

АНАЛИЗ ПОВРЕЖДАЕМОСТИ ПАРОГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС

Рассматриваются основные причины повреждений оборудования тепловых электростанций. Приведен анализ отказов котлов теплоэлектростанций за тридцатилетний период эксплуатации.

Наличие высоких температур, воды, пара и тепловых потоков в системе котел – турбина на тепловых электростанциях (ТЭС) обуславливает необходимость применения определенных марок сталей и специальных сварочно-монтажных технологий при их монтаже, а при эксплуатации – осуществления комплекса диагностических и профилактико-ремонтных мероприятий. Помимо коррозии сварных конструкций высокая температура вызывает ползучесть металла, которая является причиной появления недопустимых дефектов и разрушений оборудования при относительно невысоких внутренних напряжениях и длительной выдержке. Эксплуатация металлических конструкций теплоэнергетического оборудования связана с осуществлением многопланового контроля за техническим состоянием оборудования ТЭС, а также проведением большого объема ремонтных работ: замена гибов необогреваемых трубопроводов котла, трубопроводов поверхностей нагрева (экранов, пароперегревателей, экономайзеров). Большая часть оборудования анализируемых ТЭС выработала свой проектный и нормативный ресурс, в связи с чем возможно снижение его надежности вследствие накопления внутренних и внешних повреждений. Поэтому вопросы предотвращения отказов и диагностики оборудования ТЭС, разработки методики оценки его остаточного ресурса являются актуальными.

Более 90% оборудования тепловых электростанций России работают на высоких и сверхвысоких параметрах пара. Оборудование электростанций эксплуатируется при давлении от 14 до 23,5 МПа и температуре от 230 до 370°C – элементы конструкций из стали 20К, от 345 до 580°C – из стали 12Х1МФ, ~560°C – из стали 15Х1М1Ф.

В анализируемых ТЭС число котлов 5-7, основное топливо – газ, резервное – мазут, давление пара в главном паропроводе котлов 14 МПа при температуре 450 – 560°C. Эксплуатация оборудования данных электростанций связана с определенными трудностями, обусловленными длительной эксплуатацией оборудования ТЭС и их наработкой 100 и более тысяч часов, большими паро-водяными потерями и интенсификацией процессов, результатом которых является перегрев металла поверхностей нагрева и ухудшение их эксплуатационных свойств.

Степень повреждаемости металла поверхностей нагрева и необогреваемых трубопроводов зависит от состава и температуры воды, ее агрегатного состояния, наличия и скорости теплового потока в металле. Коррозия наружной поверхности труб, стоек, узлов подвеса происходит под воздействием кислорода, диоксида углерода, водяных паров, сернистого газа – продуктов горения топлива. Коррозионные и эрозионные процессы на наружной поверхности труб зависят от топлива, на котором работает котел, и состава газообразных продуктов горения.

Изучение опыта эксплуатации котельного оборудования одного региона позволяет оценить причины и масштаб проблем, вызываемых коррозией и ползучестью металла котельного оборудования. С другой стороны, надежность оборудования и трубопроводов зависит не только от факторов ползучести и коррозии, но и от качества его проектирования, строительства и эксплуатации. В связи с этим важной научно-технической задачей является выявление факторов, оказывающих определяющее влияние на работоспособность котельного оборудования и трубопроводов ТЭС. В период эксплуатации оборудования анализируемых ТЭС неоднократно наблюдались повреждения котельного оборудования и внутростанционных трубопроводов различного характера, сопровождавшиеся остановами котлотурбинных агрегатов или блоков и наносившие значительный материальный ущерб. Ниже рассмотрены характерные отказы блоков котельного оборудования (экранных труб, элементов КПП, ШПП и экономайзеров), расположенные в порядке уменьшения количества отказов и произошедшие за 30-летний период (с 1973 по 2003 г.) эксплуатации анализируемых ТЭС.

Разрушение трубы $\varnothing 60 \times 6$ мм из стали 20 соленого отсека левого бокового экрана произошло после наработки 9791 часа при рабочих параметрах – $P = 15,5$ МПа; $T = 340^\circ\text{C}$.

На прямом участке трубы по образующей с огневой стороны обнаружены 6 свищей эллипсной формы с отдулинами. Максимальная длина раскрытия по свищам 42 мм, ширина 4,0 мм. В зоне раскрытия свищей имеется сетка продольных трещин. Увеличение диаметра в зоне отдушины до 64,6 мм. Утонение стенки в зоне максимального раскрытия до 3,4 мм. Внешняя поверхность трубы покрыта плотны-

ми отложениями бурого цвета и светлыми рыхлыми солевого происхождения толщиной до 1 мм.

На внутренней поверхности трубы с огневой стороны в месте образования отдулин (свищей) имеется слой отложений солевого происхождения толщиной до 0,3 мм. По виду и характеру зоны этих отложений можно судить, что их происхождение связано с прикипанием частиц шлама к стенке при парообразовании. Так как накипь не всегда откладывается равномерно, то повреждение труб иногда имеет характер большого числа отдельных отдулин, что характерно для данного разрушения. Отложение накипи на отдельных участках исследованной трубы вызвано нарушениями водного режима.

Образование трещин на участках с отдулинами начиналось с наружной поверхности металла трубы. Трещины заполнены окислами. Параллельно с основными трещинами в зоне свищей наблюдается растрескивание, слияние мелких трещин, что характерно для кратковременного перегрева.

Структура металла вдали от разрушения состоит из феррита и зернистого перлита. Границы зерен тонкие, четкие. Величина действительного зерна феррита 7-8 балл по ГОСТ 5639, структура удовлетворительная.

Структура металла в зоне максимального раскрытия состоит из феррита и сфероидизированного перлита с выделением карбидов по границам зерен. Степень сфероидизации по шкале ВТИ 3 балл. Структура неудовлетворительная. В зоне свищей наблюдается межзеренное растрескивание, слияние мелких трещинок, что характерно для перегрева. На внутренней стороне трубы наблюдаются солевые отложения толщиной 0,3 мм, которые нарушают теплообмен.

Структура металла по краю свища состоит из феррита и сфероидизированного перлита. По границам ферритных зерен и телу наблюдается выделение карбидов.

Согласно результатам исследований разрушение трубы произошло из-за ускоренного развития ползучести в результате кратковременного перегрева, которому способствовали солевые отложения на внутренней стенке с огневой стороны.

Разрушение трубы из стали 12Х1МФ Ø 38х6 мм конвективного пароперегревателя КПП-1 – змеевика котла ТГМ-84 ТЭЦ произошло, когда котел отработал 167 000 часов.

Продольное разрушение произошло на растянутых волокнах по вершинегиба. Длина трещины – 152 мм, ширина раскрытия – 38,3 мм. Кромки раскрытия тупые, толщина стенки в месте разрыва незначительно отличается от толщины стенки вдали от разрушения и составляет – 5,5

мм. Вдоль основной трещины наблюдаются единичные продольные, прерывистые трещины, расположенные параллельно. Дефекты металлургического и технологического характера не обнаружены. На наружной и внутренней поверхностях трубы произошло интенсивное окалинообразование как на гнупом, так и на прямом участке, толщина наружной окалины составляет 0,5 мм, на внутренней – 0,3 мм.

Из-за коррозионных процессов, проходящих на внутренней поверхности труб под воздействием свободного кислорода и анионов воды, на внутренней поверхности труб появляются отложения оксидов железа в виде плотной окалины, механические характеристики которой близки основному металлу, однако теплопередача значительно ниже. Вместо термодинамической системы металл – пар появляется система металл – окалина – пар, теплопередача уменьшается при неизменном потоке теплоносителя. При толщине окалины более 0,24 мм вероятность перегрева значительно увеличивается, что часто приводит к разрушению поверхностей нагрева [1].

Внешний вид разрушения и характер раскрытия, отсутствие увеличения диаметра и наличие тупых кромок и окалинообразования – характерны для длительного перегрева металла.

Структура трубы вдали от разрушения (20 мм) феррит + распавшийся перлит + карбиды.

Структура в зоне разрушения по периметру различная. На сжатой стороне – феррит + карбидная смесь. На растянутой стороне (в зоне трещины) феррит + распавшийся перлит + карбиды, расположенные как по полю зерен, так и по границам. Аналогичная картина наблюдается и в шлифе, вырезанном с места максимального раскрытия. Растрескивание начинается с наружной поверхности, размер трещин увеличивается при приближении к вершинегиба. Интенсивное трещинообразование начинается вблизи разрушения. Характер зарождения и дальнейшее развитие трещин свидетельствуют о значительном перегреве металла в условиях ползучести. Трещины развиваются по границам зерен, разрушение межзеренное. Лавинное растрескивание и порообразование начинается с наружной поверхности. Трещины и поры забиты окислами. Поры образуются по границам и стыкам зерен. Наибольшее количество пор наблюдается ближе к наружной поверхности, вероятно, в процессе эксплуатации происходит слияние пор в микротрещины и дальнейший их рост.

Таким образом, разрушение трубы произошло вследствие ускоренного развития ползучести в результате длительного перегрева металла.

Разрушение гйба трубы $\varnothing 38 \times 6$ мм, сталь 12Х1МФ, змеевика КПП-2 котла ТГМ-84 ТЭЦ произошло после наработки котла 204 180 часов. По растянутой части гйба имеется продольное раскрытие. Длина максимального раскрытия – 79,6 мм, ширина – 48,4 мм. Края раскрытия тупые. Излом хрупкий, окисленный. Толщина стенки в зоне разрушения – 4,8 мм. Вдоль основного раскрытия по нейтральной зоне по внутренней поверхности имеются продольные трещины, протяженностью от 30 до 32 мм. Наружная поверхность покрыта плотными отложениями бурого цвета толщиной до 1 мм. По краю разрушения наблюдается увеличение периметра трубы до 123,0 мм. Остаточная деформация составляет 3% (для легированных сталей и допускается 2,5%), что указывает на ползучесть металла. Разрушение происходило с деформацией и плавным раскрытием, что является характерным признаком длительного перегрева.

Металл находится в удовлетворительном состоянии: согласно РД 34.17.421-92 допускается снижение прочностных свойств после 100 000 часов эксплуатации на 3,0 кгс/мм².

Металлографический анализ показал, что разрушение начинается с наружной поверхности, трещины имеют межзеренный характер. Такое распространение трещин характерно для ползучести металла. Структура металла идентична по толщине и периметру змеевика и состоит из феррита и сфероидизированного перлита, расположенного по границам ферритных зерен. Величина действительного зерна феррита 7-8 балл по ГОСТ 5639.

Металл необогреваемых деталей котлов и трубопроводов, работающий при температурах выше 450°C, подвержен ползучести, заключающейся в том, что металл, нагруженный при постоянной высокой температуре, медленно и непрерывно пластически деформируется под воздействием постоянных во времени напряжений. В результате развития ползучести увеличивается диаметр и уменьшается толщина стенок труб. Изделия, проработавшие определенное время в условиях ползучести, разрушаются при пластической деформации, во много раз меньшей, чем при кратковременной перегрузке при той же температуре. Повышение рабочих температур на ТЭС привело к тому, что многие элементы оборудования работают в условиях, при которых появляется ползучесть. Большую опасность, чем прямые участки, во время эксплуатации представляют собой гйбы работающие в условиях ползучести. Напряжения в материале гйбов распределены неравномерно. В общем случае это сложнапряженное состояние. Свой вклад в неравномерность поля напряжения вносит разная

толщина стенки на нейтральной, внутренней и наружной образующей поверхности, связанная с технологией изготовления гйбов. Явление ползучести материала гйбов проявляет себя в реальных условиях в виде изменения поперечного сечения гйбов в гнутой части от менее эллипсного до более эллипсного. Наблюдается утонение стенки и увеличение внутренних напряжений [1, 2].

Таким образом, разрушение металла змеевика произошло из-за развития ползучести в результате длительного перегрева.

Разрушение трубы $\varnothing 32 \times 4$ мм из стали 12Х1МФ змеевика ширмового пароперегревателя (ШПП) котла типа ТГМ-84А ТЭЦ произошло после наработки 146 694 часов. Разрушение трубы произошло с широким раскрытием и отрывом по периметру. Толщина стенки трубы по краю раскрытия – 2,4 мм, по краю отрыва – 1,9 мм. На внутренней поверхности наблюдается сетка продольных трещин с максимальной шириной раскрытия – 1,8 мм.

По кромкам раскрытия наблюдаются две зоны: в наружной поверхности – мелкозернистая притертая, сильно окисленная и с внутренней – мелкозернистая, менее окисленная – зона долома. На наружной поверхности слой окалины достигает 1,3 мм, на внутренней – плотные отложения до 1 мм. Измеренный диаметр трубы вдали и вблизи от раскрытия составляет: 32 мм и 37,6 мм, величина остаточной деформации составляет 17,5 мм, что в 6 раз превышает допустимый предел (3%) по НТД. Внутренняя поверхность трубы вблизи от раскрытия покрыта сеткой мелких продольных трещинок. По краю отрыва наблюдается участок в виде свища, толщина стенки в этом месте составляет 1,4 мм.

Структура металла вдали от места разрушения удовлетворительная и представляет собой феррит-сорбит отпуска и перлит. Величина действительного зерна феррита – 6-3 балл по ГОСТ 5639. Обезуглероженный слой с наружной и внутренней поверхности отсутствует. Структура металла в области разрушения равномерная, как по сечению трубы, так и по периметру, состоит из дифференцированного перлита и сфероидизированных карбидов. Такая структура образовалась в результате длительного перегрева металла трубы.

До эксплуатации при отпуске нормализованных или закаленных труб из сталей 12Х1МФ и 15Х1М1Ф остаточный аустенит распадается, и наблюдается выпадение карбидов из пересыщенного твердого раствора в феррите. Во всех перлитных сталях при эксплуатации происходят превращения в карбидной фазе, затрагивающие как количество и размер карбидных частиц, так и их состав. Одновременно легирующие элементы перераспределяют-

ся между ферритом и карбидами, протекают рекристаллизационные процессы в феррите.

При продолжительной эксплуатации стальных конструкций при высокой температуре наблюдается увеличение размеров карбидов, а количество их обычно уменьшается. Процесс увеличения размеров карбидных включений в феррите во время эксплуатации происходит и в том случае, если при отпуске было достигнуто относительно стабильное состояние по количеству выпавшей вторичной фазы. Когда при отпуске образуются крупные карбиды, при эксплуатации по полю ферритного зерна между ними возможно выпадение мелких карбидов с последующей их коагуляцией.

Перлит и бейнит также претерпевают изменения при эксплуатации стали в области высоких температур, при 450-580°C пластинки цементита в зернах перлита жаропрочных сталей постепенно приобретают сферическую форму или приближаются к ней. Этот процесс сфероидизации начинается с деления пластинок цементита или сложных карбидов, входящих в состав перлита, на отдельные частицы, которые в дальнейшем принимают сферическую форму. Одновременно происходит объединение мелких карбидов в более крупные. По границам зерен появляется большое количество глобулярных карбидов, и границы утолщаются. Наибольшее влияние на скорость сфероидизации оказывает температура. Сфероидизация значительно увеличивает скорость ползучести стали, на временном сопротивлении сказывается меньше, снижая его на 10-15%. Относительное сужение и относительное удлинение повышаются. На ударной вязкости сфероидизация отражается обычно слабо, однако в тех случаях, когда сфероиды образуются преимущественно по границам зерен, ударная вязкость снижается. Сфероидизация углеродистой и молибденовой стали может сопровождаться графитизацией – распадом цементита с образованием включений графита. Частицы графита ослабляют металлическую матрицу, приводят к концентрации напряжений и облегчают хрупкое разрушение. Особенно опасны образования графита в виде цепочек [1, 2].

Структура металла исследуемого змеевика как по краю разрушения, так и в месте образования свища мартенситная. Образованию такой структуры способствовало резкое охлаждение металла трубы вытекающей средой при разрушении.

Трещины развиваются межкристаллитно с наружной и внутренней поверхности по краям разрыва и в месте образования свища. Полости трещин забиты окислами. Таким образом, разрушение трубы 2-го змеевика ШПП произошло вследствие длительного перегрева.

Разрушение трубы из стали 20, Ø 28x4 мм водяного экономайзера котла ТГМЕ ТЭЦ произошло после наработки 55 272 час.

На прямом участке трубы имеется продольное раскрытие длиной 20 мм и шириной – 13 мм. В зоне раскрытия наблюдается увеличение диаметра до 33,8 мм. Вдоль раскрытия имеются продольные трещины, растрескивания. Внешняя поверхность чистая. На внутренней – имеются изъязвления глубиной 0,2 мм и отложения толщиной 0,17 мм. В зоне максимального раскрытия утонение стенки до 0,14 мм. При исследовании поперечного сечения трубы вдали от разрушения наблюдается разностенность от 3,2 до 4,2 мм – дефект изготовления трубы.

Структура металла идентична по длине и периметру трубы и состоит из сфероидизированного перлита и карбидов. Величина действительного зерна феррита 9-10 балл по ГОСТ 5639. Такая структура обладает пониженными жаропрочными свойствами и является результатом некачественной выплавки стали. По наружной поверхности, а также по внутренней имеется обезуглероженный слой глубиной 0,1 мм.

Следовательно, разрушение трубы водяного экономайзера котла произошло из-за низкой жаропрочности металла и разностенности трубы.

На основе собранной за тридцатилетний период эксплуатации ТЭС информации по отказам оборудования сформирована автоматизированная база данных, содержащая основные элементы системы ТЭС и характеристики их отказов. Элементы системы включают блоки котельного оборудования: экранные трубы, элементы КПП, ШПП и трубы экономайзеров. Характеристики отказа содержат: данные объекта и условия его эксплуатации, причину отказа, наработку и год отказа. Созданная автоматизированная база данных позволяет вносить дополнительные данные по разделам, проводить сортировку и выборку по заданным параметрам, а также представлять обработанные данные в графическом виде (рис. 1-6).

Анализ отказов оборудования за тридцатилетний период эксплуатации ТЭС позволил сделать следующие выводы:

1. Преимущественно наблюдаются отказы экранных труб и змеевиков КПП, ШПП, ВЭ (рис. 1). Элементы, выполненные из стали 12Х1МФ, работают при более высоких температурах, чем выполненные из стали 20К, поэтому чаще выходят из строя (рис. 2).

2. При рассмотрении по блокам наибольшее количество отказов и, соответственно, наименьшую величину наработки на отказ имеют экран-

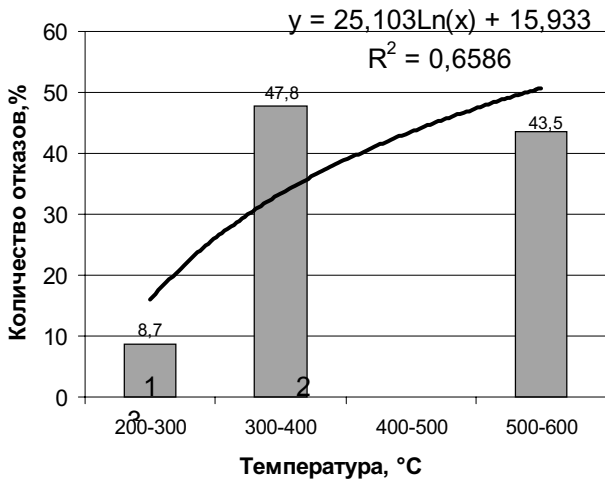


Рисунок 1. Зависимости количества отказов от температуры эксплуатации ТЭС.
1 - трубопроводы; 2 - экранные трубы; 3 - змеевик.

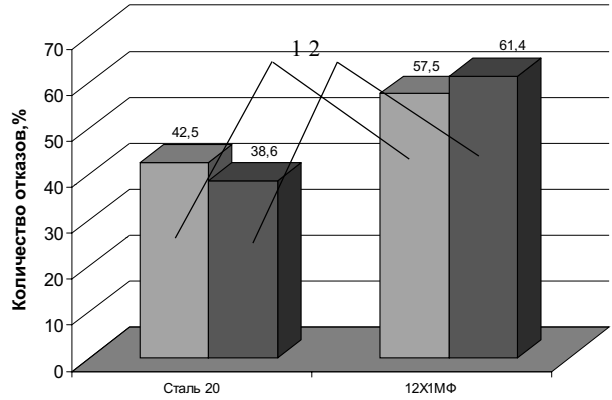


Рисунок 2. Количество отказов и материал оборудования ТЭС.
1 - все ТЭС; 2 - одна ТЭС

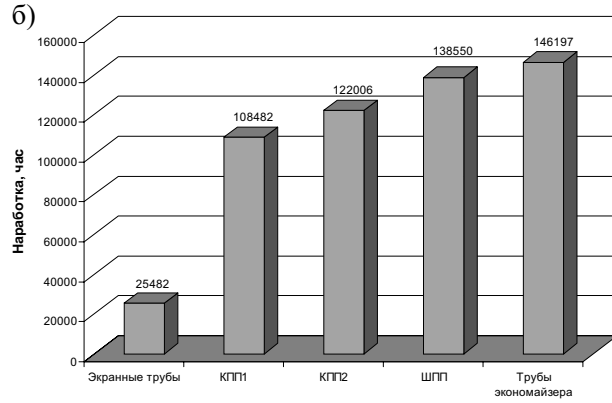
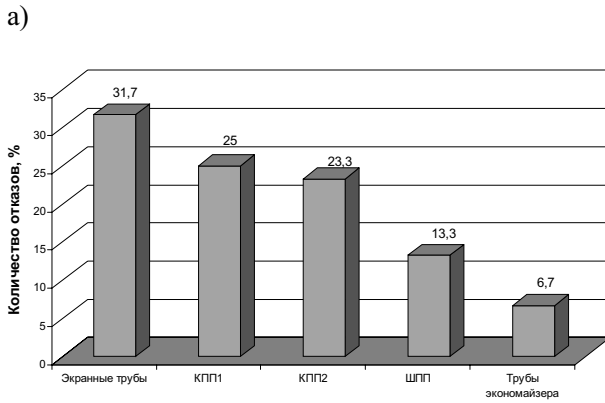


Рисунок 3. Отказы (а) и наработка на отказ (б) оборудования ТЭС

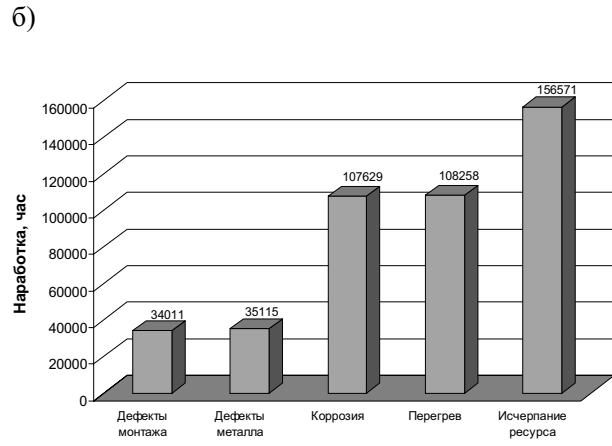
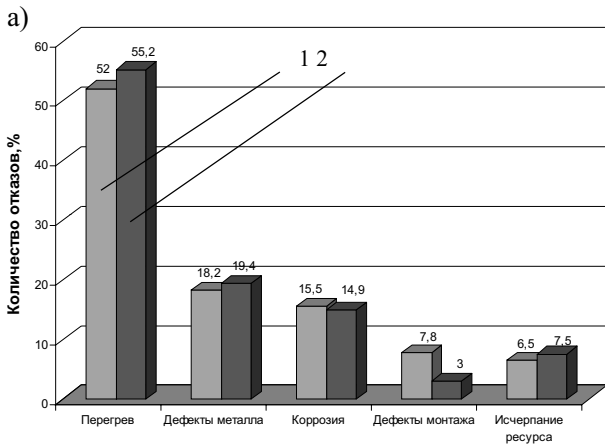


Рисунок 4. Количество отказов (а): (1 - все ТЭС; 2 - одна ТЭС) и наработка на отказ (б) в зависимости от причины отказа

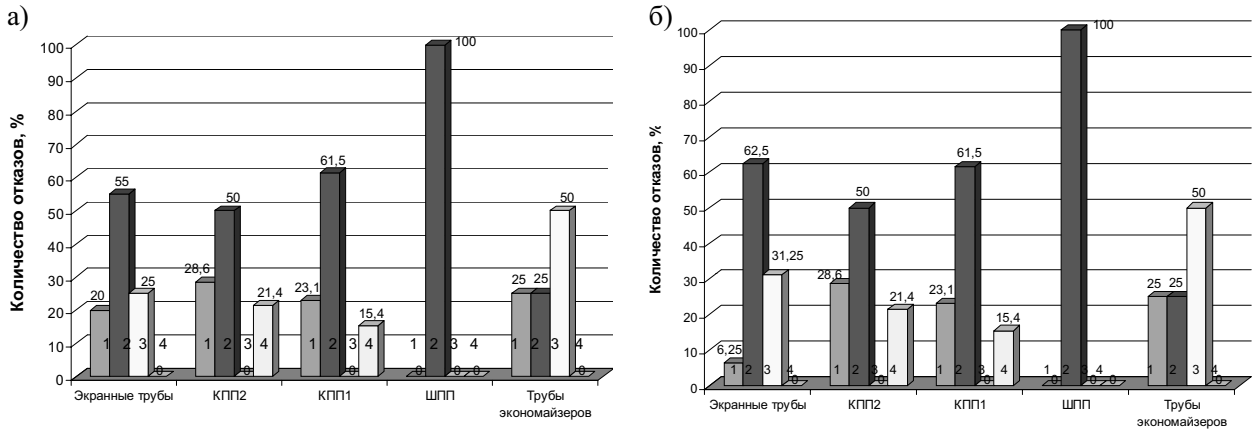


Рисунок 5. Количество отказов в зависимости от причины отказа по узлам оборудования всех ТЭС (а): (1 - дефекты металла и монтажа; 2 - перегрев; 3 - коррозия; 4 - истощение ресурса) и одной ТЭС (б): (1 - дефекты металла и монтажа; 2 - перегрев; 3 - истощение ресурса).

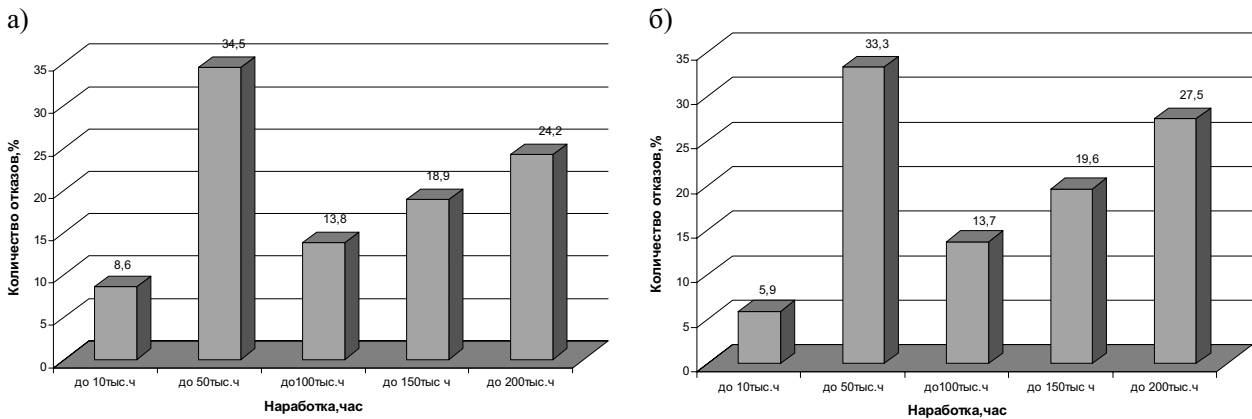


Рисунок 6. Количество отказов в зависимости от наработки на отказ оборудования всех ТЭС (а) и одной ТЭС (б)

ные трубы, затем идут змеевики КПП и ШПП, а далее трубы экономайзеров (рис. 3).

3. Основной причиной отказов оборудования ТЭС является перегрев (ползучесть) металла, далее следуют дефекты металла и монтажа, коррозия и истощение ресурса (рис. 4а). При этом наработка на отказ оборудования с дефектами металла и монтажа составляет в среднем 35 тысяч часов, коррозия и перегрев металла приводят к отказам через 100 тысяч часов, а истощение ресурса – через 150 тысяч часов (рис. 4б).

4. Внутри каждого блока основными причинами отказов являются (рис.5): а) экранные трубы – перегрев (ползучесть) металла, коррозия, дефекты металла и монтажа; б) змеевики КПП – перегрев (ползучесть) металла, дефекты металла и мон-

тажа, истощение ресурса; в) змеевики ШПП – перегрев (ползучесть) металла; г) трубы экономайзеров выходят из строя преимущественно вследствие коррозии, реже – из-за дефектов металла и монтажа и из-за перегрева.

5. Количество отказов бездефектных элементов оборудования плавно увеличивается со временем эксплуатации (рис. 6). Максимум отказов в период от 10 до 50 тысяч часов обусловлен дефектами металла и монтажа элементов оборудования, инициирующими повреждение конструкций в начальный период эксплуатации ТЭС.

Следует также отметить, что установленные закономерности характерны как для ряда анализируемых ТЭС, так и для одной отдельно взятой ТЭС (рис. 1, 2, 4, 5, 6).

Список использованной литературы:

1. Антикайн П.А. Металлы и расчет на прочность котлов и трубопроводов. – М.: «Энергосервис», 2001. – 440с.
2. Израилев Ю.Л., Хромченко Ф.А., Ливанский А.П. и др. Живучесть паропроводов стареющих тепловых электростанций. – М.: «ТОРУС ПРЕСС», 2002.– 611с.