

УДК 620.192.63

И. А. ДАНИЮШЕВСКИЙ, заместитель заведующего отделом прочности
НПО ЦКТИ им. Ползунова, г. Санкт-Петербург, Россия
С. В. ПУЧКОВ, эксперт высшей квалификации, генеральный директор
НПО Котлотехника-Северный контур, г. Санкт-Петербург, Россия

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ В ОСОБО ТЯЖЕЛЫХ УСЛОВИЯХ, ИХ БЕЗОПАСНОСТЬ, НАДЕЖНОСТЬ И РЕСУРС

В статье рассмотрены современные подходы к оценке остаточного ресурса оборудования, отработавшего расчётный срок службы в особо тяжелых условиях, основы надежной, безопасной эксплуатации опорно-подвесных систем, трубопроводов пара и горячей воды, котлов, сосудов и барабанов, обеспечивающие повышенную надежность и экономичность теплотехнического оборудования.

Авторы указывают на основные факторы долговечности оборудования и ряд мероприятий для определения оценки фактического состояния.

Особенностью статьи являются приведенные специалистами эффективные решения и применения комплексных мероприятий, на примере трубопроводов, барабанов и действующих котлов энергосистемы.

Постановка проблемы

Система обеспечения промышленной безопасности оборудования ТЭС, работающего под внутренним давлением, базируется на Законе о промышленной безопасности опасных производственных объектов № 116-ФЗ от 21.07.1997 г.

Законом предусматривается, что эксплуатирующееся оборудование должно:

- соответствовать требованиям действующих Норм и Правил промышленной безопасности;
- укомплектовано системами контроля и средствами регулирования технического состояния, предохранительными устройствами;
- проходить периодическое техническое освидетельствование и экспертизу промышленной безопасности;
- обладать системой контроля состояния для оценки риска аварии и мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий.

Предусмотренная Законом о промышленной безопасности система обеспечивается наличием согласованной нормативно-технической документации, охватывающей:

- требования к конструкции и расчеты на прочность;
- материалы и технологию изготовления,
- требования к наладке и эксплуатации,
- методы, средства и критерии оценки технического состояния и остаточного ресурса,
- методы восстановления и ремонта.

Для длительно эксплуатирующегося оборудования наиболее острой является проблема разработки методов оценки фактического состояния и остаточного ресурса труб поверхностей нагрева (экранов и пароперегревателей), фасонных элементов (гибов и тройников) и сварных соединений трубопроводов, барабанов котлов.

Основной материал

Для труб поверхностей работающих при умеренных температурах (ниже температуры ползучести металла) основным фактором определяющим долговечность является коррозийный износ, который может иметь как локальный характер (язвины и местные утонения стенки), так и общий (равномерный) характер-уменьшение толщины стенки труб в эксплуатации (рис. 1).



Рис. 1. Утонение стенки трубы

Локальные повреждения труб поверхностей нагрева наблюдаются, как правило, в зонах максимального обогрева – зоне горелок и топочных ширм

Эти повреждения обычно связаны с отклонениями режимов от расчетных значений, появлением колебаний температур при пусках-остановах (рис.2).

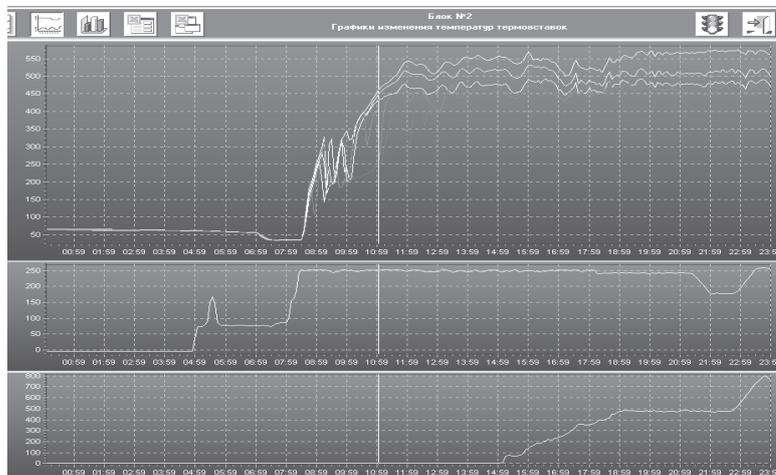


Рис. 2. Колебания температуры в топочных ширмах при пусках котла из холодного состояния

В настоящее время достигнут значительный прогресс в расчетных методах оценки надежности и безопасности как фасонных элементов (гибов и тройников), так и сварных соединений с учетом их неоднородности и наличия остаточных напряжений [1–7].

При этом большое значение имеет оценка характера разрушения-утечка среды или глобальное разрушение элемента. В первом случае мы имеем «инцидент», во втором случае – «аварию» в соответствии с терминологией Закона о промышленной безопасности опасных производственных объектов № 116-ФЗ от 21.07.1997г.

Для исключения возможности глобальных разрушений в зарубежной практике, а также в отечественных Нормах АЭС широко используется концепция " Утечка до разрушения " – "Leak before break " (LBB).

При проведении контрольных замеров толщины стенки часто возникает вопрос о допустимой величине протяженности корродированной зоны. Как показал визуальный осмотр поврежденных участков в период контроля, а также вырезок металла пароперегревателя коррозионные повреждения часто группируются на отдельных участках, что определяется как уровнем свойств металла, так и условиями коррозии. В этих условиях вопрос и допустимой протяженности дефектных участков имеет большое практическое значение.

Известно, что в зависимости от протяженности дефекта и уровня действующих напряжений возможно три варианта развития событий:

- развитие дефекта происходит достаточно медленно и обеспечивает возможность эксплуатации при расчетном давлении,
- в результате развития дефекта образуется утечка рабочей среды, не приводящая к выходу из строя трубы в целом,
- в результате развития дефекта происходит лавинное разрушение трубы в целом, приводящее к необходимости аварийной остановке котла.

Эти схемы развития дефектов в трубах трактовались как концепция «течь до разрушения» (Leak before break, LBB) (рис. 3).

Согласно этой схеме определялось предельное состояние в зоне дефекта в зависимости от его глубины и протяженности. Экспериментальные исследования показали, что в

зависимости от протяженности и глубины возможно медленное подрастание дефекта, образование локальной утечки среды или полное разрушение трубы.

Для труб имеющих несквозные дефекты (оставшаяся толщина стенки h мм, исходная толщина стенки S_0 , относительная оставшаяся толщина стенки $\eta = h/S_0$) экспериментально было получено следующее выражение для относительного напряжения в трубе:

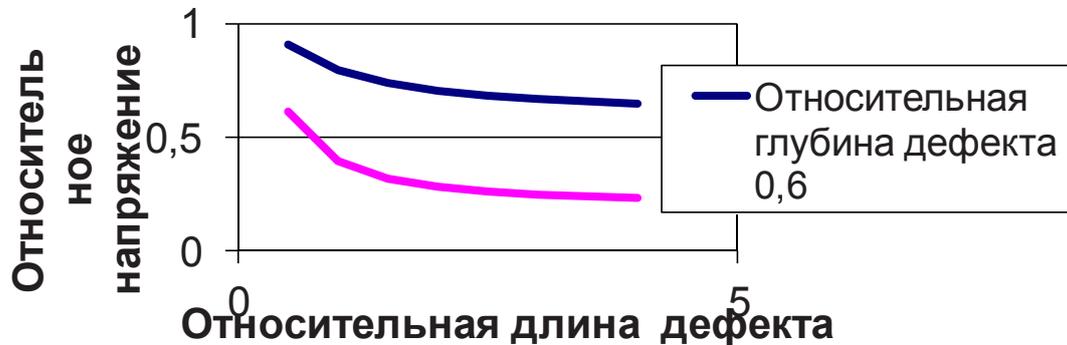


Рис. 3. Диаграмма – Течь до разрушения

Пространство под кривой соответствующей определенному значению оставшейся толщине η определяет область нагрузок и толщин стенок, при которых разрушение трубы не происходит. Выше кривой располагается зона, где можно ожидать полного разрушения трубы.

Анализ данных контроля СРК показывает, что трубы экранов располагаются, как правило, в безопасной зоне с учетом наиболее вероятного минимального значения толщины стенки и при любой протяженности дефекта.

Анализ результатов измерения толщины стенки труб ширм пароперегревателя типоразмером 51x5 мм показал, что в ряде случаев с учетом возможного разброса толщины стенки труб в гихах.

Утоненный участок гиха будет располагаться выше кривой LBB, т.е. в зоне возможного разрушения.

Следующей проблемой является оценка надежности и безопасности эксплуатации элементов оборудования при наличии трещин как технологического, так и эксплуатационного происхождения. Формально эксплуатация элементов котлов и трубопроводов с трещинами запрещена. Фактически же в таких элементах как барабаны котлов, коллектора, гихы труб различного назначения, сварные швы обнаруживаются дефекты типа трещин.

Образование и подрост пор с переходом в трещины при длительной эксплуатации металла в условиях ползучести является характерным примером (рис. 4).

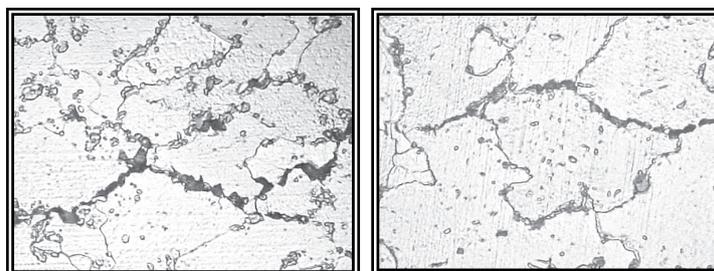


Рис. 4. Поврежденность металла порами при ползучести (паропровод острого пара после эксплуатации в течение 140 тысяч часов при температуре 560⁰С, сталь 12Х1МФ) × 1000

На этапе образования и подроста трещин расчет подроста трещины проводится, используя имеющиеся зависимости скорости роста трещины при циклическом нагружении:

$$v_N = C (\Delta K_I)^m,$$

где ΔK_I – изменение коэффициента интенсивности напряжений в цикле, при статическом нагружении:

$$v_\tau = B(C^*)^n,$$

где $C^* = (K_I)^2 (\varepsilon_{\text{ref}} / \sigma_{\text{ref}})$ – движущая сила трещины;

σ_{ref} – референсное напряжение;

ε_{ref} – скорость ползучести, соответствующая референсному напряжению;

K_I – коэффициент интенсивности напряжений для прогнозируемого трещиноподобного дефекта;

B, n – константы.

Принимая условие подраста трещины при статическом и циклическом нагружении в виде:

$$\Delta L = \int v_N dN + \int v_\tau d\tau,$$

ΔL – величина подраста трещины, мм,

N – количество циклов,

τ – время.

Получим величину подраста трещины за заданный период.

Решение о возможности эксплуатации с растущими трещинами и предельные размеры трещин определяются на основе анализа диаграмм разрушения связывающих максимально допустимую величину коэффициента интенсивности напряжений K_I и величину предельной нагрузки элемента при наличии трещины длиной L .

В общем случае для оценки надежности работы элементов с трещинами, возникающими при эксплуатации, используется обобщенная диаграмма разрушения, связывающая максимально допустимую величину коэффициента интенсивности напряжений K_I и величину предельной нагрузки элемента при наличии трещины длиной L .

Типичная диаграмма разрушения характерная для материалов, используемых для изготовления элементов котлов и трубопроводов приведена на рис. 5. Величина допустимого дефекта определяется с учетом введения необходимого запаса по хрупкому разрушению $[n] > 2,0$; по предельной нагрузке $[n] > 2,4$.

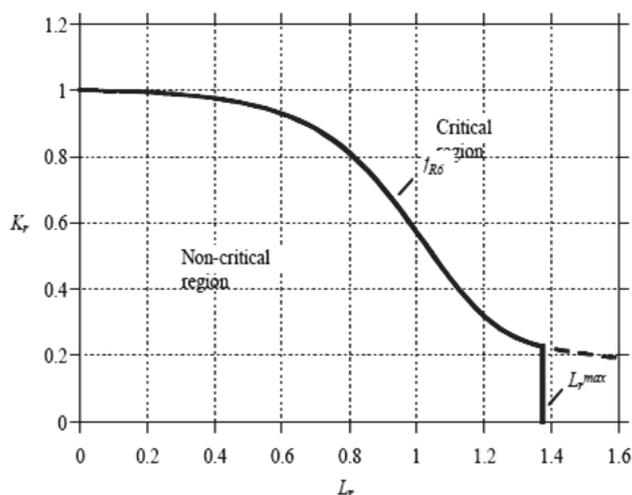


Рис. 5. Типичная диаграмма разрушения сталей для котлов и трубопроводов

Использование диаграммы разрушения также решает вопрос о безопасности эксплуатации элементов с трещинами путем введения разграничения на элементы, требующие немедленной разгрузки при выявлении дефектов и элементов и узлов, временная эксплуатация которых возможна при наличии дефектов. К потенциально опасным объектам, с точки зрения катастрофических разрушений относятся гибы трубопроводов, где протяженность зоны повышенных напряжений практически равна длине гнутаго участка.

В противоположность гибам, повреждаемость тройников и корпусов арматуры, барабанов и коллекторов котлов при рабочей температуре носит, как правило, локальный характер и не приводит к разрушению всего элемента при рабочей нагрузке.

В тоже время при гидравлических испытаниях возможен переход от вязкого к хрупкому разрушению, соответственно, к глобальному разрушению элемента.

В качестве примера иллюстрирующего возможности изложенного выше подхода рассмотрим вопрос о прогнозировании возможности и характера разрушения барабанов котлов высокого давления.

Внутренний диаметр барабана обычно лежит в пределах 1600-1800 мм, толщина стенки 90-115 мм. Материал – сталь 22К или 16ГНМ.

Типичным эксплуатационным дефектом являются коррозионно-усталостные трещины на кромках отверстий водоподводящих труб, обычно расположенных на нижней образующей барабана (рис. 6.)

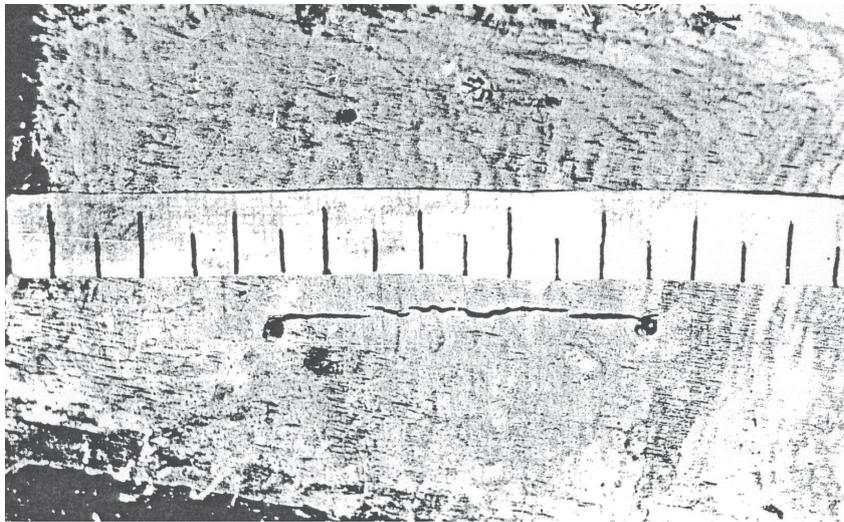


Рис. 6. Коррозионно-усталостные трещины на кромках отверстий водоподводящих труб

В процессе эксплуатации барабан подвергается действию циклов нагружения от внутреннего давления и перепадов температур. Кроме того, необходимо учитывать наличие остаточных напряжений, возникающих при ремонтных подварках.

Величина действующего коэффициента интенсивности напряжений при нагрузке внутренним давлением и перепадами температур для эксплуатационных трещин, расположенных на кромке отверстия, может быть определена по Нормам АЭС:

$$K_I = \eta(\sigma_p M_p + \sigma_q M_q) (\pi \frac{a}{10^3}) / Q$$

где σ_p, σ_q – составляющие напряжений растяжения и изгиба;

a – глубина трещины;

η – коэффициент, учитывающий влияние концентрации напряжений;

M_p, M_q, Q – коэффициенты, зависящие от протяженности трещины.

Подрост трещины за планируемый срок продления эксплуатации определяется зависимостями, которые представлены на рис. 7, причем при оценке подраста при статическом нагружении представленном на рис. 8, необходимо учитывать не только напряжения от внутреннего давления, но и остаточные напряжения.

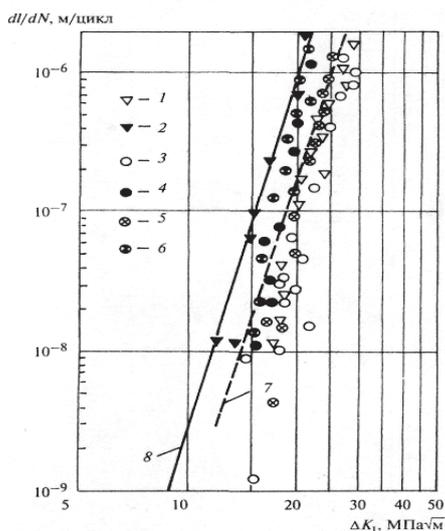


Рис. 7. Скорость подрастания трещин при циклических нагрузках в водной среде

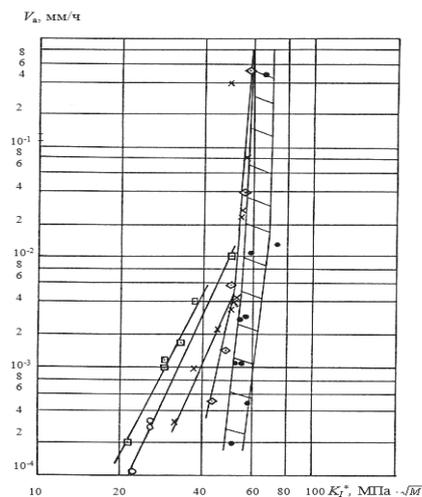


Рис.8. Изменение скорости роста трещины в стали 20 в зависимости от K_I .

- - нормализация, статика при 350°C; ◊ - наклеп 7%, статика при 350°C;
- × - наклеп 15%, статика при 350°C; ○ - наклеп 15%, циклы при 350°C;
- - наклеп 15%, статика при 400°C

Для исключения глобального разрушения барабана должно быть выполнено условие:

$$K_{I_{pq}} + K_{IR} < [K_I]$$

где $K_{I_{pq}}$ – коэффициент интенсивности напряжений от действия давления и перепадов температур;

K_{IR} - коэффициент интенсивности остаточных напряжений;

$[K_I]$ – допускаемая величина коэффициента интенсивности напряжений, зависящая от материала и переходной температуры хрупкого разрушения от приведенной температуры $T-T_k$ (рис. 9).

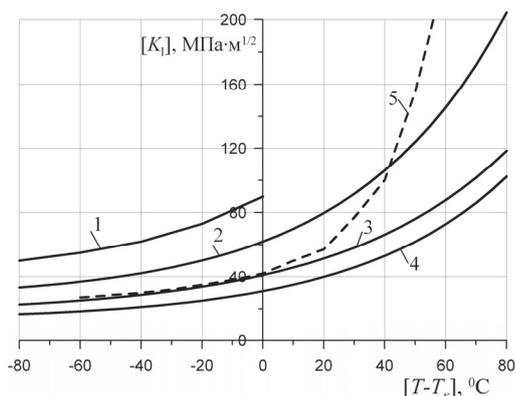
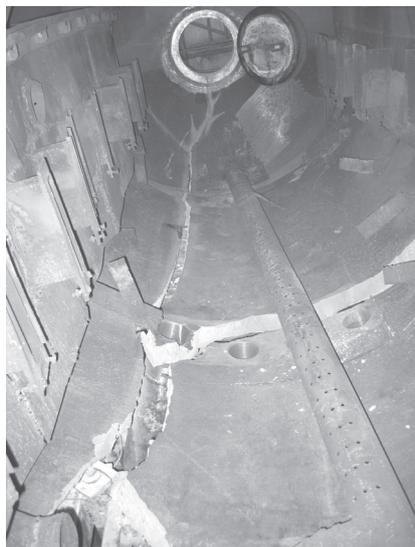


Рис. 9. Зависимости допускаемого коэффициента интенсивности напряжений $[K_I]$: от приведенной температуры $T-T_k$: 1 – сталь 22К; 2 – обобщенная зависимость АС; 3 – обобщенная зависимость ННУЭ и гидравлические испытания; 4 – обобщенная зависимость НУЭ; 5– предельно допустимые значения коэффициента интенсивности напряжений, определенные на основе фактических данных по свойствам материала вырезки из барабана, стали 22 К после 290 тыс. часов эксплуатации с учетом выполненной в барабане выборки

Как показал опыт длительной эксплуатации, наиболее опасная ситуация возникает при гидравлических испытаниях барабанов высокого давления, поскольку, в ряде случаев,

переходная температура хрупкого разрушения T_k сталей 22 К и 16ГНМ может достигать 60-80 °С, а обычная температура проведения гидроиспытаний не превышает 20 °С. В этом случае возможно катастрофическое разрушение барабана, которое имело место на одной из электростанций в 2005 г. (рис.10).



В условиях нормальной эксплуатации, когда температура металла лежит в пределах 320-350°С катастрофическое разрушение исключается в силу перехода материала в «вязкое» состояние. Однако при этом возможна утечка среды (образование свищей) в зоне развития трещин при статическом и циклическом нагружении барабана.

Так же важным фактором длительной эксплуатации оборудования являются опорно-подвесные системы трубопроводов пара и горячей воды, котлов, сосудов и барабанов, обеспечивающие повышенную надежность и экономичность теплотехнического оборудования.

«Ну висели же они 20 лет, и еще столько же провисят».

Именно с этой фразы начинается отношение к опорно-подвесной системе (далее ОПС).

Рис. 10. Разрушение барабана на одной из электростанций в 2005 г.

Если спросить, для чего предназначены трубопроводы, то каждый человек скажет, что они предназначены для транспортировки пара, холодной и горячей воды между отдельными элементами тепловой схемы.

Помимо воды, по трубопроводам транспортируется масло, мазут, газ, воздух и другие вещества. Эти вещества и газы движутся под давлением и высокой температуре. Именно обеспечение надежной работоспособности ОПС дает безопасную эксплуатацию элементов труб и присоединенного оборудования.

Высокая стоимость трубопроводов энергетических установок, а так же высокие экономические и производственные потери при повреждении элементов трубопроводов требуют выполнение всех возможных способов направленных на обеспечение эксплуатационной надежности и продления срока службы и эксплуатации при воздействии на оборудование внутреннего давления, усилий самокомпенсации при температурных расширениях, вибрации, режимах прогрева и расхолаживания,

В значительной степени безопасность эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды, газопроводов, мазутопроводов, станционных трубопроводов, сетевых трубопроводов зависит от правильного выбора типа опорно-подвесных систем, правильной их расстановке и наладке.

Так что же такое ОПС и для чего она нужна?

Опорно-подвесная система креплений трубопроводов (или будь то система ОПС креплений котлов, сосудов, барабанов) должна воспринимать весовые нагрузки, внешние нагрузки, динамические усилия, возникающие при движении среды, вибрации и применяется для защиты трубопроводов и присоединенного оборудования от действия нагружающих факторов, ограничения температурных перемещений, устранения вибраций, смещений и т.д.

Места креплений ОПС и тип выбирается так, чтобы они обеспечивали прочность трубопровода при допустимых напряжениях и сохранялись в заданных пределах усилий передаваемых на элементы оборудования и присоединенного оборудования.

Существуют следующие виды и типы ОПС: Неподвижные опоры, скользящие опоры, скользяще-направляющие опоры, катковые, шаровые опоры, жесткие подвески, пружинные подвески, комбинированные опоры и т. д.

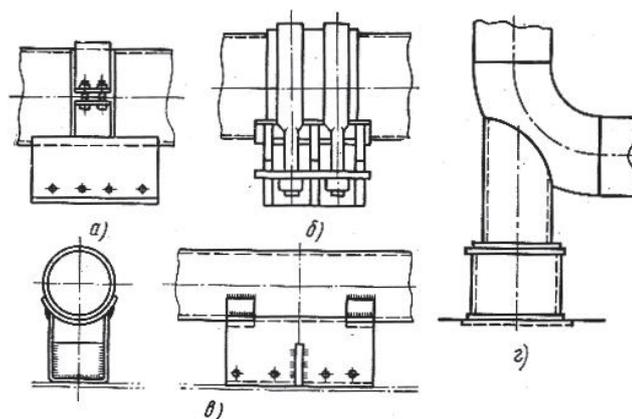


Рис. 11 Типы опор: а) катковая опора; б) неподвижная опора; в) скользящая опора; г) опора-подпятник для вертикального паропровода

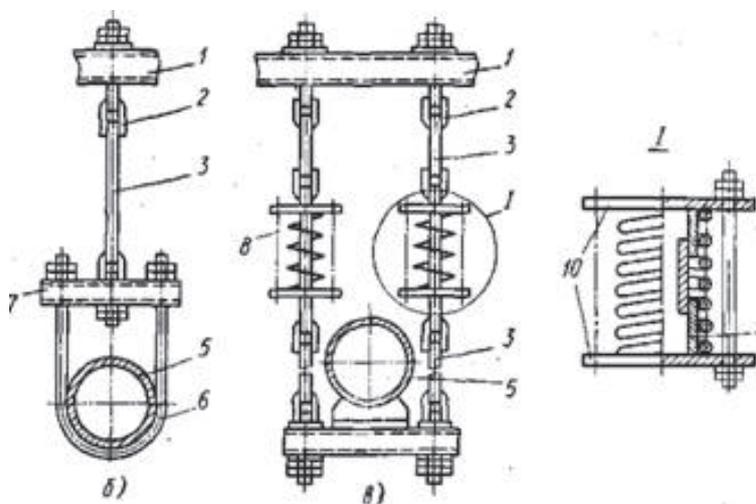


Рис. 12 Опоры подвесные (подвески):

б – хомутовая; в – пружинная; 1 – опорная балка; 2, 5 – шарниры; 3 – тяга; 4 – труба; 6 – хомут; 7 – траверса; 8 – пружинная подвеска; 9 – стакан; 10 – пластины

Каждый тип ОПС выбирается под определенные задачи, нагрузки, температуры и транспортируемой среды.

На протяжении многих лет на предприятиях энергетики не уделялось должного внимания существующей ОПС, вследствие чего образовались дефекты не устранимые и требующие замены элементов. Вследствие неработоспособности ОПС на присоединенном оборудовании из-за не скомпенсированных нагрузок, вибрации, тепловых перемещений и других нагружающих факторов образуются дефекты, приводящие к замене оборудования или выходу его из строя в процессе эксплуатации.

Большинство дефектов выявляемые в процессе обследований трубопроводов это деформации пружин, отрывов скользящих опор, разрушенных неподвижных опор (рис.13). Не соответствия фактических геометрических размеров трасс трубопроводов и не проектной изоляции. Все это приводит к образованию нерасчетных напряжений.

Для длительно эксплуатирующегося оборудования в особо тяжелых условиях, необходим ряд мероприятий для определения оценки фактического состояния:

1. Определение фактического соответствия трассы трубопроводов проекту.

Определение соответствия линейных и геометрических размеров по факту с проектом, соответствия привязки и типу установленной арматуры, проектным компенсаторам, холодных растяжек, соответствия типу и выбору опор и подвесок.



Рис. 13. Отрыв опоры и деформация пружины



Рис. 14. Варианты некорректного расположения трубопровода

3. Определение работоспособности ОПС. Соответствия типа и выбора ОПС проекту.

Для выполнения работ по ремонту ОПС чаще всего используют то, что попадет под руку, не отдавая отчет возможных последствий при эксплуатации трубопроводов.

При выполнении ремонта ОПС пренебрегают и качеством сварных соединений (рис.15).



Рис. 15. Пример пренебрежения качества сварных соединений

4. При не соответствии фактического исполнения трассировки трубопроводов, несоответствия выбора и установки типа ОПС, перетрассировки трубопроводов, выявления разрушений ОПС, установленной не проектной изоляции или замены изоляции без учета изменений в ОПС выполняются поверочные расчеты на прочность, самокомпенсацию и

распределению нагрузок по фактическому исполнению трубопроводов с определением возможности и оценки ресурса эксплуатации данного оборудования.

Для выполнения поверочных расчетов необходимо использовать РД 10-249-98 «Нормы расчетов на прочность стационарных котлов и трубопроводов пара и горячей воды», РД 10-400-01 «Нормы расчетов на прочность трубопроводов тепловых сетей и программные комплексы, прошедшие верификацию и утвержденные к применению в Ростехнадзоре РФ.

5. Выполнению работ по неразрушающему контролю с определением наиболее нагруженных элементов выявленных в процессе обследований и дефектаций ОПС.

6. Устранение выявленных дефектов ОПС дает возможность дальнейшей безопасной эксплуатации оборудования и снижения нерасчетных напряжений в гibaх, тройниках, сварных соединений трубопроводов, барабанов котлов и присоединенного оборудования. Работоспособная ОПС обеспечивает устранение воздействий на оборудование весовых нагрузок, вибрации, сил трения, крутящих моментов и других нерасчетных нагрузок.

Так в частности для обеспечения безопасности эксплуатации и надежности оборудования один из филиалов ОАО ТГК-1 провел самоаудит, основываясь на опыте предыдущих лет выполненных работ по обследованию и дефектации ОПС трубопроводов. Для повышения квалификаций и востребованности специалистов по ОПС, филиалы ТГК направляют свой персонал и ответственных лиц, за безопасную эксплуатацию оборудования, для участия в семинарах и конференциях по данным вопросам.

Выводы

Авторами сделан вывод, что выявление фактического состояния и остаточного ресурса, своевременное устранение выявленных дефектов, ремонт, а главное квалифицированный персонал позволяют продлить эксплуатацию оборудования в особо тяжелых условиях.

Список литературы

1. Расчет трубопроводов энергетических установок на прочность РТМ 24.038.08-72
2. «Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды»
3. Руководство по ремонту трубопроводов тепловых электростанций. ОРГРЭС, 1974 г.
4. «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей.»
5. Инструкция по контролю за тепловыми перемещениями паропроводов электростанций.
6. Расчет трубопроводов с учетом сил трения, возникающих в опорах скольжения. Отчет ЦКТИ, М22424031-8720, л, 1975. Костовецкий.
7. Нормы расчета на прочность стационарных котлов и трубопроводов пара и горячей воды. РД 10-249-96.

EQUIPMENT OPERATION UNDER EXTREME SERVICE CONDITIONS, ITS SAFETY, RELIABILITY AND LIFE

I. A. DANYUSHEVSKY, S. V. PUCHKOV

The paper considers modern approaches to evaluation of equipment residual operation life under extreme service conditions, basic principles of reliable, safe operation of hanger-support systems, steam and water pipelines, boilers, vessels and drums ensuring increased reliability and economical efficiency of heating equipment.

The authors point out the main factors of equipment long service life and a number of measures to determine and evaluate its actual condition.

The paper features effective solutions and applications of complex measures using energy system pipelines, drums and operating boilers offered by specialists.

Поступила в редакцию 18.07 2013 г.