпасной очисткой	после байпасной очистки
Общая жесткость, мкг-эquiv/кг	$\leq 0,5$	$\leq 0,5$	—	—	—	—
Концентрация Na, мкг/кг	$\leq 10$	$\leq 10$	—	—	$\leq 200$	$\leq 100$
Электрическая проводимость, мкСм/см	$\leq 0,6$	—	—	$\leq 0,4$	$\leq 6,0$	1,0
Концентрация Fe, мкг/кг	$\leq 20$	—	—	—	—	—
Концентрация Cu, мкг/кг	—	—	$\leq 10$	—	—	—
Концентрация O <sub>2</sub> , мкг/кг	$\leq 10$ (после деаэратора)	$\leq 30$	—	—	—	—
Концентрация хлоридов, мкг/кг	—	—	—	—	$\leq 500$	—
Концентрация гидразина, мкг/кг	20—60	—	—	—	—	—
pH при $t = 25^\circ\text{C}$	8,5—9,2	—	—	—	7,8—8,8	—
Вещества, экстрагируемые эфиром (масла и др.), мкг/кг	$\leq 100$	—	—	—	—	—
Условный окислительно-восстановительный потенциал, мВ	—	—	$100 \pm 50$	—	—	—

Таблица 12.3. Нормы водного режима вторых контуров в период горячей обкатки оборудования и при эксплуатации с нагрузкой не более 40% от номинальной и не более чем в течение 30 сут

Нормируемые показатели	Питательная вода перед парогенератором	Продувочная вода перед байпасной очисткой
Общая жесткость, мкг-экв/кг	$\leq 1,0$	—
Концентрация Na, мкг/кг	$\leq 25$	5000
Электрическая проводимость, мкСм/см	$\leq 1,0$	25 (без предварительного H-катионирования)
Концентрация Fe, мкг/кг	$\leq 100$	—
Концентрация Cu, мкг/кг	$\leq 20$ (перед деаэратором)	—
Концентрация O <sub>2</sub> , мкг/кг	$\leq 10$ (после деаэратора)	—
Концентрации хлоридов мкг/кг	—	$\leq 1500$
Концентрации гидразина, мкг/кг	20—100	—
Вещества, экстрагируемые эфиром (масла и др.), мкг/кг	$\leq 100$	—
Концентрации кремниевой кислоты, мкг/кг	$\leq 40$	—

Примечание. После горячей обкатки для пассивации оборудования производится его обработка гидразином с избыточной концентрацией в питательной воде 500 мкг/кг в течение 12 ч.

непрерывной байпасной очистки воды парогенератора.

Добавочная вода должна соответствовать следующим нормам: жесткость  $\leq 0,5$  мг-экв/кг; удельная электрическая проводимость  $\leq 1,0$  мкСм/см; концентрации натрия  $\leq 1,0$  мг/кг; концентрации железа и меди соответственно  $\leq 20$  и  $\leq 10$  мг/кг, содержание кремниевой кислоты  $\leq 15$  мг/кг; содержание хлоридов  $\leq 5$  мг/кг. Добавочная вода подается в конденсатор (рис. 12.10). Здесь же показана и байпасная очистка воды парогенератора.

В табл. 12.1, 12.2 даны принятые в настоящее время нормы водного режима парогенераторов АЭС с ВВЭР-440 и ВВЭР-1000 как при наличии (табл. 12.1), так и без конденсатоочистки (табл. 12.2), поскольку некоторые, наиболее ранние блоки были выполнены без конденсатоочисток.

Кроме того, несколько облегченные нормы приняты при горячей обкатке оборудования (табл. 12.3).

В дополнение к нормам табл. 12.1—12.3 первые трое суток после пуска блока считаются допустимыми концентрации Fe в питательной воде до 50 мг/кг и меди после всех ПНД до 10 мг/кг.

Перед плановым остановом блока, но не более чем на трое суток, с целью консервации оборудования в течение 24 ч ведут обработку блока гидразином с концентрацией его в питательной воде до 500 мг/кг.

### § 12.3. БАЙПАСНАЯ ОЧИСТКА ВОДЫ ПАРОГЕНЕРАТОРОВ ВВЭР

Как показано в гл. 5, необходимо непрерывно выводить из парообразующего агрегата примеси, поступающие в него с питательной водой. Из паровых котлов продувочная вода после расширителя и поверхностного теплообменника может быть сброшена в канализацию. В парогенераторах АЭС имеет место незначительный переток в них среды первого контура. В связи с этим вода парогенераторов блоков ВВЭР радионактивна и очистка ее со сбросом недопустима. У парогенераторов устанавливается байпасная ионообменная очистка с возвратом очищенной воды в парогенератор. Поэтому расход очищенной воды парогене-

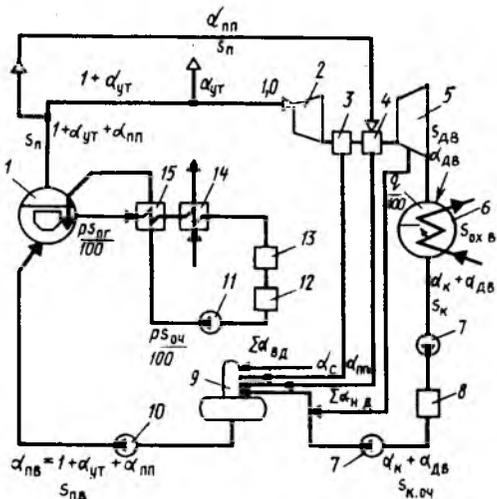


Рис. 12.10. Схема второго контура АЭС с ВВЭР:

1 — парогенератор; 2 — ЦВД турбины; 3 — сепаратор; 4 — промежуточный пароперегреватель; 5 — ЦНД турбины; 6 — конденсатор; 7 — конденсатный насос; 8 — конденсатоочистка; 9 — деаэрактор; 10 — питательный насос; 11 — насос байпасной очистки; 12 — анионитный фильтр; 13 — катионитный фильтр; 14 — доохладитель «продувочной» воды; 15 — регенеративный подогреватель

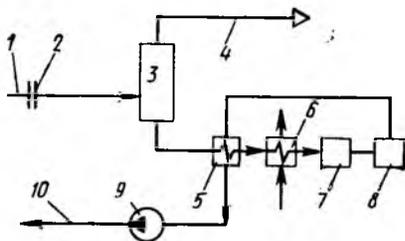


Рис. 12.11. Байпасная очистная установка на воде парогенератора на сниженном давлении:

1 — подача воды на очистку; 2 — дроссельная шайба; 3 — расширитель; 4 — сборос пара в деаэрактор; 5 — регенеративный подогреватель; 6 — доохладитель; 7 — катионитный фильтр; 8 — анионитный фильтр; 9 — насос возврата очищенной воды в парогенератор; 10 — подача в парогенератор

ратора лишь условно может быть назван продувкой. При наличии 100 %-ной конденсатоочистки потребная байпасная очистка у парогенератора уменьшается\*.

Байпасную очистку можно производить или при полном давлении (см. рис. 12.10), или при сниженном (рис. 12.11). В последнем случае при снижении давления от парогенераторного  $p_{\text{пг}}$  до деаэракторного  $p_{\text{д}}$  из воды парогенератора образуется количество пара, равное  $\beta$  на 1 кг воды, причем

$$\beta = (h'_{\text{пг}} - h'_{\text{д}}) / r_{\text{д}}, \quad (12.4)$$

где  $h'_{\text{пг}}$  и  $h'_{\text{д}}$  — энтальпии воды при температурах кипения для давлений

в парогенераторе и в деаэракторе, кДж/кг;  $r_{\text{д}}$  — теплота парообразования при давлении в деаэракторе, кДж/кг.

При этом на очистку на фильтрах и охлаждении в теплообменниках будет направлен не полный расход продувочной воды парогенератора, а лишь его часть:  $(1 - \beta)$ . Это удешевляет установку. Но по сравнению с представленной на рис. 12.10 установка, показанная на рис. 12.11, требует большего расхода электроэнергии на насос возврата очищенного конденсата. В последнее время предпочтение отдано схеме рис. 12.10, с учетом радиоактивности воды парогенератора. Радиоактивность байпасной очистки находит свое отражение и в ее наименовании — спецводоочистка. В системе АЭС установка у парогенератора имеет номер 5 и кратко именуется поэтому СВО-5.

Вода к байпасной очистке подается из двух средних штуцеров 4 (см. рис. 12.8), другие два штуцера 4 используются для периодической продувки и при дренировании остановленного парогенератора. По нормам водного режима, для парогенераторов ВВЭР расход непрерывной продувки в ходе постоянной эксплуатации должен быть 0,5—1,0 %, но не менее 0,2 %; расход периодической продувки должен быть не менее 0,5 %, а время ее действия не менее 1/2 ч в сутки. Наряду с этим в первые трое суток после пуска блока разрешается увеличенный (до 1 %) расход непрерывной продувки.

Уточненный расход непрерывной продувки, т. е. расход воды парогенератора на байпасную очистку, требует расчета, который обычно выполняют по хлоридам:

$$p = (100s_{\text{пв}}^{\text{Cl}} - \omega s_{\text{пг}}^{\text{Cl}}) / s_{\text{пг}}^{\text{Cl}}, \quad (12.5)$$

\* Обе эти ионообменные установки нужно рассматривать совместно, помня о том, что чем глубже осуществлена очистка на нерадиоактивных смолах БОУ, тем меньше потребуются смол для радиоактивной байпасной очистки, тем реже придется ее регенерировать и тем меньше будет объем регенерационных вод, подлежащих выпариванию.

или

$$p = 100s_{пв}^{Cl}/s_{пг}^{Cl}, \quad (12.5a)$$

так как влажность пара, выдаваемого парогенератором, мала (обычно  $\omega = 0,2 \%$ ).

В соотношениях (12.7) и (12.7a) вместо  $s_{пг}^{Cl}$  надо подставлять значение, взятое из табл. 12.1 или 12.2, т. е.  $s_{пг}^{Cl} = 500$  мкг/кг. Обычно после конденсатоочистки  $s_{к}^{Cl} = 2$  мкг/кг. Это же значение может быть принято и для питательной воды, так как нет причин для роста концентраций хлоридов на тракте от конденсатоочистки до парогенератора. Для  $s_{пв}^{Cl} = 2$  мкг/кг и  $s_{пг}^{Cl} = 500$  мкг/кг расход очищаемой воды составит  $p = 100 \cdot 2/500 = 0,4 \%$  от расхода питательной воды. Сравнение этого расхода с указанным по нормам (0,5 %) подтверждает необходимость 100 %-ной конденсатоочистки для вторых контуров АЭС с ВВЭР.

Входящие в состав байпасной очистки теплообменники предназначены для охлаждения очищаемой воды до  $40^\circ \text{C}$  из-за термической нестойкости анионита при более высоких температурах.

Установка СВО-5 для блока ВВЭР-440 имеет производительность 15 т/ч, т. е. при наличии для этого блока шести парогенераторов с производительностью 450 т/ч размер продувки составит  $p = 15 \cdot 100/(450 \cdot 6) = 0,55 \%$ , что соответствует нормам.

Учитывая необходимость периодической регенерации фильтров установки СВО-5, их устанавливают по две на каждый блок (одна установка в работе, другая в резерве или в регенерации).

Очень большое значение имеет обеспечение одинаковых условий продувки для параллельно включенных парогенераторов. Напомним, что в состав блока ВВЭР-440 входят шесть парогенераторов, а блока ВВЭР-1000 — четыре парогенератора. Давления в параллельно работающих парогенераторах могут несколько отличаться за счет различия в перепадах давлений от парогенераторов до входа в турбины. Это

может происходить как в связи с неодинаковыми паропроизводительностями парогенераторов, так и в связи с различием длин паропроводов от каждого из них. Между тем для вывода продувки это может иметь решающее значение. Рассмотрим пример реально выполненных продувочных линий (рис. 12.12). На рисунке короткие продувочные линии объединены в одну, идущую к расши-

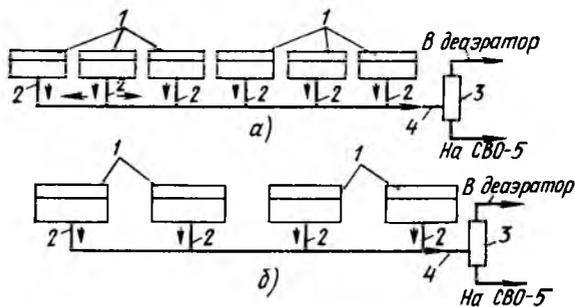


Рис. 12.12. Продувочные линии от парогенераторов ВВЭР-440 (а) и ВВЭР-1000 (б) в существующем исполнении:

1 — парогенераторы; 2 — выводы продувки из каждого парогенератора; 3 — расширитель; 4 — объединенная продувочная линия

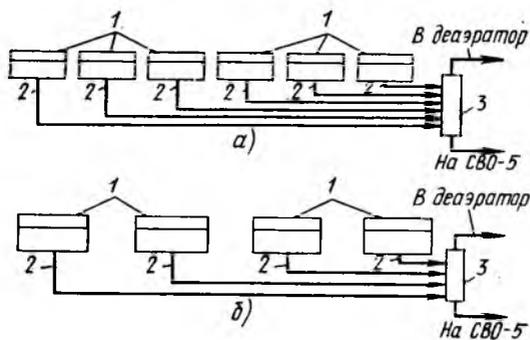


Рис. 12.13. Рекомендуемые продувочные линии от парогенераторов ВВЭР-440 (а) и ВВЭР-1000 (б)

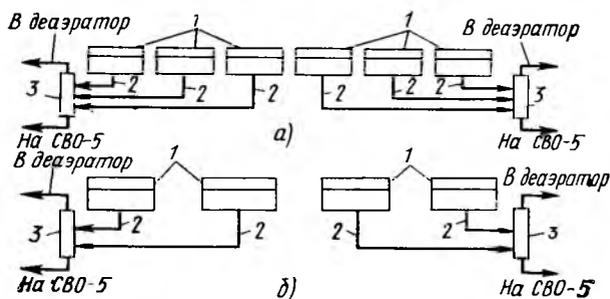


Рис. 12.14. Рекомендуемые продувочные линии от парогенераторов ВВЭР-440 (а) и ВВЭР-1000 (б) в условиях двух рабочих установок СВО-5 (позиции см. на рис. 12.12)

рителю. В результате достаточно даже весьма небольших различий давлений в парогенераторах, чтобы расходы продувки от отдельных парогенераторов отличались между собой. Более того, возможны даже перетоки из одного парогенератора в другой. Это в большей степени возможно для ВВЭР-440 (рис. 12.11, а), чем для ВВЭР-1000 (рис. 12.12, б), так как в первом случае больше число параллельно включенных парогенераторов. Из рис. 12.11 видно, что при размере продувки 0,5 % для блока в целом, по отдельным парогенераторам расходы продувки могут быть резко различными, что может создать в воде некоторых парогенераторов опасные концентрации хлоридов. Действительно на ряде блоков ВВЭР-440 под влиянием высоких концентраций хлоридов отмечалось коррозионное растрескивание отдельных трубок избирательно в парогенераторах № 6. Поэтому более надежно вести продувочные линии отдельно от каждого парогенератора к расширителю (рис. 12.13). Целесообразно также на каждой из этих линий иметь устройства для определения и регулирования расхода продувки с целью обеспечения в каждом парогенераторе допустимых концентраций хлоридов.

Целесообразно также изменить производительности установок СВО-5: вместо одной рабочей и одной резервной установок на полный расход более рационально иметь на блок три установки СВО-5, каждая на 50 % общего расхода очищаемой воды. При этом в работе будут две установки, включаемые, как показано на рис. 12.14, а одна установка будет в резерве или на регенерации. Таким способом проще обеспечить необходимые расходы воды на очистку от каждого парогенератора и уменьшить расходы смол.

## § 12.4. КОМПЛЕКСОННЫЙ ВОДНЫЙ РЕЖИМ ПАРОГЕНЕРАТОРОВ

Анализ норм (см. табл. 12.1—12.3) показывает, что соблюдение их не исключает отложений на теплообменных трубках. В самом деле, допустимые концентрации Fe в питательной воде (20 мкг/кг) существенно превышают значения истинно растворимых соединений железа; в еще большей степени это относится к воде парогенератора. Поэтому в парогенераторе при любой концентрации для любого водного режима конденсатопитательного тракта отложения неизбежны. Принимаемый запас по поверхности теплообмена не позволяет судить о наличии отложений по снижению производительности парогенератора. Условия для местного накопления отложений и упаривания в их толще для горизонтальных парогенераторов ВВЭР не так реальны, как для парогенераторов с нижней трубной доской для PWR. Поэтому для парогенераторов ВВЭР наблюдались лишь единичные случаи коррозионного растрескивания, а не массовые, наблюдающиеся для парогенераторов PWR. Разработанные в обычной теплоэнергетике комплексонные водные режимы, полностью ликвидирующие обычные рыхлые отложения, в толще которых может происходить упаривание воды парогенератора, позволили рассмотреть эти режимы и для условий парогенераторов АЭС с ВВЭР.

Вначале комплексонный водный режим был проверен и внедрен для парогенераторов АЭС низкого давления (0,2 МПа). Для этих парогенераторов комплексонный водный режим осуществляется с 1966 г., в качестве комплексона используется трилон Б. Конденсатное питание в сочетании с трилоном Б обеспечивает в воде парогенератора нейтральное значение pH и потому высокую прочность комплексонатов железа. Поэтому железоксидные соединения должны присутствовать в воде парогенератора только в растворенном состоянии, а низкие температуры предотвращают термоллиз комплексонатов железа и выпадение железоксидных соединений на поверхностях парогенераторов. Об этом свидетельствует исследование, результаты которого представлены в табл. 12.4. Концентрации Fe в питательной воде менялись в пределах 40—50 мкг/кг.

Из табл. 12.4 следует, что практически все железо присутствует в истинно растворенном виде. Данные таблицы также подтверждают отсутствие термоллиза (см. кривую 1 на рис. 9.4).

Несмотря на относительно высокие концентрации Fe в питательной и особенно в продувочной воде, систематические осмотры парогенераторов с 1966 г. по настоящее время свидетельствуют о полном отсутствии отложений. Соответственно не требуются химические очистки. В условиях низких давлений комплексонный водный режим является безнакипным и бесшламовым. В связи с отсутствием термоллиза комплексонатов железа в качестве материала теплообменных трубок нельзя использовать простые углеродистые стали, можно применять только аустенитные нержавеющие стали. Это объясняется различием воздействия раствора трилона Б на аустенитные нержавеющие и на простые стали, что видно из сопоставления рис. 12.15 и 12.16. Так, при темпе-

Таблица 12.4. Концентрации соединений железа в воде парогенератора низкого давления при комплексном водном режиме

Даты испытаний	Корпус а			Корпус б		
	Fe в пробах до фильтра, мг/кг	Fe в пробах после фильтра, 0,23 мкм, мг/кг	% растворенного Fe	Fe в пробах до фильтра, мг/кг	Fe в пробах после фильтра 0,23 мкм, мг/кг	% растворенного Fe
4.XI.75	11,2	10,8	96,0	12,4	12,4	100
5.XI.75	4,5	4,4	97,0	10,4	9,2	88,0
10.XI.75	5,2	5,2	100	14,8	14,8	100
13.XI.75	4,5	4,4	97,0	12,6	12,4	98,0

Примечание. Различие в концентрациях Fe в продувочных водах вызвано отсутствием регулирования продувки по корпусам а и б парогенератора.

ратуре воды парогенератора 120° С (0,2 МПа) собственно термического разложения комплексона еще нет (кривая 1 на рис. 12.15), но из-за взаимодействия комплексона со сталью для стакана из нержавеющей аустенитной стали в растворе остается около 70 % исходной концентрации трилона Б, а для стакана из стали 20 — только 20—40 % (см. рис. 12.16).

При комплексном водном режиме применение простых углеродистых сталей становится возможным только для средних и высоких давлений, когда вследствие термоллиза комплексонатов железа на стали образуются пленки магнетита, защищающие ее от коррозии. Успешная реализация комплексонного водного режима для парогенераторов АЭС низкого давления и для котлов ТЭС любых параметров побудила

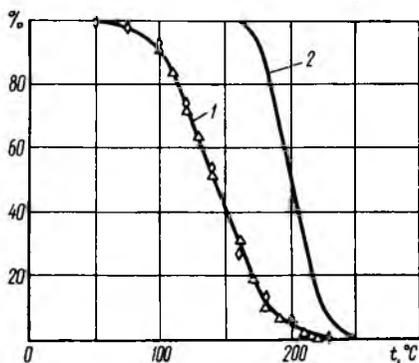


Рис. 12.15. График процесса термического разложения трилона Б при взаимодействии его раствора с нержавеющей аустенитной сталью 1X18Н9Т для времени выдержки в автоклаве 30 мин (1) в сравнении с его разложением в кварцевом стакане (2)

рассмотреть этот режим применительно и к парогенераторам АЭС с ВВЭР.

Комплексонный водный режим парогенераторов АЭС с ВВЭР может проводиться как для отмывки «на ходу» ранее образовавшихся отложений (см. гл. 17), так и для предотвращения образования отложений. Строго говоря, речь идет не вообще о ликвидации отложений, а об обеспечении их преобразования в плотные слои, внутри которых упаривание невозможно.

Определение расхода комплексона производят по формуле (9.6), из которой видно, что расход комплексона при наличии конденсатоочистки (жесткость конденсата близка к нулевой) примерно вдвое

меньше, чем в ее отсутствие. Преимуществом 100 %-ной конденсатоочистки для комплексной обработки является также меньшее значение рН воды парогенератора, что повышает прочность комплексонатов железа. В отсутствие конденсатоочистки кальциевые соединения, поступающие с присосом, способствуют возникновению щелочной реакции воды парогенератора, что снижает прочность комплексонатов железа. Напомним, что при наличии 100 %-ной конденсатоочистки появляется возможность уменьшения расхода воды парогенератора, направляемой на очистку, так как концентрации хлоридов в питательной воде уменьшаются. При этом сокращается как расход смол на очистную установку (СВО-5), так и тепловые потери с водой парогенератора, направляемой на очистку.

Итак, водный режим вторых контуров со 100 %-ной конденсатоочисткой и коррекцией питательной воды комплексоном является оптимальным. Снижение капиталовложений для вновь проектируемых блоков АЭС с ВВЭР-440 составит:  $300 - 100 + 80 = 280$  тыс. руб., где 300 тыс. руб. — экономия за счет отказа от запаса по поверхности теплообмена, 100 тыс. руб. — расход на 100 %-ную конденсатоочистку блока и 80 тыс. руб. — экономия на очистной установке воды парогенератора. Для действующих установок ВВЭР-440 при таком режиме появляется возможность работы не на шести петлях, а лишь на пяти. Можно рассматривать также и вариант повышения мощности установки при работе на шести петлях, однако не на 20 %, как позволила бы парогенераторная установка, а примерно на 10 %, как допускает турбинная установка. Окончательное выяснение возможности повышения мощности установки требует соответствующих расчетов для реактора.

При работе на шести петлях без увеличения мощности блока для действующих установок годовой экономический эффект при комплексной обработке питательной воды составляет более 300 тыс. руб. за счет отказа от химических очисток остановленного оборудования и сокращения тепловых потерь в связи с уменьшением расхода воды парогенератора, направляемой на очистку.

Для вновь проектируемых блоков при сохранении тех же размеров корпуса уменьшение требуемой поверхности теплообмена за счет от-

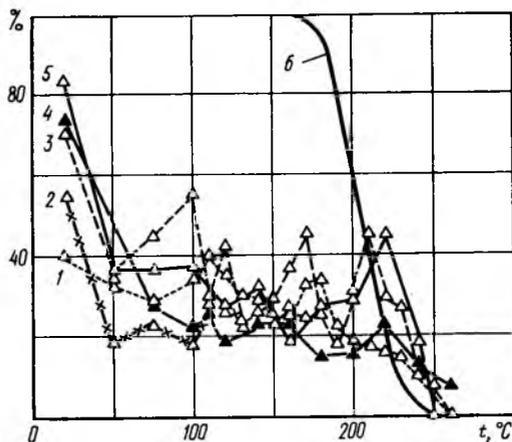


Рис. 12.16. График процесса термического разложения трилона Б при взаимодействии его раствора с углеродистой сталью для времени выдержки в автоклаве 30 мин (1, 2, 3, 4, 5) в сравнении с его разложением в кварцевом стакане (6)

каза от запаса при комплексном водном режиме позволяет увеличить или высоту парового объема, или водосодержание парогенератора. В первом случае улучшится осушка пара в парогенераторе, во втором случае улучшатся эксплуатационные характеристики парогенератора. Комплексный водный режим пригоден как при наличии 100 %-ной конденсатоочистки, так и в ее отсутствие. Различие проявляется лишь в количестве требуемого реагента. Нормы водного режима сохраняются теми же, что и для бескоррекционного режима (см. табл. 12.1, 12.2).

При комплексной обработке питательной воды парогенераторов АЭС с ВВЭР необходимо: автоматизировать дозировку от расхода питательной воды для недопущения передозировки комплексона; следить за тем, чтобы концентрации дозируемого раствора комплексона были не более 15 г/л; производить ввод комплексона только в питательный трубопровод на расстоянии 10—15 м от его входа в парогенератор, с защитой места ввода комплексона (см. рис. 9.1) для недопущения воздействия концентрированного холодного раствора комплексона на металл питательного трубопровода; бак концентрированного раствора, а также весь тракт от этого бака до места ввода в трубопровод и клапаны насосов дозировки выполнять из аустенитных нержавеющей сталей.

Производительность дозирочного насоса (л/ч)

$$d_{\text{доз.н}} = D_{\text{пв}} s_{\text{ТРБ}} 10^3 \cdot 0,6 / (15 \cdot 10^3), \quad (12.6)$$

$s_{\text{ТРБ}}$  — концентрация трилона Б в питательной воде, определенная по формуле (9.6), мг/кг; 15 — предельная концентрация дозируемого раствора, г/л; 0,6 — коэффициент, учитывающий увеличение комплексобразующей способности комплексона в связи с его термическим разложением.

Дозировочные насосы следует устанавливать индивидуально на каждый парогенератор. Целесообразно иметь резервные дозировочные насосы (по два на блок) с возможностью их подключения к любому парогенератору в случае останова его дозирочного насоса. В настоящее время дозирующие установки для комплексного режима входят в состав всех новых проектов АЭС с ВВЭР. Наряду с этим проектируются такие установки и для действующих АЭС с ВВЭР.

Рассмотрим особенности комплексного водного режима парогенераторов АЭС с ВВЭР по сравнению с котлами ТЭС средних давлений. Давления в парогенераторе составляют 4,7 МПа (блок ВВЭР-440) и 6,4 МПа (блок ВВЭР-1000). Соответствующие температуры равны 259 и 278° С. При этом будет происходить термическое разложение комплексонатов железа с образованием магнетита на перлитных сталях (см. гл. 3). Для котлов это означает создание пленки, защищающей от коррозии всю трубную систему, как обогреваемую, так и не обогреваемую. Для парогенератора это означает создание магнетитной пленки только на корпусе, но не на теплообменной поверхности. На последней могут разлагаться и создавать защитные пленки только комплексонаты хрома и никеля. За 30 лет эксплуатации блоков АЭС с ВВЭР суммарная толщина магнетитной пленки, образующейся на корпусах, составит не более 1,5 мм. Создание таких отложений на корпусах парогенераторов защитит их от коррозии и соответственно

уменьшит переход в воду парогенераторов продуктов их коррозии. Кроме того, осаждение большей части оксидов железа на поверхностях корпусов уменьшит сорбцию комплексов железа на очистной установке СВО-5, увеличив длительность ее эксплуатации между регенерациями. Это особенно важно в условиях радиоактивности установки.

Комплексонный водный режим был осуществлен впервые на блоке № 3 Нововоронежской АЭС (ВВЭР-440). В процессе проведенных работ была подтверждена комплексобразующая способность газообразных продуктов разложения, переходящих в насыщенный пар. Растворяясь в конденсате греющих паров регенеративной системы, они возвращались в парогенератор с питательной водой, накапливаясь в его водяном объеме. В связи с этим, как и для котлов (см. гл. 10), было признано целесообразным осуществлять прерывистую дозировку трилона Б в питательную воду. В периоды между дозировками комплексование обеспечивалось продуктами разложения, накапливающимися в водяном объеме парогенераторов.

Необходимые длительности перерывов в дозировке предстоит еще исследовать. В настоящее время на НВАЭС они установились в соответствии с временными местными условиями — на каждый блок имеется по одному рабочему и одному резервному насосу-дозатору. Поэтому дозирование производится поочередно в каждый парогенератор. При этом для ВВЭР-440 (шесть парогенераторов) дозирование осуществляется в течение 4 ч, а перерыв в дозировке составляет 20 ч. Применяется также поочередная дозировка в течение одних суток в каждый парогенератор.

Результаты реализации комплексонного водного режима на блоке № 3 позволили в период планово-предупредительных ремонтов блоков отказаться от химических очисток парогенераторов из-за их чистоты, обеспечиваемой при комплексонном водном режиме. Важно также, что этот режим надежно защищает парогенераторы от стояночной коррозии.

Комплексонный водный режим может осуществляться и на парогенераторах АЭС с жидкометаллическим теплоносителем, где его преимущества проявляются особенно ярко. Для таких парогенераторов отложения на теплообменных трубках вызывают не только снижение коэффициента теплопередачи, но (в отличие от парогенераторов с водным теплоносителем) могут привести и к разрушению труб — температуры теплоносителя выше допустимых для металла теплообменной поверхности парогенератора. В связи с этим комплексонный водный режим был 15 лет назад реализован для парогенераторов Шевченковской АЭС. Конструктивное выполнение этих парогенераторов в виде набора U-образных трубок Фильда предрасполагало к отложениям железокислородного шлама в нижних поворотных участках. Однако большое число таких трубок делало практически невозможной химическую очистку от отложений в них. Использование в течение 15 лет комплексонного водного режима на Шевченковской АЭС обеспечило надежную работу парогенераторов без химических очисток и без специальных мер по консервации.

Комплексонный водный режим позволил бы надежно эксплуатировать даже парогенераторы с нижней трубной доской, так как в воде парогенераторов примеси содержались бы только в растворенном состоянии. Наличие железистых отложений только на корпусе позволило бы сохранить для теплообменной поверхности аустенитные нержавеющие стали, не применяя дорогостоящие никелевые сплавы.

В заключение напомним, что в отсутствие комплексонной обработки разрушение единичных теплообменных трубок возможно даже при полном соблюдении норм водного режима, так как оно может быть вызвано любым локальным скоплением шлама, например у дистанционирующих решеток. Для котлов ТЭС разрыв единичной трубки легко ликвидируется; для парогенераторов АЭС разрыв единичной трубки создает радиоактивность среды второго контура и осложняет ремонт. Комплексонная обработка позволяет полностью предотвратить коррозионные разрушения аустенитных нержавеющих трубок теплообменной поверхности парогенераторов АЭС с ВВЭР.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. О нормах водного режима горизонтальных парогенераторов АЭС с ВВЭР / Т. Х. Маргулова, А. С. Монахов, В. Ф. Титов, Л. А. Сиряпина // Теплоэнергетика. 1983. № 6. С. 49—55.
2. Стырикович М. А., Маргулова Т. Х. К вопросу о надежности работы парогенераторов АЭС с ВВЭР // Теплоэнергетика. 1974. № 9. С. 55—57.
3. Сиряпина Л. А., Маргулова Т. Х. Совершенствование организации очистки продувочной воды парогенераторов АЭС с ВВЭР // Теплоэнергетика. 1985. № 4. С. 70, 71.
4. Обоснование комплексонного водного режима парогенераторов двухконтурных АЭС / А. С. Монахов, В. А. Зверев, В. Г. Лучкин, А. Ф. Сотников // Теплоэнергетика. 1984. № 2. С. 41—43.
5. Зверев В. А., Маргулова Т. Х. О механизме очистки парогенераторов АЭС при использовании комплексонов // Теплоэнергетика. 1984. № 10. С. 67, 68.

**ВОДНЫЙ РЕЖИМ  
РЕАКТОРОВ ТИПА РБМК**

**§ 13.1. ОСОБЕННОСТИ РЕАКТОРОВ ТИПА РБМК**

Одноконтурные АЭС к концу одиннадцатой пятилетки по суммарной мощности превышали мощности двухконтурных АЭС примерно на 50 %. В двенадцатой пятилетке это соотношение изменится в пользу двухконтурных АЭС, но одноконтурные АЭС будут продолжать играть заметную роль в энергоснабжении европейской части страны.

За исключением Дмитровградской АЭС мощностью 50 МВт с реактором корпусного типа и второго блока Белоярской АЭС мощностью 200 МВт с ядерным перегревом, все отечественные энергоблоки одноконтурных АЭС оснащены реакторами типа РБМК. Уже при своем появлении эти реакторы имели единичную мощность 1000 МВт.

Реакторы РБМК-1000 работают на Ленинградской, Курской, Чернобыльской и Смоленской АЭС. Два реактора подобного типа, но существенно большей мощности — 1500 МВт (РБМК-1500) введены в эксплуатацию на Игналинской АЭС. Конструктивно реакторы РБМК выполнены канальными с графитовым замедлителем, в то время как подавляющее большинство зарубежных реакторов одноконтурных АЭС выполнены корпусными с водным замедлителем.

Турбина, работающая в блоке с реактором РБМК, получает насыщенный пар, производимый непосредственно в реакторе. Поэтому давление в реакторе составляет около 7 МПа и превышает давление перед турбиной только на сопротивление паропроводов, идущих к ней.

**§ 13.2. ТРЕБОВАНИЯ К ВОДНОМУ РЕЖИМУ РЕАКТОРОВ  
ТИПА РБМК И ЕГО НОРМИРОВАНИЕ**

Одноконтурные АЭС предъявляют наиболее высокие требования к водному режиму из-за непрерывной подачи питательной воды, приносящей с собой примеси. В связи с этим если для реакторов двухконтурных АЭС очистке подвергается только небольшое количество подпиточной воды, то для реакторов одноконтурных АЭС необходимо обеспечить высокую чистоту огромных количеств питательной воды — для реакторов РБМК-1000 оно составляет около 5800 т/ч.

Хотя реакторы РБМК работают при средних давлениях (7 МПа), требования к их водному режиму более высокие, чем даже требования к водному режиму энергоблоков СКП, так как тепловые нагрузки более значительны.

Необходимость высокой чистоты питательной воды связана с качеством воды реактора, в которой при нормальной эксплуатации могут содержаться естественные примеси воды, продукты коррозии конструкционных материалов, продукты радиолиза воды, благородные газообразные продукты деления ядерного топлива. В отдельных случаях в воду реактора могут проникать и другие продукты деления топлива.

Надежность работы реакторов одноконтурной АЭС в значительной

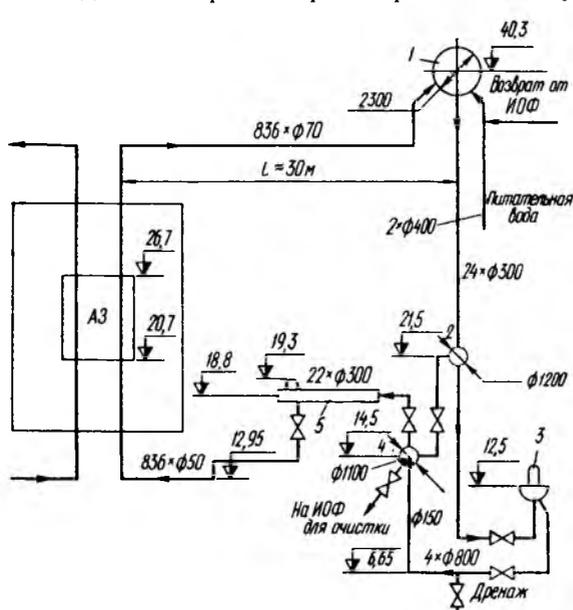


Рис. 13.1. Конструктивная схема реакторного контура РБМК-1000 (правая половина):

1 — барабан-сепаратор; 2 — всасывающий коллектор ГЦН; 3 — ГЦН; 4 — напорный коллектор ГЦН; 5 — распределяющие групповые коллекторы

систем ГЦН. Отложения в этой части контура не могут быть удалены системой очистки реакторной воды (см. § 13.4). Наличие таких отложений опасно из-за возможности, по мере их накопления, периодического смыва с частичным осаждением на тепловыделяющих элементах (ТВЭлах).

Известно, что отложения на теплообменных поверхностях парогенераторов АЭС могут приводить не к разрушению трубок, а лишь к снижению теплообмена и уменьшению производительности парогенератора, а потому и мощности всей АЭС. Для одноконтурных АЭС отложение на ТВЭлах как в результате наноса шлама, так и за счет повышения концентраций примесей при парообразовании могут привести к перегреву оболочек, аварийному их разрушению\* и значительной

степени зависит от наличия или отсутствия твердых отложений на многочисленных тепловыделяющих элементах (1693 канала для РБМК-1000). Конструктивное оформление реакторов типа РБМК таково (рис. 13.1), что имеется возможность отложений шлама в нижней части КМПЦ, дренируемой и то не полностью только при опорожнении реактора. Так, из рис. 13.1 видно, что вода для очистки выводится из напорного коллектора ГЦН, расположенного на отметке 14,50 м. Между тем ниже этой отметки — до отметки 6,65 м — расположены значительные (на общей высоте почти 8 м) участки всасывающей и напорной

\* Так как тепловые нагрузки в реакторе велики (до 1,2—1,6 МВт/м<sup>2</sup>), то даже незначительные отложения могут привести к неприятным последствиям.

активации реакторной воды и получаемого из нее пара. Последнее неблагоприятно отразится на условиях эксплуатации всей АЭС, учитывая ее одноконтурность.

Как естественные примеси, так и продукты коррозии, проходя через активную зону реактора, становятся радиоактивными. Характеристики радиоактивных изотопов естественных примесей воды реакторов и продуктов коррозии приведены в табл. 13.1 и 13.2, из которых видно, что наибольшее значение имеет радиоактивность продуктов коррозии как по характеру излучения (в основном  $\gamma$ -излучение), так и по периоду полураспада. Если радиоактивные продукты коррозии отложатся на таких элементах реакторного контура, как детали главного циркуляционного насоса и арматура, то может ухудшиться их работа и доступность в дальнейшем для ремонта. Еще большие осложнения в ходе эксплуатации могут возникать при отложениях продуктов коррозии на элементах системы управления и защиты реактора.

Изложенное свидетельствует о необходимости обеспечения высокой чистоты воды реакторов одноконтурных АЭС, т. е. воды контура многократной принудительной циркуляции (КМПЦ). Соответствующие нормы приведены в табл. 13.3. Основные положения этих норм следующие:

Водный режим принимается *бескоррекционным*. Ввод фосфатов для предупреждения кальциевых отложений приводит к образованию фос-

Т а б л и ц а 13.1. Характеристики радиоактивных изотопов естественных примесей воды реакторов

Радиоактивные изотопы	Содержание в естественной смеси, %	Период полураспада	Характер излучения
Анионы: $^{28}\text{Si}$	92,7	2,6 ч	$\beta$
$^{32}\text{P}$	100	14,3 сут	$\beta$
$^{35}\text{S}$	4,15	81,1 сут	$\beta$
$^{37}\text{S}$	0,016	5,04 мин	$\beta$
$^{36}\text{Cl}$	75,4	$210 \cdot 10^2$ лет	$\beta$
$^{38}\text{Cl}$	24,6	37,5 мин	$\beta$ и $\gamma$
Катионы: $^{24}\text{Na}$	100	14,8 ч	$\gamma$
$^{27}\text{Mg}$	11,29	10,2 мин	$\beta$ и $\gamma$
$^{45}\text{Ca}$	2,06	152 сут	$\beta$
$^{49}\text{Ca}$	0,18	2,5 ч	$\beta$
$^{49}\text{Ca}$	0,18	30 мин	$\beta$

фатного шлама, что недопустимо из-за конструктивных особенностей реактора (рис. 13.1) и малых проходных сечений многочисленных каналов. Поэтому применение фосфатирования не допускается.

Не следует использовать и аммиак для регулирования величины рН, так как это ухудшает показатели работы конденсатоочистки (см. гл. 11). Рост числа регенераций в условиях одноконтурной АЭС увеличивает расход обрабатываемых радиоактивных регенерационных вод.

Величину рН можно было бы корректировать добавками сильных щелочей, например КОН, NaOH, LiOH. Однако для одноконтурных АЭС это неприемлемо, во-первых, потому, что К и тем более Li активируются при проходе через активную зону, повышая общий уровень радиоактивности контура реактора, и, во-вторых, в условиях парооб-

Т а б л и ц а 13.2. Характеристика радиоактивных изотопов примесей, переходящих в воду реакторов в результате процессов коррозии

Радиоактивные изотопы	Содержание в естественной смеси, %	Период полураспада	Характер излучения
В связи с коррозией стали: <sup>51</sup> Cr	4,31	26,5 сут	γ
<sup>56</sup> Mn	100	2,59 ч	β и γ
<sup>59</sup> Fe	0,31	46 сут	β и γ
<sup>60</sup> Co	100	5,3 лет	γ
<sup>66</sup> Ni	30,9	4,34 мин	γ
В связи с коррозией латуней: <sup>64</sup> Cu	69,1	12,9 ч	γ
<sup>65</sup> Zn	0,88	2,5 ч	β и γ
<sup>65</sup> Zn	48,89	250 сут	γ
<sup>69</sup> Zn	18,56	13,8 ч	γ
<sup>69</sup> Zn	18,56	57 мин	γ
<sup>71</sup> Zn	0,62	2,2 мин	γ
В связи с коррозией циркониевых сплавов: <sup>69</sup> Zr	17,4	65 сут	β и γ
<sup>71</sup> Zr	2,8	17 ч	β и γ

Т а б л и ц а 13.3. Нормы водного режима реакторов типа РБМК в стационарной эксплуатации

Нормируемые показатели	Вода КМПЦ	Конденсат после БОУ	Питательная вода	Насыщенный пар
pH <sub>25</sub>	6,5—8,0	6,8—7,1 (периодически допускается до 7,2)	6,8—7,1	
Удельная электрическая проводимость при 25 °С, мкСм/см, не более	1,0	0,1	0,1*	
Хлориды + фториды, мкг/кг, не более	100	4*	4	
Общая жесткость, мкг-экв/кг, не более	5	1,0*	1,0*	
Кремниевая кислота в пересчете на SiO <sub>2</sub> , мкг/кг	500—1000*			5—10
Кислород, мкг/кг, не более		50	20	
Натрий, мкг/кг, не более		3		
Соединения железа в пересчете на Fe, мкг/кг, не более	50*	10*	10	
Соединения меди в пересчете на Cu, мкг/кг, не более	20	2	2*	
Вещества, экстрагируемые эфиром (масло и др.), мкг/кг, не более	200		100*	

Примечания: 1. Знаком «\*» указаны значения, не нормируемые, а контролируемые. 2. Допустимы значения хлоридов и фторидов до 150 мкг/кг, но не дольше, чем в течение 24 ч за 1000 ч. эксплуатации; если в дальнейшей эксплуатации норма не восстанавливается, то нагрузка реактора снижается до 40—50%, если и при этом норма не восстанавливается, то реактор должен быть остановлен. 3. В КМПЦ значение pH<sub>25</sub> допустимо до 8,5, но не более чем в течение 72 ч в квартал. 4. Содержание медистых соединений в КМПЦ в переходных режимах и в течение первых 6 мес. эксплуатации допустимо до 50 мкг/кг

разования возможно местное концентрирование щелочей с опасностью возникновения щелочной коррозии конструкционных материалов реактора. Поэтому приходится отказываться от регулирования и нормирования значения рН, ограничиваясь обязательной 100% -ной конденсатоочисткой и полным обессоливанием добавочной воды. Это позволяет нормировать жесткость воды реактора на уровне, далеком от достижения произведения растворимости для кальциевых соединений.

В условиях бескоррекционного водного режима возможно снижение значения рН до уровня менее 6,5, что увеличивает коррозию конструкционных материалов реакторного контура. Так как коррекция водного режима в процессе эксплуатации аммиаком и сильными щелочами по указанным выше причинам исключена, то значение рН  $\approx 6,5 \div 8,0$  должно быть обеспечено за счет коррекции соотношения Н-катионита и ОН-анионита в ФСД конденсатоочистки.

В составе реакторного контура в большом количестве присутствуют нержавеющие аустенитные стали, склонные к коррозии под напряжением в присутствии кислорода. В результате процесса радиоллиза кислород всегда находится в воде реактора и его регулирование и нормирование невозможно. В связи с этим для предотвращения коррозии под напряжением аустенитных нержавеющих сталей в реакторной воде жестко нормируются концентрации хлоридов и фторидов, интенсифицирующие этот вид коррозии. Достижение указанных концентраций обеспечивается, во-первых, 100 %-ной конденсатоочисткой, выводящей из конденсата естественные примеси, поступающие в него с присосом охлаждающей воды, и, во-вторых, значительным расходом реакторной воды, направляемой на очистку, составляющей до 4 % от паропроизводительности реактора. При этом для обеспечения нормируемых значений хлоридов и фторидов надо, чтобы концентрации каждого из этих компонентов в конденсате после конденсатоочистки составляли не более 2 мкг/кг.

Кремниевая кислота не влияет на водный режим реактора. Однако ее отложения могут образовываться в СПП турбины (см. гл. 15). Указанные в табл. 13.3 допустимые концентрации кремниевой кислоты в насыщенном паре обеспечивают предотвращение отложений в СПП.

В составе продуктов коррозии в реакторной воде в основном находятся оксиды железа. Однако их надежное нормирование в настоящее время невозможно, так как для этого нет еще достаточных экспериментальных данных и, кроме того, неизбежное присутствие оксидов железа не только в истинно растворенном состоянии, но и в виде коллоидов и взвесей затрудняет отбор представительных проб. В связи с этим оксиды железа в воде КМПС не нормируются. В питательной воде они должны содержаться на уровне не более 10 мкг/кг. Это обеспечивается применением в регенеративной системе аустенитных нержавеющих сталей и введением окислителей в конденсат после конденсатоочистки. Дозирование окислителя может производиться, например, за счет ввода дренажей греющих паров, содержащих, как и весь пар одноконтурной АЭС, существенные концентрации кислорода (20—40 мг/кг), не в конденсатор, а непосредственно в конденсатный тракт. Такое решение принято на АЭС Швеции и на Игналинской АЭС.

Для оценки концентраций оксидов железа в реакторной воде можно воспользоваться соотношением

$$s_p^{\text{Fe}} = 100 s_{\text{пв}}^{\text{Fe}} / (K_p^{\text{Fe}} + p). \quad (13.1)$$

Для давления в реакторе 7,5 МПа  $K_p^{\text{Fe}}$  составляет около 20 %. В этом случае из (13.1) следует, что при  $p = 4\%$   $s_p^{\text{Fe}} = 41,5$  мкг/кг для  $s_{\text{пв}}^{\text{Fe}} = 10$  мкг/кг.

Проведенный расчет означает неизбежность наличия железоксидных шламовых отложений в реакторном контуре. Если бы эти отложения образовывались локально на твэлах, т. е. в области наивысших тепловых нагрузок, как это наблюдается в котлах СКП при гидразинно-аммиачном режиме, то возникла бы опасность перегрева оболочек твелов. Однако ни на одном из реакторов кипящего типа такие разрушения в нормальной эксплуатации не наблюдались. Возможное объяснение этого явления приведено в § 13.3.

Опыт эксплуатации ТЭС свидетельствует об образовании медистых накипей преимущественно в зоне высоких тепловых нагрузок — более 400 кВт/м<sup>2</sup>. В реакторах одноконтурных АЭС локальные тепловые нагрузки выше и потому для них образование медистых отложений реально. Медистые отложения не только ухудшают теплопередачу, повышая температуру твэлов, но и способствуют интенсивной коррозии оболочковых материалов. Во избежание медистых отложений в реакторе одноконтурных АЭС применение латуней допустимо только в конденсаторе, т. е. в оборудовании, расположенном до 100 %-ной конденсатоочистки. ФСД конденсатоочистки обеспечивает концентрации меди в очищенном конденсате в пределах 1—2 мкг/кг. При этом для продувки реактора, составляющей 4 %, концентрации меди в воде реактора составят 25—50 мкг/кг. Это значение включено в нормы табл. 13.3.

Следует иметь в виду, что опыт блоков ТЭС со 100 %-ной конденсатоочисткой свидетельствует о вполне реальной очистке по меди до 1 мкг/кг, которую и следовало бы привести в табл. 13.3 для конденсата и питательной воды, тем более что только при этом выдерживалась бы (при 4 %-ной продувке) приведенная в таблице нормируемая концентрация меди в КМПЦ.

Наличие меди в воде реактора свидетельствует о присутствии в ней и цинка, так как коррозия латуней идет в основном как ее обесцинкование. Между тем для наведенной активности Zn является наиболее неприятным элементом (см. табл. 13.2). Поэтому нормирование цинка, казалось бы, необходимо. Однако отдельно в нормы его не вносят, так как нормирование меди является также косвенным нормированием цинка.

В качестве важнейшего конструкционного материала в реакторах одноконтурных АЭС применяются сплавы циркония с 1,1 и 2,5 % Nb. В эксплуатации в воде реакторов цирконий практически не обнуживается и поэтому не нормируется (в том числе и за рубежом). Это объясняется не только высокой коррозионной стойкостью циркониевых сплавов (примерно такой же, как и у аустенитных нержавеющей сталей), но и существенно меньшими (примерно в 10 раз) размера-

Т а б л и ц а 13.4. Нормы водного режима реакторов типа РБМК в период послемонтажного пуска

Нормируемые показатели	Вода КМПЦ	Конденсат после БОУ	Питательная вода
pH <sub>25</sub>	6,5—8,5	6,5—7,5	6,5—7,8
Удельная электрическая проводимость при t=25 °С, мкСм/см	2	1	1
Хлориды + фториды, мкг/кг	200	10	10
Общая жесткость, мкг-экв/кг	50	1	1
Кремниевая кислота в пересчете на SiO <sub>2</sub> , мкг/кг, не более	2000	50	100
Соединения железа в пересчете на Fe, мкг/кг, не более	500	20	50
Соединения меди в пересчете на Cu, мкг/кг, не более	50	5	5

ми поверхностей циркониевого сплава по сравнению со стальными поверхностями. Наряду с нормами для стационарной эксплуатации существуют нормы для периода послемонтажного пуска (табл. 13.4).

Бескоррекционный водный режим предусматривает отказ от ввода любых реагентов как для собственно коррекции водного режима, так и для регулирования мощности. Последнее относится, в частности, к борному регулированию. Несмотря на ряд преимуществ, на одноконтурных АЭС оно не применяется, так как борная кислота, имея значительный коэффициент распределения, интенсивно уносилась бы с насыщенным паром и затем выводилась бы из цикла на фильтрах конденсатоочистки. Это вызвало бы большие затраты на постоянное введение в контур больших количеств борной кислоты. Кроме того, в проточной части турбин борная кислота может вызвать интенсивную коррозию. В связи с этим борное регулирование применяется только для реакторов двухконтурных АЭС (см. гл. 14).

### § 13.3. РОЛЬ РАДИОЛИЗА В ВОДНОМ РЕЖИМЕ ОДНОКОНТУРНЫХ АЭС \*

Вода кипящего реактора характеризуется высокой чистотой (см. табл. 13.3). Под действием различных видов реакторного излучения в ней протекает *радиолиз*, интенсивность которого зависит от температурного уровня и мощности реактора. При радиолизе воды высо-

\* Реакторы одноконтурных АЭС являются парообразующими агрегатами. Поэтому их часто, для краткости, называют *кипящими реакторами*, или *реакторами кипящего типа*.

кой чистоты в ней первоначально образуются ионы, возбужденные молекулы воды и вторичные электроны, которые в результате вторичных реакций дают другие активные частицы: радикалы Н и ОН и гидратированные электроны  $e_{aq}^-$  или  $e_{гидр}^-$ . Последующие реакции зависят от характера излучения и разными исследователями записываются по-разному. Однако всеми признается, что конечными продуктами радиолиза воды высокой чистоты являются Н, ОН,  $e_{aq}^-$ , Н<sub>2</sub>, Н<sub>2</sub>О<sub>2</sub>, О<sub>2</sub>, НО<sub>2</sub> и восстановленная молекула Н<sub>2</sub>О. *Свободный радикал\** НО<sub>2</sub> может быть как нейтральным, так и отрицательно заряженным. Соотношение отдельных продуктов радиолиза по концентрациям может быть различным в зависимости от конструктивных особенностей аппарата, в котором исследуется радиолиз, а также от чувствительности методик определения концентраций для отдельных компонентов.

Кроме процесса радиолиза, в реакторе протекает *процесс рекомбинации*, уровень которой зависит от конструктивных особенностей реактора и от температуры воды (радиолиз усиливается в области низких давлений и температур). В кипящих реакторах рекомбинация ослабляется непрерывным интенсивным выводом с насыщенным паром образующихся кислорода и водорода. По тем же причинам интенсивность радиолиза в кипящем реакторе постоянна и изменяется лишь с изменением мощности.

Унос с насыщенным паром в паропровод газообразных водорода и кислорода является особенностью кипящего реактора. При отсосе газов из конденсатора кислород и водород также удаляются. Для предотвращения образования гремучей смеси в специальных контактных аппаратах организуется сжигание водорода, отсасываемого вместе с паровоздушной смесью из конденсатора.

Унос с паром газообразного кислорода из реактора способствует обескислороживанию реакторной воды (содержание О<sub>2</sub> в воде реактора обычно не превышает 0,1 мг/кг) и облагораживает стали паропроводов, турбин и промежуточных пароперегревателей одноконтурных АЭС за счет воздействия на них значительных концентраций кислорода (содержание О<sub>2</sub> в насыщенном паре составляет 20—30, иногда до 40 мг/кг).

В прежние годы высказывались опасения развития коррозионных процессов под влиянием радиолитического кислорода и считалось целесообразным подавление радиолиза в кипящих реакторах, но такие попытки были безуспешны. Если для этой цели добавлять в воду реактора водород, то в связи с уносом его паром количества, необходимые для связывания радиолитического кислорода, получаются весьма значительными, что повышает стоимость эксплуатации. Если дозировать аммиак с целью использовать водород, образующийся при разложении аммиака под влиянием излучений, то возникает опасность частичного получения в воде реактора азотной кислоты, с неблагоприятным для коррозионных процессов снижением значения рН. В связи с этим от подавления радиолиза отказались.

\* Свободными радикалами называют активные частицы, обладающие свободными валентностями.

Однако в настоящее время установлено, что влияние кислорода в воде высокой чистоты тормозит коррозионные процессы. Кроме того, в процессе радиолиза образуется перекись водорода, полезное воздействие которой было освещено в гл. 8 и 11. Поэтому радиолиз воды реактора не только не вреден, но даже полезен с точки зрения снижения коррозионных процессов в реакторе. Это особенно относится к перекиси водорода как продукту радиолиза, поскольку в противоположность газообразному кислороду она слабо уносится с паром из реактора.

До последнего времени считалось, что перекись водорода и радикал  $O_2H$  являются промежуточными продуктами радиолиза и не могут присутствовать в воде реактора на его стационарной мощности. О неправильности такого предположения свидетельствует неизменное отсутствие стехиометрического соотношения между кислородом и водородом в кипящих реакторах. Так, в США для АЭС «Найн Майл Пойнт-1» это соотношение равно  $0,17 \text{ мг/л } O_2 : 0,009 \text{ мг/л } H_2 = 19,0$ ; для АЭС «Дрезден — 2» соответственно,  $0,27 : 0,012 = 22,5$ ; для АЭС «Броунс Ферри» —  $0,16 : 0,012 = 13,3$ .

Положительное воздействие перекиси водорода в условиях воды высокой чистоты на ТЭС (см. гл. 8 и 11) позволило высказать предположение о том, что меньшая коррозия стали в условиях кипящих реакторов по сравнению с коррозией в реакторах двухконтурных АЭС объясняется именно влиянием перекиси водорода и особенно ее комплекса с железом (см. гл. 8). Термическое и радиационное разложение этого комплекса вызывает равномерное по всей поверхности стали образование магнетита или магемита и потому отсутствие локализации железооксидных отложений. При площади поверхности стали в реакторе РБМК, равной  $\sim 35\ 000 \text{ м}^2$ , равномерные отложения составляют только около 1 мкм за год.

Это свидетельствует о важности обнаружения перекиси водорода в кипящих реакторах и изучения ее поведения в реальных условиях. Отметим, что все основные исследования радиолиза проводились ранее в условиях, отличных от реальных (в стеклянных ампулах, без взаимодействия с конструктивными материалами и без отвода газовой фазы). Лишь в одной работе радиолиз исследовался на реакторе, но это был реактор существенно более высоконапряженный по сравнению с реакторами АЭС. Во всех случаях наивысшей температурой исследования была  $t = 200^\circ \text{C}$ , в то время как температура воды реактора РБМК  $t = 287^\circ \text{C}$ . Большим недостатком этих исследований было также использование аналитических методик, непригодных для определений малых количеств перекиси водорода. Однако именно на основе этих исследований радиолиза воды сложились представления о ничтожно малых концентрациях перекиси водорода или даже полном ее отсутствии в воде кипящих реакторов.

В 1975 г. в США было проведено специальное исследование радиолиза на АЭС «Дрезден-2» при стационарной эксплуатации и в режимах пуска и останова. Несмотря на весьма большой объем проведенной работы, изучение радиолиза воды реактора было сведено к непрерывной регистрации кислорода в воде, систематическим определениям кислорода различными аналитическими методами и к хроматографическим оп-

Т а б л и ц а 13.5. Концентрации перекиси водорода в контурах охлаждения СУЗ Ленинградской АЭС, мкг/кг

Даты исследований, проведенных в 1975 г.	Реактор первого блока	Реактор второго блока	Даты исследований, проведенных в 1975 г.	Реактор первого блока	Реактор второго блока
21.X	12 800	14 400	07.XII	3 600	
14.XI		13 700	10.XII	3 600	12 900
20.XI	9 300	12 600	17.XII	15 120	10 800
03.XII		15 200	19.XII	8 280	1 800

ределениям  $O_2$ ,  $H_2$  и  $N_2$ . Регистрировались также значения рН. Задача обнаружения и исследования поведения перекиси водорода не ставилась, хотя было отмечено нарушение стехиометрического соотношения  $O_2$  и  $H_2$ . Между тем вполне вероятно, что нарушение стехиометрического соотношения  $O_2$  и  $H_2$  было связано с наличием в воде определенных стационарных концентраций перекиси водорода, термолит которой в пробоотборных линиях повышает концентрации кислорода в анализируемой пробе.

Более обстоятельное исследование радиолитиза в условиях, максимально приближенных к промышленным, было проведено на двух кипящих реакторах типа РБМК\* Ленинградской АЭС, с предварительной разработкой методики определения микроколичеств перекиси водорода. В связи со значительным термолитом перекиси водорода и ее соединений первоначальное исследование было проведено для воды контуров охлаждения системы управления и защиты реактора ( $t = 90^\circ C$ ).

В табл. 13.5 представлены данные по концентрациям перекиси водорода в воде контуров охлаждения систем управления и защиты (СУЗ) реакторов РБМК-1000 при работе их на полную мощность. Относительно невысокая температура воды в этих контурах способствует сохранению в воде концентраций перекиси водорода, хотя термическое разложение перекиси водорода должно возникать уже при 40—50° С. В условиях реактора имеет место постоянное продуцирование перекиси водорода, превышающее ее термолит (см. табл. 13.5).

Для выявления влияния на присутствие перекиси водорода собственно реакторных условий, в частности, температуры воды, исследования были проведены непосредственно на реакторах в процессе пуска и останова.

На рис. 13.2 представлены основные показатели водного режима реактора РБМК-1000 в процессе останова. Из рис. 13.2,а видно, что продуцирование перекиси водорода в процессе останова продолжается

\* Результаты этих исследований нельзя непосредственно переносить на корпусные кипящие реакторы, в которых вода является не только теплоносителем, но и замедлителем, в связи с чем поглощаемые водой дозы излучения существенно больше, чем для канальных реакторов с графитовым замедлителем. В еще большей степени недопустимо использование полученных данных для реакторных контуров двухконтурных АЭС.

за счет остаточного излучения, а термоллиз ее замедляется в связи с уменьшением температуры воды. В результате концентрации перекиси водорода в воде реактора возрастают. В период останова температуры достаточно низки ( $\sim 40^\circ\text{C}$ ), термоллиз не протекает, а продуцирование перекиси водорода вследствие остаточного излучения продолжается. Поэтому перед пуском в воде реактора перекись водорода присутствует в довольно больших количествах (рис. 13.3). В процессе пуска по мере подъема температуры воды реактора концентрации перекиси водорода уменьшаются.

Из рис. 13.2, а видно, что перекись водорода в процессе останова обнаруживается при  $t \approx 150^\circ\text{C}$ . При дальнейшем снижении температуры концентрации перекиси водорода возрастают до 60 мкг/кг при  $120^\circ\text{C}$  и до 180 мкг/кг при  $80^\circ\text{C}$ . В процессе пуска перекись водорода перестает обнаруживаться также начиная со  $150^\circ\text{C}$  (рис. 13.3).

Пуск и останов реактора РБМК-1000 производятся обычно при включенной байпасной очистке реакторной воды (см. § 13.4), производительность которой составляет  $\sim 200\text{ м}^3/\text{ч}$ . При незначительной подпитке реактора питательной водой ( $20\text{—}30\text{ м}^3/\text{ч}$ ) и его водяном объеме, равном  $600\text{ м}^3$ , очистная установка в процессе останова оказывает значительное влияние на поведение соединений железа в реакторной воде. Влияние очистной установки на водный режим реактора в про-

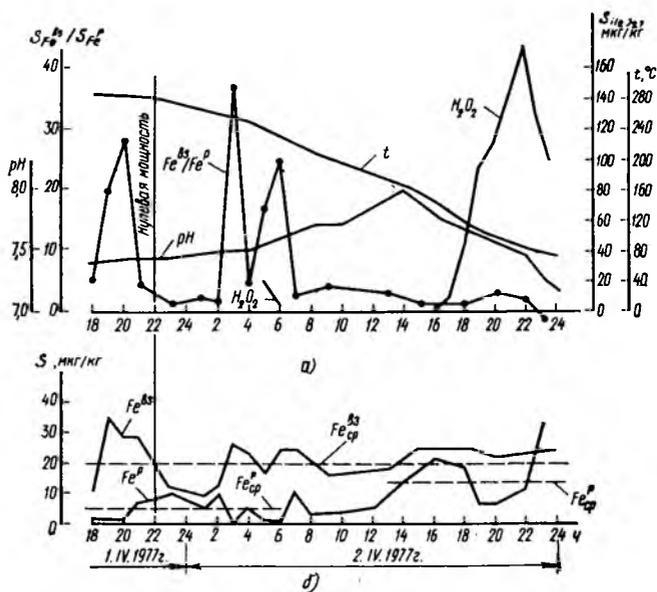


Рис. 13.2. Изменение основных показателей водного режима в процессе останова реактора РБМК-1000 с включенной байпасной очисткой реакторной воды:

а температура, значение рН, концентрация свободной перекиси водорода и соотношения концентраций грубодисперсного и растворенного железа; б концентрации грубодисперсного и растворенного железа

цессе останова видно из сопоставления рис. 13.2 и 13.4, на которых приведены данные останова реактора РБМК-1000. При анализе данных рис. 13.4 отмечены большие концентрации растворенного железа (до 60 мкг/кг) и во много раз меньшие концентрации перекиси водорода, чем по данным рис. 13.2. По-видимому, при прохождении перекисных соединений железа через байпасную очистку происходят сорбция ионов

железа и регенерация (восстановление) связанной с ними перекиси водорода. Поэтому при включенной байпасной очистке концентрации железа в воде меньше, а перекиси водорода больше, чем при останове реактора с отключенной очистной установкой. Это подтверждает наличие комплексов железа с перекисью водорода, разрушаемых на очистной установке, и положительное воздействие не кислорода, а перекиси водорода на стали в реакторном контуре.

Из рис. 13.4 следует вывод о целесообразности при останове возможно более длительное время прокачивать воду, содержащую перекись водорода, через контур реактора с включенной байпасной очисткой. Целесообразно также перед пуском реактора прокачивать по его контуру конденсат с дозированием в него перекиси водорода из расчета создания в конденсате концентраций перекиси водорода (по опыту одноконтурных АЭС ФРГ, в количестве  $\sim 800$  мкг/кг).

На рис. 13.2, б показано, что в процессе останова концентрации оксидов железа в растворенной форме относительно невысоки до появления в пробах свободной перекиси водорода; затем намечается отчетливый рост концентраций растворенного железа. Можно полагать, что в этот период процесс образования перекисных соединений железа

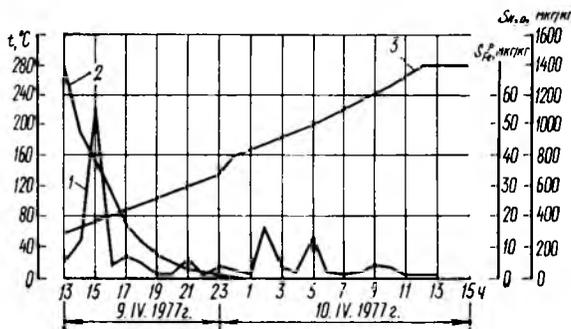


Рис. 13.3. Концентрации железа после мембранного фильтра (1) и перекиси водорода (2) в реакторной воде и ее температуры (3) в процессе пуска реактора РБМК-1000 с включенной байпасной очисткой

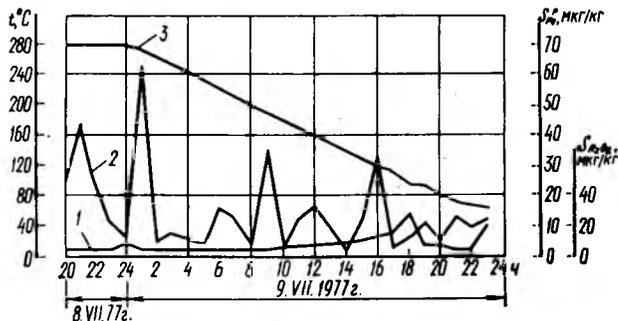


Рис. 13.4. Концентрации перекиси водорода (1), железа после мембранного фильтра (2) в реакторной воде и температуры реакторной воды (3) в процессе останова реактора РБМК-1000 с отключенной байпасной очисткой

происходит более интенсивно, чем термоллиз, т. е. образующаяся перекись водорода связывается и ее концентрации вновь неопределимы. О преимущественном протекании процесса образования перекисных соединений железа свидетельствует также существенный рост рН и резкое уменьшение отношения  $Fe^{3+}/Fe^p$ , т. е. отношения концентрации оксидов железа в грубодисперсной и растворенной формах (см. рис. 13.2, а). В этот же период происходит выведение катионов железа на ионообменных фильтрах с регенерацией перекиси водорода. Однако, по-видимому, до достижения определенной температуры освобождающаяся перекись водорода вновь образует соединения с железом. Затем отмечается снижение концентраций железа вследствие сорбции на ионообменной установке, снижение рН (практически до первоначального значения) и существенное повышение концентраций свободной перекиси водорода. Снижение концентраций растворенных оксидов железа и соответствующее повышение концентраций свободной перекиси водорода подтверждают предположения о роли ионообменной установки.

В конечном периоде наряду с резким и существенным ростом концентраций растворенных оксидов железа происходит не менее резкое и существенное снижение концентраций свободной перекиси водорода. Это свидетельствует о новом образовании перекисных соединений железа и расходовании на этот процесс свободной перекиси водорода.

Из рис. 13.4 следует, что перекись водорода обнаруживается при отключенной байпасной очистке и для рабочих температур реактора, хотя ее концентрации относительно невелики. Увеличение расхода по пробоотборным линиям приводит к существенному росту концентраций перекиси водорода. Это объясняется тем, что в реакторе происходит одновременно продуцирование перекиси водорода и ее термоллиз, а в пробоотборных линиях — только термоллиз. Между тем время прохода пробы реакторной воды по этим линиям довольно значительно ( $\sim 15$  мин). Поэтому значения концентраций перекиси водорода на рис. 13.2—13.4 занижены против действительных.

Для непосредственной проверки стабильного существования перекиси водорода было проведено исследование на полной мощности реактора. При этом временно были увеличены расходы проб реакторной воды до предельных, по условиям приемлемого их охлаждения в холодильнике. В результате на полной мощности реактора были получены концентрации свободной перекиси водорода 16 — 30 мкг/кг. С учетом термоллиза перекиси водорода в паротборных линиях, проявляющегося и в этом случае, можно считать, что в реакторной воде свободная перекись водорода присутствует в концентрациях более 30 мкг/кг даже при работе реактора на полную мощность. Имеется в виду именно свободная перекись водорода, т. е. присутствующая в воде сверх израсходованной на возможное образование перекиси и гидроперекиси железа.

Аналогичное, но более подробное исследование было проведено на реакторе РБМК-1000 третьего блока Чернобыльской АЭС (рис. 13.5). Из рисунка следует, что в воде барабана-сепаратора концентрация перекиси водорода равна 90 мкг/кг. Исследование для нескольких рас-

ходов позволило рассчитать скорость термоллиза перекиси водорода в пробоотборных линиях — она составила  $0,13 \text{ с}^{-1}$ . Это, в свою очередь, позволяет рассчитать концентрации перекиси водорода непосредственно на выходе из активной зоны с учетом времени прохождения пароводяной смеси от выхода из активной зоны до входа в барабан-сепаратор. Концентрация составила  $1875 \text{ мкг/кг}$ . В результате аналогичного расчета с учетом термоллиза в опускной системе реактора получим для входа в активную зону всего  $1 \text{ мкг/кг}$ .

Таким образом, для кипящих реакторов свободная перекись водорода в воде реактора существует как в процессах пуска и останова реактора, так и при работе его на полную мощность. В воде реактора РБМК одновременно протекают следующие процессы: продуцирование перекиси водорода; расходование части ее на соединение с железом, например, на образование комплексов с железом; частичный термоллиз свободной перекиси водорода и образованных ею соединений с железом, с выходом в воду радикалов  $\text{OH}$  и  $\text{O}_2\text{H}$  и газообразных водорода и кислорода. Соотношение этих процессов зависит от мощности реактора, определяющей уровень протекания радиоллиза через интенсивность продуцирования перекиси водорода.

Протекание радиоллиза в кипящих реакторах с неизменной и значительной интенсивностью в условиях постоянной мощности кипящего реактора, в связи с протеканием реакций образования перекисных комплексов с железом и их термоллиза, способствует повышению коррозионной стойкости сталей. Поэтому возможна замена в реакторах типа РБМК аустенитных нержавеющей сталей на перлитные, с сохранением аустенитных нержавеющей сталей только для системы подвода воды к активной зоне и отвода пароводяной смеси из нее, т. е. для труб малого диаметра, соединяемых с циркониевыми технологическими каналами.

Существующие в реакторах типа РБМК большие сосуды — барабаны-сепараторы с диаметром  $2300 \text{ мм}$ , по конструктивным особенностям реактора, не подвержены воздействию нейтронного потока. Термоллиз гидроперексокомплекса железа может создавать защитную пленку магнетита на всех стальных поверхностях, в том числе и в барабанах-сепараторах, препятствуя как образованию больших количеств «коррозионного» водорода, так и его проникновению в сталь. В связи с этим можно полагать, что нет необходимости в плакировке стенок барабанов-сепараторов нержавеющей аустенитной сталью для защиты перлитной стали от наводороживания и охрупчивания. Можно также

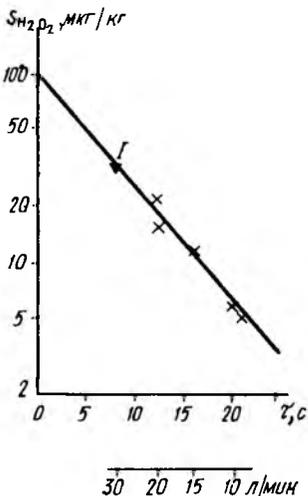


Рис. 13.5. Зависимость концентрации перекиси водорода в воде барабана-сепаратора реактора РБМК-1000 от расхода пробы в период исследований на Чернобыльской АЭС при полной мощности блока:  
1 — по исследованию на ЛАЭС

рассматривать вопрос о замене нержавеющей аустенитной стали в трубопроводах больших диаметров опускной системы реактора на перлитные легированные. Естественно, что при этом удешевится весь реактор и ускорится его изготовление. Но основным преимуществом такого решения была бы меньшая наведенная активность конструкционных материалов. Это снизило бы радиационный уровень оборудования после окончания срока эксплуатации и ускорило бы демонтаж реактора для замены новым.

Положительное воздействие радиоллиза на коррозионную стойкость сталей в условиях работы кипящих реакторов объясняется воздействием перекиси водорода, а не кислорода радиоллиза, так как кипящий реактор является своеобразным деаэратором, удаляющим кислород из воды реактора вместе с отводимым паром. В то же время перекись водорода сохраняется в воде реактора.

### § 13.4. СИСТЕМА ОЧИСТКИ РЕАКТОРНОЙ ВОДЫ

Несмотря на 100%-ную конденсатоочистку, для поддержания в воде реактора нормируемых показателей по естественным примесям необходима непрерывный вывод части воды на очистку. Еще больше необходима очистка воды реактора для удаления из нее продуктов коррозии, образовавшихся на тракте после конденсатоочистки. Для одноконтурных АЭС очистную установку на воде КМПЦ выполняют как ионообменную с предвключенным механическим фильтром. Так как сброс даже очищенной реакторной воды недопустим по условиям радиоактивности среды, то систему очистки располагают на байпасе по отношению к реакторному контуру. Ее называют обычно *байпасной системой очистки реакторной воды*. Расход воды реактора на очистку часто по аналогии с продувкой воды в котлах называют *продувкой реактора*. Этим термином можно пользоваться лишь условно, учитывая безусловную необходимость возврата очищенной воды непосредственно в реакторный контур, так как радиоактивность реакторной воды даже после очистной установки высока.

Расход воды на очистку для реакторов РБМК принимают достаточно большим ( $\sim 4\%$ ), что отвечает значительной общей производительности байпасной очистки — 200 т/ч. Можно было бы предположить, что при такой большой ее производительности возможен был бы отказ от 100%-ной конденсатоочистки. Однако простым расчетом можно показать, что это не так. Примем содержание хлоридов в охлаждающей воде конденсатора равным 15 мг/кг, а величину присоса равной 0,05%. Тогда содержание хлоридов в питательной воде  $s_{пв}^{Cl} = 0,05 \cdot 10^{-2} \cdot 15 \cdot 10^3 = 7,5$  мг/кг, а концентрации хлоридов в реакторной воде при  $p = 4\%$  будут  $s_p^{Cl} = 7,5 : 0,04 = 187,5$  мг/кг, что недопустимо. Нормируемую концентрацию хлоридов — 50 мг/кг можно было бы получить лишь увеличив расход воды на очистку до  $p = 15\%$  (производительность очистной установки составила бы 750 т/ч), что существенно снизило бы тепловую экономичность энергоблока, удорожило оборудование байпас-

ной очистки, усложнило компоновку реакторной установки, увеличило сбросы и переработку радиоактивных регенерационных вод. К тому же только 100%-ная конденсатоочистка может защитить реактор одноконтурных АЭС от аварийных ситуаций, связанных, например, с разрушением конденсаторных трубок. Такая ситуация не отразится ощутимо на вакууме в конденсаторе, но может увеличить до опасных значений концентрации хлоридов в реакторной воде. В связи с этим 100%-ная конденсатоочистка безусловно необходима. В условиях нормальной эксплуатации она будет регенерироваться достаточно редко, а при отклонениях от нормальных условий обеспечит защиту реактора.

При пусках реактора очистная установка включается на полную мощность, интенсивно очищая его воду от возможных продуктов стояночной коррозии. Вода первичного заполнения должна быть полностью обессоленной. Расход воды на очистку (%) от паропроизводительности в начальный период подъема мощности значительный (при мощности около 10% от нормальной расход на очистку составит ~35%), доходя постепенно до нормального ( $p=4\%$ ) при полной мощности реактора.

Опыт эксплуатации реакторов типа РБМК свидетельствует о том, что производительность байпасной очистки может быть уменьшена по сравнению с серийно выполняемой проектной (4%).

Применяются различные схемы очистной установки. Прежде всего очистка может производиться как при полном давлении реактора, так и при сниженном давлении. В первом случае для преодоления сопротивления очистной установки может быть использован перепад давлений, создаваемый ГЦН; во втором случае требуется установка специального насоса для возврата очищенной воды в реакторный контур. Преимущество очистной установки второго типа — работа фильтров под меньшим давлением. Но в условиях кипящих реакторов (давление 7—7,5 МПа) это преимущество проявляется не очень значительно. Поэтому чаще используют установки первого типа, тем более что для установки второго типа требуется дополнительный насос с его резервированием.

Общим для всех установок очистки реакторной воды является применение ионного обмена с использованием системы охлаждения очищаемой воды до температуры 40°C в двух последовательных теплообменниках — *регенеративном* (1 на рис. 13.6), охлаждающем продувочную воду до температуры больше 40°C за счет нагрева очищенной воды, и *дополнительном* (2 на рис. 13.6), охлаждающем очищаемую воду до 40°C за счет нагрева воды, подаваемой из какого-либо участка регенеративной системы, с возвратом нагретой воды в ту же систему, но дальше по тракту. Для пусковых периодов реактора и для периодов проведения наладочных работ резервируется подача в теплообменник охлаждающей воды из промежуточного контура системы технического водоснабжения.

На рис. 13.6 представлена схема очистной установки для реакторов Ленинградской АЭС, а на рис. 13.7 — для кипящих реакторов АЭС Швеции. В схеме рис. 13.6 в качестве механических филь-

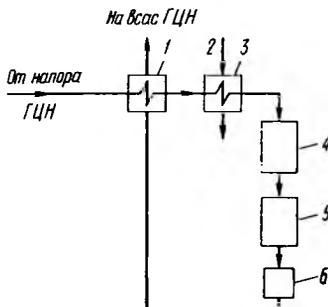


Рис. 13.6. Схема очистки воды реакторов РБМК-1000 на Ленинградской АЭС:

1 — регенеративный теплообменник; 2 — подача воды из регенеративной системы блока; 3 — теплообменник доохлаждения; 4 — намывной перлитный фильтр; 5 — ФСД; 6 — дополнительная «ловушка»

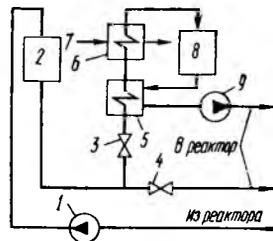


Рис. 13.7. Схема очистки воды кипящих реакторов АЭС Швеции:

1 — насос подачи воды на очистку; 2 — магнитистый высокотемпературный фильтр; 3 — задвижка, регулирующая расход воды на ионообменную очистку; 4 — задвижка, регулирующая расход воды, минуя ионообменную очистку; 5 — регенеративный теплообменник; 6 — теплообменник доохлаждения; 7 — подача воды из регенеративной системы блока; 8 — ионообменный фильтр; 9 — насос подачи очищенной воды в реактор

тров использованы намывные фильтры, что требует снижения температуры очищаемой воды; после ФСД имеется ловушка б для задержания ионообменных смол в случае частичного их уноса из ФСД. Для схемы 13.7 нужно отметить следующие особенности. По этой схеме воду после механического фильтра можно подавать частично непосредственно в реактор, а частично на ионообменную установку. Это уменьшает поверхности теплообменников 5 и б и ионообменную установку 8. В пусковых операциях можно вообще ограничиться только очисткой на фильтрах 2 (задвижка 3 закрыта, задвижка 4 открыта полностью).

Как было отмечено, схемы очистных установок пока еще весьма разнообразны. Так, ионитные фильтры применяются как насыпные, так и намывные; насыпные ионитные фильтры используются как в раздельных, так и смешанных слоях; различны материалы засыпки высокотемпературных механических фильтров и т. д.

Следует отметить, что определенным преимуществом намывных фильтров является возможность их захоронения с отказом от регенераций. Между тем большие количества радиоактивных регенерационных вод требуют обработки для захоронения только их отверженных остатков. С этой точки зрения, интересна схема рис. 13.7, позволяющая в пусковых операциях обходиться только механической фильтрацией.

### § 13.5. ОЧИСТКА ДРЕНАЖЕЙ ГРЕЮЩИХ ПАРОВ В СИСТЕМЕ РЕГЕНЕРАЦИИ ЭНЕРГБЛОКОВ С РЕАКТОРОМ РБМК-1000

На рис. 13.8 представлена регенеративная схема, выполненная для всех турбин энергоблоков с РБМК-1000. Она отличается от оптимальной (см. рис. 8.11) тем, что все дренажи греющих паров каскадно сли-

ваются в конденсатор и далее проходят через БОУ. Таким образом, в конденсаторе происходит смешение двух потоков, относительно близких по расходам (62,5 % для конденсата турбинного пара и 37,5 % для каскадного слива дренажей), но существенно отличающихся по физико-химическим показателям.

Исследования, проведенные на АЭС, показали, что концентрации железокислых соединений в турбинном конденсате составляют 4—7 мкг/кг, а в каскадном сливе дренажей — 28—35 мкг/кг. Это указывает на необходимость ионной сорбции для первого потока и достаточность механической фильтрации для второго. Смешение этих двух потоков приводит к концентрациям Fe перед БОУ порядка 13,5—18,5 мкг/кг. В результате после БОУ концентрации составляют 8—10 мкг/кг, т. е. качество большей части конденсата ухудшается. Отметим также три негативных обстоятельства: 1) подача всех дренажей в конденсатор снижает тепловую экономичность; 2) более чем в 1,5 раза увеличивается расход ионообменных смол; 3) в процессе пуска с каскадным сливом дренажей в конденсатор забрасываются продукты стояночной коррозии всей регенеративной системы. В результате сопротивление фильтров БОУ резко возрастает, напора конденсатных насосов оказывается недостаточно и эксплуатационный персонал при этом байпасирует БОУ, т. е. подает конденсат в реактор без очистки. Железоокисный шлам отлагается в нижних областях КМПЦ (см. рис. 13.1). Об этом свидетельствуют наблюдаемые обычно повышенные концентрации Fe в пусковых режимах (см. рис. 13.3), когда шламовые отложения взмучиваются и разносятся по контуру с последующим повторным осаждением в нижних областях контура.

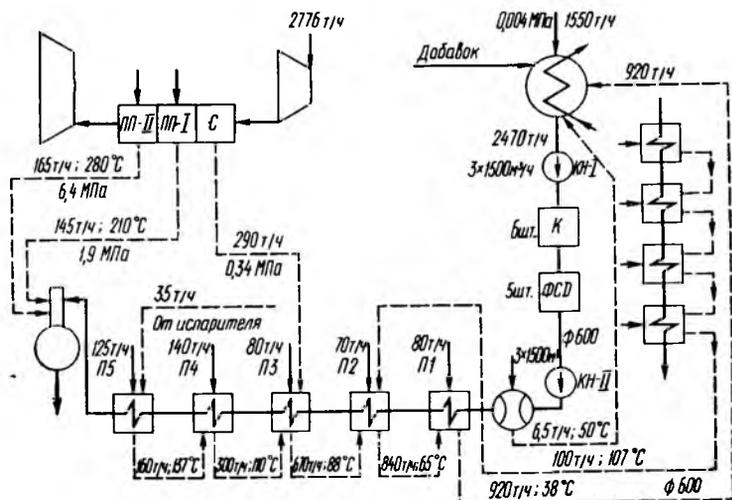


Рис. 13.8. Регенеративная схема турбины К-500-65/3000 энергоблока РБМК-1000

Переход от схемы рис. 13.8 к схеме рис. 8.11 для реакторов РБМК-1000, к сожалению, пока не осуществлен и схема рис. 13.8 продолжает использоваться. Для регенеративной схемы турбины К-750-65/3000, используемой для энергоблока РБМК-1500, очистке на БОУ подвергается только турбинный конденсат. Такая схема показана, например, на рис. 1.3. Опыт работы Игналинской АЭС свидетельствует о пассивирующем воздействии окислителей, содержащихся в отборных парах, аналогично наблюдаемому на одноконтурных шведских АЭС. Это позволяет не настаивать на установке механических фильтров на напорах сливных насосов (см. гл. 1.).

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Маргулова Т. Х. Влияние перекиси водорода на повышение коррозионной стойкости перлитных сталей // Теплоэнергетика. 1975. № 5. С. 63—66.
2. Маргулова Т. Х., Зорин В. М., Разумовская Е. Д. Оптимизация схем конденсатоочисток одноконтурных АЭС // В кн.: Атомные электрические станции, 1980. Вып. 3. С. 57—62.
3. Исследование поведения перекиси водорода и содержания железа в процессах пуска и останова мощных реакторов РБМК / Т. Х. Маргулова, О. И. Мартынова, А. П. Еперин и др. // Теплоэнергетика. 1977. № 2. С. 2—6.
4. Содержание перекиси водорода и радиолитических газов в теплоносителе АЭС с РБМК при работе на мощности / Т. Х. Маргулова, В. А. Мамет, Е. В. Федулова, В. А. Юрманов // Теплоэнергетика. 1985. № 8. С. 56—58.

ВОДНЫЙ РЕЖИМ  
РЕАКТОРОВ ТИПА ВВЭР

## § 14.1. ОСОБЕННОСТИ РЕАКТОРОВ ТИПА ВВЭР

Реактор ВВЭР не является непосредственным парообразующим агрегатом и устанавливается на двухконтурных АЭС. В атомной энергетике СССР применяются энергоблоки с ВВЭР двух типов — ВВЭР-440 (мощностью 440 МВт) и ВВЭР—1000 (мощностью 1000 МВт). Активная зона реакторов ВВЭР охлаждается однофазной средой — обычной водой с недогревом до кипения. Ее физико-химические показатели зависят только от характеристик принятого водного режима. Концентрации естественных примесей в воде реактора весьма малы и увеличения их в процессе эксплуатации не происходит. Поскольку процесс коррозии неизбежен, предусмотрена байпасная очистка воды реактора и небольшая подпитка для восполнения утечек.

Как следует из гл. 12, в парогенераторах энергоблоков АЭС с ВВЭР генерируется насыщенный пар с давлением 4,7 МПа (ВВЭР-440) и 6,4 МПа (ВВЭР-1000). В связи с необходимостью температурного напора в парогенераторах в условиях недогрева воды реактора давления в нем составляют 12,5 МПа (ВВЭР-440) и 16,0 МПа (ВВЭР-1000).

ВВЭР — реактор *корпусного типа*. Большой диаметр (3,85 м для ВВЭР-440 и 4,50 м для ВВЭР-1000) корпуса, выполненного из теплостойкой перлитной стали в сочетании с высоким давлением, приводит к значительным толщинам корпуса, а расположение в нем активной зоны — к воздействию на корпус нейтронного потока. Последнее вызывает охрупчивание стали. Охрупчивание стали может вызываться также и «коррозионным» водородом, а также водородом радиолиза как самой воды, так и вводимых добавок. Поверхность корпуса ВВЭР составляет весьма небольшую часть поверхности всего реакторного контура. Поэтому переход в воду продуктов общей коррозии корпуса реактора мало влияет на концентрации железа в реакторной воде. Но перлитные стали проявляют склонность к охрупчиванию в гораздо большей мере, чем аустенитные нержавеющие. Поэтому следует считать обязательной наплавку корпусов ВВЭР нержавеющей аустенитной сталью\*. Наплавка одновременно и снижает концентрацию водорода в реакторной воде и препятствует проникновению его в металл. Состояние металла корпуса находится под постоянным эксплуатационным контролем. Разрабатывается и пред-

\* В эксплуатации находятся несколько реакторов ВВЭР-440 с корпусами без наплавки. Это может сократить допустимый срок их эксплуатации.

принимается ряд мер, снижающих воздействие нейтронного потока на материал корпуса.

Для уменьшения концентрации продуктов коррозии в реакторной воде целесообразно по-прежнему выполнять теплообменную поверхность парогенератора из аустенитных нержавеющей сталей (см. гл.12). Трубопроводы главного реакторного контура для реакторов ВВЭР-440 также выполняют из аустенитной нержавеющей стали. Переход к реакторам ВВЭР-1000 вызвал значительное увеличение диаметра этих трубопроводов (до 850 мм). В связи с этим их выполняют из перлитных сталей типа корпусных. Однако скорости воды в этих трубопроводах таковы, что они могут вызвать существенную эрозию стали. Поэтому для обеспечения защиты от эрозии необходима их плакировка аустенитной нержавеющей сталью. Большой диаметр трубопроводов для ВВЭР-1000 по сравнению с диаметром трубопровода для ВВЭР-440 облегчает их плакировку. Для плакированных трубопроводов, естественно, уменьшится и коррозия.

Температуры воды на входе в реактор и выходе из него составляют от 263 до 301°C для ВВЭР-440 и от 289 до 322°C для ВВЭР-1000.

#### § 14.2. ТРЕБОВАНИЯ К ВОДНОМУ РЕЖИМУ РЕАКТОРОВ ТИПА ВВЭР

Основным требованием к водному режиму является *предотвращение отложений на тепловыделяющих элементах (ТВЭлах) активной зоны*. Кроме того, при наличии отложений на ТВЭлах снижается коэффициент размножения и глубина выгорания ядерного топлива. Так как полностью исключить отложения невозможно, то сформулировано более точно требование к водному режиму реакторов ВВЭР — это *минимизация отложений на ТВЭлах активной зоны*.

В условиях первого контура двухконтурной АЭС основным источником поступления примесей в воду реактора является коррозия конструкционных материалов, причем только реакторного контура. Хотя выполнение реакторного контура из аустенитных нержавеющей или из перлитных сталей с плакировкой нержавеющей аустенитной сталью приводит к поступлению в реакторную воду относительно небольших количеств оксидов металлов, для условий реакторов ВВЭР содержание продуктов коррозии превалирует над естественными примесями. Продукты коррозии реакторного контура при проходе их через активную зону активируются и, отлагаясь в дальнейшем на отдельных участках внутренних поверхностей контура, усложняют проведение последующих ремонтных работ, требуя дорогостоящей дезактивации оборудования. Отложения внутри теплообменных трубок парогенератора снижают интенсивность теплообмена в парогенераторе и могут привести к уменьшению паропроизводительности блока.

Оптимальный водный режим реакторов ВВЭР должен обеспечить предотвращение заметной коррозии всех конструкционных материалов, активной зоны реактора, т. е. прежде всего циркониевых сплавов,

используемых для оболочек твэлов, а также аустенитных нержавеющей сталей, используемых для всего остального контура.

Изучая физико-химические процессы, протекающие в реакторах ВВЭР, необходимо прежде всего иметь в виду радиолиз, протекающий в воде под воздействием нейтронного потока и  $\beta$ - и  $\gamma$ -излучений. Этот процесс рассмотрен в § 13.2, из которого следует, что конечная реакция радиолиза  $2\text{H}_2\text{O} \xrightarrow{\text{нейтрон}} \text{H}_2 + \text{O}_2$  обратима, т.е. образующиеся радикалы могут рекомбинировать. В условиях первого контура реакторов типа ВВЭР в отсутствие отвода газовой фазы из воды накопление свободного кислорода замедляется. Однако, несмотря на снижение с течением времени интенсивности радиолиза, конечные концентрации  $\text{O}_2$  так велики, что могут вызвать значительную коррозию сталей реакторного контура. Поэтому при разработке водного режима требуются специальные меры по подавлению радиолиза.

Кроме кислорода отрицательное воздействие на коррозию реакторных конструкционных материалов оказывают хлориды и фториды, источником поступления которых является вода первоначального заполнения, подпиточная вода и реагенты коррекции водного режима. Как показано в гл. 3, хлориды и фториды влияют на общую коррозию циркониевых сплавов и способны вызвать коррозию под напряжением аустенитных нержавеющей сталей.

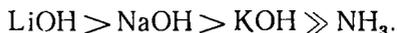
Важным фактором, во многом определяющим организацию водного режима реакторов ВВЭР, является *борное регулирование*. Жидкий поглотитель уменьшает неравномерность тепловыделения в активной зоне, что позволяет при тех же габаритных размерах повышать ее мощность. При этом медленные эффекты реактивности компенсируются за счет равномерно распределенного в воде бора и только быстрые эффекты—за счет стержней системы управления и защиты реактора. Для регулирования используется борная кислота, которая в реакторных условиях имеет ряд преимуществ. Она химически устойчива в радиационных условиях, хорошо растворима в воде, дает хорошо растворимые соединения с катионами воды реакторов. Но ей присущи и недостатки, заключающиеся прежде всего в понижении значения рН (что может вызвать рост скоростей коррозии конструкционных материалов), и затрудняет очистку воды реакторов от хлоридов. Введение борной кислоты повышает удельную электрическую проводимость воды и исключает возможность использования кислорода для пассивации конструкционных материалов.

#### § 14.3. ОСНОВЫ ВОДНОГО РЕЖИМА РЕАКТОРОВ ВВЭР И ЕГО НОРМИРОВАНИЕ

Сформулируем условия нормирования водного режима реакторов ВВЭР с борным регулированием: 1) поддержание рН в коррозионно-безопасных пределах; 2) ограничение концентраций радиолитического кислорода; 3) ограничение в воде реактора концентраций хлоридов и фторидов; 4) обеспечение эффективного удаления продуктов коррозии конструкционных материалов.

Для выполнения этих условий в составе реакторной установки имеется байпасная ионообменная и подпиточная установки.

Поддержание необходимого значения рН в условиях борного регулирования требует дозирования щелочей в воду реактора. По своей агрессивности щелочи располагаются следующим образом:



Поэтому наиболее безопасным по отношению к циркониевым сплавам был бы ввод аммиака. Однако с ростом температуры и особенно при  $t = 300^\circ\text{C}$ , т.е. в условиях реактора, основные свойства аммиака ослабевают (см. гл.8). Поэтому для поддержания требуемого значения рН оказались бы необходимыми очень высокие, практически недостижимые, концентрации аммиака (1 г/кг и даже выше).

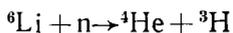
Кроме того, в условиях таких значительных концентраций аммиака вследствие его радиолиза в реакторной воде наблюдались бы концентрации водорода, повышающие опасность водородного охрупчивания сталей. В связи с этим предпочтительнее использование КОН\*. Более дешевый NaOH не используется в связи с 100 %-ной активацией натрия в активной зоне и его жестким  $\gamma$ -излучением. Калий тоже активируется в активной зоне, но это относится только к изотопу  $^{41}\text{K}$ , которого в природном калии всего 6,4 %.

Нежелательность низких значений рН связана также с уменьшением растворимости железоксидных соединений в кислых средах, что может способствовать их отложениям на наиболее «горячих» участках, т. е. на твэлах; в щелочных средах растворимость железоксидных соединений в воде выше. Однако следует иметь в виду, что при щелочных значениях рН возрастает скорость коррозии циркониевых сплавов, а при высоких значениях рН может возникнуть опасность коррозионного растрескивания сталей. Стабилизация значений рН на необходимом невысоком уровне удачно разрешается добавлением в воду реактора не только КОН, но и  $\text{NH}_3$ , т.е. организуется так называемый *калий-аммиачный водный режим*, нейтрализующий химическое воздействие борной кислоты. При работе реактора на мощности при высоких температурах, когда степень диссоциации борной кислоты незначительна, мала и диссоциация гидроксида аммиака и его основные свойства выражены слабо. Главным нейтрализующим реагентом является при этом гидроксид калия. При снижении температуры имеет место усиление основных свойств  $\text{NH}_3$ , что позволяет поддерживать необходимое значение рН без увеличения ввода КОН.

В условиях калий-аммиачного водного режима катионитовые фильтры байпасной очистки работают в смешанной ( $\text{K}^+ - \text{NH}_4^+$ )-фор-

---

\* В зарубежных реакторах типа PWR используют LiOH. Это решение дороже, так как требует очистки лития от изотопа  $^6\text{Li}$ , из которого образуется тритий:



ме, а концентрация калия стабильно поддерживается ионообменным равновесием:

$$\frac{[K]_в}{[NH_4]_в} \cdot \frac{[NH_4^+]_{кат}}{[K^+]_{кат}} = K, \quad (14.1)$$

где  $K$  — коэффициент равновесия, или коэффициент избирательности, зависящий от температуры, свойств катионита и раствора, концентраций и количественного соотношения взаимодействующих катионов; индексы «в» и «кат» означают соответственно концентрации в воде реактора и в катионите.

На практике оптимальное соотношение катионита в  $K^+$ - и  $NH_4^+$ -формах создается в процессе работы фильтра. Перед пуском реактора катионит переводят из  $H$ -формы в  $NH_4$ -форму введением в теплоноситель аммиака в количестве 100—200 мг/кг. После выхода на мощность в теплоноситель начинают дозирование КОН. Равновесие (14.1) устанавливается примерно через сутки после начала ввода КОН. После достижения устойчивой концентрации калия в теплоносителе ввод КОН прекращается и в воду реактора дозируется только  $NH_3$ . Для расчета концентраций калия, необходимых для поддержания необходимого значения рН при рабочей температуре, может быть использована графическая зависимость типа представленной на рис. 14.1. При необходимости увеличения концентрации  $K$  в воде его вытесняют из фильтра дополнительным введением  $NH_3$ .

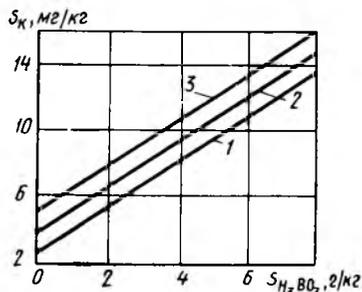


Рис. 14.1. Зависимость концентрации калия от концентрации  $H_3BO_3$  при температуре теплоносителя  $260^\circ C$  и значениях рН, равных 7,1 (1); 7,2 (2); 7,3 (3)

Для ограничения концентрации кислорода в воде реактора требуется прежде всего заполнение его хорошо продеаэрированной водой. Кроме того, для удаления остаточного кислородосодержания воды в нее вводят гидразин с таким расчетом, чтобы создать в воде реактора избыточную концентрацию не менее 20 мкг/кг. Что же касается ограничения концентрации радиолитического кислорода в процессе работы реактора, то оно может быть достигнуто за счет введения в воду реактора газообразного водорода или какого-либо реагента, разлагающегося в радиационных условиях с выделением газообразного водорода. Первое решение используется в зарубежных реакторах, второе реализуется в отечественных реакторах — в воду реактора вводят аммиак, в результате радиационного разложения которого ( $2 NH_3 \rightleftharpoons N_2 + 3 H_2$ ) выделяется водород, соединяющийся с радиолитическим кислородом. Нормируемое количество вводимого аммиака должно обеспечивать подавление радиолиза, но оно не должно превышать значений, при которых создается опасность охрупчивания циркониевых сплавов в результате наводороживания.

Т а б л и ц а 14.1. Нормирование водного режима реакторов энергоблока ВВЭР-440

Показатели	Горячая обкатка		Постоянная эксплуатация	
	Корпус без наплавки	Корпус с наплавкой	Корпус без наплавки	Корпус с наплавкой
$pH_{25}$	> 10	6—10	6,0	5,7—10,2
Хлориды, мг/кг, не более	0,1	0,05		
Хлориды + фториды, мг/кг, не более			0,1	0,1
$O_2$ , мг/кг, не более	0,02	0,02	0,01	0,01
$NH_3$ , мг/кг, не более	10,0	—	5,0	5,0
Fe, мг/кг, не более	1,0	—	0,2	0,2
Cu, мг/кг, не более	—	—	0,02	0,02
$H_2$ , при $t=0^\circ C$ и $p=0,1$ МПа, мл/кг	—	—	30—60	30—60
K+Li+Na, мг-экв/кг	—	—	0,05—0,27 в зависи- мости от концентра- ции борной кислоты	0,05—0,27 в зависи- мости от концентра- ции борной кислоты
Концентрация борной кислоты, г/кг	—	—	0—8,0	0—8,0

Для ограничения концентраций хлоридов в воде реактора требуется прежде всего высокая чистота борной кислоты; для получения нормируемых концентраций хлоридов и фторидов в воде реактора требуются высокая чистота подпиточной воды и обеспечение эффективной работы байпасной очистной установки реакторного контура, которая предназначена также для возможно более полного вывода из контура продуктов коррозии конструкционных материалов.

Конкретное нормирование водного режима реакторов ВВЭР опирается на изложенные выше положения и регламентируется как для эксплуатационных условий, так и для горячей обкатки, предшествующей эксплуатации. Нормы водного режима для реакторов ВВЭР-440 и ВВЭР-1000 в целом близки. Однако имеющийся опыт использования ВВЭР-1000 меньше, чем ВВЭР-440. Поэтому возможна и некоторая дальнейшая корректировка норм для ВВЭР-1000. Кроме того, в нормах для ВВЭР-440 учтена работа нескольких таких реакторов без наплавки перлитных корпусов.

Нормы водного режима реакторов ВВЭР приведены в табл. 14.1 для ВВЭР-440 и в табл. 14.2 для ВВЭР-1000.

Таблица 14.2. Нормирование водного режима реакторов энергоблока ВВЭР-1000

Показатели	Горячая обкатка	Постоянная эксплуатация
$pH_{25}$	9,5—11,0	5,7—10,2
Хлориды + фториды, мг/кг, не более	0,05	0,1
$O_2$ , мг/кг, не более	0,02	0,01
$NH_3$ , мг/кг	10—100	более 5,0
Fe, мг/кг, не более	0,2	0,2
Cu, мг/кг	—	0,02
$H_2$ при $t=0^\circ C$ и $p=0.1$ МПа, мл/кг	—	30—60
K, мг-экв/кг	0,05—0,35	—
K+Li+Na, мг-экв/кг	—	0,05—0,35 в зависимости от концентрации борной кислоты
Концентрация борной кислоты, г/кг	—	0—13,5

#### § 14.4. ОЧИСТНАЯ БАЙПАСНАЯ И ПОДПИТОЧНАЯ УСТАНОВКИ РЕАКТОРОВ ВВЭР

В § 14.3 были сформулированы условия нормирования водного режима реакторов ВВЭР. Для решения перечисленных проблем используется установка для очистки реакторной воды. Она служит как для удаления продуктов коррозии из реакторной воды, так и для регулирования физико-химического состава воды для поддержания нормируемых показателей. Радиоактивность воды (теплоносителя ВВЭР) требует очистки воды только на байпасе первого контура без сброса, т.е. с возвратом очищенной воды в контур. Такая специальная водоочистка (СВО) располагается непосредственно у реактора, действует непрерывно и обозначают ее обычно СВО-1. Схема установки СВО-1 соответствует смешанному калий-аммиачному водному режиму, рассматриваемому ниже. Расчет расхода очищаемой воды через СВО-1 в большой мере условен. Этот расчет производят по продуктам коррозии сталей, так как из всех примесей реакторной воды наибольшее (определяющее) значение имеют железоксидные соединения.

В общем случае расход воды на очистку рассчитывают по равен-

ству прихода и расхода продуктов коррозии сталей. Поступление продуктов коррозии сталей (мг/ч) в воду реактора ВВЭР составляет

$$\Sigma H_{18/8} \xi_{18/8} \eta_{18/8}, \quad (14.2)$$

где  $\Sigma H_{18/8}$  — общая поверхность аустенитной нержавеющей стали в первом контуре, м<sup>2</sup>;  $\xi_{18/8}$  — скорость коррозии этой стали в пересчете на Fe, составляющая 0,5—1,0 мг/(м<sup>2</sup>·ч);  $\eta_{18/8}$  — степень перехода продуктов коррозии стали 18/8 в воду, составляющая обычно 0,1—0,2, а в условиях боросодержащих растворов до 0,6.

Это означает, что в воду переходят продукты коррозии аустенитных нержавеющей сталей на уровне  $0,6 (0,5 \div 1,0) = 0,4 \div 0,6$  мг/(м<sup>2</sup>·ч).

Количество продуктов коррозии, удаляемых с расходом воды на очистку (мг/ч),

$$d_{p.оч} (s_p^{Fe} - s_{p.оч}^{Fe}), \quad (14.3)$$

где  $d_{p.оч}$  — расход воды на очистку, кг/ч;  $s_p^{Fe}$  — концентрации железа в воде, направляемой на очистку, мг/кг;  $s_{p.оч}^{Fe}$  — концентрации железа в воде после очистной установки, мг/кг.

Равенство выражений (14.2) и (14.3) позволяет определить расход воды на очистку (кг/ч):

$$d_{p.оч} \cdot \Sigma H_{18/8} \xi_{18/8} \eta_{18/8} / (s_p^{Fe} - s_{p.оч}^{Fe}). \quad (14.4)$$

Уравнение (14.4) отражает сложность определения расхода воды на очистку в условиях реактора ВВЭР. Известно, что выбор значений  $\xi_{18/8}$  и  $\eta_{18/8}$  условен; главная неопределенность связана с концентрациями железа в реакторной воде до и после очистной установки. Концентрации железа в реакторной воде могут быть взяты по табл. 14.1 или 14.2. Однако для надежного выбора значения концентрации железа после очистной установки нет достаточных данных. Если для естественных примесей ориентируются на конечное возможное их содержание в фильтрате, то для оксидов железа этого делать нельзя. Опыт работы показывает, что конечные концентрации железозакисных соединений в фильтрате в значительной мере зависят от концентраций железозакисных соединений перед очистной байпасной установкой. Поэтому для очистной байпасной установки правильнее ориентироваться на степень очистки  $\varphi$ . Тогда

$$d_{p.оч} \cdot \Sigma H_{18/8} \xi_{18/8} \eta_{18/8} / (\varphi, s_p^{Fe}). \quad (14.5)$$

Значение  $\varphi$ , которое очень высоко и близко к единице, например, для йодов, для железозакисных соединений может составлять 0,6—0,8.

Для реакторов ВВЭР-440 расход воды на очистку равен обычно 20—40 т·ч. Большие значения соответствуют установкам с неплакированными корпусами.

Важным является выбор давления, под которым будет находиться очистная установка. Наиболее простым и гибким в эксплуатации решением является очистка под полным давлением реактора. Такое решение принято, например для реакторов ВВЭР-440. Схематически

такая установка представлена на рис. 14.2. Здесь очистка происходит на отдельных слоях и для преодоления сопротивления всей установки используется перепад на ГЦН.

Известно, что основная масса примесей — продукты коррозии. В основном они находятся в форме коллоидов и псевдоколлоидов, в меньшей мере — в растворенном состоянии (не более 1 %) и в виде более или менее грубых взвесей. Поэтому в наибольшей мере необходима механическая фильтрация очищаемой воды. В соответствии с рис. 14.2 эту задачу решает действующий непрерывно фильтр 5, загружаемый катионитом ядерного класса (КУ-2-8 час), первоначально в Н-форме с переходом в процессе эксплуатации в смешанную (К-NH<sub>4</sub>)-форму. В процессе эксплуатации возникает необходимость регулирования концентрации борной кислоты. Для этого выделен анионитовый фильтр 6, который включается в работу только при необходимости уменьшения концентрации бора в воде реактора. Фильтр загружен анионитом ядерного класса (АВ-18-8 час) в ОН-форме.

Недостатком работы СВО-1 под полным давлением является неизбежное накопление в реакторном контуре радиоактивных благородных газов (РБГ), которые после останова реактора и разгерметизации контура могут выделяться из воды, что требует специальных мер предосторожности. Кроме того, работа под полным давлением удорожает установку. Этот недостаток проявляется в большей мере при переходе от ВВЭР-440 к ВВЭР-1000, т.е. от давления в реакторе 12,5 МПа к 16,0 МПа и к удвоенной мощности реактора и, следовательно, очистной установки. В связи с этим для ВВЭР-1000 принята установка фильтров на пониженном давлении, схема которой применительно к борному регулированию и смешанному калий-аммиачному режиму представлена на рис. 14.3. Непосредственно у реактора, т.е. в его герметичной оболочке, расположены только регенеративный теплообменник 5 и дроссельное устройство 6. Остальная часть очистной установки вынесена за пределы оболочки. Ионообменные фильтры 8, 9 и 10 загружены соответственно катионитом в Н-форме, катионитом в смешанной (К-NH<sub>4</sub>)-форме и анионитом в ОН-форме, которая в процессе работы переходит в борнокислую форму. После ионообменных фильтров вода может быть направлена на механические фильтры 11 для улавливания мелких фракций смол в случае их уноса из фильтров 8, 9, 10. Очищенная вода поступает в деаэратор подпитки 14, рассчитанный на давление около 1,2 МПа. Сюда же по линии 16 поступают и протечки запирающей воды ГЦН. Греющий пар поступает в поверхностный теплообменник 15, расположенный в деаэраторном баке, где вода прогревается до температуры насыщения и частично парообразуется. Образовавшийся пар вентилирует деаэраторную головку и уносит с собой газы, составляющие для последующего дожигания водорода и сброса остальных газов через систему технологических сдувок. Из деаэратора подпитки вода возвращается подпиточными насосами в реактор и на уплотнения вала ГЦН.

Бак-деаэратор подпиточных насосов служит также для первоначального заполнения реактора и подачи повышенных доз аммиака (до

100 мг/кг) для защиты корпуса от коррозии при простое с борированным раствором, например, при перегрузках. В пусковых периодах фильтр 9, первоначально загруженный Н-катионитом, переходит в  $\text{NH}_4$ -форму. После пуска отдельными порциями один раз в сутки, в течение 5—6 сут, через бак подпиточных насосов в контур подается раствор  $\text{KOH}$  и фильтр 9 переводится в смешанную калий-аммиачную форму. Применение катионита в такой смешанной форме позволяет стабилизировать концентрацию ионов калия в теплоносителе и избежать возможности перещелачивания, которая может быть в случае применения только сильных щелочей. Н-катионитовый фильтр 8 обычно байпасируется и должен включаться лишь при чрезмерном повышении концентрации щелочи в реакторной воде или при высокой

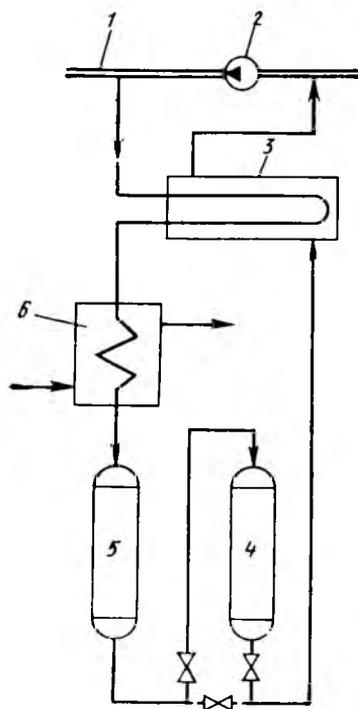


Рис. 14.2. Схема очистной установки реактора блока ВВЭР-440:

1 — трубопровод первого контура; 2 — главный циркуляционный насос (ГЦН); 3 — регенеративный теплообменник; 4 — анионитовый фильтр; 5 — катионитовый фильтр; 6 — доохладитель продувки

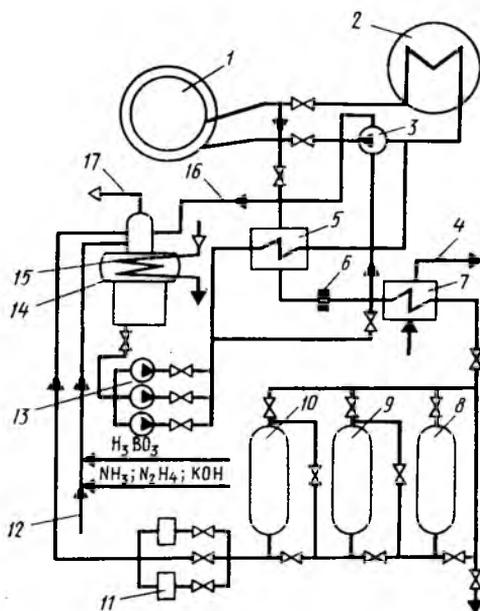


Рис. 14.3. Очистка реакторной воды для ВВЭР-1000 при смешанном аммиачно-калиевом режиме и борном регулировании:

1 — реактор; 2 — парогенератор; 3 — ГЦН; 4 — техническая вода промконтура; 5 — регенеративный теплообменник; 6 — дроссельное устройство; 7 — доохладитель; 8 — Н-катионитовый фильтр; 9 —  $\text{NH}_4$ -К-катионитовый фильтр; 10 — анионитовый фильтр; 11 — механический фильтр; 12 — подача добавочной обессоленной воды; 13 — подпиточные насосы; 14 — деаэрактор подпитки; 15 — теплообменник деаэраатора; 16 — сброс запирающей воды ГЦН; 17 — выпар деаэраатора подпитки

цезиевой радиоактивности, а также при большой негерметичности оболочек твэлов, ОН-анионитовый фильтр 10 в процессе эксплуатации переходит в борноокислую форму.

Давление в дросселе 6 снижается до 2,0 МПа. На это давление должны быть рассчитаны корпуса фильтров. При скоростях фильтрации 60 м/ч давление за фильтрами уменьшается до 1,0—1,2 МПа. На это давление должен быть рассчитан бак-деаэратор подпиточных насосов. Из этого бака подпиточные насосы, через регенеративный теплообменник 5, возвращают очищенную воду в реакторный контур.

Давления до и после фильтров выбраны так, что растворенные в фильтруемой воде благородные и другие газы, пройдя фильтры без выделения их в смолы, удаляются из системы в баке-деаэраторе со сбросом их в систему газов для очистки.

Из рис. 14.3 видно, что в деаэратор подпитки подают все необходимые реагенты и обессоленную воду для подпитки реактора (для выполнения неизбежных, хотя и весьма незначительных, потерь теплоносителя, например на отборы проб воды реактора). Таким образом, с помощью установки байпасной очистки решаются и вопросы подпитки реактора. Расход воды на очистку для ВВЭР-1000 составляет 40 т/ч. Описанная установка применяется теперь и для ВВЭР-440, но расход воды на очистку меньше — 20 т/ч.

В отличие от очистной установки, представленной на рис. 14.2, установка, показанная на рис. 14.3, при обесточивании АЭС работать не может.

Для работы СВО-1 важна радиационная стойкость ионитов. В процессе работы под воздействием радиации наблюдается уменьшение обменной емкости, незначительное для катионита и существенное (~ на 40 %) для анионита. Поэтому важной задачей является повышение радиационной стойкости ионитов.

Установка СВО-1 улучшает и радиационную обстановку, снижая радиоактивность теплоносителя на один-два порядка.

В последние годы появилась возможность интенсификации вывода примесей из реакторной воды путем постоянного или пе-

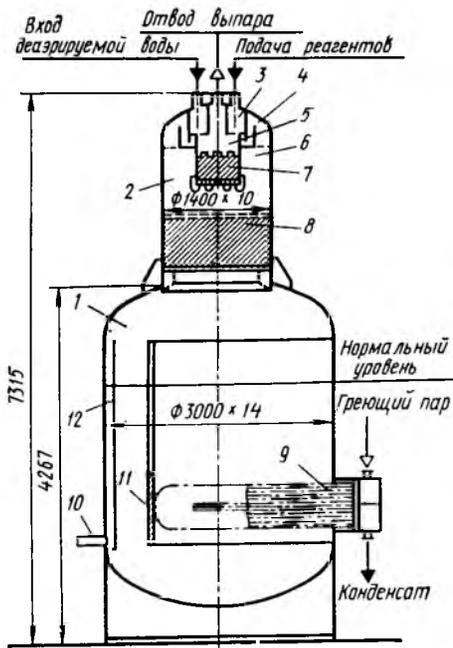


Рис. 14.4. Схема деаэратора подпитки реактора ВВЭР-1000:

1 — вертикальный бак; 2 — дегазационная колонка; 3, 4 — центральная и периферийная распределительные камеры; 5, 6 — центральная и периферийная струйные камеры; 7, 8 — насадочные колонны; 9 — теплообменник; 10 — отвод деаэрированной воды; 11 — глухой щит; 12 — переливная перегородка

риодического введения в контур гидразина при его концентрации не менее 20 мг/кг. Можно полагать, что образующиеся ранее разложения самого гидразина — гидразинные комплексы железа — подвергаются последующим сложным процессам разложения в поле радиации, обеспечивая сильновосстановительную реакцию среды и образующие коллоидных форм соединений железа, легко выводимых на СВО-1.

Кроме норм качества реакторной воды существуют еще и нормы качества подпиточной воды, служащей также водой уплотнения ГЦН. Они одинаковы для ВВЭР-440 и ВВЭР-1000 и сводятся к следующим показателям: значение  $pH_{25} = 6 \div 10,5$ ; концентрации борной кислоты 0—40 г/кг; концентрации основных составляющих в подпиточной воде (не более) — 20 мкг/кг  $O_2$ , 50 мкг/кг оксидов железа (в пересчете на Fe); 1 мг/кг натрия; 100 мкг/кг хлоридов; 0,5 мг/кг веществ, экстрагируемых эфиром (масла и др.).

Эти нормы с учетом весьма малого расхода подпиточной воды свидетельствуют о незначительном поступлении извне примесей в воду реактора.

Схема деаэратора подпитки показана на рис. 14.4. При малых нагрузках в работе находятся центральные распределительная 3 и струйная 5 камеры и насадочная колонна 7. При полной нагрузке в работу включаются также периферийные распределительная 4 и струйная 6 камеры, а также насадочная колонна 8. Поэтому деаэратор обеспечивает хорошую деаэрацию при любой нагрузке. Керамические насадки в дополнение к струям обеспечивают равномерность контакта деаэрируемой воды и пара.

На АЭС с ВВЭР должна быть система приготовления растворов борной кислоты. В нее должны входить: бункер для загрузки сухой борной кислоты, расходный бак борной кислоты, насосы и линии для подачи борного раствора к подпиточным насосам. Расходный бак и остальное оборудование, контактирующее с растворами борной кислоты, должно быть изготовлено из аустенитных нержавеющей сталей. Следует иметь в виду, что на АЭС, где применяется борное регулирование, все конденсатные баки и элементы, связанные с ними и с первым контуром, должны заполняться только борированным конденсатом.

## ЛИТЕРАТУРА

Эксплуатационные режимы водо-водяных энергетических реакторов / Ф. Я. Овчинников, Л. И. Голубев, В. Д. Добрынин и др. — М.: Атомиздат, 1979. С. 200—212.

**ВОДНО-ХИМИЧЕСКИЙ РЕЖИМ  
ПАРОВЫХ ТУРБИН****§ 15.1. ПОВЕДЕНИЕ ПРИМЕСЕЙ В ПРОТОЧНОЙ  
ЧАСТИ ТУРБИН**

Отложения примесей в проточной части турбин уменьшают проходные сечения и увеличивают сопротивление по ее тракту за счет роста скоростей пара и шероховатости поверхностей элементов турбины. Это приводит к снижению относительного КПД турбины и уменьшению вырабатываемой ею мощности. В эксплуатации наличие отложений обычно приводит к росту давления пара за регулирующей ступенью. Для турбин СКП блоков мощностью 300 МВт накопление отложений в ЦВД, соответствующее росту давления в регулирующей ступени на 5 %, приводит при постоянном расходе пара к снижению мощности до 290—295 МВт. При вдвое большем росте давления в регулирующей ступени (т. е. до 10 %) мощность турбины снижается до 270 МВт. Для восстановления мощности турбины приходится повышать расход пара на нее и соответственно паропроизводительность котла и количество сжигаемого топлива. Таким образом, отложения в турбине снижают экономичность блока.

Рост давления за регулирующей ступенью может быть вызван и другими причинами, например механическими повреждениями. Турбинные заводы указывают в паспорте турбины нормальное и предельно допустимое давление за регулирующей ступенью. Так, для турбин К-300-240 ЛМЗ эти значения составляют соответственно 16,75 и 18,60 МПа. При достижении последнего значения турбину нужно остановить и очистить проточную часть. В связи с этим, по ПТЭ, обязателен ежемесячный контроль давления за регулирующей ступенью.

Отложения примесей в проточной части имеют наибольшее значение для турбин СКП, так как проходные сечения в головной части таких машин наименьшие, а возможности уноса примесей из котла наибольшие. Растворимость примесей в паре определяется его плотностью. По мере движения пара через турбину его плотность непрерывно уменьшается и соответственно снижается растворимость большинства примесей в перегретом паре. В связи с этим примесь, находившаяся в головной части турбины в истинно растворенном состоянии, в определенном месте проточной части начнет выпадать из раствора в паре.

*Растворимость примесей при любом давлении в воде более значительна, чем в паре.* Поэтому выпадение любой примеси в виде твер-

дых отложений в турбине не происходит, если концентрация этой примеси на входе в турбину будет меньше ее растворимости при тех параметрах пара, при которых начинается его увлажнение и переход примеси из перегретого пара во влагу, в виде истинного раствора. При более высоких концентрациях на входе в турбину отложения в ее проточной части возможны. Определенные экспериментально растворимости примесей, соответствующие этим условиям, весьма малы и практически недостижимы. Однако это и не требуется. Следует иметь в виду, что опытные данные получены при поддержании постоянными параметров среды, когда достигается равновесное состояние. В реальных условиях динамики проточной части пар проходит всю турбину за доли секунды. При этом примеси, не успевая выпасть в твердую фазу в расчетной ступени, растворяются во влаге в последующих ступенях.

Непосредственно влиять на водно-химический режим паровых турбин в процессе их эксплуатации невозможно. Влияние на водный режим турбин можно оказывать только изменяя водный режим предшествующих элементов.

Надежность водно-химического режима паровых турбин обеспечивается проведением химических очисток проточной части паровых турбин, но не чаще, чем в периоды капитальных ремонтов.

В принципе в проточной части возможны отложения легкорастворимых примесей, например натриевых соединений. Поэтому чистота пара нормируется и по этому показателю (см. табл. 10.1 и 11.1). Однако после вскрытия турбины легкорастворимые соединения в отложениях не обнаруживаются, так как каждый останов турбины, а в значительной мере и снижение ее мощности представляют собой самопромывку турбины влажным паром.

Неизбежной составляющей отложений в проточной части являются железооксидные соединения, полностью избежать которых невозможно. Стали являются основным, а в ряде случаев единственным конструкционным материалом современных энергоблоков. Кроме того, в отличие от других примесей пара, железооксидные соединения имеют отрицательный коэффициент растворимости. По ступеням турбины происходит снижение давления (плотности) пара, что уменьшает растворимость в нем железооксидных соединений. Однако одновременно снижается и температура пара, что, наоборот, повышает растворимость в нем железооксидных соединений. Поэтому железооксидные отложения образуются довольно равномерно практически по всем ступеням проточной части турбин любых параметров.

Оценка водных режимов парообразующих агрегатов энергоблоков не ограничивается рассмотрением условий работы только этих элементов. Гораздо важнее влияние водного режима парообразующих агрегатов на надежность работы турбин. Если тот или иной водный режим, вызывая улучшение работы парообразующего агрегата, одновременно ухудшает работу паровой турбины, то такой водно-химический режим энергоблока должен быть отвергнут.

Для выявления влияния водного режима на работу турбин проводят обычно следующие исследования: 1) после останова и вскрытия турбины снимают отложения со всех ступеней проточной части, накопившиеся за время после последней очистки, и определяют по каждой ступени их массу и химический состав; 2) расчетным путем для каждой ступени турбины определяют снижение относительного КПД и недогрузку по сравнению с номинальной; а затем эти данные рассчитывают по каждому из цилиндров в условиях постоянного расхода пара; 3) в процессе эксплуатации за исследуемый период снимают опытные данные по мощности блока с обработкой по месяцам и один раз в месяц — давление за регулирующей ступенью. Анализ этих данных позволяет оценить тот или иной водный режим с точки зрения его влияния на экономичность и надежность работы турбины.

В гл. 17 рассматриваются вопросы консервации паровых котлов для защиты от стояночной коррозии. Важность этой проблемы подчеркивается большим водосодержанием этих агрегатов. Паровые турбины имеют объемы, многократно меньшие. В процессе останова остаточная влага испаряется и после вскрытия турбины ее проточная часть оказывается практически сухой. В связи с этим специальных мер по консервации паровых турбин обычно не принимают, хотя выдвинут ряд предложений — например установить у турбины специальный калорифер для подогрева воздуха, пропускаемого через остановленную турбину для полной ее осушки перед вскрытием. Полезность такого мероприятия бесспорна, но не настолько, чтобы оправдать задержку со вскрытием турбины для ремонта, сроки которого обычно ограничены.

#### **§ 15.2. ВЛИЯНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ВОДНОГО РЕЖИМА НА ЭКОНОМИЧНОСТЬ И НАДЕЖНОСТЬ РАБОТЫ ПАРОВЫХ ТУРБИН СКП**

Паровые турбины СКП работают в составе энергоблоков (см. рис. 1.1). На рис. 15.1 на примере паровых турбин Костромской ГРЭС показано распределение отложений по ступеням проточной части турбины СКП в зависимости от материала ПНД и особенностей водного режима конденсатопитательного тракта и парового котла. Из рисунка видно, что основными составляющими отложений являются железоксидные и медистые соединения, а также кремниевая кислота. Именно поэтому нормирование питательной воды котлов СКП (см. табл. 11.2) ведут по этим показателям. В относительно малых количествах (суммарно по всем ступеням до 10 %) в отложениях в паровых турбинах СКП обнаруживаются кальциевые и алюминиевые соединения. Первые являются следствием проскока через БОУ, вторые попадают в конденсат с присосом охлаждающей (речной) воды в виде алюмосиликатов (глина). Они задерживаются механическими фильтрами БОУ лишь частично, а ФСД проходят беспрепятственно. В регенеративной системе происходит термическое разложение алюмосиликатов на оксиды алюминия и кремниевую кислоту, практически не задерживаемые в котле.

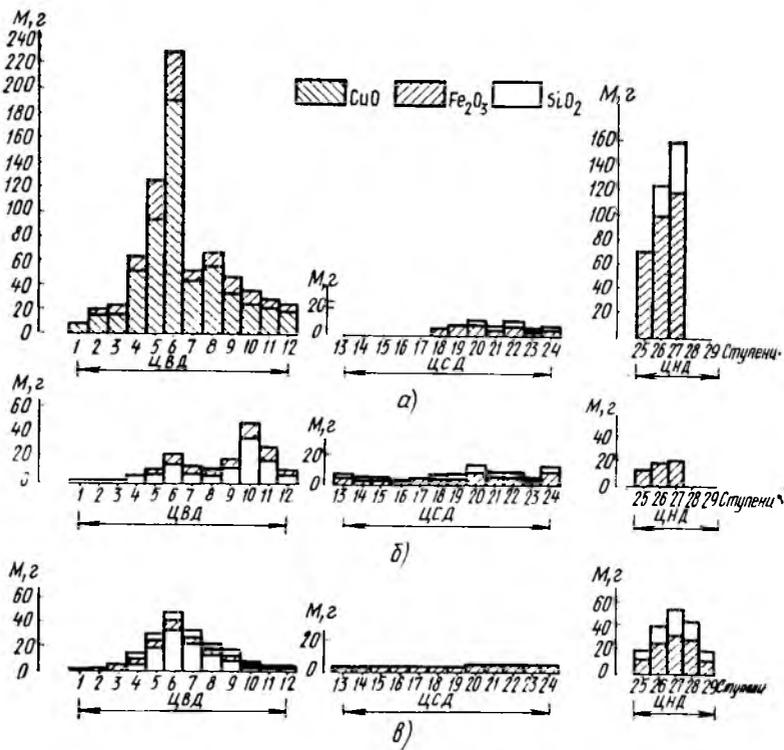


Рис. 15.1. Масса отложений  $M$  по ступеням турбины К-300-240 после останова на ремонт:

а — блок с латунными ПНД, время работы 12 500 ч, режим гидразионно-аммиачный; б — блок с нержавеющими ПНД, время работы 15 590 ч, режим гидразионно-аммиачный; в — блок с нержавеющими ПНД, время работы 31 900 ч из них 17 843 ч — в гидразионно-аммиачном режиме и 14 057 ч — в кислородном режиме

В зависимости от материала ПНД и особенностей водного режима (см. рис. 15.1) для турбины в целом и для отдельных ее частей на рис. 15.2 приведены суммарные массы отложений за период между ремонтами, а на рис. 15.3 — рассчитанные потери мощности.

Прежде всего проследим влияние латунных ПНД. В гл. 8 была показана сложность обеспечения условий, которые одновременно уменьшали бы коррозию и латуней, и углеродистых сталей. В том числе была показана несостоятельность в этом смысле гидразионно-аммиачного режима. В результате поступления медистых соединений в котел с его питательной водой они переходят в пар. Напомним, что в соответствии с рис. 11.2 растворимость медистых соединений в области высоких и особенно сверхвысоких давлений значительна, причем для докритических давлений она увеличивается с ростом температуры пара. Если в соответствии с нормами для СКП концентрации соединений меди в питательной воде составят 5 мкг/кг, то котел СКП они пройдут без отложений, будучи растворенными в паре.

И именно в таком виде подойдут к турбине, в ступенях которой будет последовательно проходить снижение давления пара и соответственно уменьшение растворимости меди в паре. Так, при давлении пара 17,0 МПа (давление за регулирующей ступенью) и при его температуре менее 500°C растворимость меди составит около 4,0 мкг/кг (см. рис. 11.2). Это означает неизбежность выпадения медистых соединений в головной части машины. В дальнейших ступенях ЦВД растворимость меди продолжает снижаться, а отложения ее сначала возрастают, а затем начинают уменьшаться, так как в связи с образованием отложений в паре остается меньше меди (см. рис. 15.1 а).

Железооксидные соединения выпадают в отложения в существенно меньшей степени, чем медистые. Но они могут уноситься в турбину не только в растворенном состоянии. Так, возможно полное высушивание оксидов железа в потоке и унос их в турбину в виде тонкодисперсных абразивных оксидов железа (размер частиц 10—300 мкм, макротвердость 700—750 кгс/см<sup>2</sup>). Это может вызвать эрозионный износ первых ступеней турбин и особенно сопел и рабочих лопаток регулирующей ступени, привести к утонению лопаток, а потому и к возможному их излому, к снижению жесткости диафрагм и их прогибу. В связи с этим в любом водном режиме энергоблоков следует стремиться к уменьшению концентраций железа в питательной воде блоков. Из гл. 11 следует, что этому может способствовать кислородный режим. Это же следует и из рассмотрения рис. 15.1, в совместно с рис. 15.3, в.

Кроме меди и железа важным компонентом отложений в турбинах является кремниевая кислота, что побуждает включить ее в нормируемые показатели (см. табл. 11.2). Как видно из рис. 15.1, а, такие отложения для гидразинно-аммиачного режима характерны

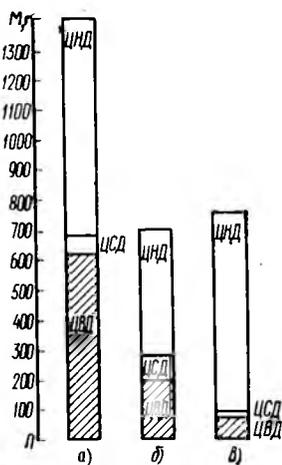


Рис. 15.2. Масса отложений  $M$  за период между ремонтами (в целом по турбине и по отдельным ее частям) в зависимости от водного режима, отнесенная к 10 000 ч работы (обозначения а, б и в см. в подписочной подписи к рис. 15.1)

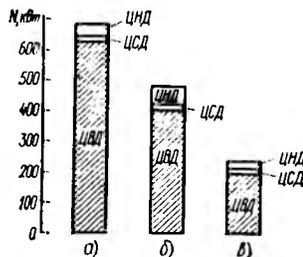


Рис. 15.3. Потери мощности  $N$  за период между ремонтами (в целом по турбине и по отдельным ее частям) в зависимости от водного режима, отнесенные к 10 000 ч работы (обозначения а, б и в см. в подписочной подписи к рис. 15.1)

только для ЦНД, т.е. для низких давлений. Этому способствуют жесткие нормы ее концентраций, учитывая значительную зависимость растворимости  $\text{SiO}_2$  от давления (см. гл. 2).

Таким образом, наименее благоприятным для паровой турбины является гидразинно-аммиачный режим в сочетании с латунными ПНД. Так как это же характерно и для котлов блока СКП, то безусловно должен продолжаться процесс вытеснения латуни из регенеративной системы и переход к окислительным режимам энергоблоков СКП — последнее и само по себе требует отказа от латуней, так как кислород интенсифицирует их коррозию.

Важность отказа от использования латуней видна из сопоставления рис. 15.1,а с рис. 15.1,а, рис. 15.2,б с рис. 15.2,а и рис. 15.3,б с рис. 15.3,а.

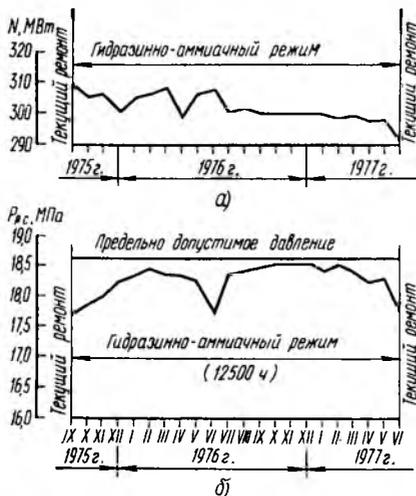


Рис. 15.4. Изменение давления за регулирующей ступенью (а) и мощности (б) турбины К-300-240 в процессе эксплуатации блока с латунными ПНД в гидразинно-аммиачном режиме

Рис. 15.4 подтверждает недостатки гидразинно-аммиачного водного режима: давление за регулирующей ступенью близко к предельному, превышая нормальное (16,75 МПа) на 8—9 % в течение почти всего периода эксплуатации, а мощность блока только в начальный период превышает номинальную на 5—8 МВт. Для блока с нержавеющими ПНД в гидразинно-аммиачном режиме и далее в кислородном режиме давление за регулирующей ступенью даже после 31900 ч эксплуатации (т. е. после четырех лет) далеко от предельно допустимого (рис. 15.5), а переход в кислородный режим позволил поднять мощность блока до 310 МВт в ходе длительной эксплуатации, с достижением в отдельные месяцы средней мощности 316 и даже 318 МВт.

В нормировании чистоты питательной воды (см. табл. 11.2) по ПТЭ регламентируется еще один водный режим, безаммиачный с дозированием гидразина в конденсат, допускающий применение латунных ПНД. Для паровой турбины характеристики этого режима значительно лучше, чем при гидразинно-аммиачном режиме (рис. 15.6). Как видно из рис. 15.6, а, для гидразинно-аммиачного режима с течением времени нагрузка турбогенератора снижается, что свидетельствует о заносе турбины медистыми отложениями (аналогично тому, как было показано на рис. 15.1, а и 15.3,а). Дозирование гидразина в конденсат повышает коррозионную стойкость латуней ПНД и сокращает унос меди в питательную воду и затем через котел в турбину. В результате в течение длительного времени мощность турбины может достигать значения выше номинального (см.

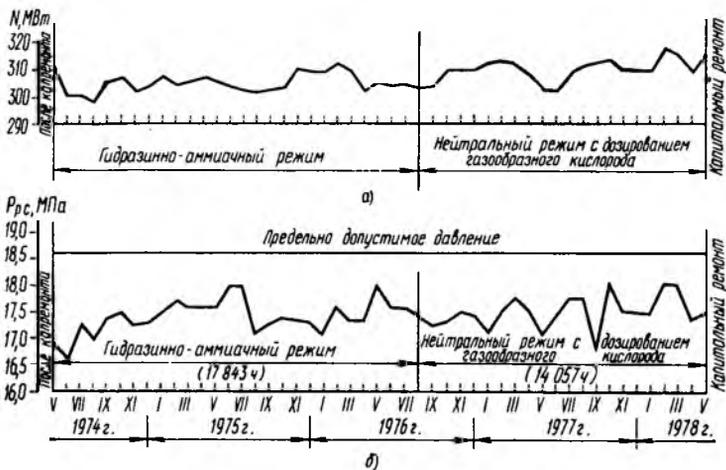


Рис. 15.5. Изменение давления за регулирующей ступенью (а) и мощности (б) турбины К-300-240 и процессе эксплуатации блока с нержавеющими ПНД в гидразинно-аммиачном и кислородном режимах

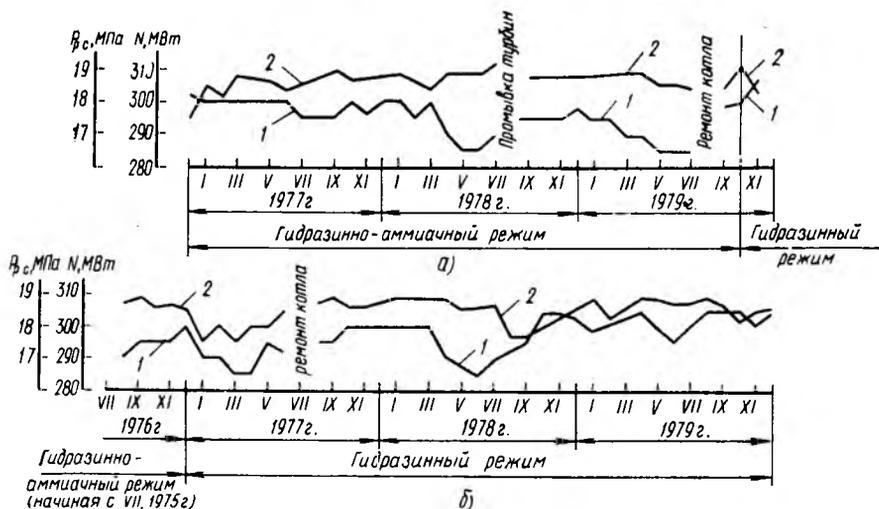


Рис. 15.6. Нагрузка турбогенератора (1) и давление в регулирующей ступени (2) для блока в гидразинно-аммиачном режиме (а) и в гидразинном режиме (б)

рис. 15.6,б). Поэтому, если невозможно заменить латунные ПНД на стальные аустенитные нержавеющие, что не дает возможности перейти на дозирование кислорода в конденсат, все равно правильнее отказаться от гидразинно-аммиачного водного режима и перейти на дозирование в конденсат гидразина, с прекращением дозирования аммиака в питательную воду.

Из рис. 15.1,б,в следует, что медистые отложения полностью не ликвидируются и при безаммиачных режимах, что вызывается, хотя и весьма малыми, но все же наблюдаемыми концентрациями меди после БОУ. Причиной поступления меди в конденсат перед БОУ является использование латуней (или других медьсодержащих сплавов) для теплообменной поверхности конденсаторов. В современных условиях невозможно заменить латунь в конденсаторах турбин, так как для них решающее значение имеет высокая теплопроводность латуней, позволяющая создавать достаточно мощные компактные конструкции.

В последние годы наряду с отложениями в паровых турбинах отмечаются коррозионные повреждения проточной части ЦНД в области конденсации пара низкого давления, которая оказывается довольно обширной, с учетом переменных нагрузок. Эта область характеризуется малыми значениями коэффициентов распределения между паром и водой для таких агрессивных примесей, как NaCl и NaOH. В результате в первоначально образующихся каплях и пленках влаги могут иметь место высокие концентрации этих примесей, соответствующих их предельной растворимости в воде. Агрессивные растворы вызывают разрушения прежде всего в элементах проточной части с высокими напряжениями (например, у корня лопаток). Для предотвращения таких явлений было бы неправильно требовать дальнейшего улучшения чистоты пара. Ценой значительных усилий можно только сузить область опасного концентрирования хлоридов и щелочи в первоначально образуемых каплях и пленках влаги. Важной задачей водного режима всего блока является создание таких условий, при которых исключается контакт образующейся высококонцентрированной влаги непосредственно с металлом.

Известно, что полностью избежать отложений в турбинах практически невозможно и что в наибольшей степени снижение экономичности из-за отложений характерно для ЦВД. С точки зрения коррозионных разрушений целесообразно проанализировать работу ЦНД турбины в различных водных режимах с помощью рис. 15.1. Так, из рис. 15.1, а, б видно, что при гидразинно-аммиачном водном режиме отсутствуют отложения на последних ступенях ЦНД; при этом образующиеся агрессивные растворы непосредственно воздействуют на металл. Иное положение складывается для работы ЦНД в условиях кислородного водного режима. Как видно из рис. 15.1,в, все ступени ЦНД при этом режиме имеют отложения, защищающие металл от прямого контакта с агрессивными растворами, образуемыми в первоначальной влаге. Опыт эксплуатации подтверждает появление коррозионных разрушений при использовании аммиачных

(щелочных) водных режимов и отсутствие при их режимах дозирования кислорода. Тем самым выявляется дополнительное преимущество такого режима, состоящее в повышении надежности паровых турбин СКП. Это важное обстоятельство свидетельствует о бесперспективности перехода к высокощелочным режимам блоков СКП на основе введения в состав ФСД БОУ  $\text{NH}_4$ -катионирования.

Создаваемые методами водного режима окисные слои, защищающие металл проточной части от непосредственного контакта с первоначальной агрессивной влагой, решают ту же задачу, что и используемые за рубежом искусственные защитные покрытия. Однако последние требуют определенных материальных затрат для первоначального нанесения и остановов турбин для периодического возобновления покрытий.

Еще одним (и возможно, наиболее эффективным и простым) методом создания защитного слоя, предупреждающего контакт влаги непосредственно с металлом, может явиться комплексная обработка, обеспечивающая по всем ступеням проточной части турбины, в том числе и в области конденсации пара, образование защитной оксидной пленки на лопаточном аппарате.

### § 15.3. ВОДНО-ХИМИЧЕСКИЙ РЕЖИМ ПАРОВЫХ ТУРБИН ВЫСОКИХ И СВЕРХВЫСОКИХ ДАВЛЕНИЙ

В составе энергоблоков, показанных на рис. 1.2, работают паровые турбины, рассчитанные на давление 9,8 и 13,8 МПа, с барабанными котлами. Переходу к таким параметрам предшествовал период исследований растворимости веществ в насыщенном и перегретом паре и в первую очередь кремниевой кислоты, так как этот процесс проявляется для нее при давлениях, меньших, чем для других примесей. На основании этих работ паровые котлы высоких давлений с самого начала проектировались с использованием промывки пара питательной водой. Такая промывка способствовала высокой чистоте пара. Казалось, что этого достаточно и что обеспечение надежного водно-химического режима паровых турбин ДКП является задачей, решаемой легче, чем для турбин СКП, где меньшие давления снижают возможный унос в турбину всех примесей за счет растворимости их в паре. Поэтому для добавочной воды котлов вначале применялось только умягчение. Но в про-

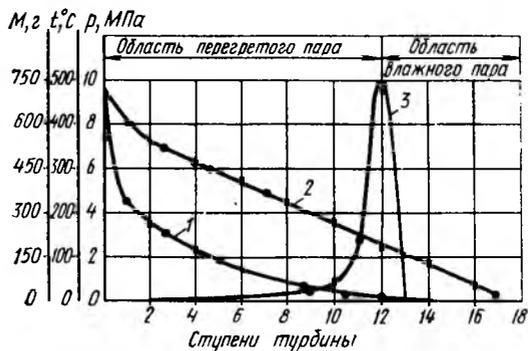


Рис. 15.7. Параметры пара и распределение отложений  $M$  по ступеням турбины с начальным давлением 9,8 МПа:

1 — давление пара; 2 — температура пара; 3 — отложения

цессе эксплуатации паровых турбин с начальным давлением 9,8 МПа начал проявляться занос проточной части кремниевой кислотой, с локализацией в области перехода от перегретого пара к насыщенному (рис. 15.7). Тогда же был принят основной принцип нормирования чистоты пара, наиболее полно относящийся к кремниевой кислоте: ее начальные концентрации при входе в турбину должны быть такими, чтобы обеспечить растворимость в перегретом паре на всем тракте турбины, включая область перехода к насыщенному и затем влажному пару. Исследования показали, что промывка пара может обеспечить это только при дополнении умягчения добавочной воды обескремниванием. Позднее при переходе к энергоблокам с давлением 13,8 МПа требования к чистоте пара ужесточились и добавочную воду начали подготавливать как полностью обессоленную.

Что касается медистых отложений в турбинах ДКП, то в связи со значительным влиянием давления на растворимость меди в паре (см. рис. 11. 2) и тем более из-за промывки пара они отсутствуют. Таким образом надежный водно-химический режим паровых турбин с давлением 9,8 и 13,8 МПа можно считать обеспеченным.

#### § 15.4. ВОДНО-ХИМИЧЕСКИЙ РЕЖИМ ТУРБИН НАСЫЩЕННОГО ПАРА

Проточная часть турбин обычной теплоэнергетики работает в основном на перегретом паре и только последние ее ступени — на влажном паре. В противоположность этому, турбины АЭС в составе энергоблоков, представленных на рис. 1.3 и 1.4, работают в большей своей части на влажном паре. Связанная с этим постоянная «самопромывка» турбины не требует специальных периодических промывок. Практика эксплуатации турбин АЭС это подтверждает. Так, турбины К-220-44 с начальным давлением насыщенного пара 4,4 МПа работают на Нововоронежской АЭС без периодических промывок с 1971 г. (две турбины) и с 1972 г. (две турбины). То же относится и к еще более мощным турбинам К-500-65/3000 с начальным давлением насыщенного пара 6,5 МПа, работающим на Ленинградской АЭС с 1973 г. (две турбины) и с 1974 г. (две турбины).

Работа турбин на насыщенном паре позволяет решить химические проблемы, но выдвигает на первый план проблемы эрозионного износа. Для турбин перегретого пара эти проблемы существуют только для ЦНД. Для турбин насыщенного пара они возникают, кроме того, для последних ступеней ЦВД и паровпускных устройств. Проблемы, связанные с эрозией, требуют не химических, а теплотехнических решений (введения хотя бы незначительного начального перегрева) или применения для последних ступеней ЦВД и ЦНД эрозионно-стойких материалов (использования титана для изготовления лопаток или стеллита для покрытия лопаток). Однако в составе турбинных установок имеется элемент, надежность работы которого непосредственно связана с водно-химическим режимом. Таким элементом является промежуточный пароперегреватель, устанавливаемый между ЦВД и ЦНД турбины вслед за межцилиндровым сепаратором. Применение его характерно для всех турбин АЭС, работающих на насыщенном паре.

Как следует из гл. 5, в промежуточный пароперегреватель поступает пар с влажностью около 1%, который после досушки перегревается до температуры 240 °С (К-220-44) или 265 °С (К-500-65-3000). Так как давления перегреваемого пара низкие (0,31 МПа для К-220-44 и 0,33 МПа для К-5000-65/3000), то в зоне досушки, как это показано в гл. 12, будет происходить концентрирование примесей во влаге. При этом здесь могут быть достигнуты концентрации хлоридов, способствующие коррозии под напряжением для аустенитных нержавеющих сталей. Особенно важно учитывать это для одноконтурных АЭС, в паре которых всегда имеется радиолитический кислород, стимулирующий коррозию под напряжением.

Если принять влажность пара перед турбиной 0,2 % и после ЦВД 8%, то концентрации хлоридов в сепарате, т.е. во влаге перед промежуточным перегревом пара:

$$s_{\text{сеп}}^{\text{Cl}} = s_{\text{в}}^{\text{Cl}} \cdot 0,2/8,0 = s_{\text{в}}^{\text{Cl}}/40, \quad (15.1)$$

т.е. в сепараторе происходит самопромывка пара.

Учитывая нормы хлоридов в воде парогенератора (0,5 мг/кг, см. гл. 12) и реактора одноконтурной АЭС (0,05 мг/кг, см. гл. 13.), получим для турбины в составе двухконтурной АЭС

$$s_{\text{сеп}}^{\text{Cl}} = s_{\text{в}}^{\text{Cl}}/40 = 0,5/40 = 0,0125 \text{ мг/кг}$$

и для турбины в составе одноконтурной АЭС

$$s_{\text{в}}^{\text{Cl}} = s_{\text{в}}^{\text{Cl}}/40 = 0,05/40 = 0,00125 \text{ мг/кг.}$$

Для влажности пара после сепаратора, равной 1 %, в табл. 15.1 приведено нарастание концентрации хлоридов в зоне доупаривания. Из таблицы следует, что для поверхности стали в области досушки создаются условия для интенсивной коррозии под напряжением аустенитной нержавеющей стали. Поэтому необходимо отказаться от ее применения и перейти к использованию безникелевой стали 08X14МФ, не склонной к коррозии под напряжением.

В пределах СПП происходит не только концентрирование примесей, но и связанное с ним образование твердых отложений, что относится прежде всего к кремниевой кислоте и к продуктам коррозии. Отмывки этих отложений сложны, учитывая конструктивные особенности СПП. Поэтому правильнее предотвращать эти отложения, что достигается уменьшением концентраций  $\text{SiO}_2$  в паре перед

Таблица 15.1. Концентрирование хлоридов во влаге в зоне досушки пара в СПП, мг/кг

Влажность в зоне доупаривания, %	Турбина одноконтурной АЭС	Турбина двухконтурной АЭС	Влажность в зоне доупаривания, %	Турбина одноконтурной АЭС	Турбина двухконтурной АЭС
1,0	0,00125	0,0125	0,001	1,25	12,5
0,1	0,0125	0,125	0,0001	12,5	125,0
0,01	0,125	1,25			

турбиной и потому требует нормирования кремниевой кислоты в воде реактора одноконтурных АЭС и парогенераторов двухконтурных АЭС, а следовательно, и в питательной воде. При этом следует иметь в виду, что для кремниевой кислоты унос с паром связан не только с влагой ( $\omega = 0,2\%$ ), как для хлоридов, но и с непосредственным растворением в паре ( $K_p^{SiO_2} \approx 0,3\%$  для давлений в реакторе и в парогенераторе), т.е. суммарный унос кремниевой кислоты составит  $\sim 0,5\%$  от концентраций в воде реактора или парогенератора.

Неизбежность отложений в СПП особенно нежелательна на одноконтурных АЭС, для которых накопление отложений в нем вызывает повышение радиоактивности оборудования и затрудняет его доступность для ремонта.

### § 15.5. АНАЛИЗ ВОДНО-ХИМИЧЕСКОГО РЕЖИМА ТУРБИНЫ НАСЫЩЕННОГО ПАРА ОДНОКОНТУРНОЙ АЭС

Отсутствие существенных отложений в проточной части турбины насыщенного пара подтверждается постоянством давления по отборам одной из турбин ЛАЭС (рис. 15.8) в условиях ее постоянной нагрузки (на уровне 500 МВт), приведенное для периода перед выводом турбины в планово-предупредительный ремонт. Периодические осмотры проточной части турбин ЛАЭС свидетельствуют об удовлетворительном состоянии лопаточного аппарата, поэтому очистка турбин не производится. Можно полагать, что основная часть примесей проходит через турбину в растворенном состоянии, а увеличение влажности пара по всем ступеням в процессе каждого останова турбины способствует самопромывке проточной части.

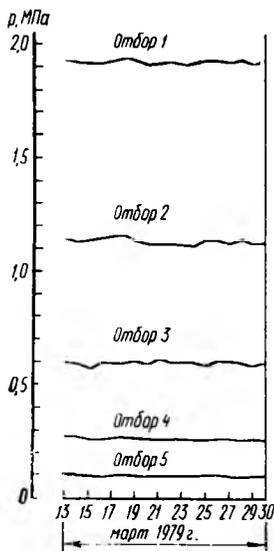


Рис. 15.8. Давление в отборах турбины К-500-65/3000 Ленинградской АЭС.

В мае 1979 г. на Ленинградской АЭС турбина № 1 была остановлена на капитальный ремонт, а с ее проточной части сняты образцы отложений, определены их удельные массы по ступеням и химический состав. Результаты этих исследований представлены на рис. 15.9. По всем ступеням были сделаны попытки определить в отложениях не только компоненты, показанные на рис. 15.9, но также марганец, никель и цирконий. Однако их концентрации слишком малы (меньше предела чувствительности соответствующих методик определений). Эти данные свидетельствуют о высокой коррозионной стойкости в реакторной воде циркониевых сплавов и аустенитных нержавеющей сталей, хотя наблюдается наличие в отложениях небольшого количества хрома источником его поступления в пар, вероятно, являются паропроводы, выполненные из легированной хромом перлитной

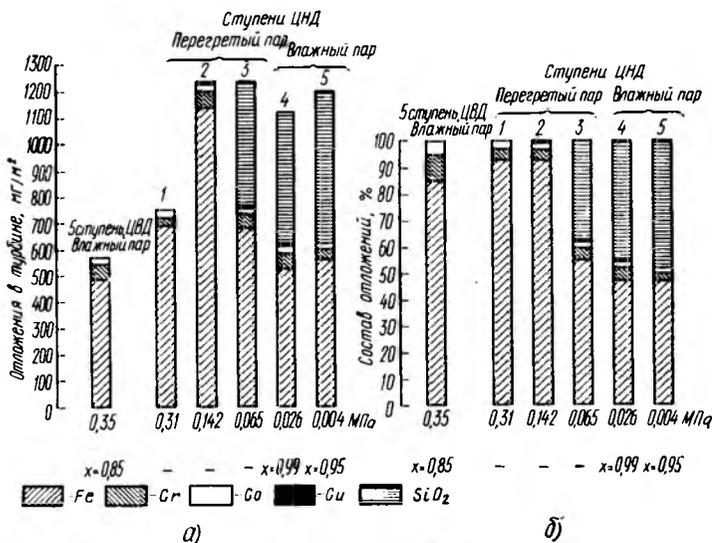


Рис. 15.9. Характеристики отложений на лопатках турбины К-500-65/3000 Ленинградской АЭС, полученных после 40 000 ч работы, по отдельным компонентам  
 а) по массе; б) в процентах от общей массы

стали. Из рис. 15.9 видно, что незначительные количества меди в отложениях обнаружены только на 2—4-й ступенях ЦВД; хром и кобальт присутствуют в отложениях по всем ступеням ЦВД, а хром — также и в ЦВД. Однако эти отложения весьма малы.

Из рис. 15.9 следует, что основу отложений составляют почти в равной мере железооксидные соединения и кремниевая кислота (3,4, 5-я ступени ЦВД) или только железооксидные соединения 5-я ступень ЦВД, а также 1-я и 2-я ступени ЦВД). Источники железооксидных и кремниевых кислых соединений в паре и в отложениях и их поведение в зависимости от температуры различны. Поэтому далее они рассмотрены раздельно.

Кремниевая кислота переходит в пар реактора с влагой и за счет непосредственного растворения ее в паре, т.е.

$$s_{\text{II}}^{\text{SiO}_2} = (\omega + K_p^{\text{SiO}_2}) s_p^{\text{SiO}_2} 100. \quad (15.2)$$

Коэффициент распределения  $K_p^{\text{SiO}_2}$  зависит от давления пара. Для давления 7,0 МПа  $K_p^{\text{SiO}_2} \approx 0,3\%$ . Влажность пара после реактора составляет 0,1—0,2%. Поэтому из уравнения (15.2) следует, что основное количество кремниевой кислоты переходит в пар за счет ее растворимости. По мере протекания пара через ЦВД влажность его увеличивается. Поэтому кремниевокислые отложения в ЦВД невозможны и они действительно не обнаруживаются (рис. 15.9).

В СШ происходят сепарация основной массы влаги ( $\omega$  уменьшается до 1%), досушка оставшейся влаги и перегрев пара до температуры 265 С.

В результате сепарации осуществляется определенная самопромывка пара от кремниевой кислоты до концентраций, соответствующих соотношению влажности до и после сепарации. При досушке пара в СПП на поверхностях нагрева образуются твердые отложения оставшейся в паре кремниевой кислоты. Перегретый пар, контактируя с этими отложениями, уносит с собой в истинно растворенном состоянии определенное количество кремниевой кислоты. Снижение давления по ступеням ЦНД может вызвать выпадение в твердом виде на лопатках кремниевой кислоты, вынесенной с перегретым паром из СПП, например на 3-й ступени ЦНД. После 3-й ступени ЦНД пар становится влажным ( $x = 0,99$  для 4-й ступени и  $x = 0,95$  для 5-й ступени ЦНД). Растворимость кремниевой кислоты во влаге для температур среды в 4-й и 5-й ступенях довольно значительна. Казалось бы, отложений кремниевой кислоты на этих ступенях не должно быть, однако на этих ступенях имеются твердые кремнекислые отложения в количествах, соизмеримых и даже превышающих количества железокислых соединений. Это объясняется тем, что образующаяся влага (1 % для 4-й и 5 % для 5-й ступеней) за счет значительных окружных скоростей отбрасывается к периферии лопаточного аппарата. В связи с этим у корней лопаток влага может отсутствовать. В верхних частях лопаток, где имеется влага, кремневокислые отложения не образуются. Они сосредотачиваются в областях ближе к корням лопаток, где пар может быть сухим насыщенным. Чем меньше общая влажность в ступени, тем заметнее своеобразное расслоение двухфазного потока по высоте лопаток. Это явление обычно интерпретируется только с точки зрения более интенсивной эрозии на концах лопаток. Проведенное рассмотрение этого явления с точки зрения образования твердых отложений дополняет общую картину, которая подтверждается осмотром лопаточного аппарата — в верхней части лопаток последней ступени ЦНД наблюдаются эрозионные поражения и нет следов отложений; в нижней части лопаток нет следов эрозии и обнаруживаются отложения в виде равномерного налета.

Унос железокислых соединений, как и кремниевой кислоты, происходит с влагой и за счет непосредственной растворимости в паре, причем коэффициент распределения для железокислых соединений значителен. Однако он должен быть отнесен только к истинно растворенным в воде реактора железокислым соединениям. Действительные концентрации этих соединений в воде реактора не установлены в связи с недостаточной чувствительностью существующих аналитических методик.

Если даже предположить нахождение железокислых соединений в питательной воде только в истинно растворенном состоянии, то в самом реакторе происходит их концентрирование с неизбежным переходом в негидратированные формы, т.е. в железокислый шлам различной степени дисперсности. В зависимости от размеров частичек распределение железокислого шлама в воде чрезвычайно неравномерно — наиболее крупные частицы оседают в нижних частях реакторного контура, особенно в процессах останова;

наиболее мелкие частицы сосредотачиваются в поверхностных слоях пароводяной смеси в барабане. Этот наиболее мелкий железокислотный шлак уносится с паром вместе с влагой и способствует наряду с эрозийным также и абразивному износу (см. § 15.1).

При проходе через турбину насыщенного пара, содержащего твердые мелкие железокислотные частички, за счет адгезии происходит частичное осаждение железокислотных соединений на лопатках (рис. 15.9). После ЦВД влажный пар поступает в СПП. В пределах СПП происходит прежде всего досушка пара, в связи с чем возможно выпадение на поверхностях теплообмена части железокислотного шлака, содержащегося во влаге. Однако досушка и перегрев пара происходят не только непосредственно на поверхностях теплообмена, но и в потоке пара, что приводит к уносу в ЦНД железокислотных негидратированных соединений с перегретым паром. При перегреве пара в связи с отрицательным температурным коэффициентом для железокислотных соединений в негидратированные формы переходит даже часть соединений железа, находящаяся в виде истинного раствора. Это увеличивает содержание железокислотных соединений, движущихся в виде мелких твердых частичек с перегретым паром. В ступенях ЦНД происходит выпадение железокислотных соединений на лопатках за счет адгезии. Причем если в области влажного пара наряду с этим имеется частичный смыв этих отложений, то в области перегретого пара смыва нет и отложения более ощутимы. Это видно на рис. 15.9.

Наличие существенных концентраций Fe в воде реакторов одноконтурных АЭС в нестационарных режимах (не только при пусках, но и при остановах) показано в гл. 13. Повышение концентраций взвешенных оксидов железа в воде контура приводит к росту концентраций железа в верхних слоях пароводяной смеси в барабанах-сепараторах, и, следовательно, в паре, идущем на турбину. Относительная равномерность железокислотных отложений по ступеням турбины характерна и для турбин насыщенного пара (рис. 15.9). Аналогично поведение оксидов кобальта и хрома, что также видно из рис. 15.9.

Целесообразно сравнить удельную загрязненность турбин насыщенного пара и турбин перегретого пара. Согласно данным § 15.2, для наиболее благоприятного нейтрального водного режима и при использовании аустенитных нержавеющей ПНД средняя загрязненность ЦНД турбин СКП мощностью 300 МВт за 32 000 ч эксплуатации составляет 15 000 мг/м<sup>2</sup>, в то время как для ЦНД турбин насыщенного пара мощностью 500 МВт за 40 000 ч эксплуатации всего 1000 мг/м<sup>2</sup>, т. е. на 1,5 порядка меньше. В связи с этим можно полагать, что специальные химические очистки турбин насыщенного пара атомных электростанций не требуются, что является преимуществом таких турбин.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Влияние водного режима на работу паровых турбин сверхкритических параметров / Т. Х. Маргулова, Б. М. Трояновский, Г. С. Самойлович и др. // Теплоэнергетика. 1979. № 9. С. 8–12.

## ВОДНЫЙ РЕЖИМ ИСПАРИТЕЛЕЙ, ПАРОПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ, КОНДЕНСАТОРОВ ТУРБИН, ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И ВЫПАРНЫХ УСТАНОВОК

---

### § 16.1. ВОДНЫЙ РЕЖИМ ИСПАРИТЕЛЕЙ И ПАРОПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ

Добавочная вода блоков ТЭС высоких давлений как с прямоточными, так и с барабанными котлами всегда обессоливается. Это характерно и для любых блоков АЭС. Наиболее распространено химическое обессоливание на ионообменных смолах в водоподготовительном цехе. Однако возможно и термическое обессоливание, которое осуществляется в *испарителях*. По существу происходящих в них процессов они органически включаются в тепловую схему блока. Греющий пар к испарителю подводится из отборов турбины, конденсат этого пара возвращается в цикл в области регенеративных подогревателей низкого давления. Питательная вода в количестве, необходимом для возмещения утечек с учетом продувки самого испарителя, поступает в него и испаряется за счет теплоты греющего пара. Образовавшийся вторичный пар, назначение которого — возмещение убыли конденсата, направляется в систему регенерации для конденсации и последующего смешения с основным потоком.

Тепловая схема вертикального испарителя, обычно применяемого на ТЭС и АЭС для исходных вод малой и средней минерализации, представлена на рис. 16.1. Вертикальная конструкция целесообразна не только по компоновочным соображениям, но и по условиям получения дистиллята высокой чистоты. В такой конструкции, во-первых, легче увеличивать высоту парового пространства для уменьшения уноса влаги с паром и, во-вторых, проще размещать паропромывочное устройство. Промывку пара можно даже сделать двухступенчатой. В первой ступени вести промывку пара питательной водой испарителя (рис. 16.1), а над ней разместить еще одно паропромывочное устройство — вторую ступень, в котором вести промывку конденсатом, т.е. питательной водой всего блока. Последнее применяется редко, так как если конденсат пара испарителя предназначен для восполнения убыли воды в цикле, то нецелесообразна повышенная чистота малого количества добавочной воды, которая смешивается с огромным количеством основного конденсата. Как правило, добавочная вода должна быть того же качества или даже ниже. Качество питательной воды испарителя для воспол-

нения убыли воды в системе блоков высоких давлений разрешается такое же, как для питательной воды котлов с давлением  $< 4,0$  МПа. Для обеспечения такого качества исходную воду перед поступлением в испаритель необходимо умягчить обычно с помощью Na-катионирования. При этом дистиллят испарителей, т. е. выдаваемый испарителем пар, по ПТЭ должен содержать соединений натрия не более 100 мкг/кг, а свободной углекислоты — не более 2 мг/кг. Для достижения требуемого качества пара выбирают соответствующее значение непрерывной продувки испарителя и решают вопрос о необходимости использования паропромывочного устройства.

Если исходная вода для питания испарителя имеет общее солесодержание более 2000 мг/кг, то во избежание образования кальциевых накилей разрешается ввод фосфатов в водяной объем. Обычно это характерно для ТЭЦ средних давлений.

Особым случаем применения испарителя является использование его на одноконтурной АЭС для получения пара с минимальной радиоактивностью, предназначенного для уплотнений турбины. При этом испаритель питается основным конденсатом; пар испарителя не конденсируется и направляется в уплотнения турбин, после чего используется в регенеративной системе.

Для обеспечения бесперебойной работы обычно устанавливают по два испарителя на двух отборах турбины. В работе могут быть оба испарителя, но может быть и один. Соответственно решается вопрос о выборе их паропроизводительности, которую для обоих аппаратов выбирают одинаковой. Если в работе оба испарителя, то питание их водой предусматривается не только параллельным, но и последовательным, т. е. с использованием принципа ступенчатого испарения, что улучшает чистоту получаемого дистиллята (см. гл. 5).

Возможно использование испарителей для подачи пара на про-

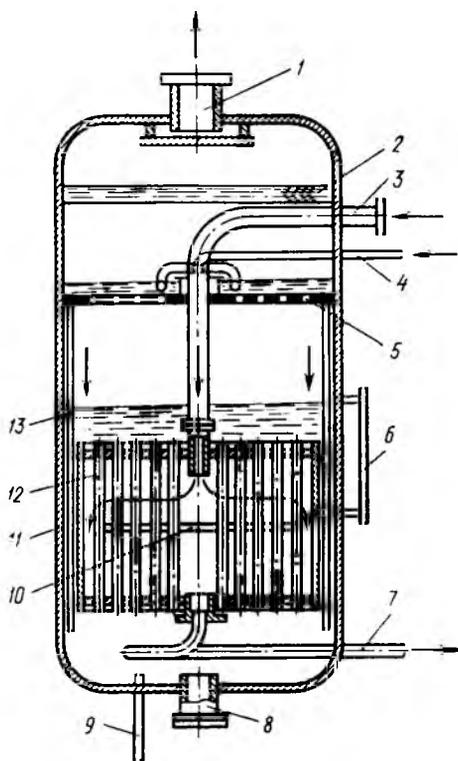


Рис. 16.1. Схема вертикального испарителя с одноступенчатой барботажной промывкой:

1 - выход вторичного пара; 2 - жалюзийный сепаратор; 3 - выход греющего пара; 4 - вход питательной воды; 5 - паропромывочный щит; 6 - водоуказательный прибор; 7 - выход конденсата греющего пара; 8 - спуск воды из испарителя; 9 - продувка испарителя; 10 - направляющая перегородка; 11 - корпус испарителя; 12 - греющая секция; 13 - опускающая труба

изводство. В этом случае они называются *паропреобразователями*; получаемый при этом вторичный пар не конденсируется. Паропреобразователи применяют, если потребитель предъявляет к качеству пара особые требования. Например, нельзя отпускать непосредственно пар из отборов турбины, если питательная вода ТЭС аммонизируется, а пар используется на производстве медицинских препаратов или в пищевой промышленности. Питание паропреобразователей, как и испарителей, осуществляется умягченной водой, расход продувки определяют, исходя из тех же соображений, что и для испарителей.

## § 16.2. ВОДНЫЙ РЕЖИМ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

На рис. 16.2 представлена схема отопительного теплоснабжения от ТЭЦ. Часто вместо пикового подогревателя 4 в систему включают мощный водогрейный котел. Несмотря на кажущуюся простоту тепловых сетей и связанных с ней подогревателей сетевой воды и водогрейных котлов (процесс без парообразования), надежная их работа может быть обеспечена только при соблюдении норм водного режима. Прежде всего недопустимо восполнение убыли в теплосети и тем более работа на необработанной исходной воде, так как это может привести к заносу системы кальциевыми накипями. В результате ухудшается теплопередача, снижается температура воды и соответственно воздуха в обогреваемых помещениях.

Особенно следует соблюдать нормы по содержанию кислорода. Солеосодержание (удельная электрическая проводимость) воды тепловых сетей обычно довольно велико. В этих условиях влияние кислорода проявляется только как отрицательное. Он вызывает интенсивную коррозию металла труб. При серьезных нарушениях деаэрации подпиточной воды возможен даже выход труб из строя вследствие интенсивной коррозии. Поэтому допустимы концентрации кислорода не более 50 мкг/кг. Необходимо также полное отсутствие углекислоты. Требования удаления кислорода и углекислоты вызывают обязательную деаэрацию подпиточной воды, осуществляемую в отдельных вакуумных деаэраторах теплосети. Эти деаэраторы работают как вакуумные в связи с низкой температурой воды.

Подогреватели сетевой воды имеют большие поверхности теплообмена. До последнего времени их выполняли с латунными трубками. Однако при этом питательная вода блоков ТЭЦ обогащается медью. Переход ТЭЦ на сверхвысокие параметры, происходящий в последние годы, заставил отказаться от латунных трубок и заменить их трубками из аустенитных нержавеющей сталей.

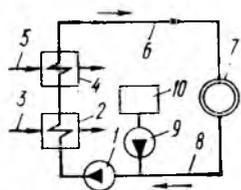


Рис. 16.2. Схема теплоснабжения:

- 1 — сетевой насос; 2 — основной подогреватель сетевой воды;
- 3 — отборный пар турбины для основного подогревателя; 4 — пиковый подогреватель; 5 — отборный пар турбины (или редуцированный основной пар) для пикового подогревателя;
- 6 — подающая магистраль сетевой воды; 7 — тепловой потребитель;
- 8 — обратная магистраль сетевой воды; 9 — подпиточный насос;
- 10 — установка подготовки добавочной воды

При выборе схемы подготовки воды для подпитки тепловых сетей учитывают качество исходной воды и характеристики теплофикационной сети. При открытой системе, т.е. системе разбора горячей воды потребителями для бытовых нужд непосредственно из теплофикационных сетей, схема водоподготовки должна обеспечивать качество воды, соответствующее ГОСТ 2874—83 «Питьевая вода». Для закрытых систем теплоснабжения качество подпиточной воды и воды закрытой теплосети должно обеспечивать допустимую интенсивность их коррозии и такой режим всего теплофикационного оборудования, чтобы не допустить образования накипей в теплофикационных системах и, как следствие снижения отпуска теплоты, а в ряде случаев и пережога труб водогрейных котлов, связанного с высокими тепловыми нагрузками при их работе на мазуте.

Малая интенсивность коррозии обеспечивается за счет обязательной деаэрации подпиточной воды (см. выше). Нормирование водного режима для осуществления безнакипного режима требует обоснования.

Для тепловых сетей и связанного с ними оборудования наибольшую опасность представляют кальциевые накипи — низкотемпературные отложения карбоната кальция и высокотемпературные — сульфата кальция. Нормирование качества сетевой воды нужно проводить с учетом температурного режима теплофикационного оборудования. Низкие температуры окружающего воздуха требуют значительного подогрева воды, что вынуждает на ТЭЦ включать в схемы теплофикации кроме сетевых подогревателей и пиковые водогрейные котлы (ПВК), работающие на газе и мазуте. Высокие тепловые нагрузки в этих котлах и разверка температуры сетевой воды по параллельным змеевикам ПВК не менее 20°C предъявляют повышенные требования к качеству сетевой и подпиточной воды. Качество последней определяется схемой подготовки, расход ее (0,75 % от объема воды в тепловых сетях и 0,5 % от объема транзитных магистралей) определен нормами технологического проектирования.

Для подготовки подпиточной воды в настоящее время используются в основном химические методы, такие, как Na-катионирование, подкисление, H-катионирование с голодной регенерацией и буферными фильтрами, H — Na-катионирование, известкование и содоизвесткование с подкислением и реже магнитная обработка. Задача выбора схемы и методов обработки, определяемых качеством исходной воды, сводится к получению предварительно заданного качества подпиточной воды, при непрременном обеспечении экономичности и надежности процессов ее подготовки. Нормируют качество сетевой воды в зависимости от температуры ее подогрева, а схема подготовки настроена на получение подпиточной воды оптимального качества в течение всего отопительного сезона. Но в осенне-весенний период теплосеть часто работает на воде худшего качества. Использование в этот период упрощенных (подкисление, известкование с подкислением) и комбинированных схем (подкисление летом, Na-катионирование зимой) позволяет оптимизировать водно-химический режим. Однако эти вопросы могут решаться только при условии

надежных норм качества сетевой воды в широком диапазоне изменения значений рН воды, температуры подогрева, жесткости и щелочности. В новой редакции норм, разработанных ВТИ, основным показателем качества сетевой воды считается значение *карбонатного индекса*  $I_k$ ,  $(\text{мг-экв/кг})^2$ , под которым понимают произведение общей щелочности на кальциевую жесткость воды. В табл. 16.1 приведены предлагаемые предельные значения карбонатного индекса, при превышении которых будет протекать накипеобразование с интенсивностью более  $1 \text{ г}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$ . Как и в прежних нормах, свободная углекислота должна отсутствовать; растворенный кислород допустим в количестве не более 20  $\text{мг}/\text{кг}$  для сетевой воды и не более 50  $\text{мг}/\text{кг}$  для подпиточной воды; содержание веществ, экстрагируемых эфиром (масла и др.), составляет не более 1  $\text{мг}/\text{кг}$ ; взвешенных веществ должно быть не более 5  $\text{мг}/\text{кг}$ ; соединений железа в сетевой воде разрешается 0,5  $\text{мг}/\text{кг}$  для закрытых систем и 0,3  $\text{мг}/\text{кг}$  для открытых систем, но, по согласованию с санитарными органами, для открытых систем допустимо и 0,5  $\text{мг}/\text{кг}$ .

В настоящее время эти нормы еще не утверждены. Вызывает возражение приведенное в проекте допустимое изменение значения рН в пределах 8,3 — 9,0 для открытых и 8,3 — 9,5 для закрытых систем без изменения предельно допустимого значения  $I_k$ . Результаты экспериментов, проведенных в Московском энергетическом институте, свидетельствуют о большем влиянии значения рН на предельно допустимое значение карбонатного индекса. С учетом этого замечания, а также резкого различия исходных вод для подпитки сетей и ПВК в табл. 16.2 приведены предельные значения  $I_k$  (по данным МЭИ).

Для пиковых водогрейных котлов можно пользоваться данными табл. 16.2, принимая значение температуры на 20°C выше расчетной для ПВК и учитывая высокие тепловые нагрузки и разверку по параллельным змеевикам.

Таблица 16.1. Предельные значения карбонатного индекса для пиковых водогрейных котлов и сетевых подогревателей

Тип оборудования	Температура нагрева сетевой воды, °С	Предельное значение $I_k$ , мг-экв/кг <sup>2</sup>	
		для открытой системы теплоснабжения	для закрытой системы теплоснабжения
Пиковые водогрейные котлы	70—100	3,2	3,0
	101—120	2,0	1,3
	121—130	1,5	1,2
	131—140	1,2	1,0
	141—150	0,8	0,5
Сетевые подогреватели	70—100	4,0	3,5
	101—120	3,0	2,5
	121—140	2,5	2,0
	141—150	2,0	2,0
	151—200	1,0	0,5

Таблица 16.2. Предельные значения карбонатного индекса для сетевых подогревателей (по данным МЭИ)

Температура нагрева сетевой воды, °С	pH <sub>25</sub>	$I_{\text{к}}$ , (мг-экв/кг) <sup>2</sup>	Температура нагрева сетевой воды, °С	pH <sub>25</sub>	$I_{\text{к}}$ , (мг-экв/кг) <sup>2</sup>
100	8,5	1,0	140—150	8,0	0,40
	9,0	0,7		8,5	0,31
	9,5	0,5		9,0	0,20
120—130	8,5	0,6			
	9,0	0,45			

Целесообразность ужесточения значений карбонатного индекса отчасти признается и авторами норм ВТИ, так как в том же проекте норм сказано: «Для систем теплоснабжения, питаемых натрий-катионированной водой,  $I_{\text{к}}$  не должен превышать 0,5 (мг-экв/кг)<sup>2</sup> при температурах нагрева сетевой воды 121 -- 150°C и 1,0 (мг-экв/кг)<sup>2</sup> при 70—120°C, что существенно отличается от данных табл. 16.1. Выполнение норм по варианту МЭИ требует дополнительного расхода реагентов и оборудования.

Кроме прямого нормирования качества тепловых сетей существуют дополнительные ограничения. К их числу относятся следующие.

Качество подпиточной воды открытых систем теплоснабжения должно удовлетворять требованиям ГОСТ 2874—83 «Вода питьевая», а перманганатная окисляемость этой воды не должна превышать 5 мгО<sub>2</sub>/кг.

При коррекционной обработке подпиточной воды открытых систем теплоснабжения силикатами их содержание не должно превышать 30 мг/кг в пересчете на SiO<sub>2</sub>.

Присадка гидразина и других токсичных веществ в подпиточную воду тепловых сетей и сетевую воду запрещается.

Использование для подпитки тепловых сетей продувочной воды паровых котлов не рекомендуется.

Безусловно, запрещается работа тепловых сетей на сырой, необработанной воде в связи с неизбежностью значительных кальциевых накипей (см. гл. 2). К числу применяемых методов относятся: известкование с коррекцией значения pH; H-катионирование в режиме «голодной регенерации» с подщелачиванием; подкисление с подщелачиванием; частичное использование Na-катионирования.

Подпиточная вода должна подвергаться коагуляции.

Кроме рассмотренных методов обработки воды возможны и другие способы предотвращения образования накипи на поверхностях теплообмена при сравнительно низких температурах. К ним относятся:

а) образование растворимых комплексных соединений кальция и магния с помощью соединений типа гексаметафосфата, снижающих концентрацию свободных ионов накипеобразователей;

б) стабилизация уже образовавшихся частиц твердой фазы, например карбоната кальция, на стадии коллоидов с помощью различных веществ, являющихся своеобразными антинакипинами. К их числу относятся, например, некоторые органические полимеры с определенной молекулярной массой (диспергирование). В результате такой обработки тормозится дальнейший рост кристаллов твердой фазы на стенке, т.е. блокируется образование накипи;

в) создание условий, благоприятствующих образованию твердой фазы не на стенке (накипь), а в объеме воды (шлам). На этом принципе основана, например, магнитная обработка воды, которая при правильном понимании предпосылок и условий реализации может дать определенный эффект снижения интенсивности образования накипи.

Важно также значение подпитки, т.е. производительность подпиточных устройств, которая необходима в размере 0,5% от объема тепловых сетей с резервом до 50% на случай нерасчетно низких температур наружного воздуха (ниже — 25°C). Такой резерв должен быть предусмотрен не только по водоочистке, но и по подогревателям, насосам, деаэраторам. Капитальные затраты на создание этого резерва оправдываются гарантированной надежной работой систем теплоснабжения при экстремальных погодных условиях и создают условия беспрепятственного наращивания объема тепловых сетей и количества отпускаемой теплоты. Альтернативой запаса по производительности подпиточных устройств является установка аккумулярующих баков большой вместимости (2000 — 5000 м<sup>3</sup>). Но и в этом случае резерв по производительности должен составлять не менее 25%.

Для надежной работы теплофикационных установок допустима работа водогрейных котлов существующих конструкций только на газе, но не на мазуте, причем не только по условиям водного режима, но и по условиям внешней сернистой коррозии труб и наружного заноса тесных пучков труб.

### § 16.3. ВОДНЫЙ РЕЖИМ КОНДЕНСАТОРОВ ТУРБИН

Отложения на трубах конденсаторов возможны только по стороне охлаждающей воды. В этом отношении условия водного режима конденсаторов турбин существенно отличаются от условий, характерных для подогревателей сетевой воды:

1. Расход охлаждающей воды конденсаторов существенно больше, чем расход воды в тепловой сети.

2. Температуры охлаждающей воды конденсаторов существенно ниже, чем для подогревателей сетевой воды. Поэтому кальциевые отложения менее вероятны и можно отказаться от умягчения подпитки, особенно учитывая указанные в п.1 различия в расходах воды. Однако невозможен и полный отказ от какой-либо обработки. В противном случае могут происходить отложения внутри трубок, снижение интенсивности теплообмена, ухудшение вакуума и падение экономичности блока.

3. Переход от латунных трубок к нержавеющей аустенитным для конденсаторов блоков СКП не требуется, так как продукты коррозии конденсаторных трубок задерживаются на БОУ блока. Это важное обстоятельство, так как различия в размерах поверхностей нагрева сетевых подогревателей и конденсаторов весьма значительны и превышают различия в расходах воды.

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/кг. Подбор дозы производят таким образом, чтобы в сбрасываемой воде в конце водовода хлор полностью отсутствовал. В противном случае отрицательное воздействие хлора проявится на биологических особях не только в охлаждающей системе, но и в естественном водоеме. Ввод хлора производят на всас циркуляционного насоса. 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.

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  $\text{CO}_3^{2-}$  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/кг, причем при «цветении» воды концентрацию  $\text{CuSO}_4$  увеличивают до 0,3 — 0,6 мг/кг; 2) фосфатирование воды с обеспечением в ней содержания фосфатов в пересчете на  $\text{PO}_4^{3-}$  в количестве 2 — 2,7 мг/кг; 3) снижение жесткости охлаждающей воды до 2,0 — 2,5 мг-экв/кг за счет дозирования в воду серной кислоты.

В последние годы для предотвращения кальциевого накипобразования в трубках конденсаторов применяется дозирование оксиэтилендифосфоновой кислоты (ОЭДФ), которая в зависимости от качества охлаждающей воды дозируется в количестве 0,25 — 4 мг/кг. Успешное применение этого комплексона побудило внести обработку охлаждающей воды с использованием ОЭДФ в нормы водного режима по ПТЭ наряду с применявшимися ранее по прежним нормам ПТЭ, упомянутым выше. Более того, комплексонная обработка охлаждающей воды конденсаторов становится предпочтительной. Это



Таблица 16.3. Скорость коррозии, г/(м<sup>2</sup>·ч), медьсодержащих сплавов в зависимости от дозирования ОЭДФ при температуре 40 °С

Сплавы	Скорость коррозии		
	без дозирования ОЭДФ	при дозе ОЭДФ 1 мг/кг	при дозе ОЭДФ 10 г/кг
Латунь Л68	0,028	0,0025	0,22
Латунь Л0-70-1	0,0030	0,0025	0,18
МНЖ-5-1	0,0023	0,0021	0,45

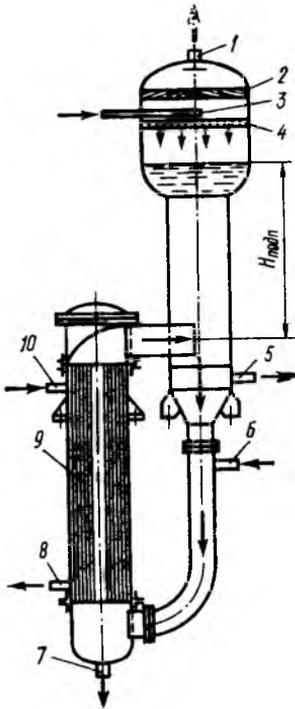
#### § 16.4. ВОДНЫЙ РЕЖИМ ВЫПАРНЫХ УСТАНОВОК

Обычно испарители органически входят в тепловую схему станции и действуют в течение всего срока эксплуатации основного оборудования. Если же эти установки используются за пределами главного корпуса, то они рассматриваются как внешние потребители. Они действуют периодически или непрерывно в зависимости от выполняемой задачи. Такие испарительные установки называют *выпарными*.

Назначение выпарных установок может быть различным. На АЭС периодически возникает необходимость выпаривания больших, а в ряде случаев даже очень больших объемов воды с относительно невысоким содержанием солей. К их числу относятся, например, промывочные воды после дезактивации оборудования, трапные и обмывочные воды помещений АЭС, воды прачечных и др. Радиоактивность этих вод незначительна, но превышает нормы, допустимые для сброса в водоемы (10<sup>-8</sup> Ки/кг). Выпаривание таких вод в аппаратах конструкции, показанной на рис. 16.1, позволяет получать дистиллят, который может сбрасываться в водоемы и накапливать радиоактивность в водяном объеме аппарата с последующим направлением в баки «грязных» конденсатов. Так как длительность работы таких установок может быть значительной (например, до следующей операции дезактивации), то, несмотря на значительные абсолютные расходы, мощность таких установок может быть выбрана небольшой, что удешевляет их. Промывка пара в них не применяется из-за радиоактивности их питательной воды.

В ряде случаев необходимо получать дистиллят из высокоминерализованных вод. Применение для этой цели конструкции испарителя, представленной на рис. 16.1, потребует недопустимо больших продувок во избежание кальциевого накипеобразования и падения производительности. Ввод фосфатов в таких случаях нежелателен, так как затруднен вывод фосфатного шлама и возможно его прикипание. Введение комплексонов дорого и не допускает использования простых сталей для греющей секции. Изложенное означает невозможность обеспечения надежной работы выпарной установки химическими методами и необходимость перехода к физико-химическим методам. Для этого используется выпарная установка (рис. 16.5), которая обеспечивает отсутствие накипеобразования в условиях приемлемых продувок. Питательная высокоминерализованная вода

Рис. 16.5. Вертикальный испаритель для сильно минерализованных вод:



1 — отвод пара; 2 — жалюзийный сепаратор; 3 — конденсат для промывки пара; 4 — паропромывочный щит; 5 — непрерывная продувка; 6 — подача питательной воды; 7 — дренаж из корпуса; 8 — отвод конденсата греющего пара; 9 — греющая секция; 10 — вход греющего пара

по линии 6 поступает в водяной объем, смешивается с циркуляционной водой и нагревается в секции 9. Значительная высота греющей секции 9 вызывает самоторможение испарения по сравнению с давлением в барабане. Минимальное значение этого самоторможения обусловлено разностью высот от выхода воды из секции до уровня в барабане ( $H_{\text{подд}}$  на рис. 16.5). При поступлении нагретой воды в барабан она вскипает в связи со снижением давления. Пар отводится из аппарата, а оставшая вода поступает в опускную систему.

Естественная циркуляция осуществляется за счет разности удельных весов холодной и нагретой воды, т. е. она менее интенсивна, чем в испарителе (см. рис. 16.1). Поэтому греющую секцию (см. рис. 16.5) стремятся сильнее развивать в высоту. Для обеспечения

хороших условий для сепарации и промывки пара диаметр корпуса выпарной установки в области парового объема увеличивают.

В греющей секции не происходит накипеобразования, так как нет упаривания воды. Однако при выходе из секции в меру образования пара происходит повышение концентраций накипеобразователей. Чтобы выпадение примесей при этом происходило в объеме, а не на поверхностях, в выпарную установку вместе с питательной водой вводят «затравку», например измельченный углекислый кальций (мел). На поверхностях затравки сорбируются все примеси, выпадающие при вскипании воды, а продувочная вода уносит их из аппарата. В специальных осадителях затравку выделяют из продувочной воды и повторно направляют в аппарат. Продувка составляет при этом 5—10%, что достаточно близко к значению продувки для испарителя (3—5%) (см. рис. 16.1).

В связи с большой минерализацией исходной воды для промывки используют не питательную воду, а конденсат, подаваемый в количестве до 10% от производительности выпарной установки.

Одним из примеров использования выпарной установки (см. рис. 16.5) является получение дистиллята из морской воды. Так как этот дистиллят используется не только в качестве питьевой воды, но и для других бытовых нужд, а также для обеспечения промышленности, то требуемые его количества огромны. В этом случае сооружение однокорпусных выпарных установок потребова-

ло бы слишком больших расходов греющего (первичного) пара и значительных поверхностей теплообмена для конденсации получаемого (вторичного) пара. В связи с этим такие выпарные установки выполняют многокорпусными с последовательным включением корпусов. Греющий пар от турбины поступает только в первый корпус.

Последующие корпуса в качестве греющего пара получают вторичный пар предыдущих корпусов.

Многоступенчатые выпарные установки могут использоваться также для обработки продувочных вод реакторов и парогенераторов АЭС. Схема такой установки показана на рис. 16.6. В связи с высоким давлением продувочной воды и низким давлением в корпусах выпарной установки продувочную воду предварительно дросселируют, что вызывает вскипание части воды. Поэтому устанавливается предвключенный корпус 1, в который пароводяная смесь подается в верхнюю часть (в барабан) для отделения пара с использованием его вместе с вторичным паром этого корпуса в качестве греющего пара следующего корпуса. После корпуса 1 вода последовательно питает три ступени основных выпарных аппаратов 2, на каждую из которых поступает вторичный пар предшествующего корпуса. Давление в корпусах 2 последовательно снижается. Температурные напоры и тепловые нагрузки во всех корпусах стремятся выдержать одинаковыми, чтобы использовать одни и те же конструкции. Конденсат греющего пара каждого корпуса доохлаждается в охладителях конденсата 6 и сливается в бак чистого конденсата 7, откуда подается в главный корпус насосом 9 и частично (5—7%) на промывку пара испарителей насосом 8. Вторичный пар последнего корпуса конденсируется в конденсаторе 3 за счет охлаждающей технической воды. Продувочная вода последнего корпуса, содержащая всю радиоактивность продувки реактора (или парогенератора), направляется в доупаритель 4, где за счет дополнительно подаваемого отборного пара турбины она упаривается до «кубового» остатка,

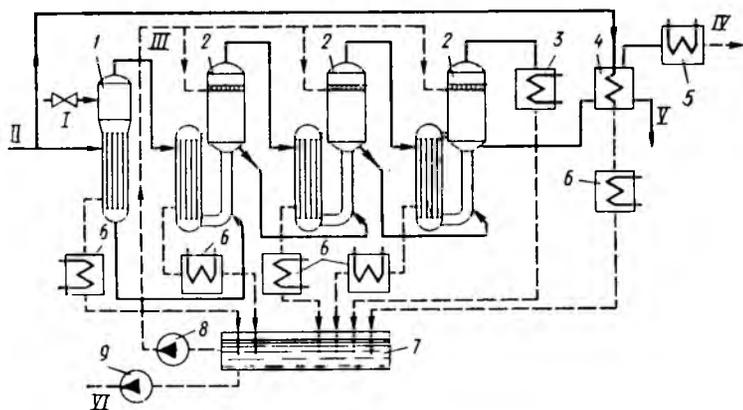


Рис. 16.6. Схема включения корпусов многоступенчатой выпарной установки

подлежащего захоронению. Незначительное количество пара, образуемого при выпаривании кубового остатка, конденсируется в охладителе 5 и сбрасывается в баки «грязного» конденсата.

В последние годы, как показано в гл. 12, 13 и 14, обработку «продуктивных» вод реактора и парогенераторов предпочитают производить на ионообменных фильтрах, устанавливаемых на байпасных линиях, а их регенерационные растворы выпаривают в установках типа рис. 16.1.

### § 16.5. ВОДНЫЙ РЕЖИМ БАКОВ РАЗЛИЧНОГО НАЗНАЧЕНИЯ

На тепловых электростанциях существует большое число баков — это баки аварийного запаса питательной воды, дренажные баки для сбора всех дренажей, баки возврата конденсата с производства. Все баки должны иметь антикоррозионные покрытия.

В ПТЭ оговорено качество возвратного конденсата в отношении общей жесткости (не более 50 мкг-экв/кг), соединений меди и железа (не более 20 мкг/кг и 100 мкг/кг соответственно), кремниевой кислоты (не более 120 мкг/кг) и содержания веществ, экстрагируемых эфиром (масла и др.) (не более 5 мкг/кг). Требуется также обеспечение слабой коррозии возвратных конденсатопроводов, для чего значение рН должно быть не менее 8,5. Если производство не обеспечивает такое качество конденсата, то на самой ТЭС должны быть приняты меры для его дополнительной очистки.

Не допускается без специальной очистки (в основном от железокислотных соединений) перекачка воды из дренажных баков в питательную воду.

Т а б л и ц а 16.4. Нормируемое качество воды бассейнов выдержки и барботеров

Нормируемые показатели	Бассейн выдержки и перегрузки	Бассейн-барботер
Значение рН <sub>25</sub>	5,5—8,0	5,5—8,0
Хлориды, мкг/кг	≤ 100	≤ 150
Удельная электрическая проводимость, мкСм/см	≤ 3	≤ 2,0
Жесткость общая, мкг-экв/кг	—	≤ 5,0
Вещества, экстрагируемые эфиром (масла и др.), мкг/кг	—	≤ 200

Т а б л и ц а 16.5. Нормируемое качество воды вспомогательных контуров

Нормируемые показатели	СУЗ	Охлаждение биологической защиты	Промежуточный контур
Значение рН <sub>25</sub>	5,5—6,5	6,5	6,0
Хлориды, мкг/кг	≤ 50	≤ 200	≤ 100
Оксиды железа, мкг/кг	≤ 100		
Оксиды алюминия, мкг/кг	≤ 100		

Особое значение имеют баки на АЭС. Они или имеют самостоятельное значение (бассейн выдержки и перегрузки твэлов, бассейн-барботер системы ликвидации и локализации аварий), или входят в состав вспомогательных контуров (промежуточного контура, охлаждения биологической защиты, контура СУЗ). Соответствующие нормы приведены в табл. 16.4 и 16.5.

Нормируемые показатели обеспечиваются соблюдением качества воды заполнения и очистными ионообменными установками, входящими в состав всех контуров и бакового хозяйства. Эти установки обязательны, так как за счет остаточного тепловыделения твэлов, помещенных в бассейн выдержки, и смыва с них наносных отложений в воде могут концентрироваться некоторые примеси и прозрачность воды может ухудшаться. Разрушение оболочек твэлов, например, в связи с повышенными концентрациями хлоридов в сочетании с доступом воздуха приводит к переходу в воду бассейна продуктов деления топлива и ухудшению радиационной обстановки на АЭС. Очистка продувочной воды бассейна выдержки производится на намывных фильтрах.

Вода заполнения и подпитки вспомогательных систем должна иметь следующие характеристики:  $pH_{25} \geq 5,5$ ; хлориды  $\leq 30$ ; общая жесткость  $\leq 3$  мкг-экв/кг; вещества, экстрагируемые эфиром (масла и др.),  $\leq 100$  мкг/кг.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Маргулова Т. Х. Атомные электрические станции. 3-е изд. — М.: Высшая школа, 1978. С. 151—173, 270—274.
2. Руководящие указания по стабилизационной обработке охлаждающей воды в оборотных системах охлаждения с градирнями оксиэтилендифосфоновой кислотой. — М.: Союзтехэнерго. 1981. — 20 с.

ХИМИЧЕСКИЕ ОЧИСТКИ  
ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС И АЭС§ 17.1. НАЗНАЧЕНИЕ ХИМИЧЕСКИХ ОЧИСТОК  
И ВЫБОР РЕАГЕНТОВ

В настоящее время очистки оборудования ТЭС и АЭС от отложений применяются только химические. Они подразделяются на предпусковые и эксплуатационные.

Назначение *предпусковых очисток* — удаление производственной окалины и кремниевой кислоты, появляющейся при использовании песка для гнба труб при монтаже, а также продуктов коррозии, которые накапливаются за период монтажа.

Назначение *эксплуатационных очисток* — удаление отложений, которые при любом рассмотренном в предыдущих главах водном режиме, не говоря уже о возможном нарушении режима, всё же накапливаются и могут нарушить нормальную эксплуатацию.

В результате эксплуатационных химических очисток имеют место: некоторая недовыработка электроэнергии, расходы на реагенты, трудозатраты на проведение очистки, мероприятия по обезвреживанию сбрасываемых вод. В связи с этим избранный водный режим блоков должен быть таким, чтобы межпромысловый период для блоков был наиболее значительным — в пределе желательно, чтобы он был равен длительности между капитальными ремонтами, а сама химическая очистка совмещалась с капитальным ремонтом.

Время вывода агрегата на химическую очистку зависит от количества накопившихся отложений. Однако существуют условия, когда химическая очистка проводится не из-за накопления отложений, а в связи с ростом радиоактивности оборудования. Такие условия создаются в одноконтурных АЭС и в первых контурах двухконтурных АЭС. При этом эксплуатационная очистка является одновременно и дезактивацией. Предпусковая очистка, эксплуатационные очистки и дезактивация — в основном это удаление железооксидных соединений; радиоактивностью обладают в основном кобальт, никель и хром.

В принципе химическая очистка включает следующие этапы: 1) *водная отмывка*; 2) *химическая очистка*; 3) *пассивация*. Первый этап нужен только для предпусковых очисток, его назначение — удаление разного вида взвесей (грата, песка и т.д.), что требует довольно больших скоростей воды. Второй этап является основным и в зависимости от количества и характера отложений проводится в одну, две или даже более стадий. Для предпусковых и эксплу-

атационных очисток это обычно кислотная очистка. Третий этап имеет своим назначением защиту очищенной поверхности стали от последующего коррозионного воздействия.

В последние годы шла интенсивная работа по совершенствованию методов и технологий химических очисток, направленная на сокращение длительности проведения химической очистки; отказ от монтажа и демонтажа специальных схем для проведения очисток; уменьшение вредных сбросов в водоемы; минимальное растравление очищаемых поверхностей.

Технология химической очистки зависит прежде всего от избранного реагента. В прежние годы практически единственным реагентом была ингибированная соляная кислота. Затем стали применять гидразинно-кислотные очистки, а позднее начали использовать лимонную и другие органические кислоты, и, наконец, появились комплексоны, их композиции с органическими кислотами. В последнее время в число реагентов включена перекись водорода.

Для оценки реагентов ранее применялась единственная характеристика — количество отмытых отложений. Такая оценка не только недостаточна, но и неверна. С этой точки зрения, соляная кислота могла бы быть признана наилучшим реагентом. Однако соляная кислота — наиболее агрессивный реагент, который даже при наличии ингибиторов приводит к большому растравлению отмываемой поверхности и ее последующей интенсивной коррозии. Кроме того, при солянокислотной очистке оксиды железа переходят в воду в виде крупной взвеси, склонной к оседанию на отмытых поверхностях. В ряде случаев применение соляной кислоты категорически противопоказано, например для поверхностей из аустенитных нержавеющей сталей.

Наиболее правильная оценка реагентов для очистки должна предусматривать прежде всего хорошее состояние отмытой поверхности, она не должна быть обнажена (на ней должна образоваться защитная пленка); быстрый выход на нормируемые показатели в начальный период эксплуатации; отсутствие взвешенных оксидов железа, предупреждающее повторное осаждение на стали; отсутствие необходимости обеспечения значительных избытков реагентов в воде; невысокие концентрации железа в сбрасываемом отмывочном растворе.

Высокими отмывочными качествами обладает лимонная кислота, применяемая в виде моноцитрата аммония, преимуществом которого является его универсальность, позволяющая отмывать как отложения продуктов коррозии, так и кальциевые накипи. При использовании кислот, в том числе и органических, для протекания реакции с катионами отложений необходимо иметь в растворе существенный избыток реагента, например, до 4%, т. е. 40 г/кг, сбрасываемый бесполезно.

Избыточные концентрации кислот в растворе необходимы, потому что создаваемые лимонной и другими органическими кислотами комплексы с катионами отложений обладают относительно невысо-

кой химической стойкостью. Более прочные комплексы со всеми катионами отложений образуют комплексоны, например ЭДТУ, как в кислотной, так и в солевых формах. В связи с этим не нужно иметь в растворе избыточной концентрации комплексона сверх расчетной по стехиометрическим соотношениям для отмытки определенного количества отложений, т.е. весь введенный комплексон будет израсходован полностью. Еще больший эффект очистки дают композиции одной из солевых форм ЭДТУ, например трилона Б с лимонной кислотой, так как при этом комплексование идет по субстехиометрическим соотношениям. Соотношение обоих компонентов, т.е. кислотность исходного раствора, зависит от химического состава отложений. В последние годы лимонную кислоту заменяют в композициях другими органическими кислотами и ведут опытные работы по использованию минеральных кислот в композициях с комплексонами. Возможности замены лимонной кислоты показаны на рис. 17.1.

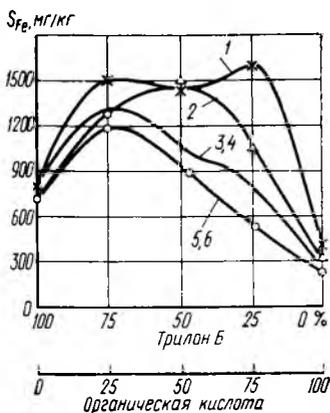


Рис. 17.1. Железоемкость композиций трилона Б с различными органическими кислотами:

1 — лимонная кислота; 2 — малеиновый ангидрид; 3, 4 — отходы капролактонового производства (смесь кислот адипиновой, глутаровой и янтарной) и фталевый ангидрид; 5, 6 — адипиновая и винная кислоты

тем более что есть возможность проведения комплексонной пассивации в процессе растопки (см. гл. 10). Она может применяться после любого промывочного раствора и особенно после промывки композициями комплексона и органической кислоты.

Промывочные воды должны сбрасываться в водоемы. Существуют определенные *предельно допустимые концентрации* (ПДК) для сброса таких растворов, устанавливаемые для водоемов санитарно-бытового и рыбохозяйственного водопользования. Для соблюдения этих норм необходима предварительная обработка сбрасываемых растворов.

Используются различные методы очисток сбрасываемых вод, но все они чаще всего осуществляются в несколько этапов. К ним относятся подкисление, подщелачивание, аэрация, обезвоживание осадка, биохимическая очистка и др.

## § 17.2. ПРИМЕНЕНИЕ КОМПОЗИЦИИ КОМПЛЕКСОНА И ОРГАНИЧЕСКОЙ КИСЛОТЫ ДЛЯ ХИМИЧЕСКИХ ОЧИСТОК

Композиции трилона Б с органическими кислотами применяются для предпусковых очисток котлов, как прямоточных, так и барабанных. Одним из важных преимуществ этих растворов является необязательное применение кислотоупорных насосов и монтажа и демонтажа специальных промывочных схем для обеспечения высоких скоростей промывочных вод. Значительное сокращение длительности и стоимости химических очисток за счет использования штатного оборудования, в частности бустерных насосов, при более высоком качестве очистки, а также уменьшение концентраций железа в промывочных водах и сокращение их объема являются большим преимуществом такой технологии. Поэтому она является основной для блоков с котлами высоких давлений, но наиболее распространенная в недавнее время композиция трилона Б с лимонной кислотой, в настоящее время не используется из-за дефицитности последней. Вместо лимонной кислоты используют малеиновый ангидрид, винную кислоту, отходы капролактонового производства и др.

Для ускорения предпусковой химической очистки ее проводят при температуре 100—120°C, получаемой за счет парового (в деаэраторе) или газового (растопочными горелками) подогрева раствора. При этом длительность химической очистки составляет 4—5 ч.

С применением композиций комплексона в лимонной кислотой были осуществлены предпусковые очистки и на АЭС. Однако, учитывая, что подавляющая часть промываемого оборудования для АЭС изготовлена из нержавеющей аустенитных сталей, следует считать целесообразным использование для предпусковых очисток этих блоков более слабых реагентов, например растворов перекиси водорода.

В зависимости от количества железооксидных отложений эксплуатационную очистку проводят в один, два, а иногда даже в три этапа, со сбросом промывочных вод после каждого из них. Для каждого из этапов применяют начальные концентрации компонентов 4—6 г/кг. Применение нескольких этапов, а не соответствующее повышение концентраций для одного этапа связано с необходимостью иметь начальное значение  $pH$   $3,5 \div 4,5$  и неизбежное его повышение в процессе очистки, затрудняющее и замедляющее комплексование железа.

Если в отложениях имеется большое количество кальциевых соединений, то целесообразно проводить отмывку в два этапа — один с высоким значением  $pH$ , предпочтительным для комплексования кальция, и другой с низким значением  $pH$ , предпочтительным для комплексования железа. После каждого из этапов необходим полный сброс промывочного раствора. Если в отложениях присутствует значительное количество меди, то в композицию с низким значением  $pH$  добавляют бифторид аммония.

Следует сказать, что за рубежом в последние годы тоже начали применять композиции комплексонов с органическими кислотами. Однако концентрации обоих компонентов применяются неоправданно завышенными, что приводит к их сбросу в больших количествах.

### §17.3. ПРИМЕНЕНИЕ МОНОРАСТВОРОВ КОМПЛЕКСОНА ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ХИМИЧЕСКИХ ОЧИСТОК

Из гл. 11 следует, что для прямоточных котлов СКП неизбежны периодические химические эксплуатационные очистки. Для ускорения проведения таких очисток и уменьшения расходов реагентов очистки осуществляют по упрощенной технологии и ограничивают в основном только НРЧ, где сосредоточены обычно наибольшие отложения.

Отложения в НРЧ практически полностью состоят из оксидов железа, требующих для своего комплексования низких значений рН, т.е. предпочтительно применение самой ЭДТУ, а не ее солей, или применение композиции трилона Б с органической кислотой. Первый путь нереализуем из-за весьма низкой растворимости ЭДТУ в воде; второй путь усложнил бы операцию очистки, которая должна быть максимально простой, поскольку она относительно часто повторяется. В связи с этим для химических очисток НРЧ котлов СКП по упрощенной технологии используют монораствор двух- или трехзамещенной аммонийной соли ЭДТУ. Причем достаточно высокая растворимость этой соли по сравнению с ЭДТУ удачно сочетается с необходимостью получения в отмывочном растворе низких значений рН для комплексования железа, так как аммонийные соли при 120°C полностью гидролизуются. Подтверждением этого является рис. 17.2, на котором представлены результаты стендовых опытов, положенных в основу данной технологии.

Хотя достаточно было бы подвергнуть химической очистке только НРЧ, но конструктивное выполнение пароводяного тракта котла СКП и необходимость использования растопочной схемы вынуждают включать в очистку всю радиационную часть котла. Из схемы очистки исключаются поверхности нагрева водяного экономайзера, подвесных труб и подового экрана (комплексон дозируется

после них), а также ширмового и конвективного пароперегревателей (сброс раствора производится до них). Для обеспечения высокой эффективности очистки растворами ЭДТУ и ее солей скорость движения раствора должна составлять 1,5—2 м/с. Для достижения таких скоростей очистку ведут последовательно по отдельным ниткам.

Чем больше температура раствора, тем выше эффективность очистки. Для ЭДТУ высокая эффек-

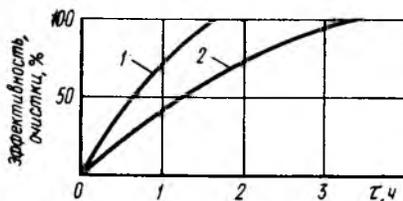


Рис. 17.2. Эффективность очистки от железооксидных отложений растворами двухзамещенных солей ЭДТУ с концентрацией 0,4 г/кг:

1 — натриевая соль; 2 — аммонийная соль

Таблица 17.1. Свойства этилендиаминтетрауксусной кислоты и ее натриевых солей

ЭДТУ и ее натриевые соли различной степени замещения	Растворимость, г/кг. при t, °C			рН насыщенного раствора при 22 °C	Катион, с которым образуется наиболее прочный комплекс
	22	40	80		
ЭДТУ	2	2	5	1,5	Fe <sup>3+</sup>
Однозамещенная	14	14	21	3,5	Cu <sup>2+</sup> , Ni <sup>2+</sup>
Двухзамещенная	108	137	236	5,4	Fe <sup>2+</sup> , Co <sup>2+</sup> , Zn <sup>2+</sup>
Трехзамещенная	465	465	465	8,5	Ca <sup>2+</sup>
Четырехзамещенная	600	590	610	10,5	Mg <sup>2+</sup>

тивность очистки достигается при температурах 200—220 °C. Однако локальные промывки часто проводят без ингибиторов. Поэтому, чтобы не увеличивать коррозию чистых поверхностей стали, температуру промывки выбирают в пределах 150—180 °C.

Концентрацию ЭДТУ в промывочном растворе, подготавливаемом на деаэрированной воде, поддерживают равной примерно 0,4—0,5 г/кг. Концентрацию ЭДТУ в дозируемом растворе выбирают с учетом производительности насоса дозатора. Длительность очистки составляет 4—4,5 ч.

Монораствор комплексона применим также при отмывке кальциевых и магниевых отложений. Такие отложения могут образовываться в прямоточных котлах, питаемых конденсатом, не прошедшим обессоливания после конденсатора, охлаждаемого морской водой. Из табл. 17.1 видно, что для удаления кальциевых отложений целесообразно высокое значение рН. Из той же таблицы видно, что при этом комплексон хорошо растворим в воде. Оба эти обстоятельства облегчают химическую очистку от кальциевых накипей. По опыту очистки, например прямоточных парогенераторов атомного ледокола «Ленин», для которых такая операция является штатной, длительность очистки составляет всего 1—1,5 ч.

#### § 17.4. ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЛЕКСОНОВ ДЛЯ ХИМИЧЕСКИХ ОЧИСТОК «НА ХОДУ» БАРАБАННЫХ КОТЛОВ ТЭС И ПАРОГЕНЕРАТОРОВ АЭС

Способность комплексонов образовывать высокорастворимые комплексы со всеми катионами, присутствующими в питательной воде, привела к предположению о возможности удаления из котла ранее образовавшихся отложений без останова котла, за счет непрерывного дозирования комплексона в расчете на комплексование не только соединений, содержащихся в питательной воде, но и компонентов отложений. Из данных гл. 9 видно, что в наибольшей мере очистка «на ходу» может применяться для средних давлений, для которых степень разложения комплексонатов железа далека от полной. Железо удаляется с продувочной водой практически полностью за

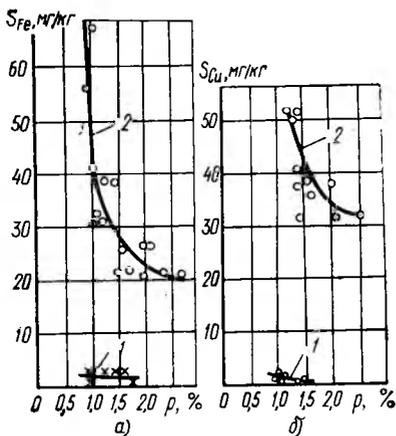


Рис. 17.3. Содержание железа (а) и меди (б) в продувочной воде котла среднего давления:

1 — в обычной эксплуатации при фосфатировании; 2 — в режиме очистки «на ходу» при дозировке комплексона сверх стехиометрической концентрации

ного оборудования. Эффективность такого режима иллюстрируется рис. 17.3.

При высоких давлениях термолиз комплексонатов железа протекает существенно глубже, чем при средних давлениях. Поэтому для барабанных котлов высоких давлений очистка «на ходу» от железоксидных отложений возможна только в процессе переменного, но не установившегося режима. Этим обстоятельством можно воспользоваться еще и потому, что в процессе комплексования происходит разрушение отложений и увеличение концентраций взвешенных оксидов железа, которые также могут быть удалены с продувкой.

Эффективность очистки «на ходу» для средних давлений побудила рассмотреть этот метод применительно к парогенераторам АЭС. По сравнению с котлами ТЭС в парогенераторах АЭС такая очистка предпочтительнее. Для котлов ТЭС отложения отчетливо локализируются как по длине, так и по периметру парообразующих труб. В связи с этим при одном и том же количестве отложений максимальная загрязненность парообразующих труб для котлов ТЭС всегда существенно больше, чем для парогенераторов АЭС.

Применение комплексонов для очистки «на ходу» позволяет выводить из парогенераторов отмытые отложения практически только в виде растворимых комплексонатов.

Опытная очистка «на ходу» парогенератора АЭС впервые была проведена для первого блока Нововоронежской АЭС. Так как охлаждающая вода конденсаторов этой АЭС отличается большой жесткостью (р. Дон), то в результате ее присосов (конденсатоочистка отсутствует) рН воды парогенератора существенно превышает нейтральные значения. В связи с этим для предотвращения разрушения комплексонатов железа дозировался не трилон Б, а однозамещенная нат-

комплексанным, хотя характер комплексов в связи с влиянием температуры отличается от первоначального.

Для очистки «на ходу» широко используют монорастворы комплексона преимущественно в солевых формах с учетом их повышенной растворимости по сравнению с самой ЭДТУ (см. табл. 17.1). Обычно используют трилон Б с концентрацией, превышающей стехиометрическую в 1,2—1,5 раза. Такая очистка «на ходу» может проводиться периодически, например ежемесячно в течение недели с максимальной продувкой для котла, в котором в ходе эксплуатации применяется фосфатирование, прекращаемое на время очистки. По опыту работы ряда станций это освобождает от химических очисток остановленного оборудования.

риевая соль ЭДТУ. Раствор вводился после подогревателей высокого давления на расстоянии 20 м до входа питательной воды в парогенератор, что обеспечивает полное перемешивание реагента с питательной водой и комплексование содержащихся в ней железооксидных соединений. Концентрации комплексона в ней при проведении опыта изменялись ступенчато от 1 до 2,3 мг/кг с выдержкой на каждой концентрации от 20 до 40 ч. Концентрация железа в растворе

повышалась с ростом дозы комплексона. Уменьшение дозы приводило к уменьшению концентрации железа в воде парогенератора. В результате проведенной опытной очистки существенно повысился теплообмен в парогенераторе. После останова и вскрытия парогенератора обнаружилось значительное снижение загрязненности теплообменной поверхности.

Успешная очистка парогенератора блока ВВЭР-210 дала возможность распространить этот опыт и на парогенераторы серийных блоков ВВЭР-440.

На рис. 17.4 представлены данные по отмывке железооксидных отложений и солей жесткости при очистке «на ходу» од-

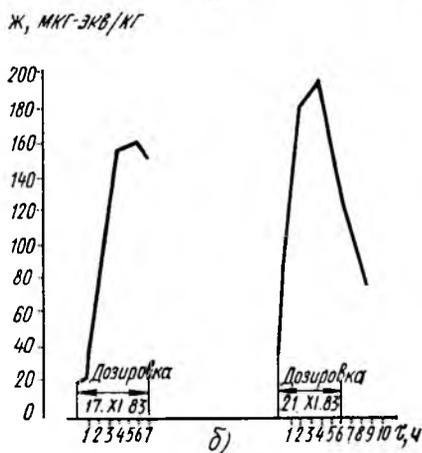
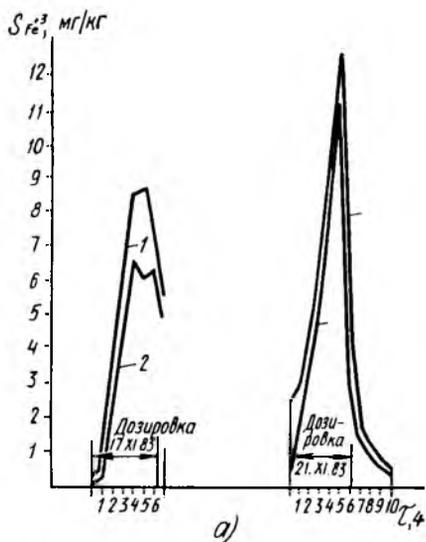


Рис. 17.4. Концентрации железа (а) и солей жесткости (б) в отмывочном растворе при двух очистках «на ходу» одного из парогенераторов блока ВВЭР-440 Нововоронежской АЭС

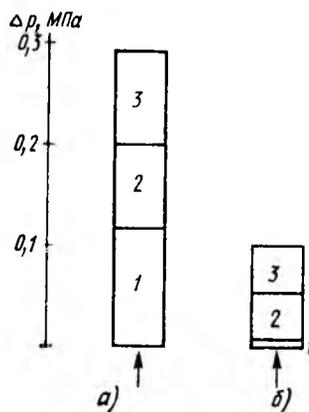


Рис. 17.5. Сопротивление очистной установки СВО-5:

а — в отсутствие дозирования трилона Б; б — при дозировании трилона Б; 1 — механический фильтр; 2 — катионитовый фильтр; 3 — анионитовый фильтр

ного из парогенераторов блока ВВЭР-440 Нововоронежской АЭС в процессе двух последовательных дозировок. Обращает на себя внимание близость концентраций непосредственно в пробах продувочной воды и в ее фильтрате (1 и 2 рис. 17.4, а). Это свидетельствует о практически полной закомплексованности железа. Интенсивно отмываются и соли жесткости (рис. 17.4, б).

Очистка «на ходу», как следует из изложенного, не требует никакой, даже самой простой специальной схемы. Такой режим особенно удобен в условиях постоянной дозировки комплексона (см. гл. 12) с периодическим кратковременным повышением дозы по сравнению со стехиометрической. Вывод железа из продувочной воды парогенератора проводится на ионнообменной установке СВО-5.

На рис. 17.5 сопоставлены результаты работы СВО-5 для двух блоков ВВЭР-440, работающих в разных водных режимах. Рис. 17.5 подтверждает присутствие соединений железа при комплексонном режиме в виде отрицательно заряженных комплексов, т.е. в растворенном состоянии. Аналогичные очистки «на ходу» проведены на ряде других парогенераторов АЭС.

#### § 17.5. ПРИМЕНЕНИЕ РАСТВОРА ПЕРЕКИСИ ВОДОРОДА ДЛЯ ХИМИЧЕСКИХ ОЧИСТОК

Установленные в последние годы положительные свойства перекиси водорода при постоянной ее дозировке показаны в гл. 9. Применение перекиси водорода в несколько больших концентрациях используется для химических очисток. Так, в ФРГ предпусковые очистки мощных блоков ТЭС мощностью 500 МВт после водной отмывки проходят предпусковую очистку раствором перекиси водорода с концентрацией, равной  $\sim 800$  мкг/кг, при температуре  $70^\circ\text{C}$  в течение 20 ч. Для реактора одноконтурных АЭС в ФРГ начали применять циркуляцию по контуру раствора перекиси водорода с концентрацией 800 мкг/кг в течение 8 ч при температуре  $70^\circ\text{C}$  после каждого останова реактора перед его повторным пуском. Установлено, что при этом нормы водного режима устанавливаются гораздо быстрее, чем при использовании других реагентов. Кроме того, отпадает необходимость принятия каких-либо мер по консервации; оборудование может полностью дренироваться и потому становится доступным для осмотра и ремонта.

Имеется и отечественный опыт применения перекиси водорода для химических очисток. С использованием раствора перекиси водорода проведена предпусковая очистка конденсатопитательного тракта одного из блоков Чернобыльской АЭС. Предварительными исследованиями было показано, что взаимодействие перлитных сталей с перекисью водорода, в отличие от взаимодействия их с кислородом, представляет собой сложный, ступенчатый процесс. При наличии перекиси водорода в воде гидроксокомплексы железа переходят в акваперекисногидроксокомплексы, с последующим их разложением при контакте с перлитной сталью. Повышение температуры с 20 до, например,  $80^\circ\text{C}$  существенно интенсифицирует этот процесс.

Интересно взаимодействие перекиси водорода с продуктами атмосферной коррозии, которые представляют собой смесь  $Fe_3O_4$ ,  $\alpha-Fe_2O_3$  и  $Fe(OH)_2$ . С течением времени, особенно в обескислороженной воде, на металле остается только магнетит, а в воде — остатки оксидов железа, отличающихся по структуре от исходных соединений. Рыхлые продукты атмосферной коррозии обеспечивают равномерный по поверхности доступ перекиси водорода к металлической подложке. Наличие на поверхности еще и производственной окалины затрудняет этот доступ и требуется предварительная обработка стали более сильным, чем  $H_2O_2$ , реагентом, например азотной кислотой.

Осмотр опорожненного контура показал, что под небольшим, легко удаляемым налетом на всех поверхностях образуется темная защитная пленка, т.е. происходило преобразование отложений, с достижением пассивации стали. В дальнейшем предполагается такую очистку проводить непосредственно перед пуском.

Анализ имеющегося опыта приводит к заключению о том, что растворы перекиси водорода наиболее пригодны для предпусковых очисток только относительно слабо загрязненного оборудования. При этом большим их преимуществом является «мягкое» воздействие без какого-либо растворения очищаемой поверхности, в связи с чем сокращаются расходы и время на обработку сбрасываемого промывочного раствора. Стоимость такой очистки меньше, чем при очистке с помощью композиций комплексонов с органическими кислотами (стоимость трилона Б — 4,7 руб./кг, стоимость  $H_2O_2$  — 30 руб. т.)

Для реакторов одноконтурных АЭС важным также является органическая связь режима очистки с режимом эксплуатации. Как видно из гл. 13, перекись водорода образуется и присутствует в воде реактора в процессе эксплуатации. В таких условиях нет необходимости в промывке контура после его дренирования, да и тщательность самого дренирования может соблюдаться не слишком строго.

Хорошие результаты были получены на Костромской ГРЭС при очистке раствором перекиси водорода ПВД, питательного тракта и тракта котла СКП, занесенных медистыми отложениями. Концентрации меди в

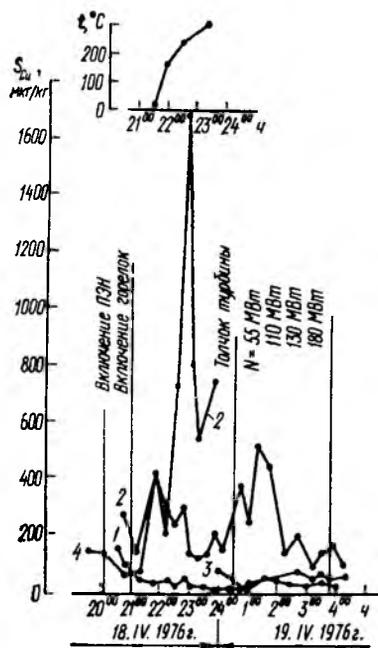


Рис. 17.6. Изменение концентраций меди в тракте блока 300 МВт в процессе растопки при дозировании перекиси водорода на всас бустерных насосов:

1 — питательная вода; 2 — сброс из расширителя в циркуляционный водовод; 3 — острый пар; 4 — конденсат перед БОУ

остром паре котла были значительными. Котел был остановлен. Очистка проводилась в процессе растопки блока. На рис. 17.6 показан процесс такой очистки. Дозирование перекиси водорода проводилось в количестве 160—200 мкг/кг на всас бустерных насосов. Из рис. 17.6 видна высокая эффективность такой очистки. Дозировка перекиси водорода была прекращена после выхода блока на рабочие параметры. Нормальные показатели водного режима по содержанию железа и меди были полностью восстановлены.

Полученные данные позволяют рекомендовать такую технологию для отмывки медистых отложений из ПВД и котла.

### § 17.6. ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ХИМИЧЕСКИЕ ОЧИСТКИ ПАРОВЫХ ТУРБИН

Еще относительно недавно промывки турбин от отложений осуществлялись влажным паром, а несколько позднее — влажным паром с вводимым в него раствором едкого натра. Последняя технология была вызвана к жизни наличием кремниевокислых отложений. Однако введение 100 %-ной конденсатоочистки для прямоточных котлов СКП, промывка пара питательной водой для барабанных котлов ДКП, а также обескремнивание и обессоливание добавочной воды для всех котлов высоких и сверхвысоких давлений привели к резкому сокращению кремниевокислых отложений. При этом на первый план вышли медистые отложения в ЦВД турбины и железистые отложения практически по всем ступеням турбин высоких давлений (см. гл. 15). Механическая очистка от таких отложений трудоемка и требует вскрытия машины. В связи с этим за последние годы были разработаны различные технологии химических очисток турбин без их останова, но со снижением нагрузки (до 10—25 %) и с получением влажного пара путем впрыска в паропровод относительно небольшого количества влаги. Операция увлажнения пара совмещается с вводом избранного реагента для химической очистки — впрыскивается его раствор, а не конденсат.

В качестве реагента прежде всего можно рекомендовать раствор перекиси водорода для удаления медистых отложений (см. § 17.5).

Промывки паровых турбин под нагрузкой являются весьма ответственной операцией и проводятся по схемам, разработанным Союзтехэнерго. Скорость снижения температуры ограничивается значением 0,5 град/мин для температуры пара в интервале 520—320°C и значением 0,75 град/мин для последующего снижения температуры. Расход водного раствора с температурой 170°C на впрыск в пар рассчитывают, исходя из обеспечения влажности пара на входе в турбину около 2 %. Малая длительность химических очисток турбин на ходу позволяет использовать для их проведения не только воскресные и субботные дни, но даже ночные «провалы» нагрузок в будние дни.

Установку для приготовления и дозирования в пар раствора химических реагентов рекомендуется монтировать на передвижной раме с тем, чтобы ее можно было использовать при химической очист-

ке любой турбины машзала. Вся установка и трубопроводы от нее до места впрыска в паропроводы должны быть выполнены из нержавеющей аустенитной стали.

Кроме опыта использования перекиси водорода имеется опыт применения следующих реагентов для химических очисток паровых турбин: 1) совместное дозирование аммиака (20 мг/кг) и гидразина (60 мг/кг); 2) дозирование натрия -аммонийной соли ЭДТУ, получаемой при растворении трилона Б (1,5 г/кг) в амминированной воде; 3) совместное дозирование трилона Б (1 г/кг) и лимонной кислоты (0,5 г/кг); 4) дозирование пиперидина (20 мг/кг).

Эффективность всех этих растворов примерно одинакова. В настоящее время нет достаточных данных для уверенных рекомендаций по выбору конкретных реагентов. Кроме того, нет достаточных данных для конкретных рекомендаций по выбору концентраций моющих растворов. Нерешенным является также вопрос о необходимости ингибирования промывочных растворов.

В процессе очистки турбины конденсатоочистка данного блока должна быть включена. Это позволяет подавать конденсат после БОУ на питание котла. Поэтому следует проводить регенерацию ФСД непосредственно перед химической очисткой.

#### **§ 17.7. ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ХИМИЧЕСКИЕ ОЧИСТКИ КОНДЕНСАТОРОВ И СЕТЕВЫХ ПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ**

Как следует из гл. 16, поверхности теплообмена агрегатов, химическая очистка которых рассмотрена далее, обычно выполнены из латуней, что необходимо учитывать при выборе метода очистки. В редких случаях, когда используются не латуни, а нержавеющие аустенитные стали, выбор реагентов и проведение химических очисток соответствуют условиям парогенераторов АЭС.

О необходимости очистки судят по ухудшению вакуума в конденсаторе и по снижению температуры горячей сетевой воды.

Отмывку отложений из конденсаторов и сетевых подогревателей проводят по внутренней стороне трубок. Характер отложений резко различен. Жесткая охлаждающая вода конденсаторов способствует образованию кальциевых, в основном карбонатных, накипей, а умягченная сетевая вода — железооксидных отложений в смеси с медьсодержащими соединениями. Кроме того, различны и возможности создания повышенных температур в процессе промывки. Для конденсаторов это затруднительно.

При эксплуатационных химических очистках конденсаторов турбин соляной кислотой от карбонатных отложений происходит интенсивное выделение углекислого газа с образованием довольно устойчивой пены. Чтобы обеспечить доступ реагента к отложениям, нужно предусмотреть меры для интенсивного удаления углекислоты и провоцируемой ею пены. Для этого необходима (рис. 17.7) установка газоотводчика — воздушника ( $\varnothing 100$  мм) как на выходной 7, так и на поворотной 6 камерах конденсатора. В бак 2 с избыточным давлением (0,1 — 0,15 МПа) через барботажный кольцевой коллектор 1

подается пар, разрушающий пену. Начальная концентрация соляной кислоты в баке принимается равной 1—2 %, с доведением ее до 4—5 % в процессе последующего дозирования. Температура очистки — 25—30 °С, длительность очистки 2,5—3,5 ч (рис. 17.8).

Очистка конденсаторов с использованием соляной кислоты в отсутствие ингибиторов недопустима, так как это может привести к значительной коррозии латуни. Агрессивность промывочных солянокислотных растворов в значительной мере зависит от концентрации в растворе ионов-окислителей ( $Fe^{3+}$  и  $Cu^{2+}$ ), что учитывается при подборе ингибиторов.

В отложениях сетевых подогревателей с латунными трубками всегда присутствуют железо, медь, цинк. Для отмывки таких отложений эффективно применение композиций с комплексоном. Однако существует отличие в подборе композиции по сравнению с применяемой для очистки стальных поверхностей. Это связано с ингибированием растворов, желательной кратковременностью их воздействия и предупреждением повторного осаждения меди из раствора. Последнее может происходить за счет вытеснения ионами железа ионов меди из медных комплексов с ЭДТУ.

При использовании отмывочного раствора в составе: трилон Б — 10 г/кг, гидразин-гидрат — 5 г/кг и лимонная кислота для доведения значения рН до 4,0 — скорость коррозии латуни А-68 велика (рис. 17.9); она резко снижается при введении ингибитора — бензотриазола — 1 г/кг (рис. 17.10). Проведенная этой композицией очистка сетевого подогревателя (отложения состояли из  $Fe_2O_3 = 29\%$ ;  $CuO = 31,8\%$ ;  $Al_2O_3 = 3\%$ ;  $ZnO = 0,7\%$ ;  $CaO + MgO = 3,9\%$ ;  $SiO_2 = 15,1\%$ ) была осуществлена при температуре раствора 80—85 °С менее чем за 5 ч.

Предварительное исследование трубок с данными отложениями показало важность правильного ингибирования раствора. Скорость

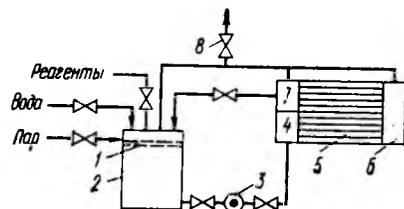


Рис. 17.7. Схема промывки конденсатора соляной кислотой с принудительным отводом газа и пены:

1 — барботажный кольцевой коллектор; 2 — бак; 3 — промывочный насос; 4 — входная камера; 5 — поверхность теплообмена; 6 — поворотная камера; 7 — выходящая камера; 8 — воздушник

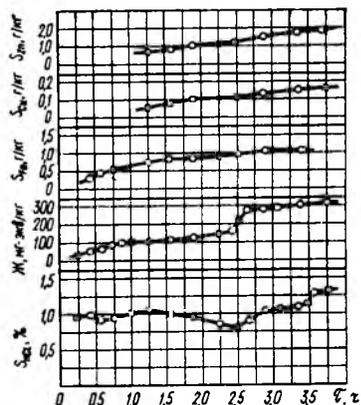


Рис. 17.8. Изменение состава промывочного раствора в процессе солянокислотной очистки конденсатора типа 50-КЛС-4 с трубами из латуни Л68



Рис. 17.9. Скорость коррозии латуни Л68 в зависимости от содержания комплексонатов меди (1) и железа (2) в растворе трилона Б с лимонной кислотой при рН=4, циркуляции раствора и температуре 80—85 °С, без ингибитора

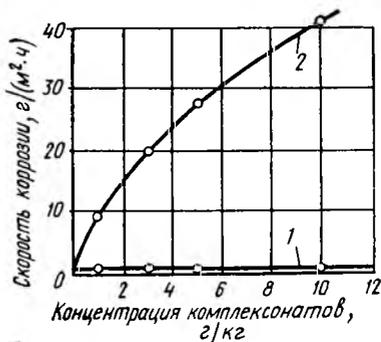


Рис. 17.10. Зависимость скорости коррозии латуни Л68 от содержания комплексонатов меди и железа в присутствии бензотриазола (0,1 %) (1) и без него (2)

коррозии латуни в ингибированном бензотриазолом растворе составляла 0,4 г/(м²·ч), а в отсутствие ингибитора она возросла до 32—35 г/(м²·ч).

В последние годы для очистки отложений с латунных поверхностей стали применять очищенный концентрат низкомолекулярных кислот (НМК). Удаление карбонатной накипи из конденсаторов с помощью НМК протекает при температурах 20—40 °С, но удаление железокарбонатных накипей требует повышения температуры до 60 °С. Очистка конденсаторов с применением НМК возможна неограниченное число раз [скорость коррозии латуни в 6—7 %-ном растворе НМК составляет 0,3 г/(м²·ч)], в то время как число солянокислотных очисток резко ограничено. Несмотря на малую скорость коррозии латуней, ингибирование растворов НМК для отмывки отложений с латунных поверхностей обязательно. Это объясняется воздействием промывочного раствора на чистые поверхности стали (корпус, трубопроводы).

В § 16.3 было показано использование ОЭДФ для предотвращения кальциевого накипеобразования в конденсаторных трубках. Естественно предположить возможность успешного применения ОЭДФ и для химической очистки конденсаторных трубок от образовавшихся ранее отложений. Непосредственно в самой ОЭДФ коррозия медьсодержащих сплавов велика, как видно из табл. 16.3, для значительных концентраций, применяемых при химических очистках. Велика и коррозия углеродистых сталей (рис. 17.11). Поэтому весь дозировочный тракт, при любом использовании ОЭДФ, выполняют из аустенитной нержавеющей стали, а для химических очисток используют не ОЭДФ, а ее натриевые соли, позволяющие

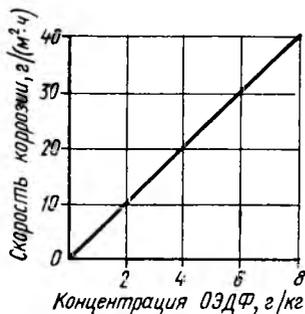


Рис. 17.11. Зависимость скорости коррозии стали 20 в растворе ОЭДФ от ее концентрации при  $pH=2$

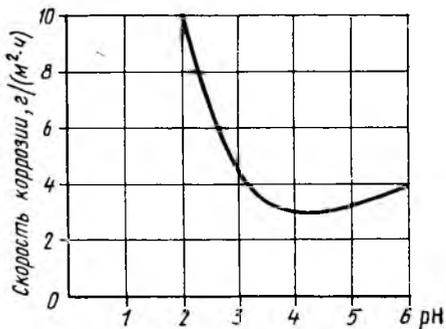


Рис. 17.12. Коррозия стали 20 в растворе натриевых солей ОЭДФ при их концентрации 2,5 г/кг

Таблица 17.2. Влияние дозирования ОЭДФ на давление в конденсаторах турбин

Стационарный номер турбин	Материал трубок конденсаторов	Давление в конденсаторах, КПа	
		без дозирования ОЭДФ	при дозировании ОЭДФ
1	Красная медь	14,0	11,0
3	» »	10,6	8,0
6	» »	14,0	10,7
7	» »	14,0	10,0
9	» »	14,0	10,0
4	» »	12,8	8,0
2	Латунь ЛО-70-1	16,0	9,0

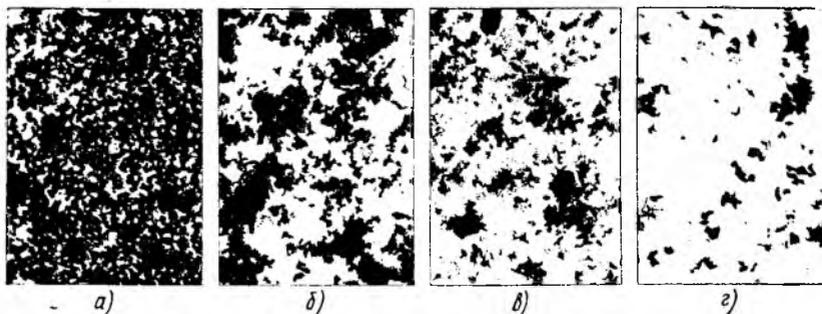


Рис. 17.13. Микрофотографии накипи на конденсаторных трубках: а) необработанные ОЭДФ; б-г) обработанные ОЭДФ с концентрациями соответственно 0,5; 1,0 и 5,0 мг/кг

резко снизить скорость коррозии углеродистых сталей, что видно из рис. 17.12.

В табл. 17.2 приведены результаты восстановления расчетного вакуума на восьми турбинах ТЭЦ металлургического завода. Результат использования ОЭДФ для очистки конденсаторных трубок от ранее образовавшихся отложений в конденсаторах этих турбин показан на рис. 17.13. В данном случае можно считать целесообразной концентрацию ОЭДФ  $\sim 5$  мг/кг, а после восстановления вакуума концентрацию ОЭДФ 0,5 — 1 мг/кг (см. § 16.3).

Исследования показывают, что ОЭДФ имеет существенные преимущества перед ЭДТУ в отношении комплексования кальция. Для ЭДТУ необходимы высокие значения pH для комплексования кальция при низких температурах. ОЭДФ имеет определенные преимущества и для отмычки железооксидных отложений, причем скорости коррозии стали в растворе ОЭДФ и в растворе трилона Б близки, но в растворах натриевых солей ОЭДФ (см. рис. 17.3) скорость коррозии имеет минимум (3—4 г/м<sup>2</sup>) в довольно широких пределах значений pH 3÷6.

Преимуществом ОЭДФ перед трилоном Б является также большая железоемкость раствора. Как видно на рис. 17.14, значения железоемкости составляют соответственно 500 и 330 мг/кг. Здесь же видна еще более высокая железоемкость ( $\sim 800$  мг/кг) при использовании бинарного раствора трилона Б и ОЭДФ в соотношении 1÷1. Кроме того, из рисунка следует, что в довольно широкой области соотношения концентраций обоих комплексонов железоемкость бинарного раствора меняется мало.

Можно применять ОЭДФ и в композициях с органическими кислотами, причем скорость коррозии стали 20 в растворе композиции трилона Б с лимонной кислотой больше, чем для композиции ОЭДФ с той же органической кислотой (табл. 17.3).

Таблица 17.3. Скорость коррозии стали 20, г/(м<sup>2</sup>·ч), в различных отмывочных растворах

Концентрации реагентов, г/кг			Значение pH		Скорость коррозии
натриевые соли ОЭДФ	лимонная кислота	трилон Б	начальное	конечное	
2,5	2,5	—	2,19	2,71	14,8
2,5	2,5	—	3,37	4,01	4,7
2,5	2,5	—	4,04	4,40	6,2
—	2,5	2,5	2,95	4,45	21,3
2,5	—	2,5	2,39	3,05	19,3
1,25	—	3,75	2,95	3,90	18,3

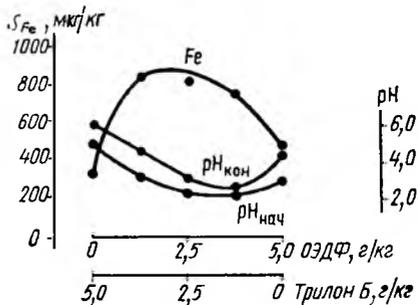


Рис. 17.14. Железоемкость монорастворов трилона Б и ОЭДФ и их смесей

## § 17.8. КОНСЕРВАЦИЯ ПАРОВЫХ КОТЛОВ

Консервация оборудования — это защита от так называемой стояночной коррозии. В наибольшей мере в ней нуждаются паровые котлы, так как их водяной объем и корродирующие поверхности значительны и велико содержание кислорода.

Для консервации барабанных котлов существует наиболее простой метод — заполнение котла деаэрированной водой с небольшим избыточным давлением (0,15 — 0,2 МПа). В процессе заполнения воздушники должны быть открыты для удаления воздуха (кислорода) из системы. Надежной консервации этот метод не обеспечивает и может применяться только при кратковременных остановках, не требующих опорожнения котла.

Более надежную консервацию можно обеспечить, если заполнение котла вести деаэрированной водой с растворенными в ней щелочными реагентами, создающими в водяном объеме концентрации  $\text{NaOH}$  2 кг/м<sup>3</sup> или  $\text{Na}_3\text{PO}_4$  5 кг/м<sup>3</sup>. После заполнения котла до рабочего уровня раствор доводят до кипения с открытыми воздушниками. При этом обеспечивается хорошее перемешивание раствора и удаляется воздух (кислород). Затем котел заполняется полностью. Возможна аналогичная аммиачная консервация котла, но описанные методы не допускают проведения работ по ремонту пароводяной системы котла.

Нанесение на внутренние поверхности котла пленки концентрированного нитрата натрия позволяет опорожнять котел для проведения на нем ремонтных работ. Для получения пленки котел заполняют раствором  $\text{NaNO}_2$  с концентрацией 10 %, который затем спускают после 20—30 мин выдержки. Перед пуском котла в работу пленка должна быть смыта, что вызывает большие расходы сбрасываемых вод.

Все перечисленные способы предназначены только для котлов низких и средних давлений.

Для барабанных котлов с давлением более 5,0 МПа применяют заполнение раствором гидразина. После вывода котла из работы его интенсивно продувают через все нижние точки для удаления шлама. Опорожненный котел снова заполняют деаэрированной водой до нормального уровня в барабане, затем в него закачивают 3—5 %-ный раствор гидразингидрата из расчета создания в котле концентрации гидразина 200—250 мг/л. Кипячение раствора в течение 1—2 ч способствует хорошему перемешиванию раствора. В процессе останова избыточное давление не создается. Поэтому возможно поступление в систему воздуха (кислорода), на что расходуется часть гидразина. При снижении его концентрации до 100 мг/кг необходимо дополнительное введение реагента. Недостатком такого способа является невозможность опорожнения котла.

Раньше было принято считать наиболее перспективной консервацию котлов путем заполнения азотом. Однако практического применения этот способ не получил из-за невозможности опорожнения котла.

В настоящее время основные работы направлены на создание метода консервации в процессе останова котла. Метод предполагает надежную защитную пленку на стальных поверхностях котла и поэтому допускает полное его опорожнение с целью проведения на котле ремонтных работ. При любом стационарном водном режиме котлов СКП для их консервации в стояночных режимах используют аммиачные растворы трилона Б. На рис 17.15 показана схема консервации котлов СКП аммиачным раствором трилона Б, подаваемого в котел с перегретым паром от постороннего источника сразу же после останова котла для использования аккумулированной в котле теплоты. В качестве такого постороннего источника используется перегретый пар собственных нужд с давлением 1,0—1,3 МПа и температурой 350—370 °С, в который подается аммиачный раствор трилона Б для обеспечения значения  $\text{pH} \sim 10,5$  и создания его концентрации в паровой среде 100—700 мг/кг (чем меньше длительность стоянки, тем меньше концентрация). По специально монтируемой линии 10 перегретый пар с трилоном Б подается для консервации вторичного пароперегревателя, а через расширитель 3 и растопочный сепаратор 4 консервирующий раствор подается в экранную систему 7, водяной экономайзер 6 и первичный пароперегреватель.

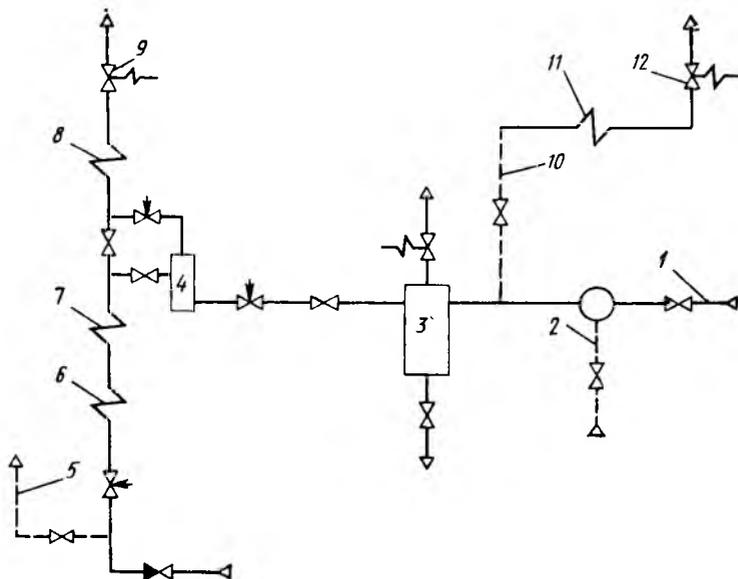


Рис. 17.15. Схема консервации прямоточных котлов СКП с использованием аммиачных растворов трилона Б:

1 — трубопровод перегретого пара собственных нужд; 2 — ввод в перегретый пар аммиачного раствора трилона Б; 3, 4 — расширитель и растопочный сепаратор; 5 — сброс консервирующего пара после водяного экономайзера; 6 — водяной экономайзер; 7 — экранная система котла; 8, 9 — первичный пароперегреватель и сброс консервирующего пара после него; 10 — подача консервирующего пара на вторичный пароперегреватель; 11, 12 — вторичный пароперегреватель и сброс консервирующего пара после него

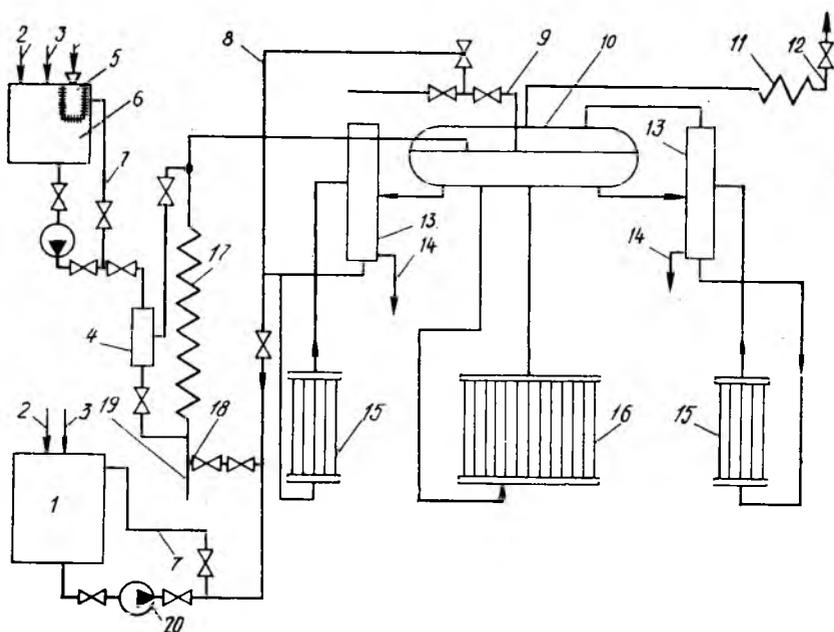


Рис. 17.16. Схема трилонно-аммиачной консервации барабанного котла давлением 15,5 МПа в процессе останова:

1 — бак аммиачного раствора; 2 — подвод конденсата в баки растворов; 3 — подвод аммиака в баки растворов; 4 — дозатор; 5 — воронка и перфорированная «корзинка» для засыпки трилона Б; 6 — бак концентрированного раствора трилона Б; 7 — линия рециркуляции; 8 — подача аммиачного раствора в линию фосфатирования; 9 — ввод аммиачного раствора в барабан по линии фосфатирования; 10 — барабан котла; 11 — пароперегреватели; 12 — продувка пароперегревателя; 13 — циклон солевого отсека; 14 — продувка солевого отсека; 15 — экран солевого отсека; 16 — экран чистого отсека; 17 — экономайзер; 18 — подача аммиачного раствора в экономайзер; 19 — подача питательной воды в экономайзер; 20 — насос аммиачного раствора

Сначала при подаче консервирующего парового раствора происходит отмывка поверхностей котла, с образованием комплексонатов железа для последующего термического разложения на поверхностях теплообмена. После достижения в сбрасываемых потоках значения  $pH \geq 9$  консервация заканчивается, сбросы консервирующего пара в атмосферу прекращаются; котел обеспаривается со снижением давления до атмосферного, дренируется и вскрывается.

Консервация аммиачным раствором трилона Б многократно проверена и на барабанных котлах высокого давления. Такую консервацию рекомендуется выполнять после останова котлов без дополнительных затрат времени с использованием аккумулированной ими при работе теплоты. Схема консервации приведена на рис. 17.16.

При начальной температуре ввода консервирующего раствора 300—340 °С в первые 30 мин происходит интенсивная отмывка рыхлого слоя отложений с поверхности нагрева раствором трилона Б и продуктами его распада, при этом образуются комплексонаты железа в количестве, достаточном для создания защитной пассивирующей пленки требуемой толщины. При высоких температурах уже

через 2—4 ч избыток трилона Б и продукты его распада разлагаются, образуя щелочные амины, не способные вызвать коррозию металла в случае сохранения консервирующего раствора в котле после его расхоложивания.

В настоящее время успешно проведены сотни таких консерваций барабанных котлов.

Наилучшую защиту от стояночной коррозии дают водные режимы, при которых никаких дополнительных мер по консервации не требуется. Примером такого режима является непрерывное дозирование комплексонов в питательную воду котлов высоких и сверхвысоких давлений.

#### § 17.9. МЕТОДЫ ДЕЗАКТИВАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ АЭС

Деактивация — это химическая очистка оборудования от радиоактивных отложений.

Активация продуктов коррозии при проходе их через активную зону реактора несколько ухудшает радиационную обстановку на АЭС. Но главное затруднение, связанное с радиоактивностью продуктов коррозии, возникает при их отложении в отдельных элементах контура, так как это затрудняет их доступность для обслуживания и тем более для ремонта. В связи с этим при эксплуатации АЭС необходимо стремиться к предотвращению отложений продуктов коррозии в элементах реакторных контуров. Если же такие отложения все же образовались, необходимо систематическое проведение отмывок этих отложений, т.е. проведение деактивации.

В ряде случаев возможны съем загрязненных частей оборудования и его очистка в небольших бассейнах с дезактивирующими растворами, предусмотренных на всех АЭС. Так могут быть очищены, например, съемные части вентиля и другие в основном мелкие детали. При загрязненности трубопроводов контуров или крупного оборудования (ГЦН, ГЗЗ и др.) требуется деактивация в пределах существующих контуров, т.е. в сборе.

Опыт деактивации имеется пока ограниченный. Наибольшее распространение до последнего времени имел так называемый *двух-ваннный способ*. В основу этого метода положено комплексование ионов тяжелых металлов щавелевой кислотой. Однако в случае очень плотных отложений их растворение идет медленно. Для ускорения процесса и повышения его эффективности проводится предварительная обработка растворами, разрыхляющими оксидную пленку. Это, например, щелочные растворы сильных окислителей (перманганат калия). Действие щелочного раствора заключается в разрыхлении и частичном разрушении оксидной пленки растворением соединений хрома, содержащихся в ней. При такой обработке происходит селективное удаление хрома за счет его окисления и перехода в растворимую в щелочной среде форму в виде хроматов.

При положительной в целом оценке данного метода деактивации нельзя не отметить и его недостатки: большой расход реагентов (расход щавелевой кислоты в десятки раз превышает требуемый по

стехиометрическим соотношениям); значительная длительность операций и огромное количество сбрасываемых вод.

Для целей дезактивации и отмывки отложений с оборудования АЭС весьма перспективно использование композиций с комплексонам, особенно если дезактивация будет высокотемпературной. Были проведены исследования радиационно-термического воздействия на комплексообразующие свойства композиций. Установлено, что при этом происходят преобразования композиций с повышением ее комплексообразующей способности.

Промышленная высокотемпературная дезактивация была проведена на одноконтурном блоке Белоярской АЭС.

Опыт применения этой технологии позволяет рекомендовать высокотемпературную очистку с комплексонами для периодического использования в процессе останова реакторов, что обеспечит необходимую доступность оборудования для ремонта.

Композиции на основе трилона Б были использованы и для дезактивации реакторных контуров АЭС с ВВЭР. Технология такой дезактивации заключалась во введении в контур композиции трилона Б и лимонной кислоты после предварительной циркуляции в контуре раствора перманганата калия. Объем подлежащих переработке дезактивирующих растворов оказался в 10 раз меньшим, чем при двухванном методе.

По такой же технологии была проведена дезактивация на втором блоке Нововоронежской АЭС.

Возможность очистки дезактивационных растворов на ионообменных фильтрах является большим преимуществом применения композиций с комплексонами. Возможности дезактивации оборудования в сборе не должны исключать автономные дезактивации отдельных элементов оборудования, для проведения которых требуется существенно меньше времени и реагентов. В этих установках также целесообразно использовать композиции с комплексонам.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Химические очистки теплоэнергетических установок. Вып. 2 / Под ред. Т. Х. Маргуловой. — М.: Энергия, 1978. С. 175.
2. Авторское свидетельство № 1086297 (СССР). Способ консервации барабанного котла / Т. Х. Маргулова, А. И. Глазырин, Б. И. Иванов, В. С. Щеткин // БИ. 1984. № 14.
3. Опыт высокотемпературной дезактивации второго энергоблока Белоярской АЭС с использованием комплексонов / Т. Х. Маргулова, Н. Г. Рассохин, С. А. Тевлин и др. // Теплоэнергетика. 1977. № 5. С. 8—10.
4. Дезактивация оборудования АЭС с реакторами типа ВВЭР / Ю. В. Балабан-Ирменин, А. Л. Теплицкий, Г. В. Мацкевич и др. // Теплоэнергетика. 1983. № 12. С. 56, 57.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

---

Развитие теплоэнергетики характеризуется:

ростом параметров пара;  
увеличением единичной мощности оборудования ТЭС и АЭС;  
возрастанием доли АЭС в выработке электроэнергии;  
повышением удельных тепловых нагрузок.

В этой связи все большее значение приобретают вопросы подготовки добавочной воды, что является предметом специального курса «Водоподготовка», по которому имеется соответствующий учебник. Но при одном и том же качестве добавочной и, следовательно, питательной воды методами водного режима можно существенно влиять на надежность всей электростанции (ТЭС или АЭС) в целом или отдельных ее агрегатов, т.е. на характер и интенсивность отложений, на длительность межпромывочного периода и т.п. Эти вопросы водного режима рассмотрены в данном учебнике.

Было бы неверно издавать отдельные учебники по водному режиму для ТЭС и АЭС, так как существует ряд общих для них подходов и решений. Но существуют и особенности водного режима ТЭС и АЭС, которые нельзя игнорировать. Поэтому в учебнике вопросы, общие для ТЭС и АЭС, излагаются совместно, а конкретная их реализация для отдельных агрегатов — отдельно, в специальных главах, с учетом специфики условий ТЭС и АЭС. Так, отдельные главы посвящены барабанным котлам ТЭС, прямоточным котлам ТЭС СКП, турбинам ТЭС и АЭС, парогенераторам АЭС, реакторам двухконтурных АЭС, реакторам одноконтурных АЭС.

В учебнике особенно подчеркивается взаимосвязь водного режима, конструкционных материалов и теплотехнических схем отдельных агрегатов. Например, осуществление окислительного водного режима требует высокого качества конденсата, т.е. обязательной 100%-ной конденсатоочистки и отказа от латуней для ПНД. Если же латунь все же применена для ПНД, то даже при 100%-ной конденсатоочистке в конденсат следует дозировать не окислитель, а гидразин во избежание интенсивной коррозии ПНД.

Выбранный водный режим должен быть оптимальным для всего оборудования цикла. В учебнике это показано прежде всего на примере окислительного режима, на основе исследований конденсатоочистки, конденсатопитательного тракта, парового котла и паровой турбины в условиях этого режима.

При рассмотрении окислительного водного режима убедительно показана двойственная роль кислорода — как пассиватора в воде высокой чистоты и как агрессивного коррозионного агента при наличии примесей в конденсате.

При выборе определенного конструкционного материала для основного агрегата, например аустенитной нержавеющей стали для парогенераторов АЭС, нужно иметь в виду недопустимость прямоточной схемы агрегата.

Показано, что количество примесей, уносимых с паром, может существенно превысить их количество, удаляемое с продувкой барабанного котла ТЭС. Поэтому в условиях высоких давлений барабанных котлов ТЭС обязательна промывка пара питательной водой.

Обоснована роль 100 %-ной конденсатоочистки, ее обязательность для одно- и двухконтурных АЭС и ее целесообразность для барабанных котлов ТЭС сверхвысоких давлений.

Широко показана ведущая роль комплексонеров для: повышения коррозионной стойкости углеродистой стали; коррекции водного режима котлов ТЭС и парогенераторов АЭС; консервации барабанных и прямоточных котлов ТЭС; химической очистки оборудования ТЭС и АЭС; дезактивации оборудования АЭС.

Специалист-теплохимик, как и специалист-теплоэнергетик, всегда должен иметь в виду, что теплотехническая и воднорежимная схемы должны разрабатываться совместно. Нельзя, как это было ранее, создавать теплотехническую схему отдельно, а затем ставить вопрос о разработке для нее надежного водного режима.

Назначение теплоэнергетических установок — производство теплоносителя (пар, конденсат, питательная вода) заданных параметров и чистоты. Однако во всех элементах теплоэнергетических установок существует неизбежный *негативный* процесс — коррозия конструкционных материалов. Задачей водного режима является сведение к минимуму процессов коррозии. Наиболее эффективно коррозия подавляется в процессе термохимической сорбции. Первоначально обнаруженный для комплексонатов (т. е. для комплексов, образованных комплексонами с продуктами коррозии, также являющимися комплексными соединениями) процесс термохимической сорбции может быть вызван практически всеми лигандами с подходящей для теплоэнергетических установок термической стойкостью. Термохимическая сорбция возникает только при контакте с исходным конструкционным материалом. Этим, в сочетании с термической стойкостью, определяется место ввода лиганда.

Таким образом, *назначение реагентов, корректирующих водный режим — перевод первичных комплексов, образованных в процессе коррозии, во вторичные, термически разлагающиеся в области наличия исходного конструкционного материала.*

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
Введение	5
<b>Глава 1. Тепловые схемы современных энергоблоков ТЭС, ТЭЦ и АЭС</b>	<b>9</b>
§ 1.1. Тепловые схемы конденсационных ТЭС (ГРЭС) и теплоэлектроцентралей (ТЭЦ)	9
§ 1.2. Тепловые схемы атомных электростанций	14
<b>Глава 2. Физико-химические характеристики водных сред ТЭС и АЭС</b>	<b>18</b>
§ 2.1. Основные показатели качества чистой воды	18
§ 2.2. Растворы примесей в воде и водяном паре в контурах ТЭС и АЭС	21
§ 2.3. Основные показатели качества реальных вод ТЭС и АЭС	22
§ 2.4. Равновесие в водных средах при коррекционной обработке воды	23
§ 2.5. Растворимость в воде продуктов коррозии конструктивных материалов	28
§ 2.6. Растворимость примесей в перегретом паре	33
§ 2.7. Распределение примесей между кипящей водой и генерируемым из нее насыщенным паром	37
§ 2.8. Свойства поверхностных слоев	40
§ 2.9. Растворимость естественных примесей в воде	41
<b>Глава 3. Коррозионные процессы в пароводяном тракте</b>	<b>45</b>
§ 3.1. Общие положения и классификация коррозионных повреждений	45
§ 3.2. Коррозия стали в перегретом паре	48
§ 3.3. Основы электрохимической коррозии перлитных сталей	49
§ 3.4. Влияние внутренних и внешних факторов на протекание коррозионных процессов	51
§ 3.5. Коррозия под напряжением аустенитных нержавеющей сталей	56
§ 3.6. Коррозия латуней	57
§ 3.7. Коррозия циркониевых и алюминиевых сплавов	59
<b>Глава 4. Конденсатоочистка в составе тепловых схем ТЭС и АЭС</b>	<b>63</b>
§ 4.1. Обоснование применения обессоливания турбинного конденсата	63
§ 4.2. Конструктивные меры борьбы с присосами охлаждающей воды	70
§ 4.3. Технологические схемы очистки турбинных конденсатов	73
§ 4.4. Оптимизация состава БОУ	83
<b>Глава 5. Продувка, ступенчатое испарение и промывка насыщенного пара барабанных котлов ТЭС и ТЭЦ</b>	<b>88</b>
§ 5.1. Продувка барабанных котлов ТЭС и ТЭЦ	88
§ 5.2. Ступенчатое испарение	95
§ 5.3. Промывка насыщенного пара питательной водой	101
<b>Глава 6. Сепарационные и паропромывочные устройства</b>	<b>105</b>
§ 6.1. Назначение сепарационных устройств	105
§ 6.2. Сепарационные устройства	106
§ 6.3. Сепарационно-перегревательные установки между цилиндрами турбин насыщенного пара	118
§ 6.4. Промывочные устройства	120
§ 6.5. Действительный уровень воды в барабанах парогенерирующих агрегатов	122
<b>Глава 7. Дегазация конденсата, питательной и добавочной воды</b>	<b>125</b>
§ 7.1. Основные положения	125
§ 7.2. Деаэрация в конденсаторе и в корпусах регенеративных подогревателей низкого давления	127
§ 7.3. Собственно деаэрационные установки и деаэрация в корпусах подогревателей высокого давления	130

§ 7.4.	Деаэрация добавочной воды и воды первоначального заполнения . . . . .	135
<b>Глава 8.</b>	<b>Водный режим конденсатопитательного тракта . . . . .</b>	<b>136</b>
§ 8.1.	Требования к организации водного режима конденсатопитательного тракта . . . . .	136
§ 8.2.	Водные режимы конденсатопитательного тракта . . . . .	137
§ 8.3.	Влияние дозируемых реагентов и значения рН на коррозию сталей и выбор конструкционных материалов конденсатопитательного тракта . . . . .	138
§ 8.4.	Выведение оксидов конструкционных материалов из конденсатопитательного тракта и из возвратных производственных конденсатов . . . . .	143
<b>Глава 9.</b>	<b>Шламо- и накипеобразование и реагенты для коррекции водного режима барабанных котлов . . . . .</b>	<b>148</b>
§ 9.1.	Шламо- и накипеобразование в парообразующем контуре . . . . .	148
§ 9.2.	Предотвращение кальциевого накипеобразования в парообразующей системе барабанных котлов . . . . .	149
§ 9.3.	Отложения продуктов коррозии и образование сложных накипей на поверхностях нагрева барабанных котлов . . . . .	154
§ 9.4.	Оптимизация водного режима барабанных котлов высоких давлений . . . . .	155
§ 9.5.	Основы водного режима барабанных котлов сверхвысоких давлений . . . . .	161
<b>Глава 10.</b>	<b>Водный режим барабанных котлов . . . . .</b>	<b>165</b>
§ 10.1.	Нормирование водного режима барабанных котлов . . . . .	165
§ 10.2.	Водный режим барабанных котлов средних давлений . . . . .	167
§ 10.3.	Водный режим барабанных котлов высоких давлений . . . . .	170
§ 10.4.	Водный режим барабанных котлов сверхвысоких давлений . . . . .	175
<b>Глава 11.</b>	<b>Водный режим прямоточных котлов СКП . . . . .</b>	<b>190</b>
§ 11.1.	Теплотехнические особенности котлов СКП и требования к водному режиму . . . . .	190
§ 11.2.	Гидразинно-аммиачный водный режим блоков СКП . . . . .	193
§ 11.3.	Нейтральный водный режим с дозированием газообразного кислорода . . . . .	195
§ 11.4.	Нейтральный водный режим с дозированием раствора перекиси водорода . . . . .	198
§ 11.5.	Общая оценка окислительных водных режимов и их сопоставление . . . . .	200
§ 11.6.	Нейтральный водный режим с дозированием гидразина . . . . .	202
§ 11.7.	Работа БОУ в безаммиачных водных режимах . . . . .	202
§ 11.8.	Комплексонный водный режим блоков СКП . . . . .	204
<b>Глава 12.</b>	<b>Водный режим парогенераторов АЭС . . . . .</b>	<b>209</b>
§ 12.1.	Связь водного режима с материалом и конструкцией парогенераторов . . . . .	209
§ 12.2.	Водный режим парогенераторов АЭС с ВВЭР и его нормирование . . . . .	218
§ 12.3.	Байпасная очистка воды парогенераторов ВВЭР . . . . .	223
§ 12.4.	Комплексонный водный режим парогенераторов . . . . .	227
<b>Глава 13.</b>	<b>Водный режим реакторов типа РБМК . . . . .</b>	<b>233</b>
§ 13.1.	Особенности реакторов типа РБМК . . . . .	233
§ 13.2.	Требования к водному режиму реакторов типа РБМК и его нормирование . . . . .	233
§ 13.3.	Роль радиоллиза в водном режиме одноконтурных АЭС . . . . .	240
§ 13.4.	Система очистки реакторной воды . . . . .	248
§ 13.5.	Очистка дренажей греющих паров в системе регенерации энергоблока с реактором РБМК-1000 . . . . .	250

<i>Глава 14.</i>	<b>Водный режим реакторов типа ВВЭР . . . . .</b>	<b>253</b>
§ 14.1.	Особенности реакторов типа ВВЭР . . . . .	253
§ 14.2.	Требования к водному режиму реакторов типа ВВЭР . . . . .	254
§ 14.3.	Основы водного режима реакторов ВВЭР и его нормирование . . . . .	255
§ 14.4.	Очистная байпасная и подпиточная установки реакторов ВВЭР . . . . .	259
<i>Глава 15.</i>	<b>Водно-химический режим паровых турбин . . . . .</b>	<b>265</b>
§ 15.1.	Поведение примесей в проточной части турбин . . . . .	265
§ 15.2.	Влияние особенностей водного режима на экономичность и надежность работы паровых турбин СКП . . . . .	267
§ 15.3.	Водно-химический режим паровых турбин высоких и сверхвысоких давлений . . . . .	273
§ 15.4.	Водно-химический режим турбин насыщенного пара . . . . .	274
§ 15.5.	Анализ водно-химического режима турбины насыщенного пара одноконтурной АЭС . . . . .	276
<i>Глава 16.</i>	<b>Водный режим испарителей, паропреобразователей, конденсаторов турбин, тепловых сетей и выпарных установок . . . . .</b>	<b>280</b>
§ 16.1.	Водный режим испарителей и паропреобразователей . . . . .	280
§ 16.2.	Водный режим тепловых сетей . . . . .	282
§ 16.3.	Водный режим конденсаторов турбин . . . . .	286
§ 16.4.	Водный режим выпарных установок . . . . .	289
§ 16.5.	Водный режим баков различного назначения . . . . .	292
<i>Глава 17.</i>	<b>Химические очистки оборудования ТЭС и АЭС . . . . .</b>	<b>294</b>
§ 17.1.	Назначение химических очисток и выбор реагентов . . . . .	294
§ 17.2.	Применение композиций комплексона и органической кислоты для химических очисток . . . . .	297
§ 17.3.	Применение монорастворов комплексона для эксплуатационных химических очисток . . . . .	298
§ 17.4.	Применение комплексонов для химических очисток «на ходу» барабанных котлов ТЭС и парогенераторов АЭС . . . . .	299
§ 17.5.	Применение раствора перекиси водорода для химических очисток . . . . .	302
§ 17.6.	Эксплуатационные химические очистки паровых турбин . . . . .	304
§ 17.7.	Эксплуатационные химические очистки конденсаторов и сетевых подогревателей . . . . .	305
§ 17.8.	Консервация паровых котлов . . . . .	310
§ 17.9.	Методы дезактивации оборудования АЭС . . . . .	313
<b>Заключение . . . . .</b>		<b>315</b>

Учебное издание

**Тереза Христофоровна Маргулова  
Ольга Исаковна Мартынова**

**ВОДНЫЕ РЕЖИМЫ  
ТЕПЛОВЫХ И АТОМНЫХ  
ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

Заведующая редакцией Н. И. Хрусталева. Редактор И. Г. Волкова. Младший редактор Е. В. Судьенкова. Художник В. М. Боровков. Художественный редактор В. И. Мешалкин. Технический редактор Т. Н. Полунина. Корректор В. В. Кожуткина

ИБ № 6598

Изд. № СТД-535. Сдано в набор 12.03.87. Подп. в печать 19.08.87. Т-15683.  
Формат 60×90/16. Бум. кн.-журн. имп. Гарнитура литературная. Печать офсетная  
Объем 20 усл. печ. л. 20 усл. кр.-отт. 21,86 уч.-изд. л. Тираж 7000 экз. Заказ № 163

Цена 1 руб.

Издательство «Высшая школа», 101430, Москва, ГСП-4, Неглинная ул., д. 29/14.

Московская типография № 4 Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР  
по делам издательств, полиграфии и книжной торговли.  
129041, Москва, Б. Переяславская ул., 46.