



**Facultad de Ingeniería**  
**Colectivo de Mecánica Aplicada**  
**Trabajo de Diploma**

**Investigación de la Falla por Fatiga de  
los tubos de las Calderas de la CTE  
“Carlos Manuel de Céspedes”.**

**Autor: Héctor Luis Corcho Pérez**

**Tutores: Dr.C. Rafael Antonio Goytisoló Espinosa.**

**Dr.C. Eduardo Concepción Morales.**

**Ing. Mayren Rivero Castellanos.**

**Ing. Guillermo Cipriano Pérez De la Cruz.**

**Junio 2013**

**“Año 55 de la Revolución”**

## Resumen

En el Trabajo de Diploma de Ernesto Junco se elaboró una Metodología y un Programa en MatLab para perfeccionar el pronóstico de vida por creep realizado en el trabajo (Rivero, 2012). En el algoritmo se incluyó la forma de considerar la presencia de un adelgazamiento inicial y de una razón de adelgazamiento con el tiempo para poder considerar la influencia del adelgazamiento en el pronóstico de la vida. En el Trabajo de Diploma de Indira Chauvín se elaboró una Metodología y un Programa en MatLab para perfeccionar el pronóstico de vida por colapsación plástica de los tubos de calderas para los diferentes aceros analizados considerando el adelgazamiento de la pared y todos los aspectos que fueron mencionados anteriormente.

En el presente trabajo se elaboró un algoritmo para la clasificación del tipo de falla más probable: 1) Fractura Mecánica Elástica. 2 Fractura Mecánica Elasto Plástica o 3) Fractura Mecánica Plástica. Este algoritmo se realizó de acuerdo con el artículo H-4000 del apéndice H, de la Sección XI, División I del Código ASME. En la clasificación se tiene en cuenta las particularidades en cuanto a la ubicación y dimensiones del defecto, las propiedades mecánicas y fractomecánicas del material, la presión y las dimensiones del tubo. Para ambos aceros evaluados, sobre la base del algoritmo elaborado para precisar el criterio de clasificación de la falla, se pronostica que la falla por la Mecánica de la Fractura predominante es la Fractura Mecánica Plástica, lo que implica que la deformación plástica abarca toda la sección de la falla que es lo que ocurre en las fallas por creep y por colapsación plástica, que serán las fallas predominantes y que se ha podido precisar en qué condiciones ocurre una o la otra, comparando con los resultados obtenidos por Junco y los obtenidos por Chauvín.

## Índice

Introducción .....	1
Capítulo I Caracterización de los distintos tipos de fallas que ocurren en los tubos de las calderas. ....	4
1.1 Falla por Grafitización. ....	4
1.2 Falla por Creep.....	5
1.3 Interacción de la fatiga y la termofluencia.....	7
1.4 Comportamiento de los aceros a elevadas temperaturas. ....	8
1.5 Sobrecalentamiento de corta duración.....	9
1.6 Sobrecalentamiento a largo plazo.....	12
1.7 Fatiga Térmica de los tubos.....	13
1.8 Corrosión y Erosión de los Tubos de las Calderas. ....	14
1.8.1 Corrosión a altas temperaturas. ....	14
1.8.2 Corrosión por Vanadio. ....	15
1.8.3 Corrosión a bajas temperaturas. ....	15
1.8.4 Corrosión en el lado del agua. ....	18
1.8.5 Corrosión en el lado del fuego.....	18
1.8.6 Corrosión por oxígeno.....	19
1.8.7 Corrosión cáustica. ....	20
1.8.8 Corrosión por ceniza de combustible. ....	22
1.8.9 Corrosión por bajo ph durante el servicio. ....	23
1.8.10 Corrosión bajo tensión.....	24
1.9 Conclusiones del Capítulo I.....	26
Capítulo II Metodología de pronóstico de vida por “Creep” según la Norma ISO/TR 7468 – 198 y metodología de pronóstico de vida por fatiga sin y con adelgazamiento de la pared.....	27
2.1 Consideración de la diferencia de temperatura entre la superficie interior y exterior de la pared de los tubos en la magnitud de las tensiones. ....	27
2.2 Predicción de la Vida Útil por fractura, por Creep considerando la diferencia de temperatura de la pared para el Acero SA-210 A1 sin considerar el adelgazamiento de la pared. ....	28
2.2.1 Datos de los Tubos de la CTE “Carlos M. de Céspedes” .....	28
2.2.2 Composición química del acero actualmente utilizado en los tubos SA-210 A1. ....	28

2.2.3 Propiedades mecánicas en función de la temperatura. ....	29
2.2.4 Metodología de Pronóstico de la Vida Útil por Creep de acuerdo con la Norma ISO/TR 7468 – 1981, sin considerar el adelgazamiento de la pared.....	30
2.3 Predicción de la Vida Útil por fractura, bajo Creep en presencia de la diferencia de temperatura de la pared para el Acero SA-213 T91 (9% Cr - 1% Mo), sin considerar el adelgazamiento de la pared.....	35
2.3.1 Composición química del acero SA-213 T91 (9% Cr - 1% Mo). ....	35
2.3.2 Propiedades mecánicas y físicas en función de la temperatura. ....	35
2.3.3 Metodología de pronóstico de la Vida Útil por Creep de acuerdo con la Norma ISO/TR 7468 – 1981, sin considerar el adelgazamiento de la pared.....	36
2.4 Predicción de la Vida Útil por fractura bajo Creep en presencia del fenómeno de adelgazamiento de la pared del tubo.....	38
2.4.1 Adelgazamiento de la pared de los tubos de los Generadores de Vapor. ....	38
2.4.2 Metodología de Pronóstico de la Vida Útil por Creep en presencia del fenómeno de adelgazamiento de la pared.....	39
2.5 Metodología para la evaluación de las fallas por fatiga en tubos de materiales ferríticos en presencia de defectos según el Código ASME.....	40
2.5.1 Tipos de fallas previstas. ....	40
2.5.2 Identificación de los Defectos. ....	41
2.5.3 Ubicación del Defecto. ....	44
2.6 Criterio de clasificación del tipo de falla más probable .....	45
2.6.1 Procedimiento de análisis para calcular el tamaño crítico de la grieta en función del Criterio de Clasificación. ....	47
2.6.2 Tamaño crítico del defecto. ....	48
2.7 Crecimiento subcrítico del defecto. ....	48
2.8 Conclusiones del Capítulo II. ....	49
Capítulo III Aplicación y comparación de las metodologías y los algoritmos elaborados al pronóstico de vida por creep, colapsación plástica y por fatiga para identificar el tipo de fractura que puede ocurrir en los tubos incorporando el adelgazamiento de la pared.....	52
3.1 Antecedentes en las investigaciones sobre adelgazamiento de la pared. ....	52
3.2 Mediciones de espesores y de adelgazamiento de los tubos nuevos con curvas de la CTE “Carlos M. de Céspedes”. ....	56
3.3 Resultados de las mediciones. ....	56
3.4 Diámetros y espesores de los diferentes tubos empleados en las calderas de la CTE “Carlos M. de Céspedes”.....	60
3.5 Algoritmo elaborado para el pronóstico de la vida por colapsación plástica con adelgazamiento de la pared.....	61

3.6 Predicción de la Vida Útil por fractura, por creep considerando la diferencia de temperatura de la pared para los Aceros SA-210 A1 y SA-213 T91 Con el diámetro y el espesor utilizado en el trabajo (Rivero, 2012), considerando el adelgazamiento de la pared. ....	63
3.6.1 Datos de los Tubos para la comparación sin adelgazamiento. ....	63
3.6.2 Resultados obtenidos. ....	63
3.7 Predicción de la Vida Útil por fractura, bajo colapsación plástica para los aceros SA-210 A1 y el SA-213 T91 considerando el adelgazamiento de la pared.....	68
3.7.1 Datos de los Tubos. ....	68
3.7.2 Acero SA- 213 T91 .....	74
3.7.3 Influencia del adelgazamiento de la pared por erosión corrosión .....	82
3.8 Algoritmo elaborado para evaluar la posible Fractura Mecánica por Fatiga. ....	83
3.9 Resultados de la aplicación del Algoritmo para evaluar la posible falla por fatiga. ..	85
3.9.1 Resultados para el Acero SA-210 A1 .....	85
3.9.2 Resultados para el Acero SA-213 T91. ....	86
3.10 Conclusiones del Capítulo III. ....	88
Conclusiones Generales. ....	90
Recomendaciones. ....	92
Bibliografía. ....	93

## **Introducción**

Las averías o fallas en los tubos de las paredes de agua (pantallas) del horno y de los sobrecalentadores de la CTE “Carlos Manuel de Céspedes”, aparecen reportadas desde el año 1980, es decir, casi desde el arranque de las unidades CMC 3 y CMC 4. Las fallas que se presentan pueden estar originadas por distintas causas: 1. “Creep”. 2. “Creep” en presencia del adelgazamiento de fabricación en la pared (Durante el doblado de los codos fundamentalmente). 3. “Creep” en presencia del adelgazamiento de la pared en presencia del fenómeno erosión – corrosión. (Durante la explotación). 4. Colapsación plástica. 5. Fatiga. En todos estos casos al final resulta obligatorio detectar y reparar los tubos que presentan las averías, de lo contrario, la eficiencia de la instalación se ve muy afectada. La solución de estas fallas, cuando ha sido factible, se ha ejecutado durante el período de las paradas para los mantenimientos programados, sin embargo en muchas ocasiones ha sido necesario parar las unidades con el propósito principal de solucionar las averías de los tubos. El procedimiento para restablecer las cualidades de explotación de los tubos con averías, consiste en cortar la longitud del tramo donde están localizados los ponches y soldar un trozo de tubo (mocheta) en sustitución del tramo de tubo que ha sido eliminado. La consecuencia directa e inmediata, cuando existen tubos ponchados en las pantallas, es el aumento progresivo de la cantidad de agua desmineralizada que se alimenta a las calderas, lo cual se explica porque dichas fallas en los tubos producen salideros o escape de agua que no termina el proceso de formación de vapor. Por lo tanto, las averías provocan pérdidas por indisponibilidad y otras pérdidas asociadas con la reparación de las averías en cuestión, disminuyendo la eficiencia de la instalación.

La situación de las fallas en los tubos de los hornos CMC 3 y CMC 4 de la CTE “Carlos M. de Céspedes”, está presente también en casi la totalidad de las Centrales Termoeléctricas de Cuba, manifestándose de manera similar. Por otro lado, una gran cantidad de investigadores de todo el mundo se están ocupando del estudio de la vida útil en los tubos de las centrales termoeléctricas con el fin de

minimizar las averías y reducir los gastos que hoy se mantienen en el ámbito mundial, en estos estudios se ha incorporado por algunos el proceso de adelgazamiento preliminar o progresivo de la pared. Los estudios encaminados hacia la extensión de la vida útil de las centrales termoeléctricas se fundamentan en que:

- Hay un aumento significativo del costo de las nuevas Centrales Termoeléctricas, para idénticas capacidades generadoras.
- El empeoramiento de las propiedades de los combustibles afecta directamente la longevidad de los distintos componentes de los bloques electro energéticos.

Los especialistas de la CTE encargados de la reparación y mantenimiento de los bloques CMC 3 y CMC 4 siempre que ocurre una avería realizan una valoración de las posibles causas que provocan la falla, con criterios técnicos bien fundamentados. Sin embargo, en estos más de 30 años (1980 – 2012) en que vienen ocurriendo las fallas en los tubos mencionados no se ha logrado establecer y aplicar una metodología, que tomando en cuenta los parámetros geométricos constructivos de fabricación o de explotación como lo son: El adelgazamiento de los tubos durante el doblado en el caso de las curvas o el fenómeno de erosión corrosión durante la explotación, material, temperaturas, etc. que permita establecer un pronóstico de vida de los tubos, específicamente en este caso para la avería por Fatiga contemplando los aspectos mencionados, que conduzca al esclarecimiento de las verdaderas causas de las fallas, cuáles pueden ser controlables y cuáles no y por consiguiente a la aplicación de las medidas correctivas necesarias y que además contribuya a realizar una adecuada selección del material de los tubos a adquirir para la central. Lo antes expuesto constituye el Problema Científico a abordar en el presente trabajo. En la práctica no es fácil diferenciar cuando la falla es por Creep, por Colapsación Plástica, por Fatiga o por una combinación de éstas, ya que el aspecto externo de la falla puede ser similar En todos estos tipos de fallas influye el adelgazamiento de la pared, de aquí que el Objetivo General del presente trabajo es establecer una Metodología y un Algoritmo de cálculo que permita pronosticar la vida por Fatiga en presencia o no del fenómeno de adelgazamiento de la pared. Si la vida

pronosticada para la Fatiga es inferior a la pronosticada para la Colapsación Plástica o para Creep entonces la falla probable es por Fatiga, en caso contrario será por Colapsación Plástica, o por Creep, dependiendo de cuál de estas dos es inferior.

En el presente trabajo, como contribución a la solución del Problema Científico planteado se propusieron los siguientes Objetivos Específicos:

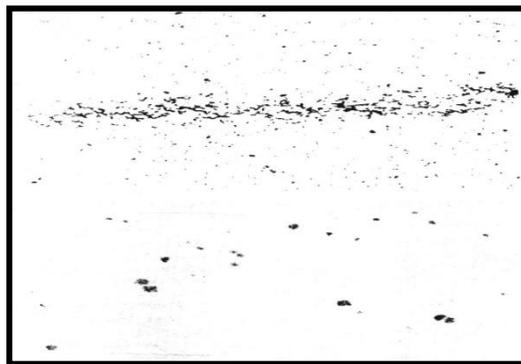
1. Recopilar de la documentación técnica lo más actualizada posible todo lo referente a las fallas por fatiga, por creep y por colapsación plástica de los tubos de calderas en presencia del fenómeno de adelgazamiento de la pared, tanto en el ámbito mundial, nacional como en la CTE “Carlos Manuel de Céspedes”.
2. Incorporar en la Metodología ya creada para la determinación del tiempo de vida útil de los tubos por fatiga, la influencia en la misma de la presencia de una razón de adelgazamiento en el tiempo, manteniendo para el cálculo de las tensiones la influencia de la temperatura en las propiedades físicas y mecánicas de los aceros y la diferencia de temperatura entre la superficie exterior e interior de los tubos e incorporar a esta Metodología lo necesario para poder pronosticar la vida por fatiga y determinar cuál de las tres causas de fallas es más probable para las condiciones dadas: La fatiga, el creep o la colapsación plástica.
3. Aplicar las metodologías así perfeccionadas al pronóstico de vida útil de los tubos de las calderas de la CTE “Carlos Manuel de Céspedes” para los diferentes materiales utilizados en los tubos de calderas, para analizar la influencia del adelgazamiento de la pared y evidenciar en qué condiciones es más probable la falla por fatiga, en qué condiciones lo es por creep y en qué condiciones lo es la colapsación plástica.

## **Capítulo I Caracterización de los distintos tipos de fallas que ocurren en los tubos de las calderas.**

### **1.1 Falla por Grafitización.**

La grafitización es un cambio microestructural de los aceros de bajo carbón que ocurre a una temperatura moderada en periodos largos de tiempos. La grafitización resulta de la descomposición de la perlita en ferrita y carbón y puede fragilizar ciertas partes del acero. La grafitización y la formación de grafito esferoidal son mecanismos que comprende la descomposición de la perlita. El rango de descomposición es dependiente de la temperatura para ambos mecanismos, y cada mecanismo tiene diferentes energías de activación. Esta generalmente se presenta después de un sobrecalentamiento de larga duración, en donde los nódulos de grafitos se encadenan entre sí, lo que al disminuir la resistencia debido a las presiones internas, causa que el metal se desgarre por esta zona, al igual como lo hace una estampilla de la hoja que la contiene a lo largo de los borde perforados.

A temperaturas superiores a los 427 °C el acero al carbono está sujeto a la grafitización, por encima de 875°F (468,3 °C) los aceros al carbono aleados con molibdeno son afectados de manera similar. El Carbono normalmente está presente en el acero en forma de carburos que pueden transformarse en grafito en un largo período de tiempo. Esta transformación puede tomar lugar preferentemente en las zonas afectadas por el calor o aquellas que hayan sido soldadas, o sobre líneas de tensiones, que forman un tipo de cadenas de Grafitización. Un ejemplo de esto es mostrado en la (Figura 1.1). (Bilmes, 1999)



**Figura 1.1 Ejemplos de la Grafitización del tipo de cadena, 100 X (superior).**

Los conductos de aceros al carbono y los de acero aleado al molibdeno, particularmente cuando operan a temperaturas superiores a los 800<sup>0</sup>F (426 <sup>0</sup>K) y 875<sup>0</sup>F (468,3 <sup>0</sup>K) respectivamente, han experimentado la grafitización del tipo de cadenas resultando en una falla o en la necesidad de la reparación o el reemplazo.

Debido a estos problemas, se ha evitado por muchos años el empleo de los componentes de conductos de aceros al carbono molibdeno y ha estado limitado el uso de los conductos de acero al Carbono que se exponen a 800<sup>0</sup>F (426 <sup>0</sup>K). Para servicios de altas temperaturas el uso de los aceros que contienen la mitad del porciento de cromo o más, eliminan en gran medida el peligro de la grafitización.

Las tuberías de acero al carbono y las de aceros al molibdeno no experimentan una tendencia similar frente a la Grafitización como los conductos. La grafitización ocasionalmente encontrada en tuberías está usualmente en forma de nódulos bien dispersos (Figura 1.1) los cuales no debilitan el acero. Las tuberías de acero al carbono y de aceros al molibdeno pueden, sin embargo, ser usadas en aplicaciones cuando, la temperatura alcanza los 850<sup>0</sup>F (454 <sup>0</sup>K) y 900<sup>0</sup>F (482,22 <sup>0</sup>K) respectivamente.

## **1.2 Falla por Creep.**

Una gran cantidad de fenómenos metalúrgicos de importancia depende fuertemente de la temperatura a la que se originan, como es el caso de la termofluencia (creep), que además de la temperatura, juegan un papel importante las tensiones a las que se ven sometidos los materiales y el tiempo de operación (Feodosiev, 1985). En este caso podemos definir el fenómeno de la termofluencia como: el flujo plástico de los metales, que se presenta cuando se le somete a cargas virtualmente constantes, temperaturas ligeramente por encima de la de recristalización del metal o aleación durante períodos largos de tiempo. La estructura interna del metal es otra variable que ejerce influencia en el fenómeno de la termofluencia. Se ha encontrado que el espacio de las bandas de deslizamiento aumenta con el incremento de la temperatura o con la disminución de la tensión. En la proximidad de los límites de granos se producen fenómenos complejos de deformación. El tamaño de la deformación depende de la tensión y la temperatura. La disminución de la velocidad de fluencia en la primera etapa es debido a la presencia

de un mayor número de subgranos, al progresar la deformación. (Bilmes, 1999), (NRIB-397, 1982)

Otros de los principales procesos que se observan en los límites de granos durante la termofluencia a temperaturas elevadas es la formación de pliegues y grietas. Se han observado dos tipos de fracturas intergranulares en metales sujetos a condiciones de termofluencia, cuando se presenta el resbalamiento de los límites de granos las grietas se pueden iniciar en los puntos triples que se forman al coincidir tres límites de granos. El otro tipo de fractura intergranular se caracteriza por la formación de huecos en los límites de granos especialmente en aquellos que son transversales a las tensiones de tracción. Los huecos van creciendo y coalescen en una grieta intergranular. Este tipo de fractura es predominante cuando la tensión es baja, y la rotura se produce después de transcurrido un periodo largo de tiempo. A una temperatura  $T = 0,5 \cdot T_f$  predomina la etapa de fluencia secundaria o de estado estacionario, como consecuencia de un equilibrio entre el endurecimiento del material por deformación y la recuperación del metal. Realmente no existe una relación funcional sencilla entre la velocidad de fluencia estacionaria y la tensión ya que esta última depende del desarrollo de las transformaciones de la estructura que se genera durante la termofluencia.

La deformación por termofluencia puede producir cambios considerables en las dimensiones de un componente de tal forma que lo inhabilite para continuar en el servicio. En otras ocasiones la termofluencia puede provocar la fractura del material donde este tipo de falla se conoce como “falla por creep”, esta se identifica con facilidad, muchas veces se refleja como una deformación localizada, y varias grietas que normalmente se presentan en forma intergranular.

En dependencia del tipo de aleación, la fractura puede ser frágil o dúctil. La fractura frágil es de carácter intergranular y sin o con poca deformación visible. Las fracturas intergranulares se inician en puntos triples de los límites de grano con fases secundarias o intersecciones o más límites de granos. Se pueden formar además cavidades o vacíos por termofluencia, sin necesidad de una intersección de los límites de grano. Este fenómeno se denomina Cavitación por Termofluencia.

El tipo de fractura no solo depende de la temperatura, sino también de la velocidad de deformación. Por lo menos si la temperatura es constante, la fractura ya sea intergranular o transgranular dependerá de la velocidad de deformación y por otro lado si la velocidad de deformación es constante el tipo de fractura dependerá de la temperatura. En general se puede decir que las velocidades bajas de termofluencia tiempos largos de ruptura o temperaturas altas, promoverán el desarrollo de fracturas intragranulares.

El conocimiento del proceso de termofluencia en los componentes críticos de los generadores de vapor es un factor importante en las operaciones adecuadas de dichos sistemas. La deformación que tiene lugar a lo largo de un período de tiempo prolongado, como resultado de las tensiones aplicadas a una temperatura elevada, constituye el proceso típico de termofluencia.

La termofluencia y la fractura por creep son dos procesos activados térmicamente; en ambos se producen deslizamientos de los límites de grano que provocan agrietamiento entre ellos. Se puede decir que mientras más elevada sea la temperatura de fusión del metal o de la aleación, mayor será su resistencia a la termofluencia o a la rotura por creep.

La necesidad de contar con materiales que resistan a temperaturas elevadas durante su funcionamiento en largos períodos de tiempo, deberá conducir a corto plazo al desarrollo de nuevas aleaciones y al estudio intenso de las propiedades de los materiales metálicos que se exponen a la acción simultánea de tensiones de trabajo, altas temperaturas y agentes corrosivos que aporta el medio de servicio.

### **1.3 Interacción de la fatiga y la termofluencia.**

Cuando los metales son expuestos a cargas cíclicas mientras operan con su rango de Creep, el efecto de Creep, puede reducir la vida de la fatiga. Los períodos de tiempo mantenidos a alta temperatura permiten la aparición del Creep, ocasionando el detrimento de la vida a la fatiga. (Bilmes, 1999)

El problema de la interacción de la fatiga y el Creep, es muy compleja y dificulta la formulación de un modelo básico consistente que pueda ser evaluado en la práctica

durante un ciclo de operación en el intervalo de temperaturas del Creep, y que permita la obtención de datos sobre propiedades del material las cuales puedan ser usadas en el modelo. (Taipa y Omani, 1986)

#### **1.4 Comportamiento de los aceros a elevadas temperaturas.**

A temperaturas que exceden los 343 °C los aceros sufren un gradual decrecimiento de su tenacidad y su resistencia a la rotura. A altas temperaturas, la fatiga en el material no es solo función de las tensiones aplicadas sino también del tiempo al que permanece el material en el entorno de trabajo, las tensiones y bajo la incidencia de la temperatura. En este gran intervalo de temperatura, el metal se deformará continuamente así como también a tensiones mucho menores que la tensión de rotura, produciéndose el fenómeno conocido por Creep. (Taipa y Omani, 1986)

Para poder predecir el comportamiento de los aceros a elevadas temperaturas es necesario desarrollar ensayos de Creep a diferentes niveles de tensiones y temperaturas y por períodos de tiempo, tan prolongados como sea posible y realizar tantas pruebas, y extrapolaciones como sean necesarias para poder establecer valores de resistencia a la deformación por Creep y resistencia a la rotura. La vida por Creep, basada en ensayos de este tipo aparecen especificadas para diferentes tipos de aceros en la Norma ISO /TR 7468-1981, la cual será utilizada en el presente trabajo. (ISO/TR 7468, 1981)

Los aceros al Carbono comienzan a perder resistencia por encima de los 426,66 °C, y para 454,44 °C ya ha perdido la mitad de su valor. Las aleaciones ferríticas de bajo cromo comienzan a perder resistencia por encima de los 426,66 °C, y 537,77 °C ya han perdido la mitad de su valor. La resistencia y la ductibilidad de los aceros a altas temperaturas puede ser fuertemente afectada por el tamaño del grano, el trabajo en frío, tratamiento en caliente y otras variables. Los materiales suministrados así como el equipamiento técnico tienen que ser cuidadosamente dado en consecuencia con estos factores, su manufactura y sus procesos de fabricación. (Taipa y Omani, 1986)

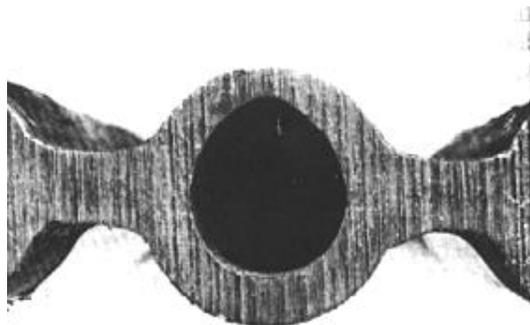
### **1.5 Sobrecalentamiento de corta duración.**

Tales fallas son el resultado de la exposición a temperaturas significativamente superiores a la indicada por diseño, o debido a la sucesión de eventos anormales tales como irregularidad en el flujo de agua o de vapor. Las fallas de los tubos, a corto plazo exhiben una considerable elongación la cual se muestra por sí misma por un gran aumento del diámetro, particularmente en el diámetro interior, y una considerable reducción en el espesor de las paredes en la superficie de la fractura.

La Figura 1.2 muestra la sección transversal de una pared de tubos de agua la cual experimenta un sobrecalentamiento en un corto período de tiempo. Una rotura típica es mostrada en la Figura 1.3, la misma había ocurrido en un tubo que se encontraba a corta distancia de esta sección transversal (a la que se hizo referencia anteriormente). Sobre la superficie los tubos expuestos, existe adelgazamiento causado por la combinación de la presión interna y la temperatura. La forma de huevo en el interior de los tubos es una condición típica asociada con el sobrecalentamiento a corto plazo. Estas condiciones físicas de adelgazamiento y crecimiento diametral proporcionan la más fácil y mejor forma de comprobar el grado del daño sostenido. Bajo las condiciones de sobrecalentamiento a corto plazo, los tubos no han experimentado un adelgazamiento significativo o el daño por Creep (deformación) por hinchazón no ha sido medido como un resultado del sobrecalentamiento. (Bilmes, 1999)

Cuando el nivel bajo del agua es la causa, las fallas muchas veces ocurrirán cerca de la parte superior de las paredes de agua, en las cercanías de los colectores de vapor. Un solo tubo roto en medio de otros tubos que en apariencia no han sido alterados sugiere un taponamiento o cualesquiera otros problemas relacionados con el flujo. Ocurre cuando la temperatura del tubo se eleva por encima de los límites de diseño durante un breve periodo. Dependiendo de la temperatura, la falla puede ocurrir en un tiempo muy corto. La falla suele ser causada por un trastorno en la operación de la caldera. Las condiciones que conducen a un sobrecalentamiento de corta duración son el taponamiento parcial o total del tubo y el flujo insuficiente de refrigerante, debido a condiciones alteradas o una entrada excesiva de calor del lado del hogar, o ambas cosas.

Como el sobrecalentamiento de corta duración con frecuencia tiene poco que ver con la química del agua, los esfuerzos deben concentrarse en los procedimientos de operación y el diseño del sistema.



**Figura 1.2 Sección transversal de un tubo expuesto a sobrecalentamiento por corto tiempo. El lado de la superficie superior del tubo se ha adelgazado y ovalado como resultado a de la exposición a temperaturas excesivamente altas mientras el tubo mantenía una presión interior.**

Con frecuencia el sobrecalentamiento de corta duración se puede identificar mediante examen metalográfico. Un análisis de este tipo requiere que el tubo se seccione para su examen microscópico. La mayor parte de las otras técnicas de identificación son menos eficaces. Varios factores que se presentan muchas veces en las fallas causadas por el sobrecalentamiento de corta duración es la expansión uniforme del tubo, la ausencia de depósitos internos significativos, la ausencia de grandes cantidades de magnetita formada térmicamente y la rotura violenta. El sobrecalentamiento de corta duración puede producir combadura. En el sobrecalentamiento muy rápido, se pueden presentar una rotura longitudinal de paredes gruesas o una rotura longitudinal con forma de boca de pez. A temperaturas elevadas, la resistencia mecánica del metal se reduce en forma marcada.



**Figura 1.3 Sobrecalentamiento de corta duración.**

Los bordes de la rotura pueden estar romos y conservar la mayor parte de su espesor original de pared o adelgazarse en forma paulatina hasta tener bordes con filo de cuchilla o cincel. En algunos casos, el diámetro del tubo puede expandirse de manera uniforme sin que se tenga rotura.

Se pueden producir depósitos en cualquier parte en donde se encuentren presentes agua o vapor en una caldera. Los depósitos en los tubos suelen estar formados por productos de la corrosión que han sido arrastrados desde sus sitios originales. Los colectores de sedimentos y de vapor con frecuencia contienen depósitos. En virtud de que los colectores tienen fácil acceso, una inspección visual puede dar muchos detalles acerca de la química del agua y de los procesos de formación de depósitos.

El término depósitos se refiere a materiales que se originan en otra parte y son transportados hasta un lugar en que se depositan. Los depósitos no se pueden definir como productos de corrosión que se forman en el lugar, aunque los productos de corrosión que se forman en otro lugar y, a continuación, se depositan reciben ese calificativo.



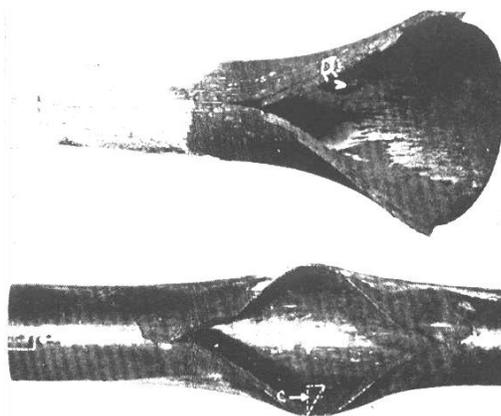
**Figura 1.4 Depósito en el interior de tubos de calderas**

Los depósitos de la caldera provienen de cuatro fuentes: los minerales arrastrados por el agua, los productos químicos para tratamiento, los productos de corrosión y los contaminantes.

La rapidez a la que se forman los depósitos sobre las superficies de transferencia de calor es controlada principalmente por la solubilidad y la tenacidad física del depósito y la magnitud del lavado del agua que ocurre en donde se genera el vapor. Una pequeña cantidad relativamente pequeña de depósito puede hacer que las temperaturas de la pared se eleven en forma considerable. Una regla empírica referente a la limpieza del tubo sugiere que las calderas de alta presión (superiores a 1800 psi) se consideran relativamente limpias si los tubos enfriados por agua se encuentran presentes menos de 15 mg/cm<sup>2</sup> de depósitos. Esta cantidad de depósitos es típica de casi todas las clases de calderas limpias, sin importar la química del agua, el tipo de caldera o el combustible. Los tubos de caldera que contienen más de 40 mg/cm<sup>2</sup> se consideran muy sucios.

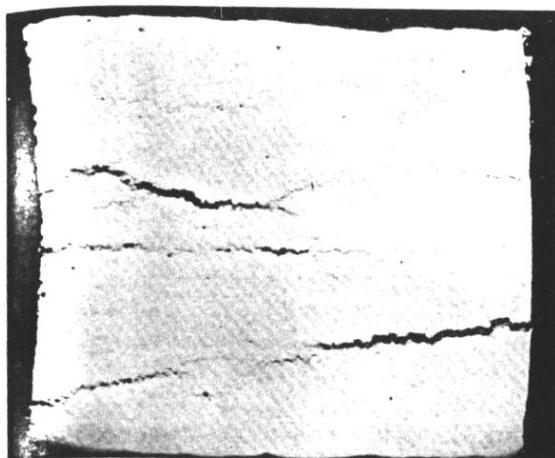
### **1.6 Sobrecalentamiento a largo plazo.**

Aquellos tubos que acumulan muchas horas a la exposición de temperaturas moderadamente superiores a su capacidad de resistencia a largo plazo a veces son vulnerables a la rotura por Creep. El efecto de la deformación por elongación (hinchazón y reducción del espesor de las paredes es mucho menos pronunciada en las fallas por sobrecalentamiento a largo plazo. La Figura 1.5 muestra una falla por sobrecalentamiento a largo plazo, las fallas por rotura de Creep a largo plazo usualmente muestran la evidencia de un agrietamiento secundario (intragranular) en adición a las principales grietas asociadas. (Bilmes, 1999) en la vista inferior se muestra una falla por sobrecalentamiento de corta duración



**Figura 1.5** Falla por fractura de una tubería de acero al carbono causado por un sobrecalentamiento en un periodo prolongado de tiempo (superior) y falla debido a un sobrecalentamiento por un período de unos minutos (inferior).

En la Figura 1.6 se muestra el corte de la pared de un tubo agrietado por sobrecalentamiento de larga duración se aprecia el agrietamiento primario y el secundario.



**Figura 1.6** Macroestructura de un conducto de pared gruesa de acero al Carbono Molibdeno el cual ha fallado debido a las tensiones de trabajo en un periodo largo de tiempo.

### 1.7 Fatiga Térmica de los tubos.

También la fatiga térmica y choques térmicos son términos que se usan para denotar los efectos de los cambios de temperaturas o exposiciones alternativas a bajas y altas temperaturas, sobre la vida del material. La diferencia entre fatiga térmica y choques

térmicos radica principalmente en los cambios de temperatura y en la severidad del gradiente de temperatura. Es decir cuando la vida de servicio es determinada por el número de ciclos térmicos, la rotura se dice que es debido a Fatiga Térmica. Sin embargo, cuando la severidad del gradiente de temperatura o el rápido cambio de temperatura es la causa principal de la rotura se dice que es debido a un Choque Térmico. En sí, que la rotura se deba a un choque térmico o a una fatiga térmica dependerá del material. El mismo ciclo de temperatura puede tener un efecto de fatiga térmica en un material dúctil y un efecto de choque térmico en un material frágil. Las fatigas y choques térmicos pueden ser por calentamiento o por un enfriamiento súbito, recibiendo los nombres de choques calientes y choques fríos. Los calentamientos súbitos localizados, producen esfuerzos de compresión en las zonas calentadas, los cuales pueden ocasionar una deformación permanente. Posteriormente cuando desciende la temperatura pueden quedar tensiones residuales, que si son de suficiente magnitud pueden producir roturas por deformación plástica que acarrear normalmente agrietamiento intragranular o por fatiga térmica o de corrosión que pueden producir propagación transcristalina de la grieta. (Rogers, D.K. and Sidey D, 1982).

## **1.8 Corrosión y Erosión de los Tubos de las Calderas.**

### **1.8.1 Corrosión a altas temperaturas.**

Los compuestos que provocan corrosión a altas temperaturas son los siguientes:

- El Vanadio, el cual puede formar pentóxido de Vanadio y vanadatos de bajo punto de fusión.
- La combinación del Sodio (Na) y el Vanadio (Va) es un peligro potencial de corrosión a altas temperaturas. Si el contenido de  $\text{Na}_2\text{O} > \text{V}_2\text{O}_5$ , existe gran posibilidad de que ocurra la formación de vanadatos de bajo punto de fusión; Si  $\text{Na}_2\text{O} < \text{V}_2\text{O}_5$ , se puede reducir la posibilidad de corrosión a elevadas temperaturas ya que se forman compuestos con altos puntos de fusión.
- El contenido de Azufre favorece la formación de elementos sulfatados de bajo punto de fusión.

- El contenido de Níquel puede dar origen a la formación de vanadatos de Níquel, con bajo punto de fusión.
- El ión Cloruro forma HCL que reacciona con los óxidos de Azufre y el ácido formado ataca el metal, surge el Cloruro de Hierro todo lo cual produce un severo ataque intergranular en la superficie.

La presencia del Níquel en las aleaciones de alta temperatura es necesaria para la resistencia, mientras que las aleaciones con alto contenido de Níquel y Cromo pueden ser totalmente resistentes al ataque de las cenizas del fuel. El elevado costo de este material se justifica por el alargamiento de la vida útil, aunque esto no es siempre predecible. (Bilmes, 1999)

### **1.8.2 Corrosión por Vanadio.**

Cuando la ceniza contiene Vanadio y esta se funde y deposita sobre la superficie del tubo, el mecanismo de la corrosión producido se puede desarrollar por tres vías:

1. Ataque alternativo; las escorias fundidas disuelven la capa de oxido protectora exponiendo el metal no pasivo a repetidas reoxidaciones
2. Ataque en zonas localizadas; las sustancias ácidas penetran la capa protectora y producen bajo pH.
3. Ataque superficial; los compuestos de la ceniza funden dentro de la masa metálica distorsionando la estructura cristalina y pueden provocar fallas mecánicas.

### **1.8.3 Corrosión a bajas temperaturas.**

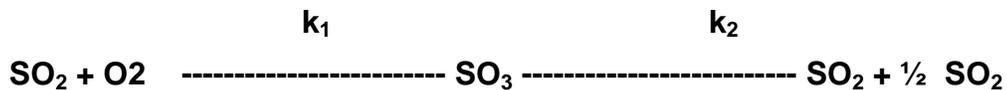
Este tipo de corrosión se refiere a la que ocurre en la superficies (frías) de salida del calentador de aire, la cual se encuentra en la región de temperatura más baja de los gases, así como también la del medio de trabajo (el aire). Este tipo de corrosión está determinado por la acción de la solución de ácido sulfúrico sobre el metal en presencia de una película de humedad sobre la superficie.

Los factores que intensifican la corrosión a baja temperatura son: la presencia en los gases de vapores de ácido sulfúrico  $H_2SO_4$  y la temperatura de los gases de escape.

**Tabla 1.1 Contenido de Vanadio y Sodio en los petróleos residuales**

Procedencia	Va (mg/l)	Na (mg/l)	Procedencia	Va (mg/l)	Na (mg/l)	Procedencia	Va (mg/l)	Na (mg/l)
EU 1	13	350	Venez. 1	300	10	URRS 1	7	52
EU 2	6	120	Venez. 2	57	72	URRS 2	44	29
EU 3	11	88	Venez. 3	3	93	URRS 3	53	40
Méx. 1	109	24	M. Orient. 1	7	1	África	55	22
Méx. 2	103	10	M Orient. 2	173	1	África 2	7	1
Méx. 3	84	20	M Orient. 3	17	8			
Mex. 4	91	20	Crud. Varadero	99	360			

Durante la combustión, el Azufre del combustible  $SO_2$  en el núcleo de la llama el cual se oxida hasta  $SO_3$  en presencia de exceso de aire. El  $SO_3$  puede destruirse sólo con elevadas temperaturas. El proceso general de formación y destrucción del  $SO_3$  en la zona de la llama se puede expresar por la siguiente expresión:



Donde:  $k_1$  y  $k_2$  constantes, de la velocidad de reacción directa e inversa, normalmente  $k_1 > k_2$ . En resumen, en la periferia de la llama se forma una concentración notable de  $SO_3$  la cual, después de concluida la reacción hasta la salida del horno, disminuye puesto que en esa zona, solo tiene lugar la reacción inversa.

Sobre la superficie de calentamiento que tengan deposiciones que se encuentren a elevadas temperaturas (600 --- 700 °C) unido a la presencia de exceso de aire en los gases, puede tener lugar la reoxidación de cierta cantidad de  $SO_2$  hasta  $SO_3$  reforzado con la presencia de catalizadores en las deposiciones como son los sulfatos de Hierro y las partículas de hollín. En la zona donde la temperatura de los gases es menor que 500 °C comienza la formación de los vapores de ácido sulfúrico, debido a la reacción del  $SO_3$  con el vapor de agua que se encuentra en los gases:  $SO_3 + H_2O \rightleftharpoons H_2SO_4$  (vapores).

Este proceso se termina a una temperatura alrededor de los 260 °C. De esta forma, la superficie de baja temperatura se encuentra bañada por gases que contienen vapores de ácido sulfúrico, con una concentración no muy alta. La corrosión puede comenzar bajo las condiciones en las que la temperatura de la pared y la capa se encuentran por debajo de la temperatura de condensación de los vapores de humedad (agua) o los vapores de ácido sulfúrico, en correspondencia con sus presiones parciales en los gases. La temperatura a la cual comienza la condensación de la humedad sobre la superficie se llama temperatura termodinámica del punto de rocío ( $T_{rocío}$ ) o simplemente temperatura de rocío. La temperatura del punto de rocío de los vapores de agua, a su presión parcial en los productos de la combustión  $P_{H_2O} = 0,1 - 0,15$  bares, es del orden de:

$$T_{rocío} = 45 - 54 \text{ °C}$$

Debido a la presencia de vapores de ácido sulfúrico en la corriente de los gases, la temperatura de rocío ácido  $T^s_{rocío}$ , aumenta considerablemente y puede alcanzar

$$T^s_{rocío} = 140 - 160 \text{ °C}$$

Con el aumento del contenido de Azufre en el combustible y el coeficiente de exceso de aire. La formación de  $SO_3$  se incrementa lo cual provoca un crecimiento en el valor del punto de rocío.

La velocidad de la corrosión del metal está relacionada con la temperatura de la pared del tubo. La corrosión del metal ocurre por la presencia de una capa de humedad sobre su superficie, la cual contiene  $H_2SO_4$ . La velocidad de corrosión es proporcional a la velocidad de condensación del ácido sulfúrico y su intensidad depende del porcentaje de  $H_2SO_4$  que se encuentre en la película condensada sobre la superficie. A medida que la temperatura sea más baja en la capa, aumenta la masa de humedad y disminuye la parte o proporción del ácido sulfúrico. La velocidad de corrosión del metal en la zona de temperatura más peligrosa 90 - 110°C, disminuye considerablemente al reducir el exceso de aire en los productos de la combustión, lo cual está relacionado con la brusca disminución de la formación de  $SO_3$ . Igualmente, si se reduce el contenido de Azufre en el combustible disminuye la velocidad de corrosión. Cuando se quema un

combustible sólido en los gases de chimenea existen una cantidad de partículas, de uniones de Calcio y óxidos de Vanadio, que tienen propiedades alcalinas. Como resultado de la interacción de las partículas volátiles (VOLANTES) y los vapores del ácido sulfúrico, ocurre una absorción parcial del ácido de Azufre, disminuyendo su concentración en los gases y por ende su intensidad de corrosión. Al aumentar el contenido de ceniza en el combustible, incrementa el valor del exponente  $n$ , disminuyendo la temperatura de rocío ácido. Para eliminar la corrosión a baja temperatura, se recomienda que:

$$T_{pared} = T_{rocío} + (10 - 15) \text{ } ^\circ\text{C}.$$

#### **1.8.4 Corrosión en el lado del agua.**

La corrosión más común encontrada en el lado del agua es debida al oxígeno. Las tres maneras de que el oxígeno pueda ser admitido por el lado del agua en los sistemas de vapor son: durante la operación, el aire puede quedar encerrado en el sistema en regiones donde la presión interna es menor que la atmosférica. Usualmente, el aire es admitido en el sistema cada vez que es abierta para ser reparada o limpiada. El oxígeno libre está relacionado también como un producto de la disociación molecular del agua.

- **Tipos de corrosión en calderas en el lado del agua**

La corrosión superficial ataca pequeñas áreas, porque comienza como un ánodo para el resto de la superficie o porque está localizado en una alta concentración de contaminantes corrosivos en el agua. Es el resultado directo de un rompimiento pasivo de una película en la superficie frecuentemente. Esto ocurre relativamente rápido, resultando en una rápida perforación, debido al largo radio del área cátodo a ánodo. En la corrosión con fisuras, el oxígeno es excluido de en medio de 2 superficies, depósitos o partículas en la superficie. El área con la fisura, o con los depósitos, es un área anódica en sus alrededores por las diferencias en la concentración de oxígeno. El área anódica está sujeta relativamente a un rápido ataque, debido a la pequeña relación existente alrededor del área catódica.

#### **1.8.5 Corrosión en el lado del fuego.**

A excepción de muchos combustibles gaseosos, la combustión de combustibles fósiles produce sólidos, líquidos y componentes gaseosos que pueden provocar corrosión en

los componentes estructurales y las superficies de transferencia de calor. Adicionalmente, los depósitos sólidos y residuos líquidos en los pasajes de los gases pueden alterar las características de transferencia de calor del sistema, con un potencial efecto severo en la eficiencia del sistema y en la temperatura de las paredes de los tubos. Los aceites combustibles tienen cenizas que no frecuentemente exceden el 0.2%. La corrosión de la quema de estos aceites puede causar problemas, debido a los depósitos naturales de cenizas de aceite. Muchos de los contaminantes en los aceites combustibles como el vanadio, el sodio y los sulfuros son elementos que tienen variados componentes, muchos de los cuales son extremadamente corrosivos.

#### **1.8.6 Corrosión por oxígeno.**

Uno de los problemas de corrosión que se encuentra con más frecuencia es resultado de la exposición del metal de la caldera al oxígeno disuelto. Como los óxidos de hierro son un estado estable y natural, los aceros volverán a esta forma, si las condiciones son favorables desde el punto de vista termodinámico. En general, las condiciones son favorables si el acero que no está cubierto por la forma protectora del óxido de hierro se expone a agua que contenga oxígeno. Además de la perforación de la pared del tubo, la corrosión por oxígeno es problemática desde otra perspectiva. Las picaduras por oxígeno pueden actuar como sitios de concentración de esfuerzos, fomentando de esta manera el desarrollo de grietas por fatiga con corrosión, grietas cáusticas y otras fallas relacionadas con los esfuerzos.

- **Factores críticos**

Los tres factores críticos que rigen el arranque y progreso de la corrosión por oxígeno incluyen la presencia de humedad o de agua, la presencia de oxígeno disuelto y una superficie no protegida del metal. Una superficie no protegida del metal puede ser causada por tres condiciones: La superficie metálica está desnuda; por ejemplo, después de una limpieza con ácido. La superficie metálica está cubierta con un óxido de hierro marginalmente protector o no protector, como la hematita. La superficie metálica está cubierta con un óxido de hierro protector, como la magnetita, pero existen zonas descubiertas o grietas en el recubrimiento.

- **Identificación**

Basta el simple examen visual, si las superficies dañadas son accesibles. Si éstas no son accesibles, es posible que se necesiten técnicas de pruebas no destructivas, como las pruebas ultrasónicas.



**Figura 1.7 Corrosión provocada por exceso de oxígeno en la caldera**

- **Forma de eliminación de este tipo de fallas**

Los tres factores críticos que rigen la corrosión por oxígeno en una caldera son la humedad o el agua, el oxígeno y una superficie metálica no protegida en forma adecuada. La protección con éxito de una caldera inactiva durante una situación de conservación en seco depende de la eliminación constante de la humedad o el oxígeno, o ambos. Un procedimiento para protección de la caldera en conservación en seco puede comprender el uso de desecantes y capas de nitrógeno, o bien, la circulación continua de aire seco y deshumificado (humedad relativa <30%)

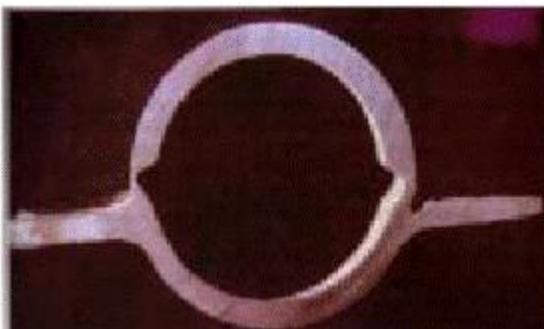
### **1.8.7 Corrosión cáustica.**

En general, la corrosión cáustica queda restringida a: 1) los tubos enfriados por agua en regiones de elevado flujo de calor, 2) los tubos inclinados u horizontales, 3) lugares debajo de depósitos gruesos y 4) regiones de transferencia de calor en anillos de respaldo en soldaduras u otros dispositivos que perturban el flujo, o adyacente a ellos.

La penetración cáustica se refiere a la interacción corrosiva de hidróxido de sodio con un metal, para producir depresiones claras, hemisféricas o elípticas. Las depresiones pueden estar llenas con productos densos de la corrosión que, a veces, contienen cristales brillantes de magnetita. En general, la superficie metálica alterada tiene un contorno liso y laminado.

- **Dos factores críticos contribuyen a la corrosión cáustica.**

El primero es la disponibilidad de hidróxido de sodio. A menudo, el hidróxido de sodio se añade intencionalmente al agua de una caldera, a niveles no corrosivos. El segundo factor colaborador es el mecanismo de concentración. Debido a que el hidróxido de sodio y las sales productoras de alcalinidad rara vez se encuentran presentes a niveles corrosivos en el medio masivo, debe existir un medio que los concentre. Identificación Si las superficies alteradas son accesibles, la corrosión cáustica se puede identificar por el simple examen visual. Si no lo son, es posible que se requieran técnicas no destructivas de prueba, como las ultrasónicas. También pueden aplicarse estudios del vapor en los que se utilice un analizador de hidrógeno con el fin de identificar la corrosión cáustica.



**Figura 1.8 Corrosión cáustica de tubos de caldera.**

- **Forma de eliminación de este tipo de fallas**

Cuando se tienen disponibles simultáneamente el hidróxido de sodio o las sales productoras de alcalinidad y el mecanismo de concentración, rigen la susceptibilidad a la corrosión cáustica. Los remedios siguientes pueden eliminar la corrosión que depende de la disponibilidad del hidróxido de sodio o de sales productoras de alcalinidad: Reducir la cantidad de hidróxido de sodio libre disponible. Impedir la liberación inadvertida de productos químicos. Evitar la infiltración de sales productoras de alcalinidad hacia los condensadores. Prevenir la contaminación del vapor y el condensado por las corrientes de los procesos. Impedir la salida desde la ebullición

nucleada. Impedir la formación excesiva de depósitos del lado del agua y Prevenir la creación de líneas de nivel alcanzado por el agua en los tubos.

### **1.8.8 Corrosión por ceniza de combustible.**

La corrosión por ceniza de combustible es un fenómeno de corrosión en fase líquida y a elevada temperatura que por lo general ocurre en donde las temperaturas del metal se encuentran en el rango de 593 a 816°C. Puede dañar los tubos, los cuales se enfrían, o bien puede alterar el equipo de la corrosión del lado del horno puede convertirse en un problema cuando se cambian la alimentación del combustible o el tipo de éste. Este cambio puede conducir a la formación de una ceniza “agresiva”. Se presenta la corrosión por ceniza de combustible cuando, sobre el tubo, se forma escoria fundida que contiene compuestos de vanadio. Se cree que la corrosión ocurre por la oxidación catalítica del metal por el pentóxido de vanadio. La rápida oxidación resultante del metal reduce el espesor de la pared, lo cual, a su vez, reduce el área que soporta la carga. Esta del área que soporta la carga conduce a un incremento en los esfuerzos a través de la región adelgazada. Llega un momento en que la influencia combinada del nivel incrementado de los esfuerzos y las altas temperaturas del metal conduce a una falla por rotura por flujo plástico.

- **Factores críticos**

Se puede desarrollar una escoria corrosiva cuando se usa combustible que contiene niveles elevados de vanadio, sodio o azufre, o una combinación de estos elementos; cuando se cuenta con cantidades excesivas de más aire del necesario para la formación de  $V_2O_5$ , o cuando se alcanzan temperaturas del metal mayores que 593° C.

- **Identificación**

Se tiene corrosión severa por ceniza de combustible siempre que la temperatura del metal sobrepasa los 593° C.



**Figura 1.9 Corrosión provocada por los gases de combustión.**

- **Forma de eliminación de este tipo de fallas**

El primer paso en el combate de la corrosión por ceniza de combustible es el análisis químico, tanto del combustible como de la ceniza, para determinar si se encuentran presentes componentes corrosivos. La eliminación de la corrosión por ceniza de combustible se logra al controlar los factores críticos que la rigen. En primer lugar, si no se pueden especificar combustibles que contengan cantidades muy bajas de vanadio, sodio y azufre, entonces es posible que resulte necesario recomendar un aditivo para tratamiento del combustible. El uso de compuestos de magnesio ha probado tener éxito en forma económica para mitigar los problemas de la corrosión por ceniza de combustible. Un segundo lugar, la combustión en la caldera se debe realizar con poco aire en exceso, para retardar la formación del  $V_2O_5$ , en tercero, se debe impedir que los metales del sobrecalentador y del recalentador alcancen temperaturas superiores a  $593^{\circ}\text{C}$ .

#### **1.8.9 Corrosión por bajo pH durante el servicio.**

Deben existir de manera simultánea dos circunstancias para producir las condiciones localizadas de pH. En primer lugar, la caldera debe operarse fuera de los parámetros normales y recomendados de la química del agua. La segunda condición es un mecanismo para concentrar las sales productoras de acidez. Siempre que existen condiciones de bajo pH, la delgada capa de óxido magnético se disuelve y el metal es atacado. El resultado es pérdida de metal en bruto. Esta pérdida puede tener contornos lisos y laminados con aspecto semejante al de la penetración cáustica. El área penetrada muchas veces estará cubierta con óxidos de hierro protectores.



**Figura 1.10 Óxidos de hierro en área afectada por corrosión de bajo pH.**

- **Factores críticos**

Dos factores críticos contribuyen al bajo pH. El primero es la disponibilidad del ácido libre o de sales productoras de acidez. El segundo factor es el mecanismo de concentración. Existen tres mecanismos básicos de concentración: Salida desde la ebullición nucleada, Formación de depósitos y evaporación en una línea del nivel alcanzado por el agua.

- **Forma de eliminación de este tipo de fallas**

Cuando existen de manera simultánea la disponibilidad del ácido libre o de sales productoras de acidez y el mecanismo de concentración, rigen la susceptibilidad a la corrosión localizada por bajo pH. Los remedios siguientes pueden eliminar la corrosión por bajo pH basada en la disponibilidad de ácidos libres o sales productoras de acidez: Evitar la liberación por descuido de productos químicos de regeneración acidógena. Impedir la infiltración de sales productoras de acidez, como el cloruro de calcio y el cloruro de magnesio, hacia los condensadores. Impedir la contaminación del vapor y el condensado por las corrientes de los procesos. Impedir la Salida desde la ebullición nucleada. Evitar la formación excesiva de depósitos del lado del agua y Impedir la creación de líneas de nivel alcanzado por el agua en los tubos.

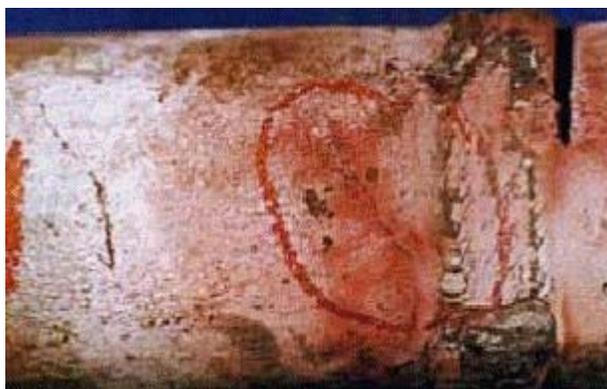
#### **1.8.10 Corrosión bajo tensión.**

El agrietamiento ocurrido por este mecanismo pudiera ocurrir siempre que coexistan un corrosivo específico y esfuerzos suficientes de tensión. El término agrietamiento por corrosión bajo esfuerzo se refiere a la falla del metal que resulta de una interacción

sinérgica de una tensión y un corrosivo específico al cual es sensible el metal. Los esfuerzos de tensión pueden ser aplicados, como los causados por la presión interna, o residuales, como los inducidos por la soldadura.

- **Factores críticos**

Existen dos factores principales que rigen el agrietamiento por esfuerzo con corrosión en el medio ambiente de la caldera. En primer lugar, el metal en la región alterada debe ser esforzado a la tensión hasta un nivel suficientemente elevado. Los esfuerzos pueden ser aplicados o residuales, o de ambos tipos. En segundo lugar, se debe tener concentración de un corrosivo específico en el lugar del metal esforzado. El corrosivo específico para los aceros al carbono en los sistemas de calderas es el hidróxido de sodio; para los aceros inoxidable, el corrosivo puede ser hidróxido de sodio o cloruros. Las infiltraciones pequeñas pueden conducir a la concentración de corrosivos.



**Figura 1.11 Tubería afectada por corrosión bajo tensión**

- **Identificación**

Las fallas causadas por agrietamiento por corrosión bajo tensión siempre producen caras de la fractura de pared gruesa, sin importar el grado de ductilidad del metal. Con frecuencia vienen asociadas ramificaciones con estas grietas. A menos que haya ocurrido la falla, el agrietamiento por corrosión bajo esfuerzo puede ser difícil de ver a simple vista, ya que las grietas tienden a ser muy finas y apretadas.

- **Forma de eliminación de este tipo de fallas**

Para eliminar los problemas con el agrietamiento por corrosión bajo esfuerzo es necesario obtener el control de los esfuerzos de tensión o de la concentración de los productos corrosivos. Los esfuerzos de tensión pueden ser aplicados o residuales. Los

esfuerzos aplicados son esfuerzos generados en el servicio. El término esfuerzo residual se refiere a los esfuerzos inherentes al propio metal. Son resultado de los procesos de fabricación o construcción, como la soldadura o el doblado de los tubos. Estos esfuerzos se pueden aliviar por medio de técnicas convenientes de recocido.

En general, evitar la existencia de corrosivos concentrados es el medio con más éxito para reducir o eliminar el agrietamiento por corrosión bajo esfuerzo. Los primeros pasos son evitar la salida de ebullición nucleada, conservar las superficies internas suficientemente libres de depósitos y evitar la formación de líneas de nivel del vapor y líneas del nivel del agua en los componentes que reciben un elevado flujo de calor. Otros pasos pueden incluir el de evitar la infiltración de sales productoras de alcalinidad; impedir la contaminación del agua para eliminar el sobrecalentamiento por materiales alcalinos o cloruros, y evitar el arrastre por parte del agua de la caldera.

El uso de inhibidores, como el nitrato de sodio ha tenido éxito en la reducción del agrietamiento cáustico por corrosión bajo esfuerzo. También puede resultar valioso un programa de fosfato coordinado, el cual está diseñado para eliminar la formación de hidróxido de sodio libre.

### **1.9 Conclusiones del Capítulo I.**

1. Como resultado de la búsqueda bibliográfica se logró recopilar un volumen elevado de documentación técnica sobre el estado del arte de las fallas metalúrgicas en general, todas ellas presentes en los tubos de calderas en el ámbito mundial, nacional y algunas de ellas presentes en la CTE “Carlos Manuel de Céspedes”.
2. Se profundizó en particular en la falla por fatiga y en su interacción con otros tipos de fallas objeto de estudio específico del presente trabajo.

## Capítulo II Metodología de pronóstico de vida por “Creep” según la Norma ISO/TR 7468 – 198 y metodología de pronóstico de vida por fatiga sin y con adelgazamiento de la pared.

### 2.1 Consideración de la diferencia de temperatura entre la superficie interior y exterior de la pared de los tubos en la magnitud de las tensiones.

En las metodologías descritas en la literatura para la estimación de la vida útil por Creep y otros tipos de falla en tubos, no se toma en cuenta la influencia de la diferencia de la temperatura  $\Delta t$  entre la superficie exterior e interior de la pared en la magnitud de las tensiones (Rivero, 2012). Según la referencia (Jusmatulin, 1990), para el cálculo de la tensión en la pared (ya sea de recipientes o de tubos) tomando en cuenta la diferencia de temperatura  $\Delta t$  entre la superficie exterior e interior de la pared del componente en cuestión, para calentamiento exterior, se tiene que:

$$\Delta t = t_e - t_i$$

Donde:  $t_i$  = temperatura interior y  $t_e$  = temperatura exterior.

$$\sigma_{eq} = \frac{(\varepsilon + 1)^2}{4 \cdot \varepsilon} \cdot \sqrt{3 \cdot p^2 + 3 \cdot p \cdot m \cdot \Delta t + (m_1 \cdot \Delta t)^2} \quad (2.1)$$

Donde:

$$m_1 = \frac{E \cdot \alpha \cdot a_1}{1 - \mu} \quad a_1 = \frac{2 \cdot \varepsilon}{(\varepsilon + 1)^2 \cdot \ln\left(\frac{\varepsilon + 1}{\varepsilon - 1}\right)} - 1 \quad y \quad \varepsilon = D/h \quad (2.2)$$

P presión interior en el tubo, E Módulo de Elasticidad del material del tubo,

$\alpha$  Coeficiente de dilatación térmica del material del tubo,  $\mu$  coeficiente de Poisson del material del tubo, D diámetro medio del tubo, h espesor de la pared del tubo.

Estas expresiones para el cálculo de la tensión en la pared de los tubos de las calderas fueron incorporada en la Metodología de Pronóstico de la vida por Creep elaborada en el trabajo (Rivero, 2012); (Goytisoló, 2012). Se hace necesario destacar que el hecho de que incorporar la diferencia de temperatura  $\Delta t$  en las expresiones de cálculo de las tensiones, juega un papel importante en el valor de las tensiones calculadas en

comparación con el valor cuando no se considera la misma. Por otra parte hay que agregar que es muy importante disponer de datos de las propiedades físicas y mecánicas, tales como:  $E$ ,  $\alpha$  y  $\mu$  en función de la temperatura de trabajo para el material en cuestión (Maslienkov, 1981); (Birger, 1975).

## 2.2 Predicción de la Vida Útil por fractura, por Creep considerando la diferencia de temperatura de la pared para el Acero SA-210 A1 sin considerar el adelgazamiento de la pared.

### 2.2.1 Datos de los Tubos de la CTE “Carlos M. de Céspedes”.

Como presión de trabajo, diámetro nominal y el espesor de la pared de dos tubos de la CTE se pueden tomar los valores siguientes:

$$p = 14.32 \text{ MPa}, D = 58.60 \text{ mm}, h = 4.90 \text{ mm}$$

### 2.2.2 Composición química del acero actualmente utilizado en los tubos SA-210 A1.

Según las especificaciones técnicas, el material de los tubos actuales de las calderas de la CTE “Carlos M. de Céspedes” es un acero de resistencia media que se corresponde con el acero de la ASME 2011 (The American Society of Mechanical Engineers): SA-210 A1. En el trabajo de (Rivero, 2012) se utiliza la nomenclatura acero AISI (American Iron and Steel Institute) y SAE (Society of Automotive Engineers): 210 A1, lo que provoca que las figuras 2,3 y 2,4 aparezca reflejado así. La composición química del acero SA-210 A1 es:

<b>Tabla 2.1 Composición química del acero SA-210 A1 de los tubos de la CTE “Carlos M. de Céspedes”</b>				
C	Mn	P	S	Si
0,27	0,93	0,048	0,058	0,10 (Mínimo)

Este acero según, las Tablas de Homologación de Aceros, se le corresponde con bastante aproximación al, acero Norma GOST Grado 25 cuya composición química según la Norma GOST (Metallurgist’s Handbook, 1965) se da en la Tabla 2.2:

C	Mn	P	S	Si
0,22 – 0,30	0,50 – 0,80	0,040	0,040	0,17 – 0,37

### 2.2.3 Propiedades mecánicas en función de la temperatura.

En la Tabla 2.3 se muestran las propiedades mecánicas de este acero en función de la temperatura según los datos de (Maslienkov, 1981).

Temp. (°C)	Temp. (°K)	$\sigma_u$ (MPa)	$\sigma_{0,2}$ (MPa)	$\psi$ (%)	$\delta$ (%)	$a_k$ (kgf-m/cm <sup>2</sup> )
20	293	510	320	67	30,7	10
100	373	-	-	-	-	13
200	473	505	280	61,5	21	13
300	573	530	210	66,5	26	12
400	673	420	200	75	25	9
450	723	330	175	76,5	27	7
500	773	255	170	76	28	7
600	873	130	100	79	36	6

En la Tabla 2.4 se dan las propiedades físicas de este acero en función de la temperatura según el mismo autor (Maslienkov, 1981).

<b>Tabla 2.4 Propiedades físicas del Acero 25 en función de la temperatura</b>					
Temp. (°C)	Temp. (°K)	E·10 <sup>-5</sup> (MPa)	G·10 <sup>-4</sup> (MPa)	$\mu$	$\alpha \cdot 10^{-6}$ (°K-1)
20	293	2,1	8,4	0,27	11,6
100	373	2,03	7,9	0,27	12,6
200	473	1,99	7,8	0,27	13,1
300	573	1,9	7,4	0,27	13,6
400	673	1,82	7	0,2	14,1
450	723	1,72	6,75	0,3	14,6
500	773	1,6	6	0,32	14,8

Las propiedades físicas fundamentales fueron ajustadas por el método de los mínimos cuadrados. Las ecuaciones obtenidas en los ajustes son:

$$E = 2,1867309 - 0,000156 \cdot T - 5,855798 \cdot 10^{-7} \cdot T^2 \quad \text{Para } 293 \leq T \leq 873^0 K \quad (2.3)$$

$$\mu = 0,297147 - 0,000192 \cdot T - 2,5 \cdot 10^{-7} \cdot T^2 \quad \text{Para } 293 \leq T \leq 873^0 K \quad (2.4)$$

$$\alpha = 11,564083 + 0,008750 \cdot T - 5,601299 \cdot 10^{-6} \cdot T^2 \quad \text{Para } 293 \leq T \leq 873^0 K \quad (2.5)$$

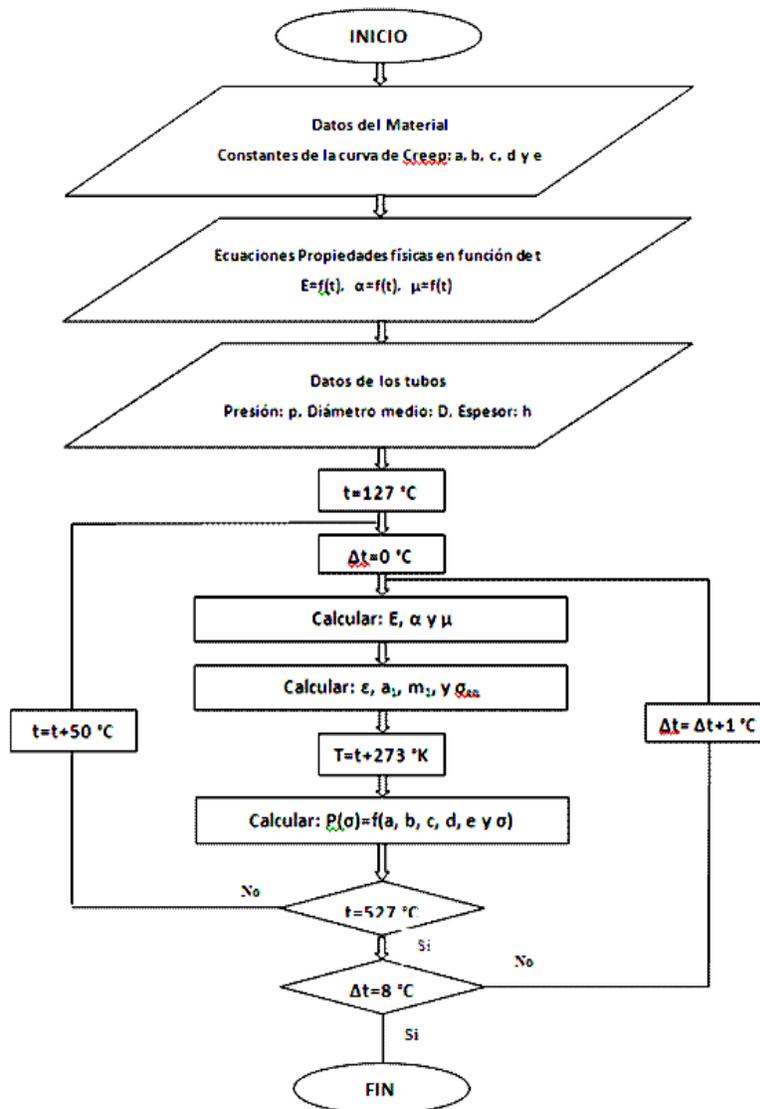
#### **2.2.4 Metodología de Pronóstico de la Vida Útil por Creep de acuerdo con la Norma ISO/TR 7468 – 1981, sin considerar el adelgazamiento de la pared.**

La Vida Útil por fractura bajo Creep se puede calcular partiendo del Parámetro Larson Miller según los datos dados por la Norma ISO / TR7468-1981. Según esta Norma para el acero SA-210 A1 de los tubos de la CTE "Carlos Manuel de Céspedes" se tiene que:

$$P(\sigma) = \frac{\log t - 10,656877}{T - 500} = a + b \cdot (\log \sigma) + c \cdot (\log \sigma)^2 + d \cdot (\log \sigma)^3 + e \cdot (\log \sigma)^4 \quad (2.6)$$

<b>Tabla 2.5 Constantes de la correlación de Larson Miller Para el acero SA-210 A1</b>	
a	- 0,68628
b	1,459851
c	- 1,18513
d	0,424568
e	- 0,05725

Donde: a, b, c, d, e son constantes del ajuste de la curva. Los valores de las constantes se dan en la Tabla 2.5. En esta expresión de cálculo, t es la Vida Útil en horas, T la temperatura de trabajo en grados Kelvin y  $\sigma$  es la tensión equivalente en la pared del tubo. Esta tensión  $\sigma$  se calcula por la expresión (2.1) para el caso de calentamiento exterior. Conociendo el valor de la tensión  $\sigma$  se puede calcular el valor del Parámetro de Larson Miller partiendo del lado derecho de la ecuación (2.6) y teniendo entonces la temperatura de trabajo T (°K) del material, se puede despejar del lado izquierdo de la misma, el tiempo de rotura en el cual dicho material a esa tensión y a esa temperatura se deformará plásticamente por el fenómeno de Creep alcanzando la deformación de rotura y ésta será la vida útil por Creep para esas condiciones de trabajo. Esta ecuación del Parámetro de Larson Miller, incluyendo las ecuaciones que caracterizan las propiedades físicas del acero con la temperatura se montaron en un software hecho en MatLab para calcular la vida útil por Creep para cualquier material del cual se posean las constantes de correlación y para cualquier temperatura de trabajo (Rivero, 2012). En la Figura 2.1 se muestra el algoritmo empleado en el programa.



**Figura 2.1** Algoritmo para la estimación de la Vida Útil por Creep para un material dado con una temperatura  $t$  de la pared y una diferencia entre el borde interior y exterior de la misma  $\Delta t$ , sin considerar el adelgazamiento de la pared.

Los parámetros de los tubos de la CTE "Carlos Manuel de Céspedes" son:

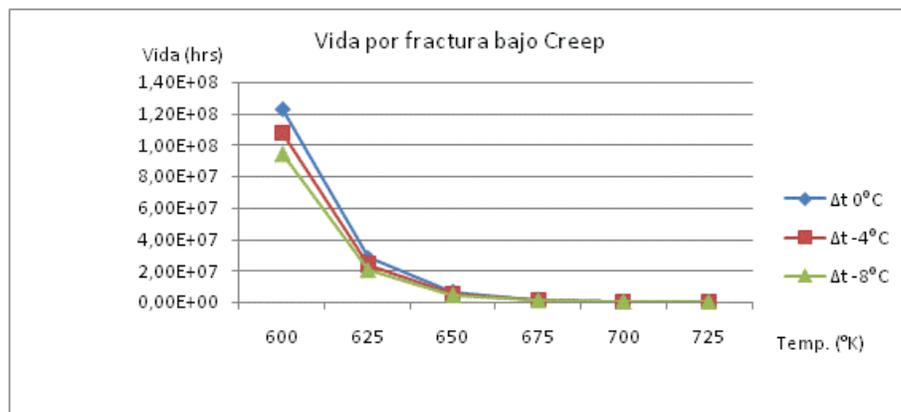
$$D = 58,6 \text{ mm (nominal)}$$

$$h = 4,9 \text{ mm (nominal)}$$

$$p = 146 \text{ kgf/cm}^2 = 14,323 \text{ MPa (presión de diseño)}$$

Los valores de  $E_T$ ,  $\alpha_T$  y  $\mu_T$  se calculan para cada una de las temperaturas del lazo según las iteraciones sucesivas. Se realizaron los cálculos para diferentes valores de diferencia de la temperatura entre la pared exterior e interior del tubo ( $\Delta T$ ) desde 0 a 8 °C. Los resultados obtenidos se muestran en las Tablas 2.6 a la 2.14 para diferentes valores de  $T$  (°K) y  $\Delta T$  (°K).

Para comprender la influencia de la Temperatura en la vida se graficó el comportamiento de esta para el acero SA-210 A1, los resultados obtenidos se dan en la Figura 2.2.



**Figura 2.2 Influencia de la temperatura en la vida por Creep.**

Como se aprecia de la gráfica mostrada, la temperatura de trabajo tiene una notable influencia en la Vida Útil por Fractura bajo Creep. Así por ejemplo si la temperatura de la pared del tubo es de 650 °K (377 °C), la Vida Útil por Fractura bajo Creep es casi es 7 millones de horas. Sin embargo para una temperatura de 725 °K (452 °C) la Vida Útil se reduce a menos de 60 000 horas. Esto para  $\Delta t = 0$  °C.

Cuando se analizan los resultados obtenidas para el acero utilizado actualmente en los tubos de las calderas de la CTE “Carlos M. de Céspedes”, SA-210 A1, se puede observar que por ejemplo a la temperatura de 600 °K, en la medida en que aumenta la diferencia de temperatura  $\Delta t$  entre la superficie exterior e interior de los tubos, desde 0 °C hasta 8 °C, la vida de los tubos se reduce drásticamente. Esto se aprecia más claramente en la Tabla 2.6.

Tabla 2.6 Influencia de $\Delta t$ en la vida en horas									
$\Delta t$ °C	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Vida en horas	57 669	19 340	6 576	2 272	798	284	103	37	14

En la Figura 2.3 se han planteado los resultados obtenidos en una misma gráfica de vida en horas contra temperatura en °K, para poder evaluar la influencia de la temperatura y del  $\Delta t$  de la pared. Como se puede apreciar de dicha gráfica, para la temperatura de  $T = 500$  °K la diferencia de temperatura  $\Delta t$  no influye en la vida de los tubos. Esta temperatura representa un punto de inflexión en la influencia de  $\Delta t$ , para temperaturas menores que esta el incremento de  $\Delta t$  resulta favorable en la vida y por encima de esta desfavorable.

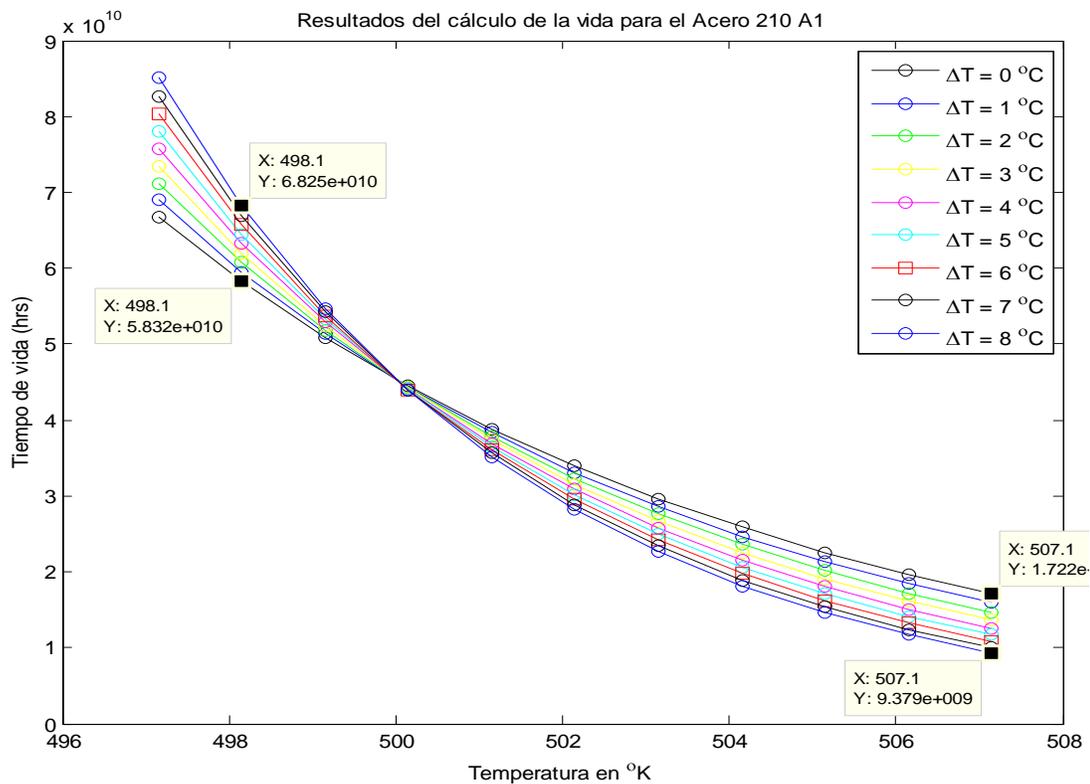


Figura 2.3 Comportamiento de la Vida Útil por Creep del Acero SA-210 A1 con diferentes valores de  $\Delta T$ .

## 2.3 Predicción de la Vida Útil por fractura, bajo Creep en presencia de la diferencia de temperatura de la pared para el Acero SA-213 T91 (9% Cr - 1% Mo), sin considerar el adelgazamiento de la pared.

### 2.3.1 Composición química del acero SA-213 T91 (9% Cr - 1% Mo).

En el Evento Científico Creep 2012 celebrado en Mayo 2012 en Kyoto Japón y en el cual la autora y los tutores del presente trabajo presentaron un artículo (Goytisoló, 2012) y en el cual no se pudo participar, pero se recibió información de los trabajos que fueron presentados, resultando muy significativo que una gran parte de los trabajos presentados se referían al empleo del acero con 9 % de cromo. (Danielsen H. K., Hald J. 2012), (Fujio Abe, 2012). (Maile K. and Klenk A. 2012), (Mastaka Y. et. al. 2012), (Mayr P. et. al, 2012), (Minami Y., Caminada S., Fukui T, Ono T, 2012), (Ukai S. et. al. 2012), (Yamasaki S. et. al. (2012). Esto motivó que se incluyera este acero en el análisis realizado en el presente trabajo, lo que será presentado a continuación.

C	Si	Mn	P	S	Cr	Mo	V	Ni	A <sub>L</sub>	N <sub>b</sub>	N
0,08	0,20	0,30	0,010	0,020	8	0,85	0,18	0,4	0,4	0,05	0,03
a	a	a			a	a	a			a	a
0,12	0,50	0,60			9	1,05	0,25			0,1	0,07

### 2.3.2 Propiedades mecánicas y físicas en función de la temperatura.

En la Tabla 2.8 se muestran las propiedades mecánicas de este acero en función de la temperatura según los datos de (Maslienkov, 1981).

Temp. (°C)	Temp. (°K)	$\sigma_u$ (MPa)	$\sigma_{0,2}$ (MPa)	$\psi$ (%)	$\delta$ (%)	$a_k$ (kgf-m/cm <sup>2</sup> )
20	293	700	590	75	24	10
565	838	430	410	83	22	8
585	858	410	350	84	23	7
620	893	340	330	89	28	6

En la Tabla 2.9 se dan las propiedades físicas de este acero en función de la temperatura según el mismo autor (Maslienkov, 1981).

<b>Tabla 2.9 Propiedades físicas del acero SA-213 T91 (9% Cr - 1% Mo) en función de la temperatura.</b>				
Temp. (°C)	Temp. (°K)	E·10 <sup>-5</sup> (MPa)	$\mu$	$\alpha \cdot 10^{-6}$ (°K-1)
20	293	2,46	0,29	10,25
100	373	2,396	0,28	11,6
200	473	2,39	0,25	12,4
300	573	2,195	0,22	12,75
400	673	2,066	0,18	13,25
500	773	1,92	0,14	13,6
600	873	1,85	0,09	13,4
700	973	1,658	0,04	13,38
800	1073	1,445	-0,01	13,76

Las propiedades físicas fundamentales fueron también ajustadas por el método de los mínimos cuadrados. Las ecuaciones obtenidas en los ajustes son:

$$E = 2.485 - 0.0006716 * t - 7.618e-0077 * t^2 \quad \text{Para } 220 \leq t \leq 800^0 c \quad (2.7)$$

$$\mu = 0.2982 - 0.00019665 * t - 2.411e-007 * t^2 \quad \text{Para } 220 \leq t \leq 800^0 c \quad (2.8)$$

$$\alpha = 10.38 + 0.01044 * t - 8.266e-006 * t^2 \quad \text{Para } 220 \leq t \leq 800^0 c \quad (2.9)$$

### 2.3.3 Metodología de pronóstico de la Vida Útil por Creep de acuerdo con la Norma ISO/TR 7468 – 1981, sin considerar el adelgazamiento de la pared.

La Vida Útil por fractura bajo Creep se puede calcular partiendo del Parámetro Larson Miller según los datos dados por la Norma ISO / TR7468-198. Según esta Norma para el acero SA-213 T91 (9% Cr - 1% Mo) se tiene que:

$$P(\sigma) = \frac{\log t - 11,692613}{T - 600} = a + b \cdot (\log \sigma) + c \cdot (\log \sigma)^2 + d \cdot (\log \sigma)^3 + e \cdot (\log \sigma)^4 \quad (2.10)$$

Donde: a, b, c, d, e son constantes del ajuste de la curva. Los valores de las constantes se dan en la Tabla 2.10.

Tabla 2.10 Constantes de la correlación de Larson Miller para el acero SA-213 T91 (9% Cr - 1% Mo)	
<b>a</b>	-0,80630
<b>b</b>	1,75733
<b>c</b>	-1,45750
<b>d</b>	0,53256
<b>e</b>	-0,07342

En la Figura 2.4 se han planteado los resultados obtenidos en una misma gráfica de vida en horas contra temperatura en °K, para poder evaluar la influencia de la temperatura y del  $\Delta t$  de la pared. Como se aprecia la vida pronosticada con este acero para  $T = 600^\circ \text{K}$  es varias veces superior a la del acero: SA-210 A1 y la influencia del  $\Delta t$  es más pequeña, pero similar al caso anterior. El punto de inflexión en este caso es  $T = 600^\circ \text{K}$ .

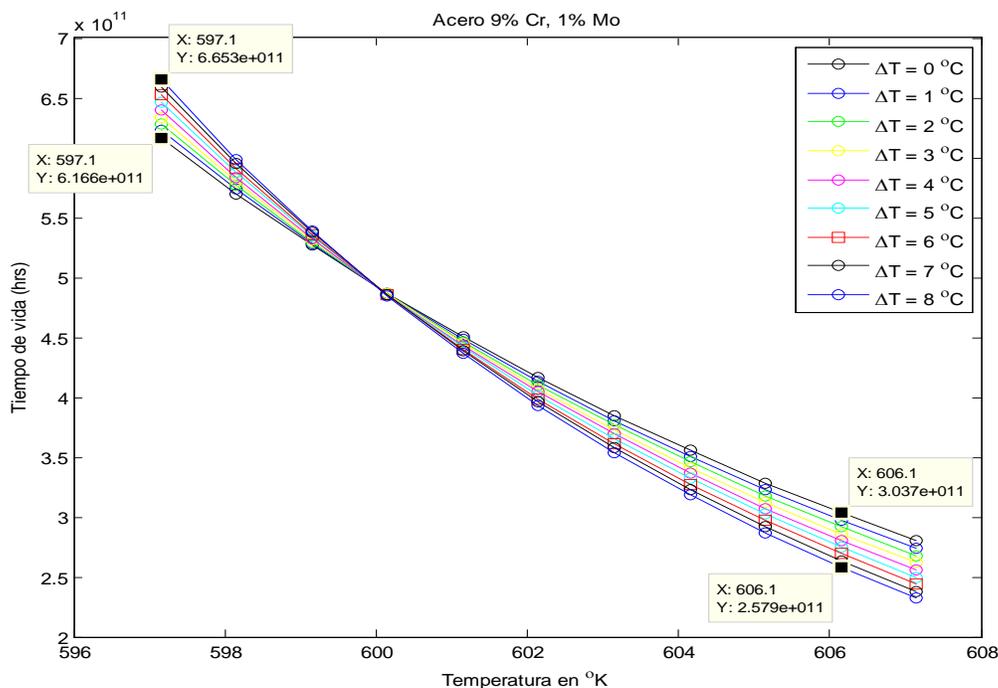


Figura 2.4 Comportamiento de la Vida Útil por Creep del Acero de SA-213 T91 (9% Cr - 1% Mo) con diferentes valores de  $\Delta T$ .

## **2.4 Predicción de la Vida Útil por fractura bajo Creep en presencia del fenómeno de adelgazamiento de la pared del tubo.**

### **2.4.1 Adelgazamiento de la pared de los tubos de los Generadores de Vapor.**

En los epígrafes anteriores se analizó el cálculo de las tensiones en la pared de los tubos suponiendo que el espesor de la pared permanece constante en el tiempo. Esto equivale a decir que las tensiones en la pared de los tubos no varían en el tiempo. Bajo estas condiciones tensionales y en presencia de elevadas temperaturas en la pared de los tubos, en el mismo puede ocurrir la falla por fractura bajo Creep (fluencia lenta) y en los epígrafe 2.1 y 2.2 se analizó la metodología para el pronóstico de la Vida Útil de los tubos en esas condiciones.

En la realidad durante la explotación de los tubos en los hornos de los generadores de vapor los tubos sufren adelgazamiento de la pared provocado por diferentes causas entre las que se encuentran:

- Adelgazamiento de la pared producto de la deformación plástica que sufren los tubos durante el doblado al formar codos o zonas curvas de las paredes de agua. Este será considerado como el espesor inicial al evaluar esta influencia.
- Corrosión de la pared tanto interiormente por el contacto con el agua, como exteriormente por la acción agresiva y corrosiva de los gases, lo que está asociado a la calidad del combustible empleado.
- Erosión mecánica sobre la pared. El fenómeno de erosión está presente siempre que un fluido cualquiera circula por un canal. En este caso por el interior de los tubos circula agua (en ebullición), lo que implica un movimiento complejo del fluido en la zona de la película límite de la pared que unido al acción de la corrosión provoca en mayor o menor medida el adelgazamiento del tubo. Por el exterior circulan los gases de la combustión, también un movimiento muy complejo que provoca indudablemente el desprendimiento de los productos de la corrosión exterior de los tubos y por ende el adelgazamiento del mismo.

La consecuencia directa del adelgazamiento progresivo del tubo es el incremento también progresivo de las tensiones lo que conducirá a una reducción de la Vida Útil bajo los diferentes tipos de deterioros.

#### 2.4.2 Metodología de Pronóstico de la Vida Útil por Creep en presencia del fenómeno de adelgazamiento de la pared.

La metodología existente para el pronóstico de la Vida Útil por fractura bajo Creep en presencia del fenómeno de adelgazamiento de la pared (Roger and Sidey, 1982); (Zarrabi, 1993), parte de suponer una razón de adelgazamiento constante en el tiempo, o sea, el espesor del tubo en un instante cualquiera a partir del comienzo de su explotación se puede calcular por la expresión:

$$h = h_0 - \bar{h} \cdot t \quad (2.11)$$

Donde:  $h$  = espesor de la pared del tubo después de transcurrir  $t$  horas de explotación en m.

$h_0$  = espesor original del tubo en m.

$\bar{h}$  = razón de adelgazamiento en  $m/h$ .

En (Zarrabi, 1993) se da como rango de valores típicos de la razón de adelgazamiento para tubos característicos de calderas hechos de material 2,25% Cr; 1% Mo, el siguiente:

$$\bar{h} = 2,5 \cdot 10^{-9} \text{ m/h}$$

En este propio trabajo se propone establecer esta razón midiendo el espesor  $h$  después de un tiempo  $t$  de explotación y calculando la razón de adelgazamiento por la siguiente expresión:

$$\bar{h} = \frac{h_0 - h}{t}; (m/h) \quad (2.12)$$

Realmente esta razón de adelgazamiento no tiene exactamente que ser constante en el tiempo, puede resultar que tenga una función creciente o decreciente. Esta se podría obtener si se cuenta con un volumen grande de información (mediciones de espesor con los tiempos de explotación correspondientes) la cual no está disponible.

En esta valoración de la situación de los tubos de las paredes de agua de la Central Termoeléctrica “Carlos Manuel de Céspedes” se asumirá una razón constante. En este caso la predicción de la Vida Útil por fractura bajo Creep en presencia del adelgazamiento de la pared del tubo se realizará por la misma Metodología empleada cuando no existía adelgazamiento de la pared, simplemente al calcular la tensión por la ecuación de (Jusmatulin, 1990) el parámetro  $\varepsilon$  se modifica en función del adelgazamiento que se haya producido en el tubo, de acuerdo a las ecuaciones (2.11), donde:  $\bar{h}$  = razón de adelgazamiento en  $m/h$ .

$$\sigma_{eq} = \frac{(\varepsilon+1)^2}{4 \cdot \varepsilon} \cdot \sqrt{3 \cdot p^2 + 3 \cdot p \cdot m \cdot \Delta t + (m_1 \cdot \Delta t)^2} \quad (2.13)$$

Donde:

$$m_1 = \frac{E \cdot \alpha \cdot a_1}{1 - \mu} \quad a_1 = \frac{2 \cdot \varepsilon}{(\varepsilon + 1)^2 \cdot \ln\left(\frac{\varepsilon + 1}{\varepsilon - 1}\right)} - 1 \quad \varepsilon = \frac{D}{h_0 - \bar{h} \cdot t} \quad (2.14)$$

## 2.5 Metodología para la evaluación de las fallas por fatiga en tubos de materiales ferríticos en presencia de defectos según el Código ASME.

### 2.5.1 Tipos de fallas previstas.

Esta metodología se basa en el Apéndice H de la Sección XI, División I, del Código ASME y proporciona un método para la evaluación de tubos de materiales ferríticos que contengan defectos que exceden las normas de aceptabilidad (IWB-3514.2). Los tipos de fallos previstos en la misma son:

1. Fallas por Carga Límite de la sección transversal del conducto (la cual es reducida por el área del defecto) para materiales dúctiles donde el límite de carga está establecido.
2. Mecanismo de Fractura Elástico-Plástica donde la extensión dúctil del defecto puede ocurrir antes de alcanzar la carga límite.
3. La Fractura frágil descrita por un Mecanismo de Fractura Lineal Elástica.

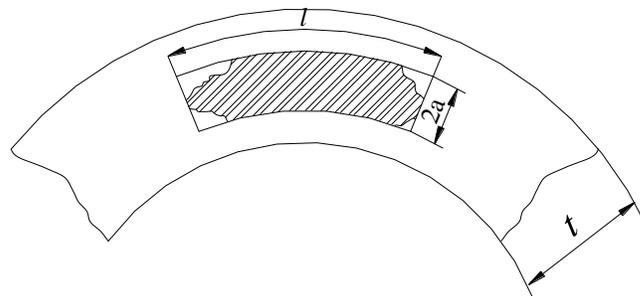
### 2.5.2 Identificación de los Defectos.

La identificación de los defectos se basa en el artículo H-2000 del Apéndice H, el cual proporciona las reglas acerca de la forma del defecto o de los múltiples defectos, su orientación y la ubicación de estos que serán utilizados en los análisis.

El defecto, independiente de su forma real debe ser circunscrito por un área plana rectangular o circunferencial en concordancia con los métodos descritos en IWA-3300. Las Fig. 2.2 y Fig. 2.3 ilustran la caracterización del defecto para los defectos circunferenciales o axiales del conducto respectivamente.

Para el caso múltiples defectos cercanos, cuando la distancia más corta entre dos defectos adyacentes esta dentro de los límites de la proximidad especificados en IWA-3300, los defectos adyacentes deben ser circunscritos por una sola área plana rectangular o circunferencial en concordancia con esta Norma.

#### a) Defecto Subsuperficial.



#### b) Defecto Superficial.

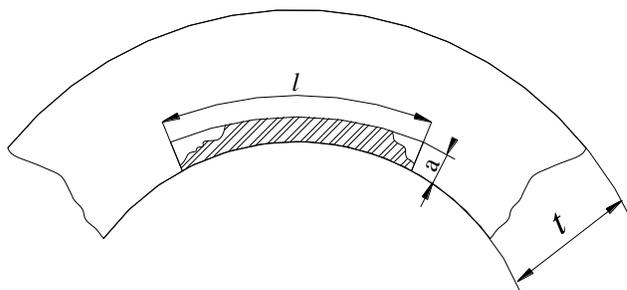
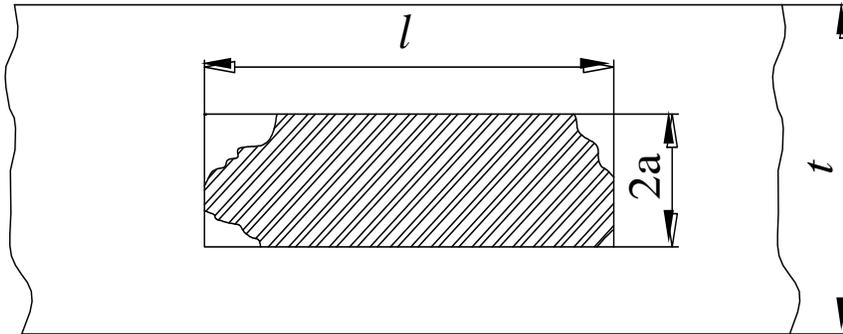
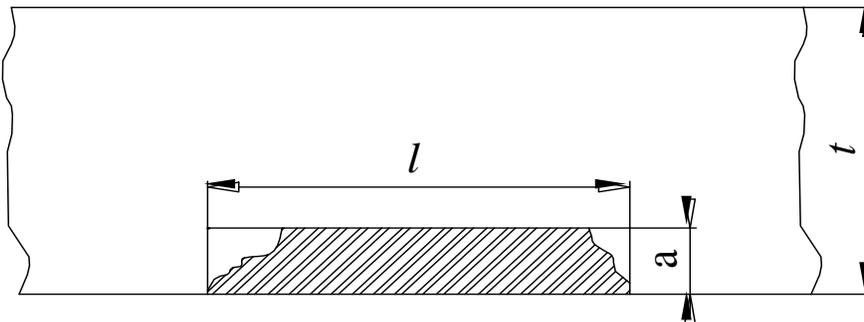


Figura 2.5 Caracterización de Defectos Circunferenciales.

**a) Defecto Subsuperficial.**



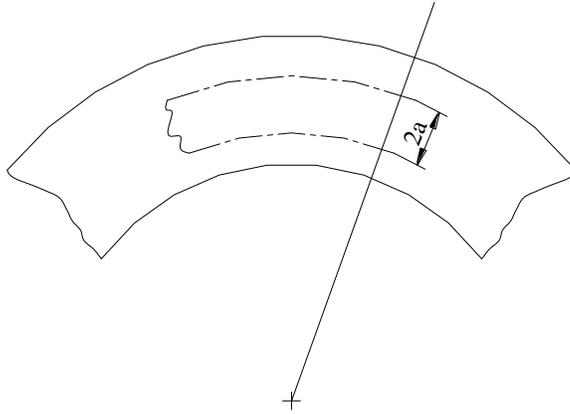
**b) Defecto Superficial.**



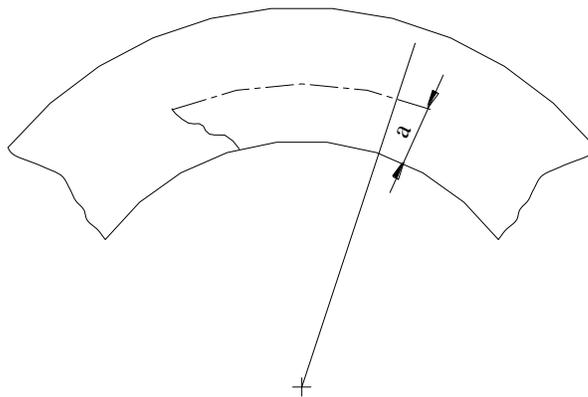
**Figura 2.6 Caracterización de Defectos Axiales.**

Los defectos que no están en un plano axial o circunferencial deben ser proyectados sobre estos planos en concordancia con las reglas de IWA-3340. Los defectos axiales o circunferenciales obtenidos por esta proyección deben ser evaluados separadamente en concordancia con este epígrafe. La Figura 2.7, la Figura 2.8 y la Figura 2.10 ilustran la caracterización para los defectos oblicuos.

**a) Defecto Subsuperficial.**

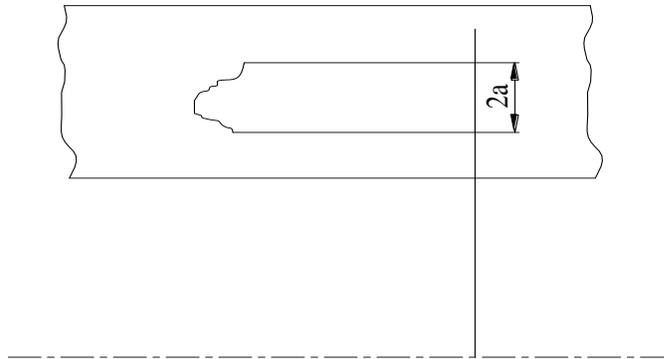


**b) Defecto Superficial.**

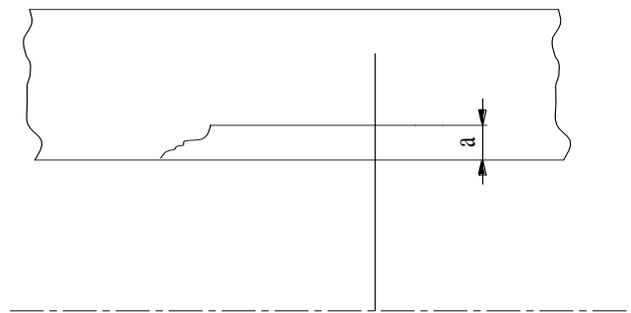


**Fig. 2.7 Caracterización de Defecto Oblicuo proyectados en el plano Axial**

**a) Defecto Subsuperficial.**



**b) Defecto Subsuperficial.**



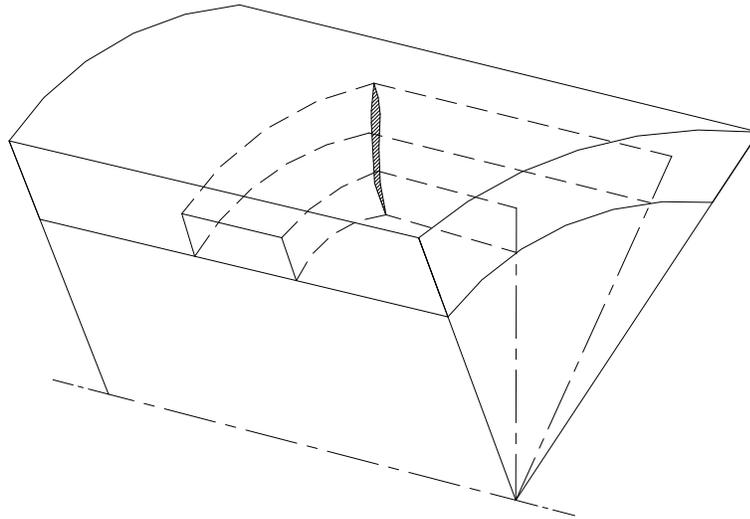
**Figura 2.8 Caracterización de Defecto Circunferencial Oblicuo proyectado en el plano Axial.**

**2.5.3 Ubicación del Defecto.**

Para el propósito del análisis, el defecto debe ser considerado en su ubicación real.

Estas tensiones debido al sistema de cargas deben ser computadas en esta ubicación.

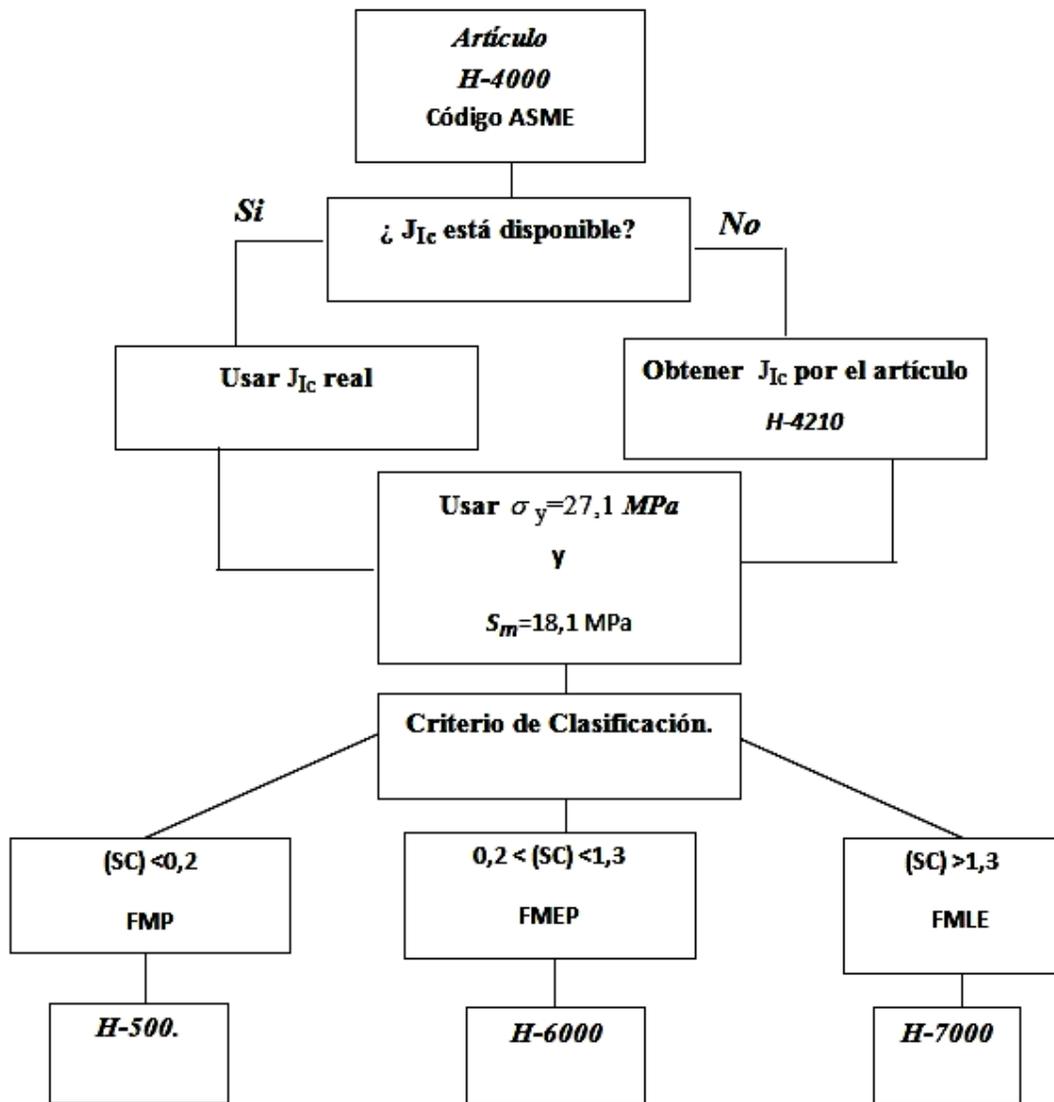
La caracterización de los defectos superficiales o subsuperficiales debe ser usado en dependencia del tipo de defecto. Cuando el defecto es Subsuperficial, pero dentro de los límites de la proximidad de **IWA-3340** de la superficie de los componentes, el defecto debe ser considerado superficial y circunscrito por un área plana rectangular o circunferencial con la base sobre la superficie.



**Figura 2.9 Caracterización de Defecto Oblicuo Compuesto proyectado en los planos Circunferenciales y Axiales.**

### **2.6 Criterio de clasificación del tipo de falla más probable**

La clasificación del tipo de falla más probable se realiza de acuerdo con el artículo H-4000 del apéndice H, de la sección XI, División I del Código ASME. En la clasificación se tiene en cuenta las particularidades en cuanto a la ubicación y dimensiones del defecto, las propiedades mecánicas y fractomecánicas del material, la presión y las dimensiones del conducto.



**Figura 2.10** Secuencia empleada en la determinación del mecanismo dominante en la falla y el método de análisis de acuerdo con la Mecánica de la Fractura.

Donde:

FMP-Fractura Mecánica Plástica.

FMPE-Fractura Mecánica Elástica Plástica.

FMLE-Fractura Mecánica Lineal Elástica

### 2.6.1 Procedimiento de análisis para calcular el tamaño crítico de la grieta en función del Criterio de Clasificación.

Los procedimientos de análisis están establecidos detalladamente en el Código ASME en los artículos H-5000, H-6000 y H-7000 respectivamente. En el caso de los tubos de aceros ferrítico – perlíticos el valor de  $J_{Ic}$  se obtiene por la expresión:

$$J_{Ic} = \frac{(K_{Ic})^2}{E}$$

Donde el valor de la tenacidad a la fractura del material se obtiene por la correlación de Rolfe-Borson.

$$K_{Ic} = \sqrt{\sigma_f^2 \left[ 0.6478 \left( \frac{CVN}{\sigma_f} - 0.0098 \right) \right]} \text{ MPa}$$

El criterio de clasificación es:

$$SC = \frac{K_r}{S_r}$$

Donde:

$$K_r = \left[ \frac{K_T^2}{E * J_{Ic}} \right]^{0,5} \quad y \quad S_r = \frac{p * D / 2h}{\sigma_t}$$

$$K_T = \left( \frac{p * D}{2h} \right) * \left( \frac{\pi * a}{\varrho} \right)^{0,5} * F$$

$$\varrho = 1 + 4,593 * \left( \frac{a}{l} \right)^{1,65}$$

$$F = \frac{1,12 + 0,053 * \alpha + 0,0055 * \alpha^2 + (1,0 + 0,02 * \alpha - 0,019 * \alpha^2) * \left( 20 - \frac{D}{2h} \right)^2}{1400}$$

$$\alpha = \frac{a/h}{a/l}$$

$$\sigma_t = \sigma_f * \left[ \frac{1 - x}{1 - x / M_2} \right]$$

$$x = a / h$$

$$M_2 = [1 + (1,61/2D * h) * L^2]^{0,5}$$

En estas expresiones:

p= presión de trabajo del tubo en MPa.

D= diámetro medio del tubo en m.

h = espesor medio del tubo en m.

a = profundidad del defecto en m.

l = longitud del defecto en m.

### 2.6.2 Tamaño crítico del defecto.

Una vez conocido el mecanismo de falla dominante, se puede calcular el tamaño crítico del defecto. Si este tamaño crítico es mayor que el espesor del tubo, el defecto se hace pasante antes de hacerse crítico y extenderse a lo largo de toda la longitud posible del tubo. En ese momento ya el tubo está punchado y la Vida Útil se calcularía entonces como el tiempo requerido para que el defecto crezca de su tamaño inicial hasta su tamaño crítico.

En el caso de que el mecanismo dominante sea la Mecánica de la Fractura Lineal Elástica el tamaño crítico del defecto se calcula por la expresión:

$$a_c = \frac{K_{Ic} * \rho * 10^3}{\pi \left( \frac{p * D}{2h} \right) * F^2} \text{ (mm)}$$

Si el mecanismo de fractura es la Mecánica de la Fractura Elasto-Plástica, el tamaño crítico del defecto se calcula por la expresión:

$$a_c = \frac{J_{Ic} * \pi * E * 10^3}{\sigma_f^2 * \ln \left[ \sec \left( \frac{\pi * p * D}{4h * \sigma_f} \right) \right]} \text{ (mm)}$$

### 2.7 Crecimiento subcrítico del defecto.

La Vida Útil del Tubo en presencia de defectos se calcula por integración numérica a partir de la Ecuación de Paris.

En el caso de la Mecánica de la Fractura Lineal Elástica la Ecuación de Paris toma la forma:

$$\frac{da}{dN} = C * (\Delta K_T)^n \text{ (m/ciclo)}$$

Las constantes de la Ecuación para Aceros ferríticos - perlíticos son:

$$C = 6,89 * 10^{-12} \quad y \quad n = 3,1$$

En el caso de la Mecánica de la Fractura Elasto – Plástica, la Ecuación de Paris toma la forma:

$$\frac{da}{dN} = C_J * (\Delta J)^{n_J}$$

Donde:

$$C_J = C * E^{n_J} \quad y \quad n_J = \frac{n}{2}$$

Los valores de  $\Delta K_I = K_{I_{max}} - K_{I_{min}}$  ó  $\Delta J = J_{I_{max}} - J_{I_{min}}$  se calculan por los valores de  $p_{máx}$  y  $p_{min}$  del ciclo de presión respectivamente.

En el caso de la Mecánica de la Fractura Plástica se hace necesario precisar si la fractura es por creep o por colapsación plástica y en función de eso calcular la vida.

## 2.8 Conclusiones del Capítulo II.

1. En los cálculos a elevadas temperaturas para realizar el pronóstico de la vida a la falla por creep, por colapsación plástica o por fatiga, no se toma en cuenta la variación de las propiedades físicas (módulo de elasticidad E, el coeficiente de Poisson  $\mu$  y coeficiente de dilatación térmica lineal  $\alpha$ ), con la temperatura, cuando estos cambios pueden ser significativos del orden del 30% o más. En el presente trabajo se han introducido ecuaciones de correlación de estas propiedades con la temperatura, que permiten tomar en cuenta la influencia de estos cambios en la magnitud de las tensiones de trabajo en los tubos.
2. Se realizó un estudio detallado de las Metodologías establecidas en las Normas Técnicas y sobre las Investigaciones que realizan diversas instituciones en el mundo y se detectaron las insuficiencias en calculo las tensiones en los tubos de calderas. En el trabajo (Rivero, 2012) se perfeccionaron algunos aspectos involucrados en ellas que se detallarán a continuación y que fueron considerados también en el presente trabajo.
  - a. A través de los años se ha establecido la costumbre de utilizar la Ecuación de Laplace, basada en la Teoría Membranal para el cálculo de tensiones en tuberías

y recipientes, aspecto este que simplifica notablemente los cálculos y que está validado por la totalidad de las Normas Internacionales relacionadas, los que ha conducido a que en los últimos años con el desarrollo de la Mecánica de la Fractura y la introducción en la industria de la Metodología de Gestión de Vida, cuando se hacen cálculos de tensiones que inciden en la Vida Útil del componente, se continua utilizando esta ecuación, sin percatarse de que la misma es solo una aproximación y que no resulta adecuada para el pronóstico de Vida Útil, donde las tensiones deben ser calculadas con exactitud. Algunas Metodologías han usado con este fin modificaciones en la ecuación de Laplace o han introducido coeficientes de corrección para resolver este problema.

- b. En el trabajo de (Rivero, 2012) se demuestra que la ecuación de Lamé, que es la ecuación exacta para el cálculo de las tensiones en cuerpos de configuración cilíndricas es la ecuación adecuada para el cálculo de las tensiones en el pronóstico de Vida Útil. Para relaciones de  $D/h \leq 2,5$ , las tensiones calculadas por esta ecuación dan mayor que de todas las restantes ecuaciones utilizadas en las diferentes Metodologías (incluso hasta 50% mayor) y dan valores mayores que la ecuación de Laplace para relaciones de  $D/h \leq 20$  rango este en el cual se mueve la inmensa mayoría de los recipientes a presión, tuberías y en particular los tubos de calderas.
- c. Otra insuficiencia detectada en las metodologías existentes e incluso en las Normas Técnicas y que limita la exactitud de los pronósticos de Vida Útil, es que no se toma en cuenta en el cálculo de las tensiones de los tubos de calderas, la diferencia de temperatura que existe entre las superficies exterior e interior de los tubos por efecto de calentamiento externo lo que implica diferencia en las tensiones que pueden llegar hasta un 10%. En los cálculos realizados en el presente trabajo con la Metodología elaborada por (Rivero, 2012) se incorporan estas ecuaciones que toman en cuenta estas diferencias de temperatura utilizando la ecuación de Lamé. Todos estos aspectos fueron incluidos en el presente trabajo.

3. En el Trabajo de Diploma de Ernesto Junco Se elaboró una Metodología y un Programa en MatLab para perfeccionar el pronóstico de vida por creep realizado en el trabajo (Rivero, 2912) de los tubos de calderas resolviendo las insuficiencias mencionadas mediante el cual se realizarán los pronósticos de vida por creep para los diferentes aceros analizados. En el algoritmo se incluyó en el presente trabajo la forma de considerar la presencia de un adelgazamiento inicial y de una razón de adelgazamiento con el tiempo para poder considerar la influencia del adelgazamiento en el pronóstico de la vida.
4. En el Trabajo de Diploma de Indira Chauvín se elaboró una Metodología y un Programa en MatLab para perfeccionar el pronóstico de vida por colapsación plástica de los tubos de calderas para los diferentes aceros analizados considerando el adelgazamiento de la pared y todos los aspectos que fueron mencionados anteriormente.
5. En el presente trabajo se elaboró un algoritmo para la clasificación del tipo de falla más probable: 1) Fractura Mecánica Elástica. 2 Fractura Mecánica Elasto Plástica o 3) Fractura Mecánica Plástica. Este algoritmo se realizó de acuerdo con el artículo H-4000 del apéndice H, de la Sección XI, División I del Código ASME. En la clasificación se tiene en cuenta las particularidades en cuanto a la ubicación y dimensiones del defecto, las propiedades mecánicas y fractomecánicas del material, la presión y las dimensiones del tubo.
6. Con los algoritmos elaborados se podrá pronosticar la vida de servicio a cada una de las averías y decidir la de menor vida, que será la más probable.

## Capítulo III Aplicación y comparación de las metodologías y los algoritmos elaborados al pronóstico de vida por creep, colapsación plástica y por fatiga para identificar el tipo de fractura que puede ocurrir en los tubos incorporando el adelgazamiento de la pared.

### 3.1 Antecedentes en las investigaciones sobre adelgazamiento de la pared.

En las metodologías descritas en la literatura para la estimación de la vida útil por creep y otros tipos de falla en tubos, no se toma en cuenta la influencia de la diferencia de la temperatura  $\Delta t$  entre la superficie exterior e interior de la pared en la magnitud de las tensiones (Rivero, 2012). Según la referencia (Jusmatulin, 1990), para el cálculo de la tensión en la pared (ya sea de recipientes o de tubos) tomando en cuenta la diferencia de temperatura  $\Delta t$  entre la superficie exterior e interior de la pared del componente en cuestión, para calentamiento exterior, se tiene que:

$$\Delta t = t_e - t_i$$

Donde:  $t_i$  = temperatura interior y  $t_e$  = temperatura exterior.

$$\sigma_{eq} = \frac{(\varepsilon + 1)^2}{4 \cdot \varepsilon} \cdot \sqrt{3 \cdot p^2 + 3 \cdot p \cdot m \cdot \Delta t + (m_1 \cdot \Delta t)^2} \quad (3.1)$$

Donde:

$$m_1 = \frac{E \cdot \alpha \cdot a_1}{1 - \mu} \quad a_1 = \frac{2 \cdot \varepsilon}{(\varepsilon + 1)^2 \cdot \ln\left(\frac{\varepsilon + 1}{\varepsilon - 1}\right)} - 1 \quad y \quad \varepsilon = D/h \quad (3.2)$$

P presión interior en el tubo, E Módulo de Elasticidad del material del tubo,

$\alpha$  Coeficiente de dilatación térmica del material del tubo,  $\mu$  coeficiente de Poisson del material del tubo, D diámetro medio del tubo, h espesor de la pared del tubo. Estas expresiones para el cálculo de la tensión en la pared de los tubos de las calderas fueron incorporada en la Metodología de Pronóstico de la vida por Creep elaborada en el trabajo (Rivero, 2012); (Goytisoló, 2012). Se hace necesario destacar que el hecho de que incorporar la diferencia de temperatura  $\Delta t$  en las expresiones de cálculo de las tensiones, juega un papel importante en el valor de las tensiones

calculadas en comparación con el valor cuando no se considera la misma. Por otra parte hay que agregar que es muy importante disponer de datos de las propiedades físicas y mecánicas, tales como:  $E$ ,  $\alpha$  y  $\mu$  en función de la temperatura de trabajo para el material en cuestión (Maslienkov, 1981); (Birger, 1975). Estos elementos se han mantenido incorporados en la metodología creada en el presente trabajo.

Se han realizado trabajos previos en Cuba y en el extranjero donde se destaca la importancia que tiene el adelgazamiento de la pared tanto producto del doblado de los tubos, como por el fenómeno de erosión – corrosión que siempre está presente en los tubos de calderas. En la Tesis de Doctorado de (Hurtado, 2013) se realizó un profundo estudio del proceso de doblado de tubos en general, donde se destaca el adelgazamiento que se produce en la pared de los tubos y los defectos que pueden aparecer en los mismos, pero en ese trabajo no se abordaron tubos con las dimensiones de los tubos de calderas. El Colectivo de Mecánica Aplicada realizó en el año 2006 una investigación acerca del estado técnico de los tubos con curvas conformadas en Cuba para los economizadores de la CTE de Felton. En la Figura 3.1 se muestran algunas vistas de los tubos investigados, el adelgazamiento de la pared y el ovalado durante el doblado y en las Tablas 3.1 se dan los valores obtenidos en las mediciones experimentales.



**Figura 3.1 Tubos investigados de los Economizadores de la CTE de Felton.**

En la Figura 3.1 se aprecia el adelgazamiento que sufre el tubo en determinada zona durante el doblado y los defectos de ovalidad que surgen que por supuesto afectan la

resistencia. En las Tablas 3.1 y 3.2 lo más significativo a destacar es que en los tubos que se midieron con 10 años de explotación el adelgazamiento de la pared fue del orden del 24,44 % lo que es muy significativo.

**Tabla 3.1 Ovalidad máxima permisible y el adelgazamiento máximo permisible en función del radio de curvatura interior del tubo.**

No	Codo.	R			Dmx mm	Dmin. mm	Ovalidad mm	S1 mm	S2 mm	Adelgazamiento. [%]
		inferior (mm)	Dn mm	R/Dn						
1	90 grad. 10 años	48,0	32,0	1,5	30,0	29,7	1,01	4,5	3,4	24,44
	90 grad. 10 años				31,4	31,0	1,28			
2	180 grad. EMCE	31,0	32,0	1,0	32,0	29,3	8,81	4,5	4,3	4,44
	180 grad. EMCE.				32,8	31,8	3,10			
3	90 grad. EMCE	36,0	32,0	1,1	31,8	30,0	5,83	4,5	4,4	2,22
	90grados EMCE				32,0	32,0	0,00			
4	90 grad. EMCE (corto)	30,5	32,0	1,0	31,5	30	4,88	4,5	4	11,11
	90grados EMCE (corto)				32,2	32,1	0,31			
5	Checo 90 grad	60,0	32,0	1,9	32,1	30,3	5,77	4,5	4,3	4,44
	Checa 90 grad				31,9	31,8	0,31			

**Tabla 3.2 Ovalidad máxima permisible y el adelgazamiento máximo permisible en función del radio de curvatura exterior del tubo.**

No	Codo	R exterior mm	Dn mm	R/Dn	Dmáx (mm).	Dmín. (mm)	Ovalidad	S1 mm	S2 mm	Adelgazamiento. [%]
1	90 grad. 10 años	80,0	32,0	2,5	30,0	29,7	1,01	4,5	3,4	24,44
	90 grad. 10 años				31,4	31,0	1,28			
2	180 grad. EMCE	63,0	32,0	2,0	32,0	29,3	8,81	4,5	4,3	4,44
	180 grad. EMCE				32,8	31,8	3,10			
3	90 grad. EMCE	68,0	32,0	2,1	31,8	30,0	5,83	4,5	4,4	2,22
	90 grados EMCE				32,0	32,0	0,00			
4	90 grad. EMCE (corto)	62,0	32,0	1,9	31,5	30	4,88	4,5	4	11,11
	90 grados EMCE (corto)				32,2	32,1	0,31			
5	Checo 90 grad.	92,0	32,0	2,9	32,1	30,3	5,77	4,5	4,3	4,44
	Checo 90 grad.				31,9	31,8	0,31			

Específicamente en tubos de calderas (Zarrabi, 1993) que es uno de los investigadores más destacados acerca de la falla por creep en los tubos de calderas en su artículo: "Estimation of boiler tube life in presence of corrosion and erosion processes", describe una metodología que utiliza la Norma ISO, pero el cálculo de las tensiones lo realizó por la ecuación empleada por la: Central Electric Generating Board de Canadá (CEGB), ecuación esta que fue analizada en el trabajo (Rivero, 2012) y que da valores más pequeños que la ecuación de Lamé, que es la ecuación exacta y que como se explicó, será la utilizada en el presente trabajo. Zarrabi en dicho artículo se refiere a la razón de adelgazamiento de los tubos por el efecto de erosión – corrosión, pero no da ningún valor de la razón de adelgazamiento.

En otro artículo (Zarrabi, 1994) si da valores típicos de las razones de adelgazamiento, por ejemplo para tubos finos de 50 mm de diámetro exterior y 3 mm de espesor de pared da un valor de  $k = 2,5 - 5,0$  nm/h (nanómetros/ hora) y para

tubos gruesos, también de 50 mm de diámetro exterior y 9 mm de espesor de pared da un valor de  $k = 2,5 - 50$  nm/h, o sea valores máximos mucho mayores. Además el plantea que para los cálculos por Colapsación plástica se debe empezar analizar a partir de las 50000 horas de vida, por lo que en este trabajo se va realizar las investigaciones con este valor de horas de vida.

### **3.2 Mediciones de espesores y de adelgazamiento de los tubos nuevos con curvas de la CTE "Carlos M. de Céspedes".**

En los codos del sobrecalentador secundario se hicieron algunas mediciones de espesores con un instrumento de medición que existe en la termoeléctrica. Esto pudo ser posible puesto que los tubos del sobrecalentador se encontraban almacenados en uno de los almacenes de la Termoeléctrica, los cuales se encontraban en espera para su instalación en la unidad CMC 3.

Los datos de instrumento son:

- Marca del equipo utilizado: Krautkramer-Branson
- Modelo del equipo: DM4-DL
- Número de serie: 143424

Procedimiento utilizado: Medición de Espesores

- Código: MBP-004-004
- Palpador: KBA-560
- Frecuencia: 5 MHz
- Bloque Patrón: Escalonado

### **3.3 Resultados de las mediciones.**

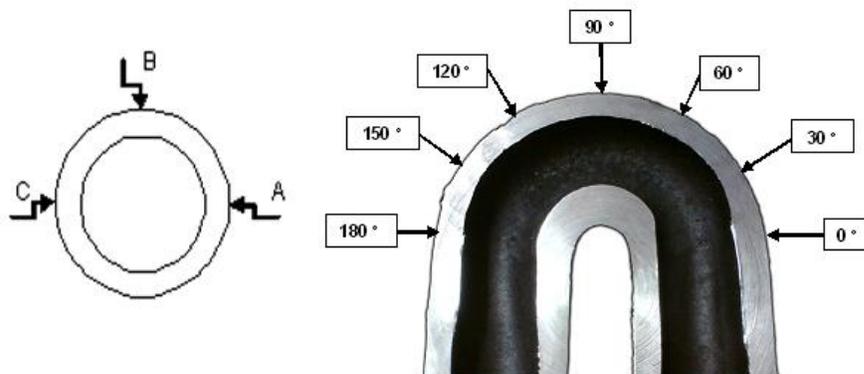
- **Codos medidos.**

Los codos fueron identificados del No. 1 al 5 desde el de menor radio hasta el último de abajo a arriba.



**Figura 3.2 Codos que fueron medidos del sobrecalentador secundario.**

En la Figura 3.2 se muestran los codos que fueron medidos en el sobrecalentador secundario y en las Figuras 3.3 a la Figura 3.6 los esquemas y en las Tablas 3.3 a 3.6 los resultados de las mediciones.



**Figura 3.3 Codo No. 1.**

<b>Tabla 3.3 Codo No. 1 Codo de menor radio.</b>				
Codo No. 1	Espesores de la Pared en mm			
	Ángulo	A	B	C
	0	10.87	11.36	10.95
	30	9.96	11.05	10.31
	60	9.71	11.00	10.30
	90	9.88	11.10	10.26
	120	9.42	11.39	9.93
	150	9.80	10.98	10.45
	180	10.83	11.46	11.18

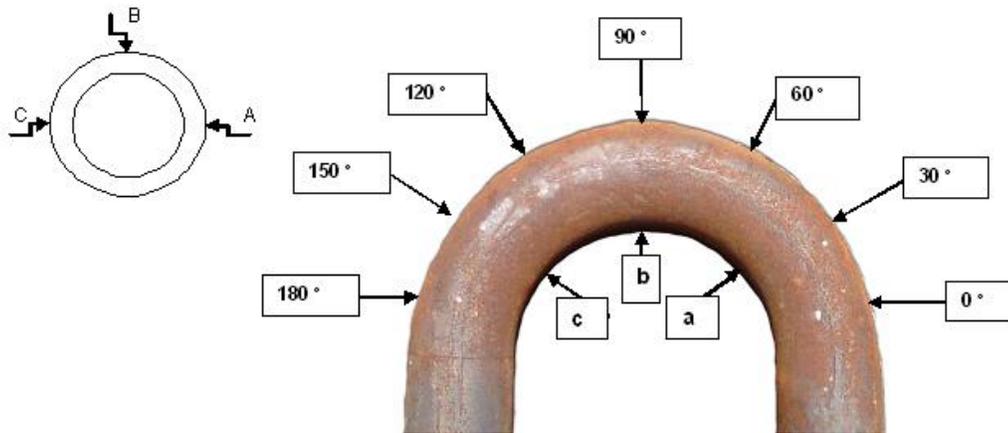


Figura 3.4 Codo No. 2.

**Tabla 3.4 Codo No. 2 Codo de radio intermedio.**

Codo No. 2	Espesores de la Pared en mm		
	A	B	C
Angulo			
0	7.50	7.21	7.85
30	7.16	7.15	7.44
60	6.98	7.00	7.12
90	6.95	7.16	7.40
120	6.96	7.24	7.38
150	7.00	7.17	7.36
180	7.80	7.51	7.97
a, 30	9.12		
b, 90	9.57		
c, 150	9.10		

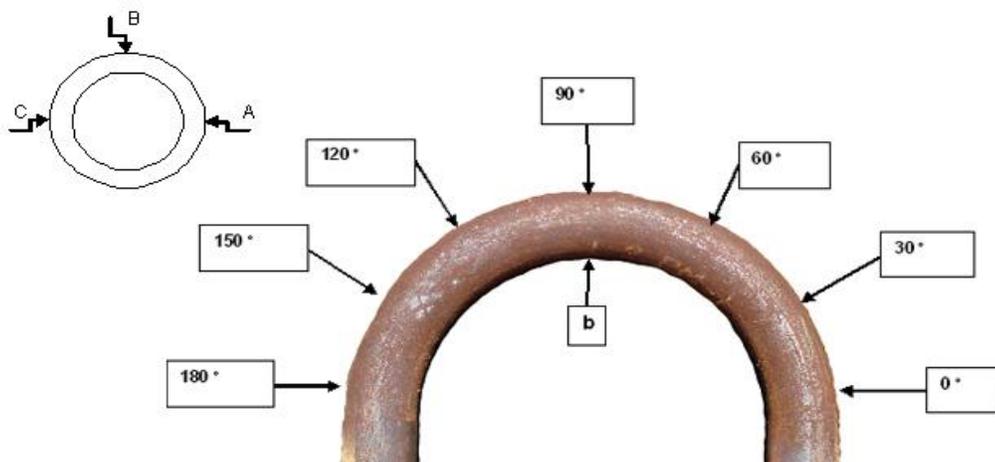


Figura 3.5 Codo No. 3.

**Tabla 3.4 Codo No. 3 Codo de mayor radio.**

Codo No.3	Espesores de la Pared en mm		
Ángulo	A	B	C
0	-	-	-
30	8.51	8.35	8.48
60	8.25	8.57	8.51
90	8.23	8.40	8.34
120	8.41	8.36	7.65
150	8.32	8.88	7.75
180	-	-	-
b, 90	8.70	8.59	8.72

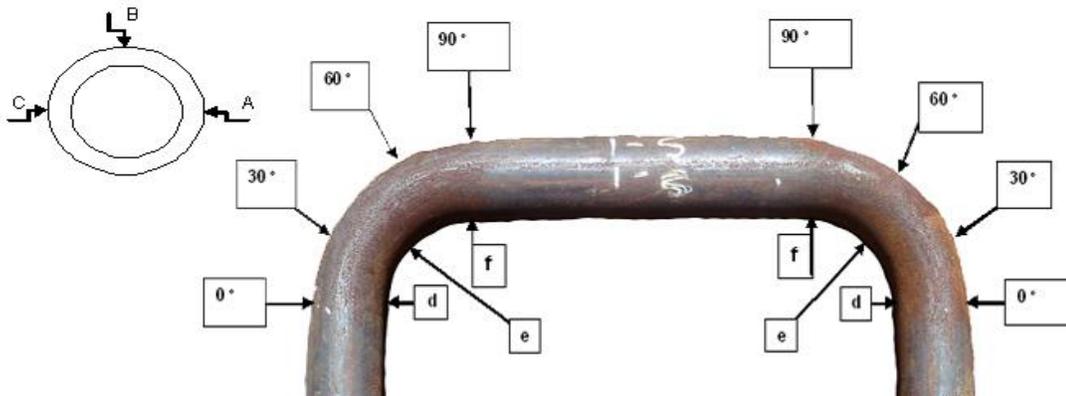


Figura 3.6 Codo Nos. 4 y 5.

**Tabla 3.5 Codo Nos. 4 y 5.**

Codos Nos. 4 y 5	Espesores de la Pared en mm		
Angulo	A	B	C
0	7.40	7.45	7.39
30	6.85	7.26	6.85
60	6.89	7.39	6.78
90	7.51	7.59	7.33
d, 0	8.85	8.13	8.05
e, 45	9.74	9.18	8.48
f, 90	8.66	8.04	7.87

Como se aprecia en los resultados de las mediciones el menor espesor exterior se produce siempre para un ángulo de 90 grados (En los codos 4 y 5 ocurrió a 60 grados) como era de esperar (el mínimo debe estar en 45°) y el adelgazamiento producto del doblado inicial alcanzó en todos los casos entre el 9,5 % y el 14 %.

### 3.4 Diámetros y espesores de los diferentes tubos empleados en las calderas de la CTE "Carlos M. de Céspedes".

Actualmente en la termoeléctrica existen diversas zonas de la caldera que sus tubos tienen diferentes diámetros y espesor, los cuales se darán a conocer en la siguiente Tabla:

<b>Tabla 3.6 Diámetros y espesores de los tubos de la Central Termoeléctrica</b>	
<b>Zonas de la caldera</b>	<b>Diámetro x espesor (mm)</b>
Paredes de agua frontal parte superior	75,4x5,3
Paredes de agua frontal parte inferior	63,5x4,9 y 58,6x4,9
Paredes de agua Laterales	63,5x4,9
Pared de tubos (trasera) inferior	63,5x4,9
Pared de tubos (trasera) superior	75.4x5.3
Recalentador (algunos tubos tienen diferentes valores)	57,0x4,5/57,0x4,8/60,3x5,3
Sobrecalentador primario	57,0x4,5
Sobrecalentador secundario (algunos tubos tienen diferentes valores)	50,8x7,1 otros espesores(7.6/7,9/8,6/9,5) 57,0x7,1 otros espesores(4,5/5,7/8,3/8,8/9,5)
Economizador	57,0x4,7

Para realizar los cálculos se hizo una selección que fue la siguiente:

<b>Tabla 3.7 Diámetros y espesores de los tubos de las calderas con los que se realizaron los cálculos.</b>	
<b>Zonas, Equipo y curvas</b>	<b>Diámetro x espesor (mm)</b>
Paredes de agua frontal parte superior Pared de tubos (trasera) superior	75,4x5,3
Paredes de agua frontal parte inferior Paredes de agua Laterales Pared de tubos (trasera) inferior	63,5x4,9 y 58,6x4,9
Recalentador Sobrecalentador primario Economizador	57,0x4,5
Sobrecalentador secundario (parte recta de los tubos)	50,8x7,1 otro espesor(9,5) 57,0x9,5
Curva #1	57,0x11,0
Curva #2	57,0x7,2
Curva #3	57,0x8,4
Curva #4,5	57,0x7.3

### **3.5 Algoritmo elaborado para el pronóstico de la vida por colapsación plástica con adelgazamiento de la pared.**

En la Figura 3.7 se muestra el algoritmo que será elaborado en el presente trabajo.

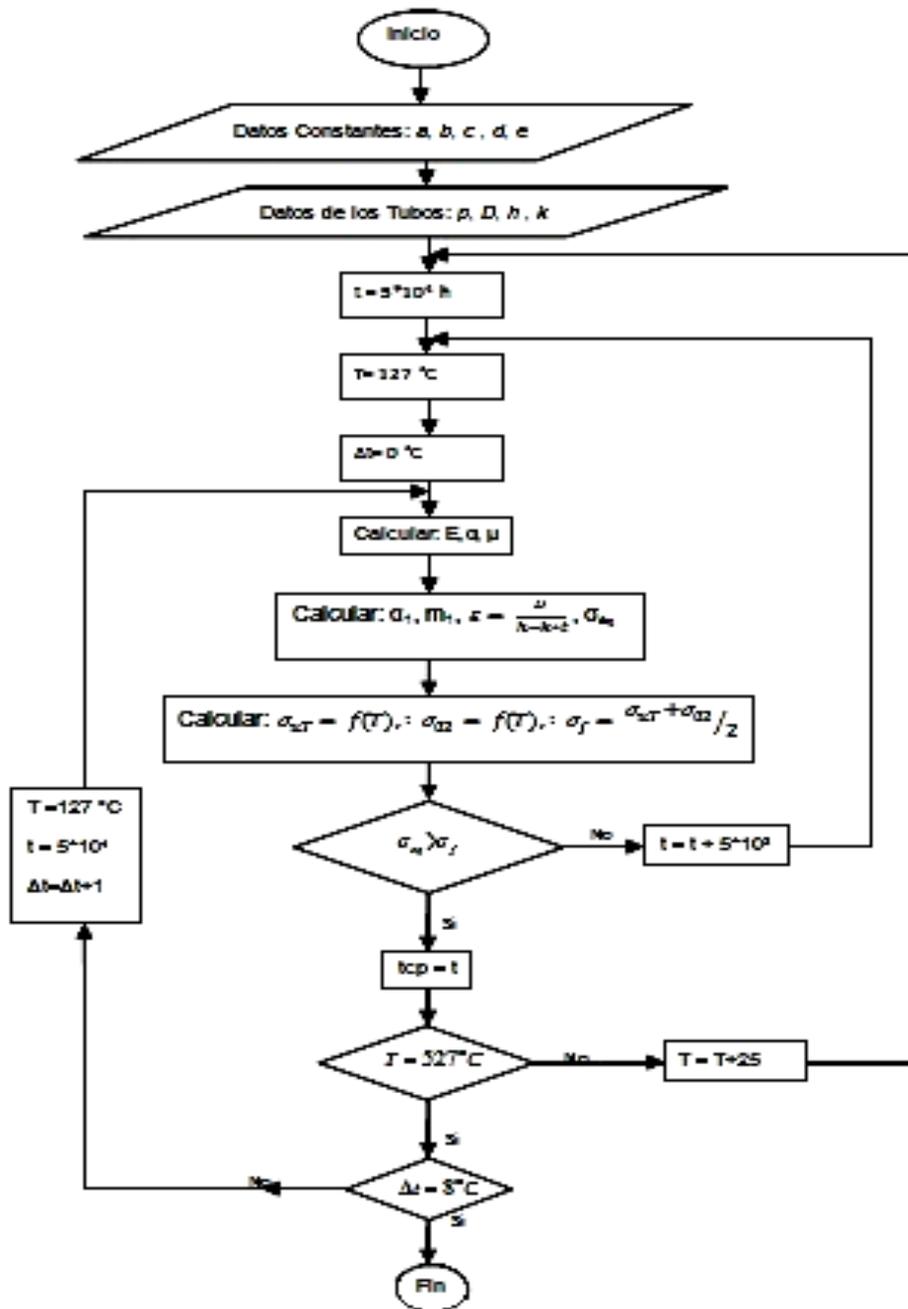


Figura 3.7 Algoritmo elaborado para el pronóstico de la vida por colapsación plástica sin y con adelgazamiento de la pared.

### 3.6 Predicción de la Vida Útil por fractura, por creep considerando la diferencia de temperatura de la pared para los Aceros SA-210 A1 y SA-213 T91 Con el diámetro y el espesor utilizado en el trabajo (Rivero, 2012), considerando el adelgazamiento de la pared.

#### 3.6.1 Datos de los Tubos para la comparación sin adelgazamiento.

Como presión de trabajo, diámetro nominal, espesor de la pared y razones de adelgazamiento en estos primeros cálculos de los tubos de la CTE tomaron los valores siguientes:  $p = 14.32$  MPa,  $D = 58.60$  mm,  $h = 4.90$  mm que fueron los valores utilizados en el trabajo (Rivero, 2012) sin adelgazamiento de la pared y para comparar la influencia del adelgazamiento se evaluarán 4 razones de adelgazamiento:  $k = 2,5$  nm/h,  $5$  nm/h,  $10$  nm/h y  $15$  nm/h.

#### 3.6.2 Resultados obtenidos.

Los resultados obtenidos se muestran en las gráficas 3.8 a 3.11.

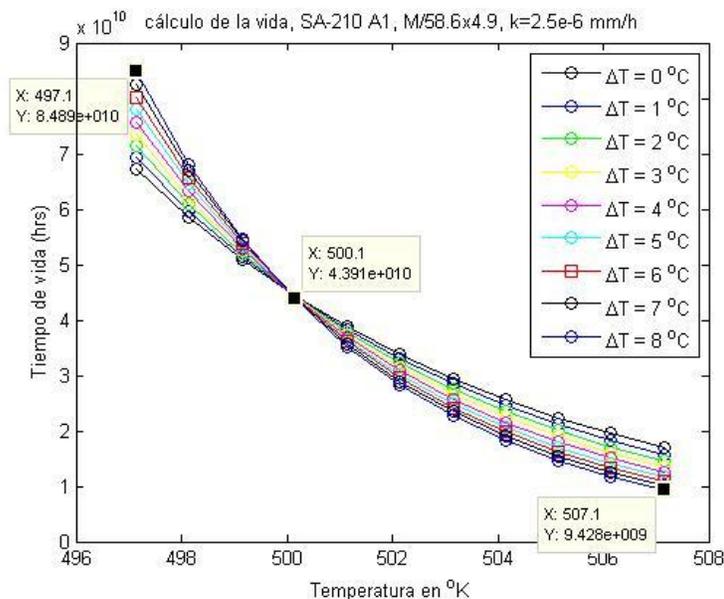


Figura 3.8 Vida por creep en función de  $T$  °K y  $\Delta t$  °C para  $k = 2,5 \times 10^{-6}$  mm/h para el acero SA-210 A1.

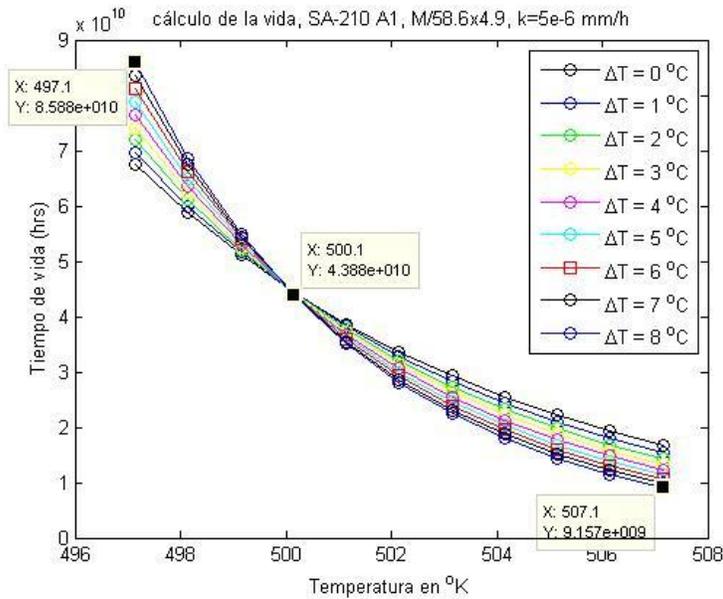


Figura 3.9 Vida por creep en función de  $T^{\circ}\text{K}$  y  $\Delta t^{\circ}\text{C}$  para  $k = 5 \times 10^{-6}$  mm/h para el acero SA-210 A1.

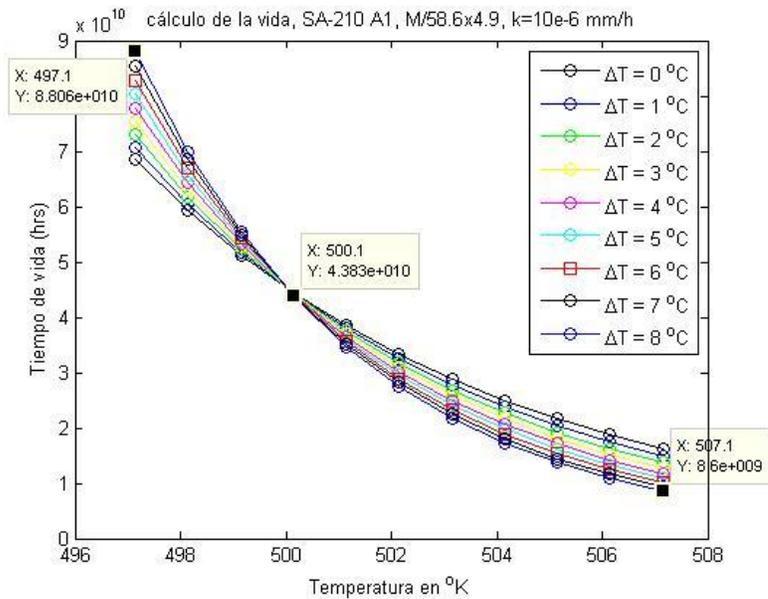
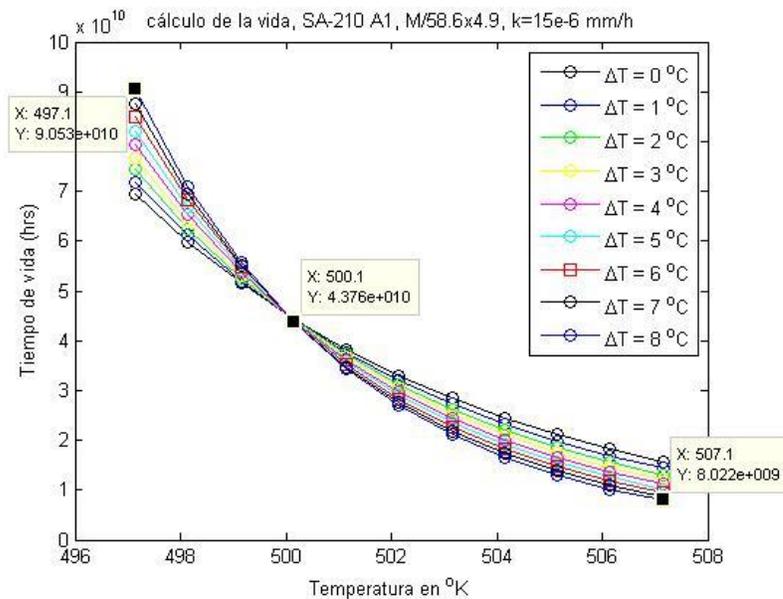


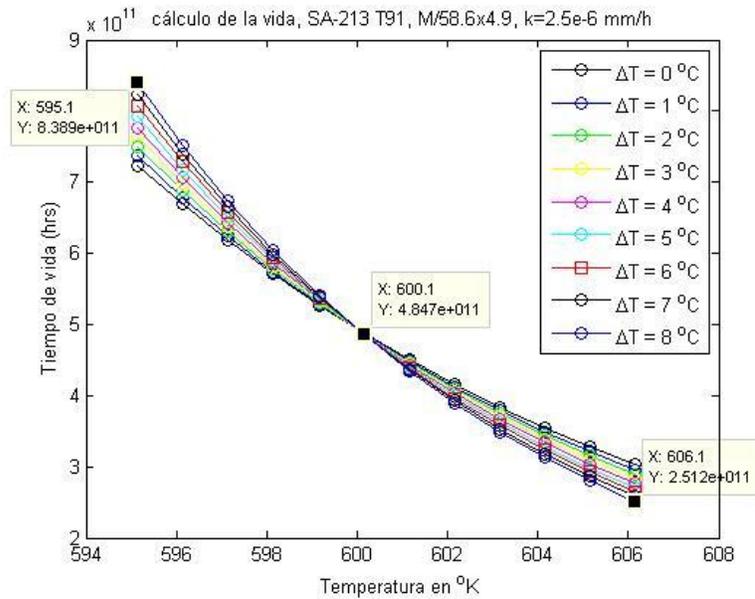
Figura 3.10 Vida por creep en función de  $T^{\circ}\text{K}$  y  $\Delta t^{\circ}\text{C}$  para  $k = 10 \times 10^{-6}$  mm/h para el acero SA-210 A1.



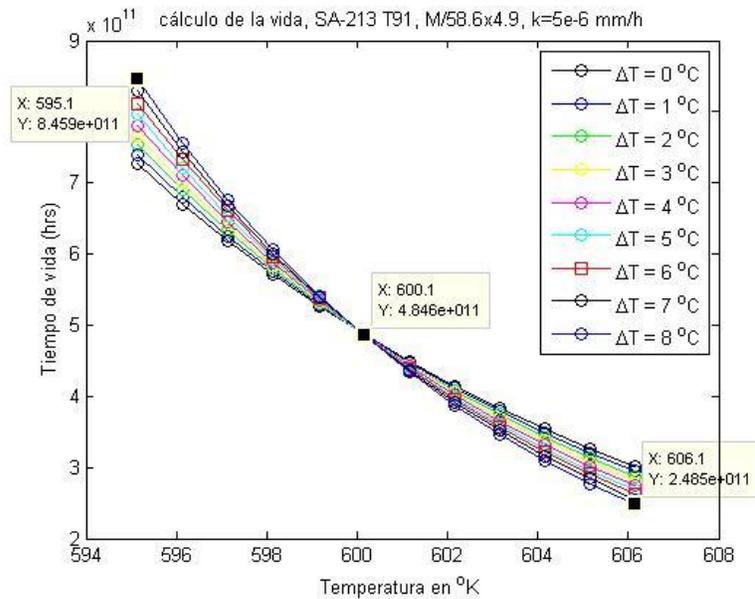
**Figura 3.11 Vida por creep en función de T °K y  $\Delta t$  °C para  $k = 15 \times 10^{-6}$  mm/h para el acero SA-210 A1.**

Como se aprecia de las gráficas mostradas, la vida útil por fractura bajo creep, realmente depende poco del adelgazamiento de la pared. Así por ejemplo, para el acero SA-210 A1, si la temperatura de la pared del tubo es de 500 °K, la Vida Útil por Fractura bajo Creep sin adelgazamiento de la pared es casi es  $4,4 \times 10^{10}$  horas. Sin embargo, para  $k = 2,5 \times 10^{-6}$  mm/h la Vida Útil se reduce a  $4,39 \times 10^{10}$  horas. Esto para  $\Delta t$  con cualquier valor. Y para otras temperaturas y valores de  $\Delta t$  sucede algo similar.

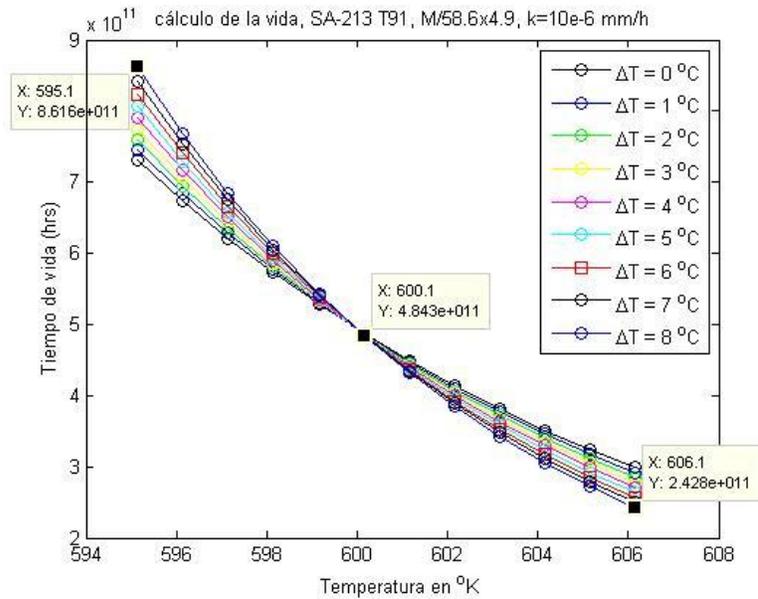
En las Figuras 3.12 a 3. 15 se han ploteado los resultados obtenidos para el acero SA-213 T91. Como se puede apreciar de dicha gráfica, para la temperatura de T = 600 °K la razón de adelgazamiento influye muy poco en la vida. Por ejemplo en el trabajo (Rivero, 2012) para T = 600 °K sin adelgazamiento de la pared la vida por creep da alrededor de  $4,8 \times 10^{11}$  horas y con una pequeña razón de adelgazamiento de  $k = 2,5 \times 10^{-6}$  mm/h la vida da incluso ligeramente mayor, o sea,  $4,86 \times 10^{11}$  horas. Esto por supuesto se debe a imprecisiones o aproximaciones en los cálculos.



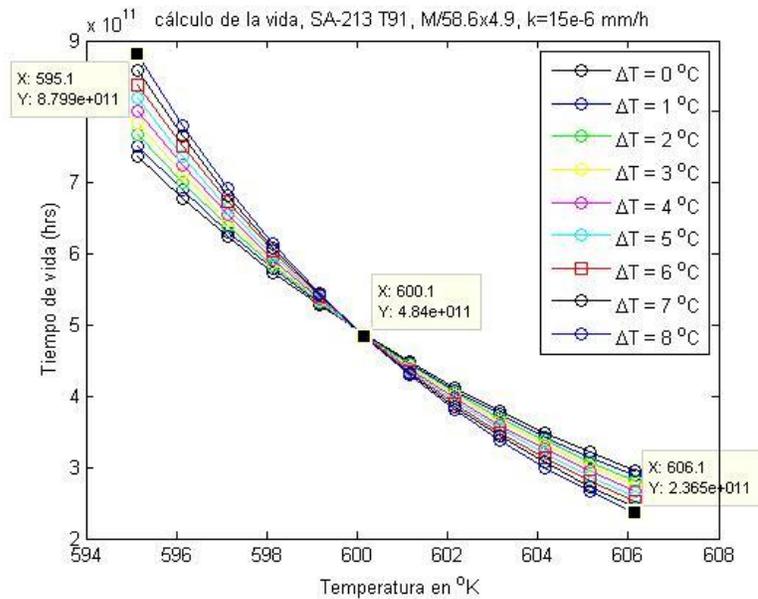
**Figura 3.12** Vida por creep en función de T °K y Δt °C para k = 2,5 x 10<sup>-6</sup> mm/h para el acero SA-213 T91.



**Figura 3.13** Vida por creep en función de T °K y Δt °C para k = 5 x 10<sup>-6</sup> mm/h para el acero SA-213 T91.



**Figura 3.14** Vida por creep en función de T °K y Δt °C para k = 10 x 10<sup>-6</sup> mm/h para el acero SA-213 T91.



**Figura 3.15** Vida por creep en función de T °K y Δt °C para k = 15 x 10<sup>-6</sup> mm/h para el acero SA-213 T91.

Para la máxima razón de adelgazamiento empleada k = 15 x 10<sup>-6</sup> mm/h la vida con adelgazamiento para 600 °K da 4,84 x 10<sup>11</sup> horas, sea que las diferencias son

imperceptibles. Se verá a continuación si este mismo comportamiento se cumple para otros diámetros y espesores.

### 3.7 Predicción de la Vida Útil por fractura, bajo colapsación plástica para los aceros SA-210 A1 y el SA-213 T91 considerando el adelgazamiento de la pared.

#### 3.7.1 Datos de los Tubos.

Como presión de trabajo, diámetro nominal, espesor de la pared y razones de adelgazamiento en esta variante se tomaron los valores siguientes:  $p = 14.32$  MPa,  $D = 75$  mm,  $h = 5,3$  mm.,  $k = 0$  nm/h y  $15$  nm/h para poder comparar. En las Figuras 3.16, 3.17, 3.18 y 3.19 se dan los resultados para los dos aceros en estos tubos.

Tabla 3.8 Primera variante de nuevos espesores	
Zonas, Equipo y curvas	Diámetro x espesor (mm)
Sobrecalentador primario	57.0x4.5

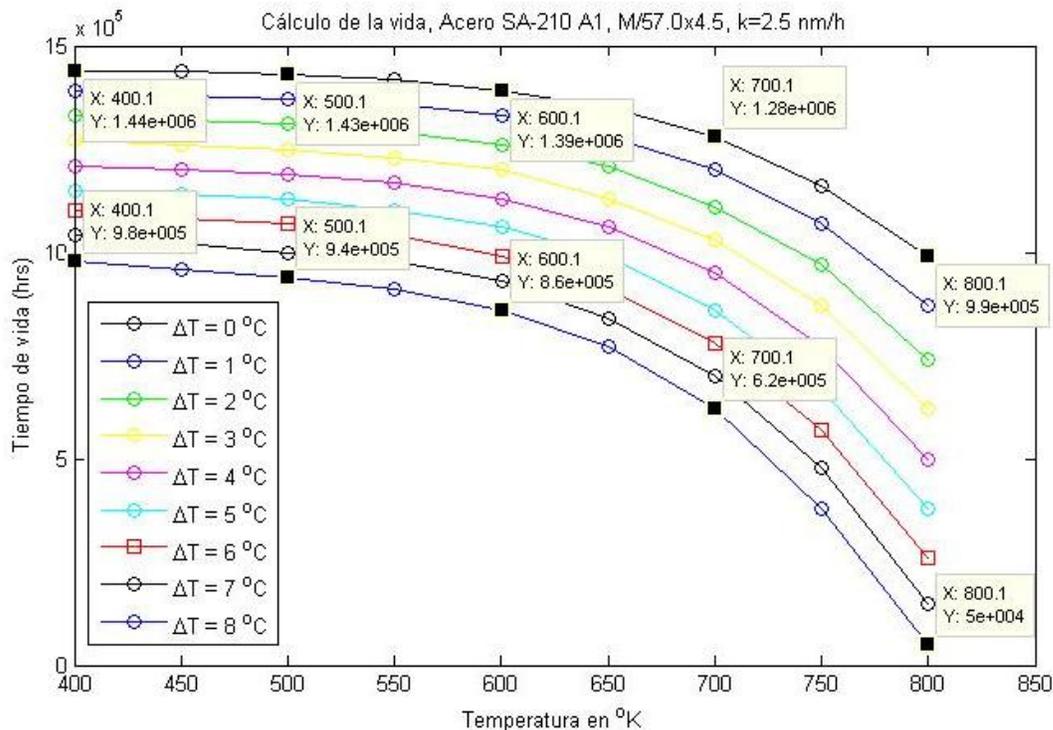


Figura 3.16 Vida por colapsación plástica en función de  $T$  °K y  $\Delta t$  °C para  $k = 2,5 \times 10^{-6}$  mm/h para el acero SA-210 A1.

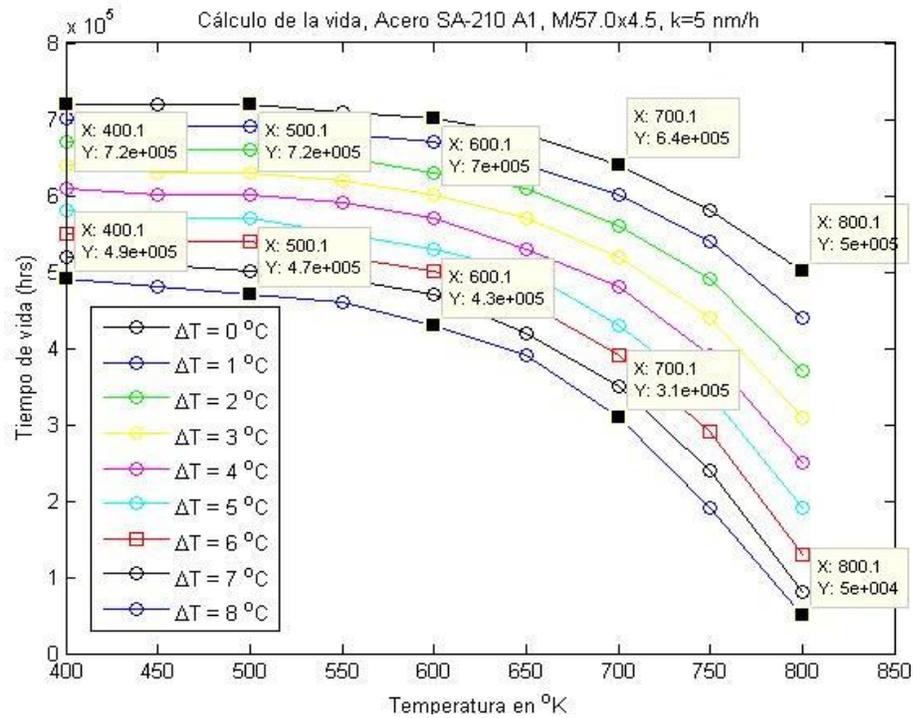


Figura 3.17 Vida por colapsación plástica en función de T °K y Δt °C para k = 5 x 10<sup>-6</sup> mm/h para el acero SA-210 A1.

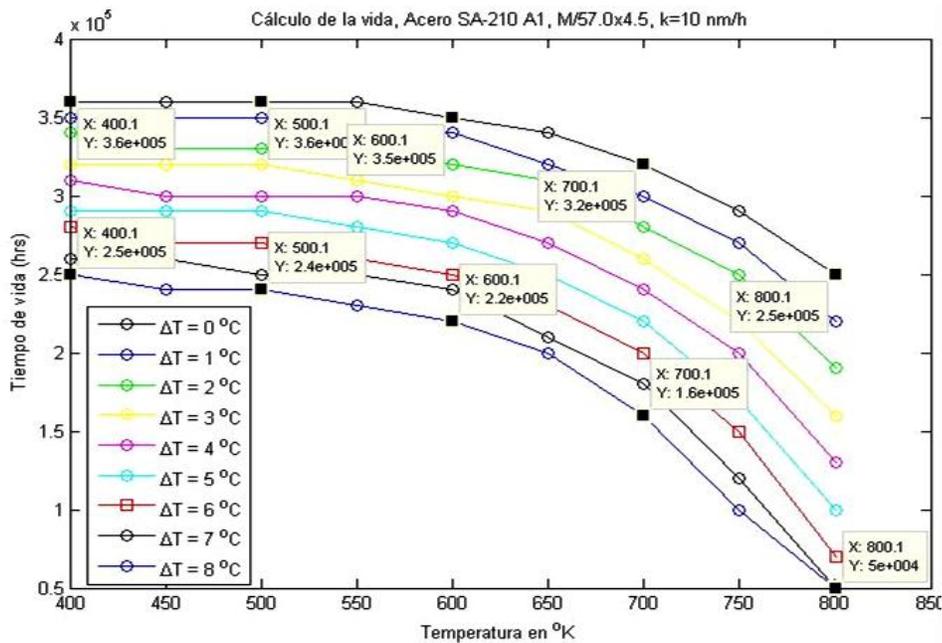
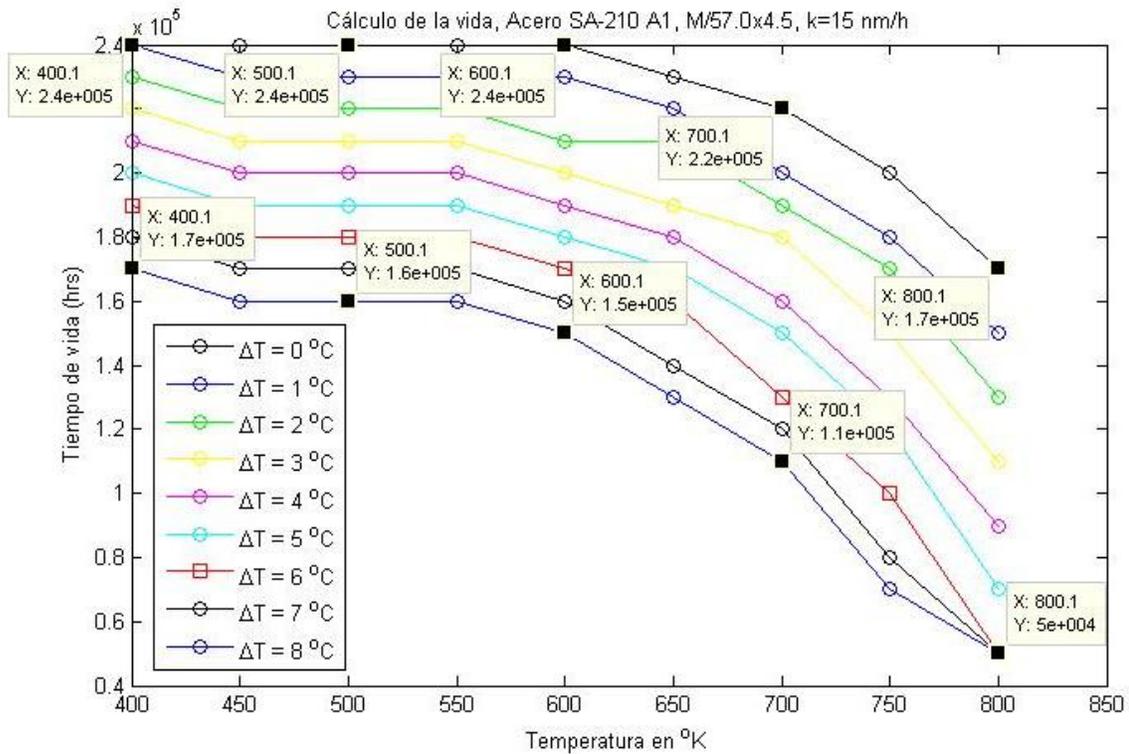


Figura 3.18 Vida por colapsación plástica en función de T °K y Δt °C para k = 10 x 10<sup>-6</sup> mm/h para el acero SA-210 A1.



**Figura 3.19 Vida por colapsación plástica en función de T °K y Δt °C para k = 15 x 10<sup>-6</sup> mm/h para el acero SA-210 A1.**

Como se aprecia en este caso la vida en general por colapsación plástica es mucho más pequeña que por creep sin embargo ya para temperaturas mayores como se verá más adelante la vida por creep es mucho más pequeña que la de colapsación plástica, o sea, que a temperaturas más bajas ocurre la colapsación plástica y a temperaturas mayores el creep.

- **Segunda variante de tubos con las diferentes razones de adelgazamiento**

Como presión de trabajo, diámetro nominal, espesor de la pared y razones de adelgazamiento en esta nueva variante se tomaron los valores siguientes: p = 14.32 MPa, D = 58,6 mm, h = 4,90 mm. En las Figuras 3.20 a 3.23 se dan los resultados para estos tubos.

<b>Tabla 3.9 Segunda variante de nuevos espesores</b>	
Zonas, Equipo y curvas	Diámetro x espesor (mm)
Paredes de agua frontal parte inferior	58.6x4,9

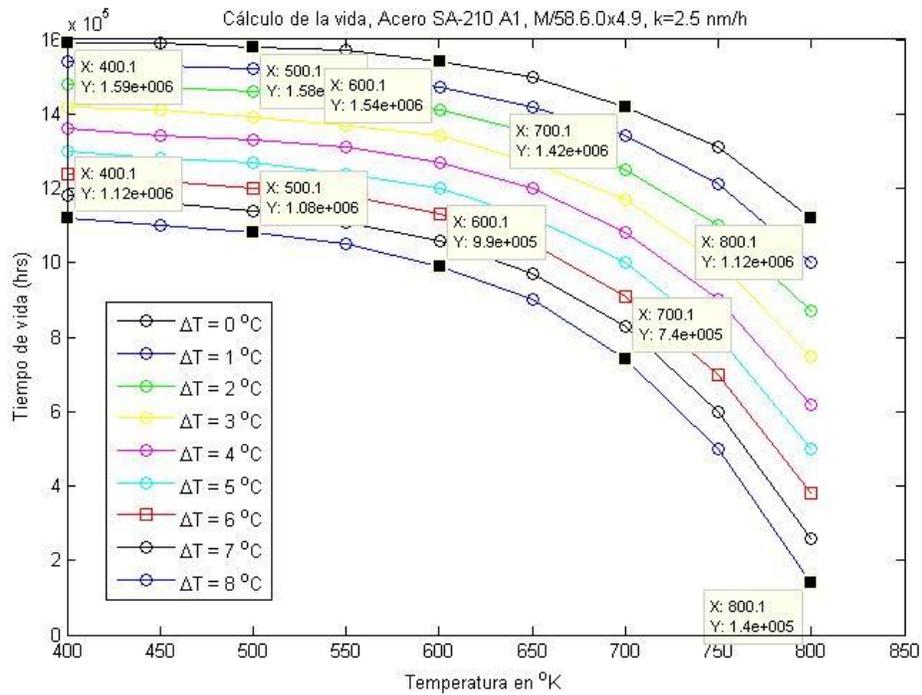


Figura 3.20 Vida por colapsación plástica en función de T °K y Δt °C para k = 2.5 x 10<sup>-6</sup> mm/h para el acero SA-210 A1.

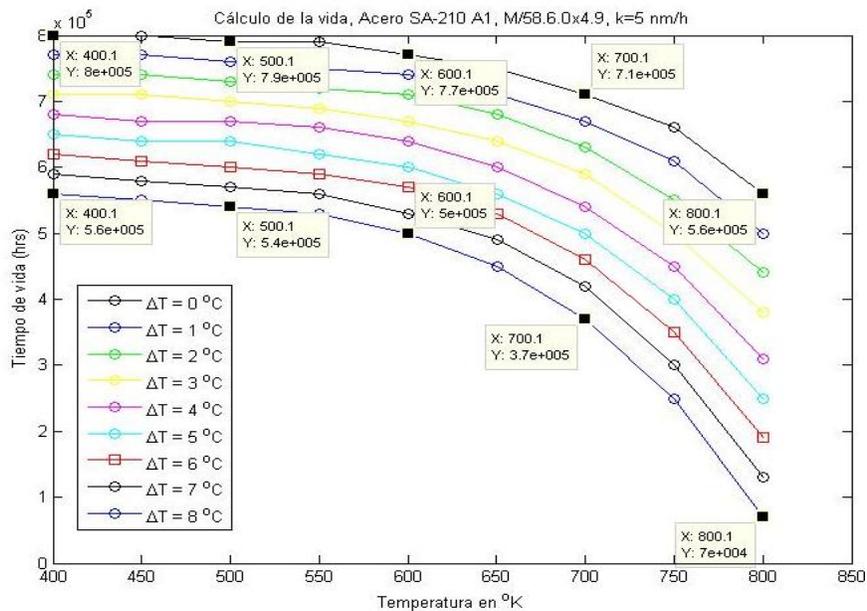


Figura 3.21 Vida por colapsación plástica en función de T °K y Δt °C para k = 5 x 10<sup>-6</sup> mm/h para el acero SA-210 A1.

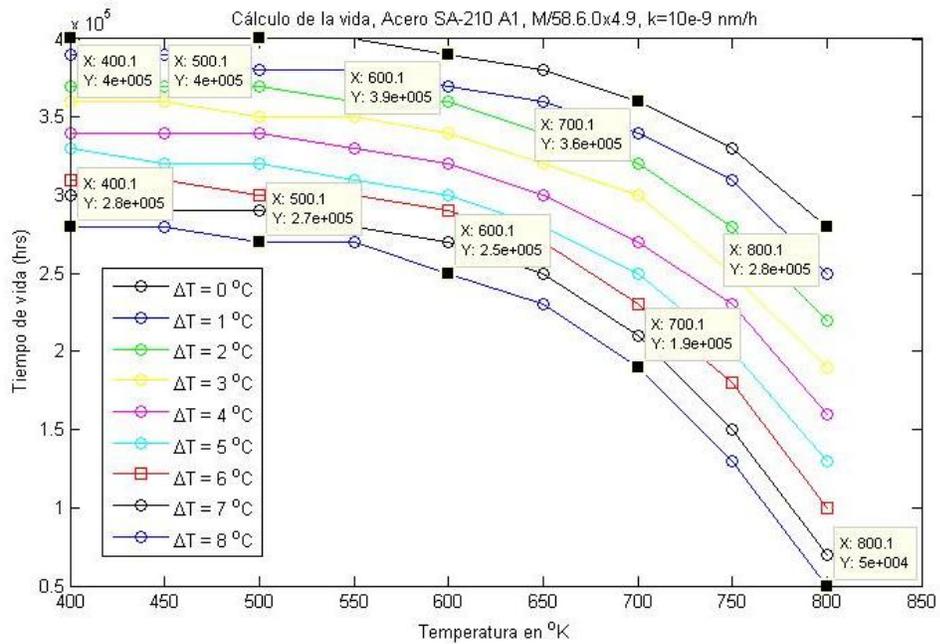


Figura 3.22 Vida por colapsación plástica en función de T °K y Δt °C para k = 10 mm/h para el acero SA-210 A1.

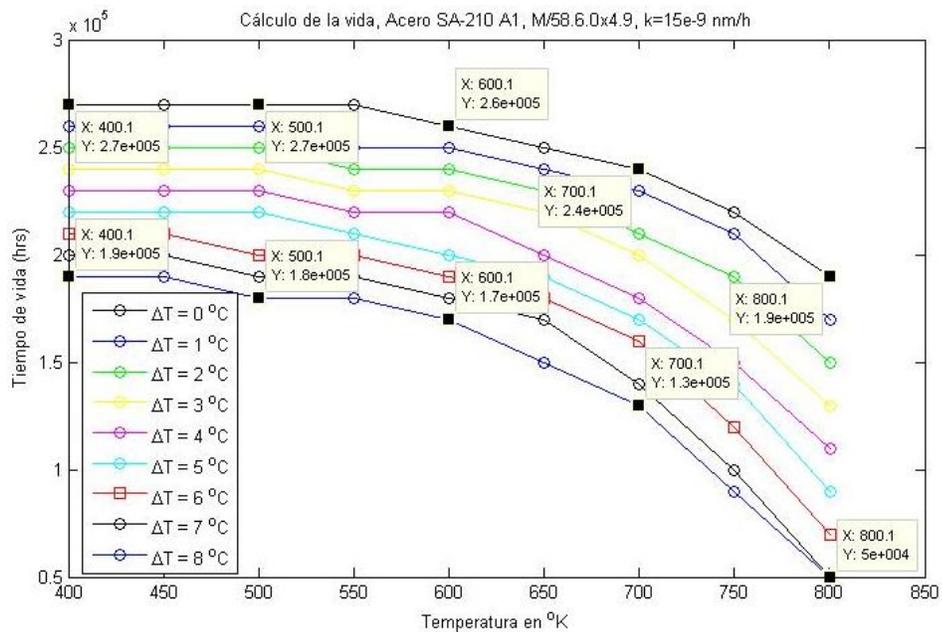


Figura 3.23 Vida por creep en función de T °K y Δt °C k = 15 x 10<sup>-6</sup> mm/h para el acero SA-210 A1.

Como se aprecia en este caso la reducción la vida por colapsación plástica para 400 °K es de  $14 \times 10^5$  horas con una razón de adelgazamiento de  $2,5 \times 10^{-6}$  mm/h y se reduce a  $7 \times 10^5$  horas, al duplicar la razón de adelgazamiento a  $5 \times 10^{-6}$  mm/h, se continúa reduciendo a  $3,5 \times 10^5$  horas al aumentar la razón de adelgazamiento a  $10 \times 10^{-6}$  mm/h y finalmente se reduce a  $2,7 \times 10^5$  horas al aumentar la razón de adelgazamiento a  $15 \times 10^{-6}$  mm/h, o sea, que por cada elevación de la razón de adelgazamiento la vida se va reduciendo sensiblemente del orden del 50 %. Un comportamiento similar ocurre para temperaturas mayores, pero la vida en estos casos es mucho más pequeña. Y en la medida que aumenta el  $\Delta t$  la vida es cada vez más pequeña, o sea que el  $\Delta t$  influye muy significativamente en la vida por colapsación plástica., la reduce más que en la vida por creep.

- **Creep contra colapsación plástica para el acero SA 210 A1.**

Del estudio realizado para la avería por colapsación plástica para el acero SA 210 A1 se ha podido apreciar que la vida por colapsación plástica, al menos para las temperaturas más pequeñas, da mucho menor que la vida por creep, sin embargo no se reduce tan drásticamente cuando la temperatura se incrementa, por ejemplo con la máxima razón de adelgazamiento y el mayor  $\Delta t = 8^\circ \text{C}$ , la reducción de la vida es de  $1,9 \times 10^6$  horas para 400 ° K hasta  $0,5 \times 10^6$  horas para 800 ° K, o sea sólo menos de  $0,35 \times 10^6$  horas por cada 100 ° K de incremento de la temperatura. La vida por creep para 500 ° K es de  $4,84 \times 10^{11}$  horas para la máxima razón de adelgazamiento, sin embargo en el trabajo de (Rivero, 2012) Ver Tabla 2.6, para 600 ° K y  $\Delta t = 8^\circ \text{C}$ , la vida por creep para este acero sin adelgazamiento se reduce a sólo unas pocas horas. O sea, que se concluye que para temperaturas mayores la falla es por creep y para las menores por colapsación plástica.

Para precisar esto se construyó la Figura 3.24 donde se plotearon juntas las gráficas de creep con las de colapsación plástica en el rango de temperaturas donde se producen las intersecciones de ambas gráficas de fallas y se pudieron precisar por

encima de que temperatura de los tubos la falla comienza a producirse por creep, en este caso para el acero SA 210 A1.

- Para  $\Delta t = 0^\circ \text{C}$ , la temperatura debe ser mayor de  $580^\circ \text{K}$  para que ocurra el creep, por debajo ocurre la colapsación plástica.
- Para  $\Delta t = 4^\circ \text{C}$ , la temperatura debe ser mayor de  $570^\circ \text{K}$  para que ocurra el creep, por debajo ocurre la colapsación plástica.
- Para  $\Delta t = 8^\circ \text{C}$ , la temperatura debe ser mayor de  $550^\circ \text{K}$  para que ocurra el creep, por debajo ocurre la colapsación plástica.

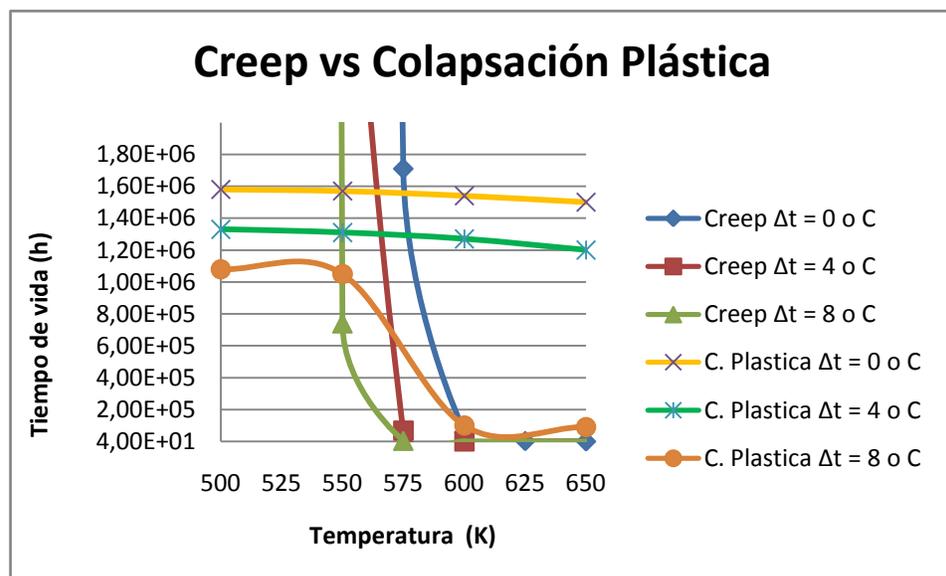


Figura 3.24 Temperaturas por encima de la cual ocurre el creep y por debajo de las cuales la colapsación plástica para el acero SA- 210 A1.

### 3.7.2 Acero SA- 213 T91

- **Primera variante de tubos con las diferentes razones de adelgazamiento**

Como presión de trabajo, diámetro nominal, espesor de la pared y razones de adelgazamiento en esta variante se tomaron los valores siguientes:  $p = 14.32 \text{ MPa}$ ,  $D = 57 \text{ mm}$ ,  $h = 4,5 \text{ mm.}$ ,  $k = 2,5 \text{ nm/h}$ ,  $k = 5 \text{ nm/h}$ ,  $k = 10 \text{ nm/h}$  y  $15 \text{ nm/h}$  para poder comparar. En las Figuras 3.16, 3.17, 3.18 y 3.19 se dan los resultados para este tubo.

Tabla 3.8 Primera variante de nuevos espesores	
Zonas, Equipo y curvas	Diámetro x espesor (mm)
Sobrecalentador primario	57,0x4,5

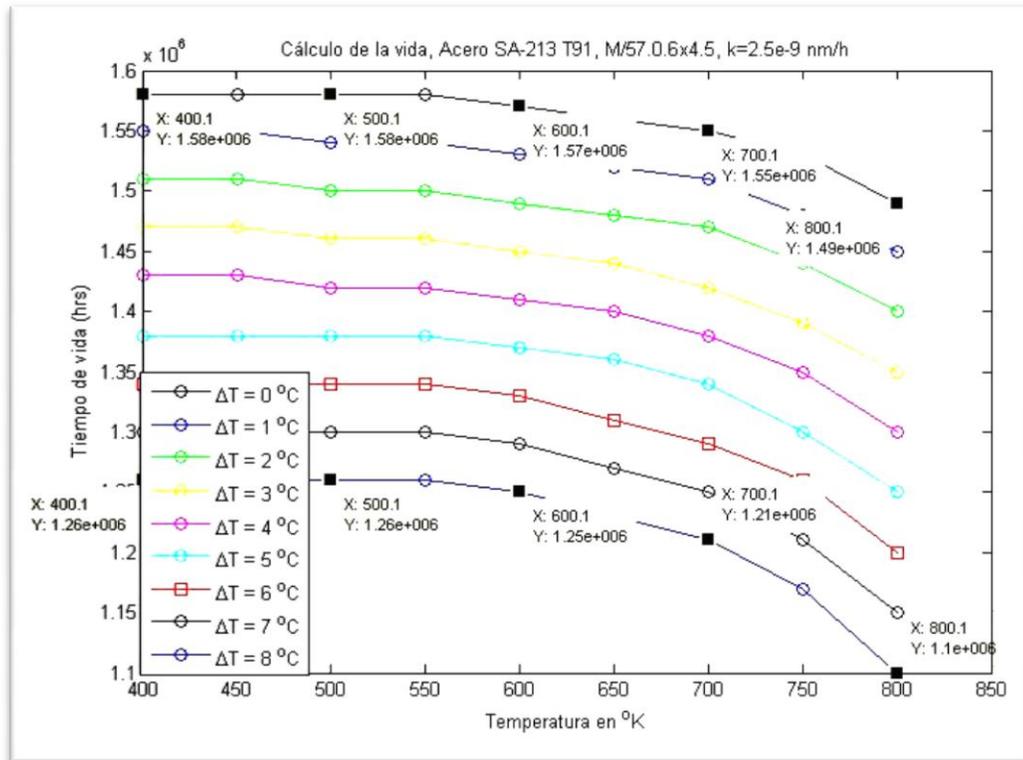
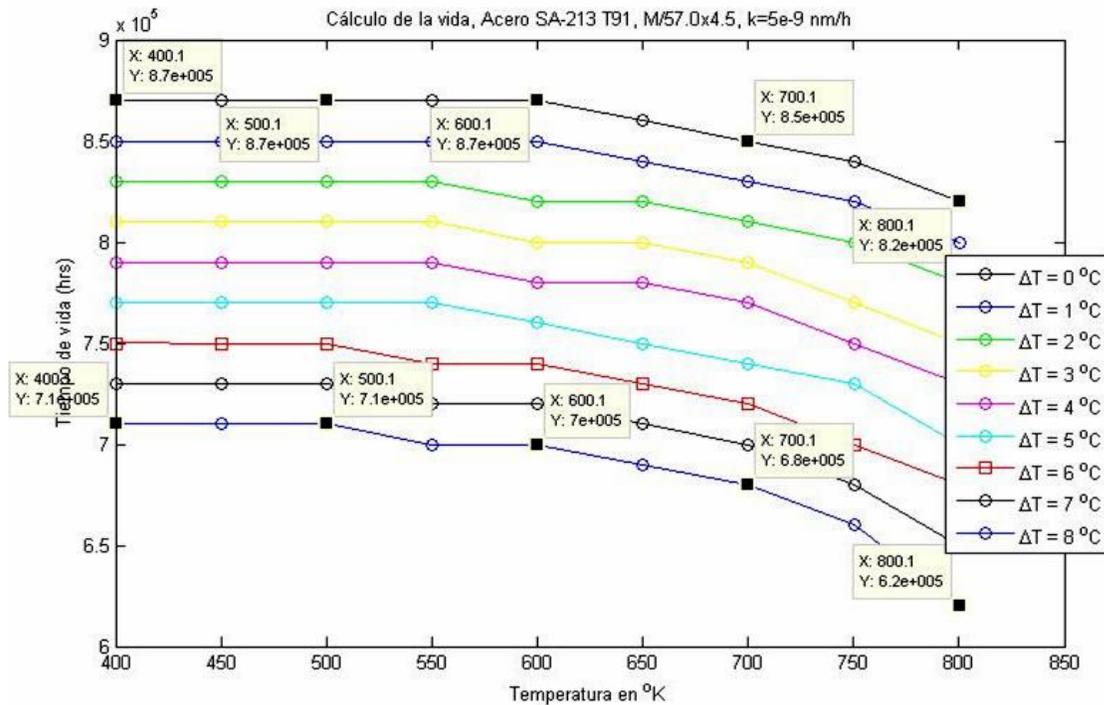
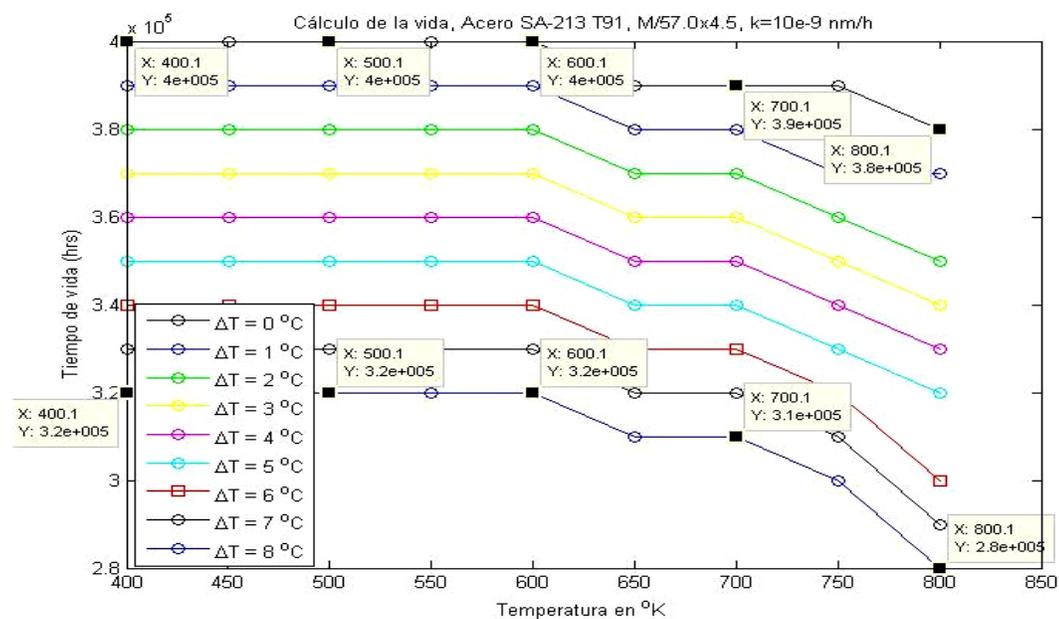


Figura 3.25 Vida por colapsación plástica en función de T °K y Δt °C para  $k = 2,5 \times 10^{-6}$  mm/h para el acero SA-213 T91.

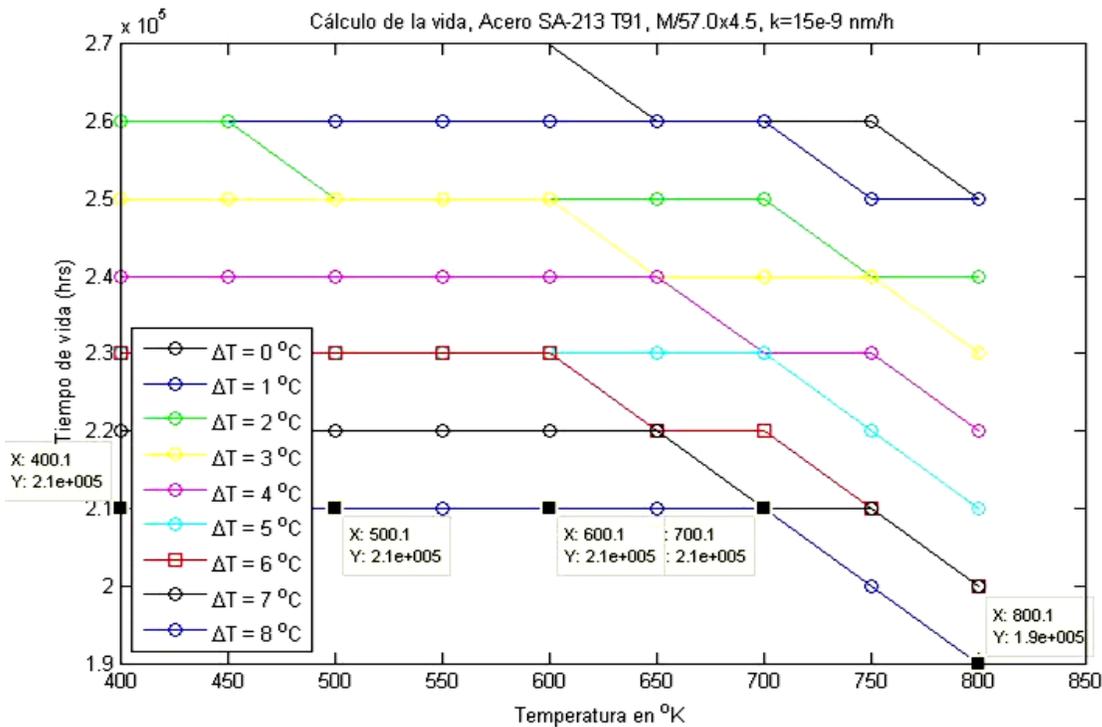


Figura

3.26 Vida por colapsación plástica en función de T °K y Δt °C para  $k = 5 \times 10^{-6}$  mm/h para el acero SA-213 T91.



**Figura 3.27 Vida por colapsación plástica en función de T °K y Δt °C para k = 10 x 10<sup>-6</sup> mm/h para el acero SA-213 T91.**



**Figura 3.28 Vida por colapsación plástica en función de T °K y Δt °C para k = 15 x 10<sup>-6</sup> mm/h para el acero SA- 213 T91.**

Como se aprecia en este caso la vida en general por colapsación plástica también es mucho más pequeña que por creep sin embargo ya para temperaturas mayores como se verá más adelante la vida por creep es mucho más pequeña que la de colapsación plástica, aunque en este acero para temperaturas mucho mayores que el acero SA-213 T91 o sea, que a temperaturas más bajas ocurre la colapsación plástica y a temperaturas mayores el creep.

- **Segunda variante de tubos con las diferentes razones de adelgazamiento.**

Como presión de trabajo, diámetro nominal, espesor de la pared y razones de adelgazamiento en esta nueva variante se tomaron los valores siguientes:

$p = 14.32 \text{ MPa}$ ,  $D = 58,6 \text{ mm}$ ,  $h = 4,90 \text{ mm}$ . En las Figuras 3.20 a 3.23 se dan los resultados para estos tubos.

Tabla 3.9 Segunda variante de nuevos espesores	
Zonas, Equipo y curvas	Diámetro x espesor (mm)
Paredes de agua frontal parte inferior	58,6x4,9

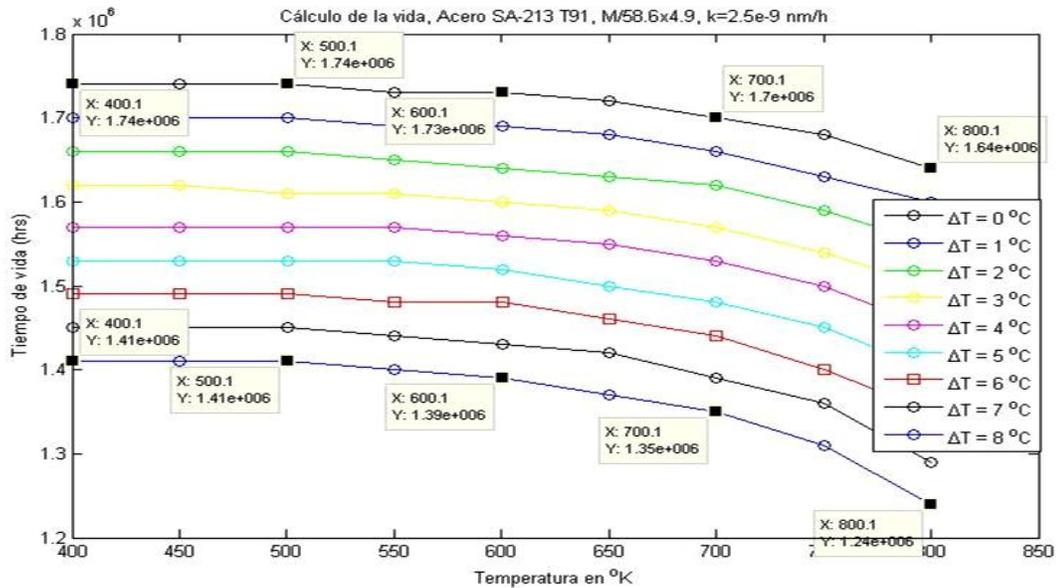


Figura 3.29 Vida por colapsación plástica en función de  $T \text{ } ^\circ\text{K}$  y  $\Delta t \text{ } ^\circ\text{C}$  para  $k = 2,5 \times 10^{-6} \text{ mm/h}$  para el acero SA-213 T91.

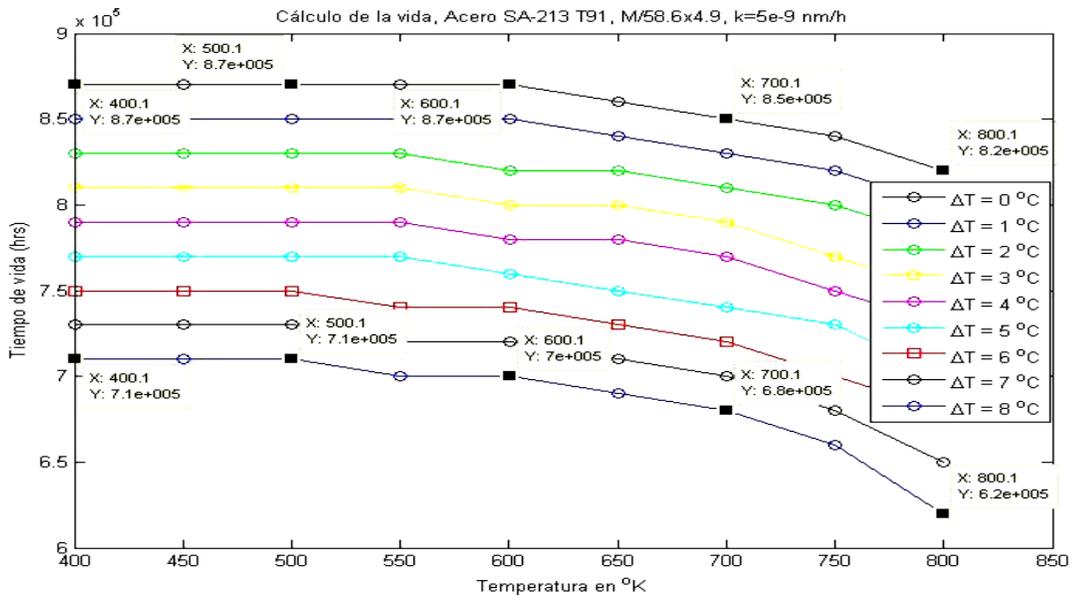


Figura 3.30 Vida por colapsación plástica en función de T °K y Δt °C para  $k = 5 \times 10^{-6}$  mm/h para el acero SA-213 T91

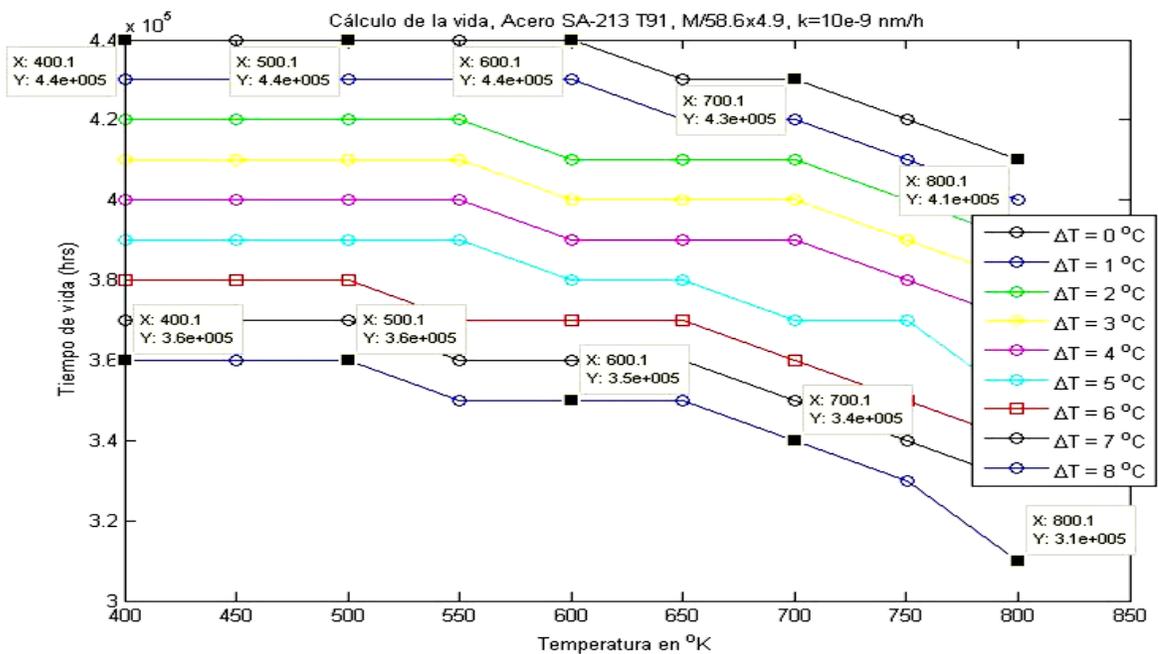
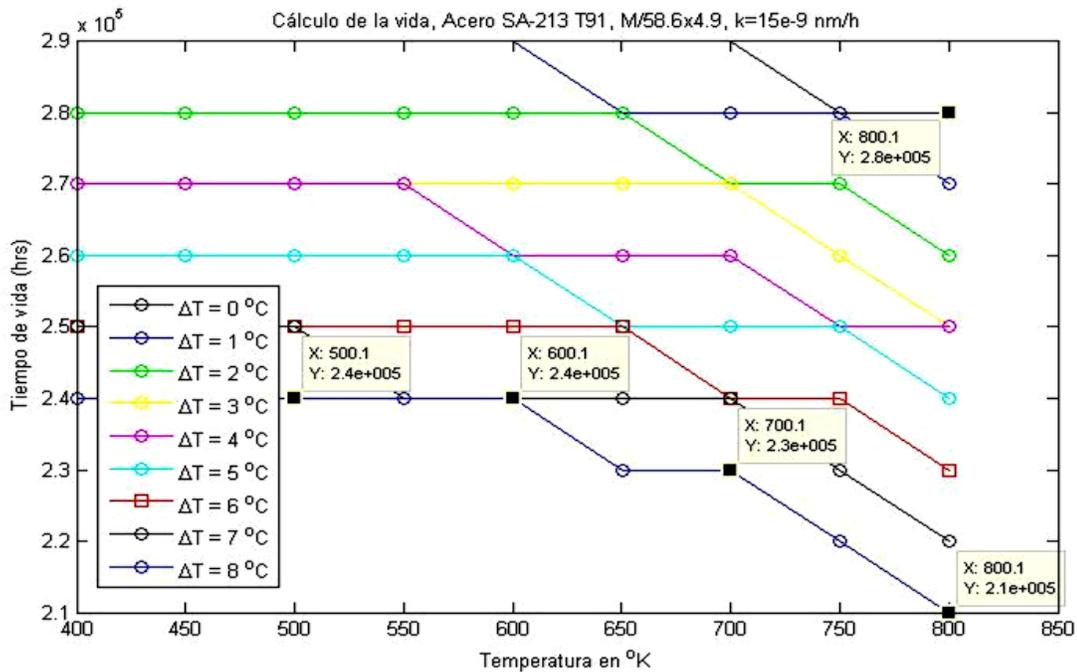


Figura 3.31 Vida por colapsación plástica en función de T °K y Δt °C para  $k = 10 \times 10^{-6}$  mm/h para el acero SA-210 A1.



**Figura 3.32 Vida por colapsación plástica en función de T °K y Δt °C para k = 15 x 10<sup>-6</sup> mm/h para el acero SA-210 A1.**

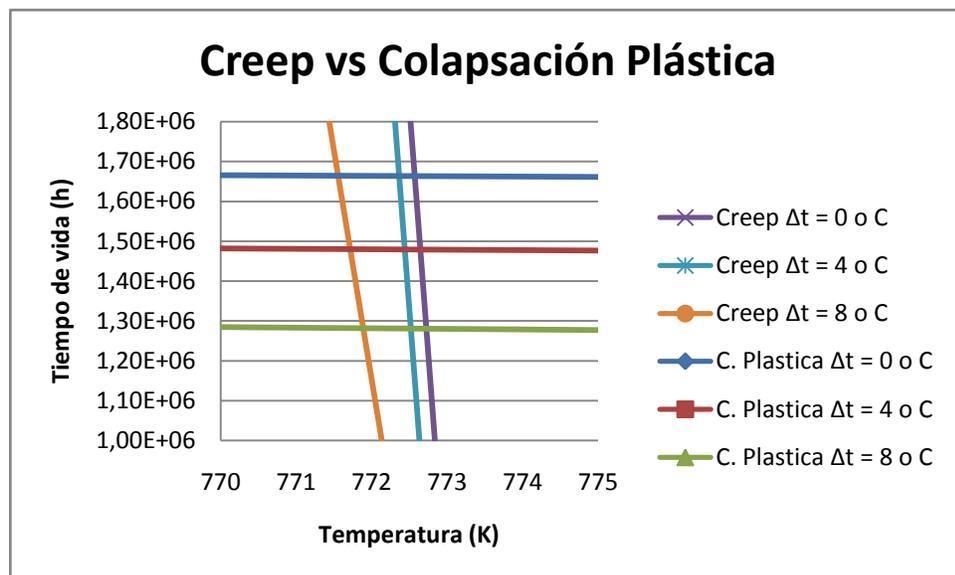
Como se aprecia en este caso la reducción la vida por colapsación plástica es mucho mayor que para el acero SA- 210 A1, aquí la reducción puede alcanzar hasta el 66 % al duplicarse la razón de adelgazamiento. La vida por colapsación plástica es un poco mayor que para el acero SA- 210 A1. Un comportamiento similar ocurre para temperaturas mayores, pero la vida en estos casos es mucho más pequeña. En la medida que aumenta el Δt la vida es cada vez más pequeña, o sea que el Δt influye muy significativamente en la vida por colapsación plástica.

- **Creep contra colapsación plástica para el acero SA 213 T91.**

El comportamiento de este acero es similar a mayores temperaturas ocurre el creep y a las menores la colapsación plástica. Para precisar las temperaturas, igual que para el otro acero, se construyó la Figura 3.33 donde se plotearon juntas las gráficas de creep con las de colapsación plástica en el rango de temperaturas donde se producen las intersecciones de ambas gráficas de fallas y se pudo precisar por encima de que

temperatura de los tubos la falla comienza a producirse por creep, en este caso para el acero SA 213 T91.

- Para  $\Delta t = 0^\circ \text{C}$ , la temperatura debe ser mayor de  $772,8^\circ \text{K}$  para que ocurra el creep, por debajo ocurre la colapsación plástica.
- Para  $\Delta t = 4^\circ \text{C}$ , la temperatura debe ser mayor de  $772,5^\circ \text{K}$  para que ocurra el creep, por debajo ocurre la colapsación plástica.
- Para  $\Delta t = 8^\circ \text{C}$ , la temperatura debe ser mayor de  $771,8^\circ \text{K}$  para que ocurra el creep, por debajo ocurre la colapsación plástica.



**Figura 3.33 Temperaturas por encima de la cual ocurre el creep y por debajo de las cuales la colapsación plástica para el acero SA- 213 T91.**

Como se aprecia el creep comienza a una temperatura superior a  $600^\circ \text{K}$ , por lo que es de esperar que si se cambia el acero SA-210 A1 por el SA-213 T91 ocurrirán fundamentalmente fallas por colapsación plástica, ya que la temperatura normal de trabajo de las calderas del CTE "Carlos M. de Céspedes" es de alrededor de  $600^\circ \text{K}$  o ligeramente superior.

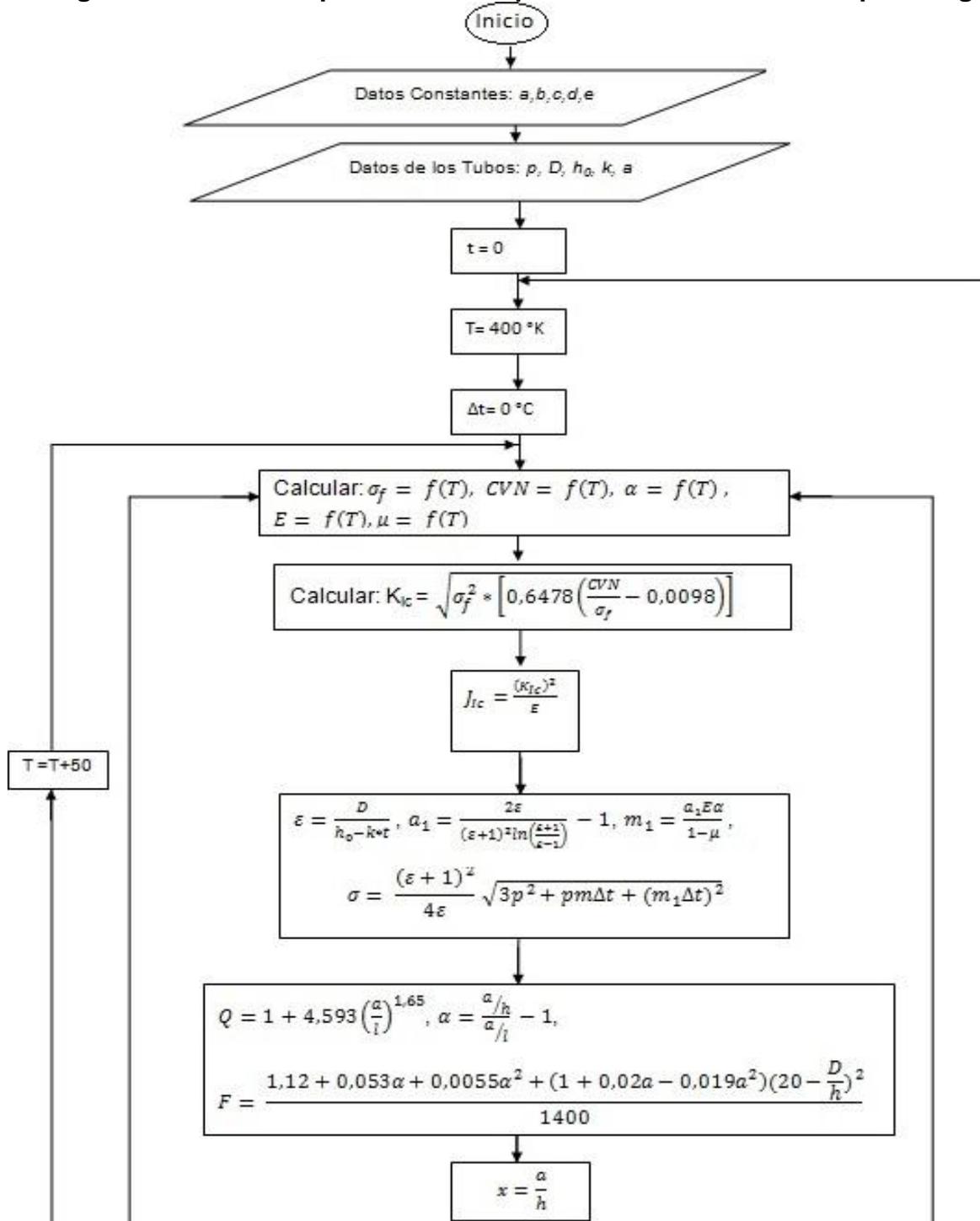
### **3.7.3 Influencia del adelgazamiento de la pared por erosión corrosión**

En todos los casos tanto para el acero SA-210 A1, como para el SA-213 T91 el comportamiento es similar en general existe una influencia perceptible en la vida por colapsación plástica con la razón de adelgazamiento. Por ejemplo para la temperatura de 600 ° K con la menor razón de adelgazamiento  $2,5 \times 10^{-6}$  mm/h la vida es de  $14 \times 10^5$  horas y para la mayor razón de adelgazamiento  $15 \times 10^{-6}$  mm/h, la vida se reduce a  $2,4 \times 10^5$  horas, o sea casi 6 veces. Esto para  $\Delta t = 0$  °C. Para  $\Delta t = 8$  °C la reducción es del mismo orden desde  $8 \times 10^5$  horas hasta  $1,4 \times 10^5$  horas, también casi 6 veces. Claro hay que decir que aquí sólo se está evaluando el adelgazamiento pero si existe corrosión existirán afectaciones en el metal mucho mayores, no contempladas en el presente trabajo. Por ejemplo en la Figura 3.34 se muestra un tubo averiado pero donde la presencia de cascarilla en el metal indudablemente tiene que haber afectado las propiedades mecánicas y el valor del Parámetro de Larson Miller o de la Tensión de Flujo, pero en la literatura consultada no existe ningún investigador que se haya referido a cómo poder tomar en cuenta este particular del fenómeno de creep o de colapsación plástica en presencia del adelgazamiento por erosión corrosión en el pronóstico de la vida.



**Figura 3.34 Falla por creep donde la corrosión existente en el tubo tiene que haber incidido significativamente.**

### 3.8 Algoritmo elaborado para evaluar la posible Fractura Mecánica por Fatiga.



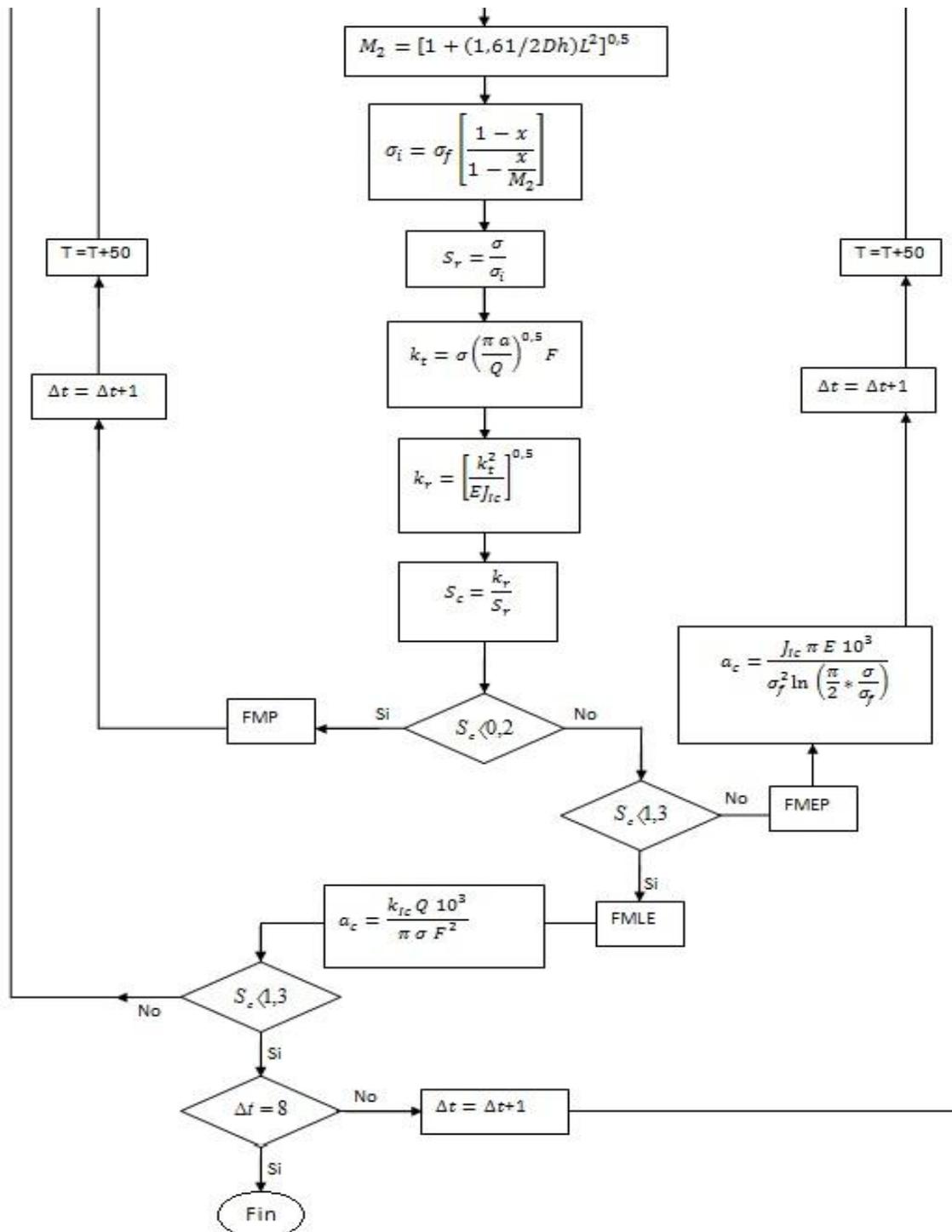


Figura 3.35 Algoritmo elaborado para establecer el criterio de clasificación de la falla según la Mecánica de la Fractura y el tamaño crítico de la grieta.

### 3.9 Resultados de la aplicación del Algoritmo para evaluar la posible falla por fatiga.

#### 3.9.1 Resultados para el Acero SA-210 A1

**Tabla 3.10 Evaluación para Acero SA-210 A1 con  $\Delta t = 0$  °C**

T	KIc MPa	JIc MPa	Sigma i MPa	Kt	Kr	Sr	Sc	Falla
400,15	135,1039	0,08933	276,2151	0,495564	0,003668	0,315312	0,01163292	FMP
450,15	134,4250	0,08973	260,5927	0,495564	0,003687	0,334215	0,01103182	FMP
500,15	128,5658	0,08364	236,9925	0,495564	0,003855	0,367497	0,01048988	FMP
550,15	118,5840	0,07284	210,4497	0,495564	0,004179	0,413847	0,01009793	FMP
600,15	107,8126	0,06194	192,0227	0,495564	0,004597	0,453561	0,01013535	FMP
650,15	97,3451	0,05222	182,1030	0,495564	0,005091	0,478268	0,01064466	FMP
700,15	86,4860	0,04288	171,6223	0,495564	0,005730	0,507475	0,0112912	FMP
750,15	77,4621	0,03602	157,7285	0,495564	0,006398	0,552177	0,01158686	FMP
800,15	69,6213	0,03068	137,0986	0,495564	0,007118	0,635265	0,01120477	FMP

**Tabla 3.11 Evaluación para Acero SA-210 A1 con  $\Delta t = 4$  °C**

T	KIc MPa	JIc MPa	Sigma i MPa	Kt	Kr	Sr	Sc	Falla
400,15	135,1039	0,08933	276,2151	0,736556	0,005452	0,488648	0,011157	FMP
450,15	134,4250	0,08973	260,5927	0,737773	0,005488	0,497564	0,011030	FMP
500,15	128,5658	0,08364	236,9925	0,738608	0,005745	0,547731	0,010489	FMP
550,15	118,5840	0,07284	210,4497	0,739015	0,006232	0,617154	0,010098	FMP
600,15	107,8126	0,06194	192,0227	0,738949	0,006854	0,676317	0,010134	FMP
650,15	97,3451	0,05222	182,1030	0,738354	0,007585	0,712584	0,010644	FMP
700,15	86,4860	0,04288	171,6223	0,737168	0,008524	0,754886	0,011292	FMP
750,15	77,4621	0,03602	157,7285	0,735317	0,009493	0,819318	0,011586	FMP
800,15	69,6213	0,03068	137,0986	0,732706	0,010524	0,939258	0,011205	FMP

**Tabla 3.12 Evaluación para Acero SA-210 A1 con  $\Delta t = 8$  °C**

T	KIc MPa	JIc MPa	Sigma i MPa	Kt	Kr	Sr	Sc	Falla
400,15	135,1039	0,08933	276,2151	0,989605	0,007325	0,629655	0,011633	FMP
450,15	134,4250	0,08973	260,5927	0,992108	0,007380	0,669091	0,011030	FMP
500,15	128,5658	0,08364	236,9925	0,993824	0,007730	0,736993	0,010489	FMP
550,15	118,5840	0,07284	210,4497	0,994662	0,008388	0,830645	0,010098	FMP

600,15	107,8126	0,06194	192,0227	0,994525	0,009225	0,910231	0,010135	FMP
650,15	97,3451	0,05222	182,1030	0,993302	0,010204	0,958634	0,010644	FMP
700,15	86,4860	0,04288	171,6223	0,990865	0,011457	1,014680	0,011291	FMP
750,15	77,4621	0,03602	157,7285	0,987058	0,012742	1,099818	0,011586	FMP
800,15	69,6213	0,03068	137,0986	0,981689	0,0141	1,258431	0,011204	FMP

### 3.9.2 Resultados para el Acero SA-213 T91.

**Tabla 3.13 Evaluación para Acero SA-213 T91 con  $\Delta t = 0\text{ }^{\circ}\text{C}$**

T	KIc MPa	JIc MPa	Sigma i MPa	Kt	Kr	Sr	Sc	Falla
400,15	178,8112	0,13324	556,5929	0,495564	0,000369	0,156477	0,00235817	FMP
450,15	182,9481	0,14146	560,7998	0,495564	0,000383	0,155303	0,00246615	FMP
500,15	185,4545	0,14745	561,0630	0,495564	0,000394	0,155230	0,00253817	FMP
550,15	185,8381	0,15022	556,1268	0,495564	0,000401	0,156608	0,00256053	FMP
600,15	183,6067	0,14881	544,7352	0,495564	0,000402	0,159883	0,00251434	FMP
650,15	178,2669	0,14239	525,6323	0,495564	0,000396	0,165694	0,00238995	FMP
700,15	169,3234	0,13043	497,5621	0,495564	0,000382	0,175042	0,00218233	FMP
750,15	156,2779	0,11283	459,2688	0,495564	0,000358	0,189636	0,00188783	FMP
800,15	138,6255	0,09018	409,4965	0,495564	0,000322	0,212686	0,00151397	FMP

**Tabla 3.14 Evaluación para Acero SA-213 T91 con  $\Delta t = 4\text{ }^{\circ}\text{C}$**

T	KIc MPa	JIc MPa	Sigma i MPa	Kt	Kr	Sr	Sc	Falla
400,15	178,8112	0,133239	556,5929	0,76096	0,00057	0,24028	0,00236	FMP
450,15	182,9481	0,141455	560,7998	0,76127	0,00059	0,23857	0,00247	FMP
500,15	185,4545	0,147450	561,0630	0,75996	0,00060	0,23805	0,00254	FMP
550,15	185,8381	0,150223	556,1268	0,75717	0,00061	0,23928	0,00256	FMP
600,15	183,6067	0,148811	544,7352	0,75304	0,00061	0,42953	0,00142	FMP
650,15	178,2669	0,142392	525,6323	0,74772	0,00060	0,25000	0,00239	FMP
700,15	169,3234	0,130425	497,5621	0,74134	0,00057	0,26186	0,00218	FMP
750,15	156,2779	0,112826	459,2688	0,73405	0,00053	0,28090	0,00189	FMP
800,15	138,6255	0,090176	409,4965	0,72598	0,00047	0,31158	0,00151	FMP

T	KIc MPa	JIc MPa	Sigma i MPa	Kt	Kr	Sr	Sc	Falla
400,15	178,8112	0,133239	556,5929	1,039752	0,000775	0,328307	0,002361	FMP
450,15	182,9481	0,141455	560,7998	1,040388	0,000804	0,326044	0,002466	FMP
500,15	185,4545	0,147450	561,0630	1,037700	0,000825	0,325049	0,002538	FMP
550,15	185,8381	0,150223	556,1268	1,031971	0,000834	0,326123	0,002557	FMP
600,15	183,6067	0,148811	544,7352	1,023491	0,000830	0,330208	0,002514	FMP
650,15	178,2669	0,142392	525,6323	1,012554	0,000809	0,338551	0,002390	FMP
700,15	169,3234	0,130425	497,5621	0,984459	0,000770	0,376720	0,002044	FMP
750,15	156,2779	0,112826	459,2688	0,984459	0,000711	0,37672	0,001887	FMP
800,15	138,6255	0,090176	409,4965	0,96786	0,00063	0,415385	0,001517	FMP

Como se aprecia de las Tablas anteriores para ambos aceros, el criterio de clasificación pronostica que la falla por la Mecánica de la Fractura predominante es la Fractura Mecánica Plástica, lo que implica que la deformación plástica abarca toda la sección de la falla. En la literatura de la Mecánica de la Fractura (Goytisolo, 2000) se da esta imagen para caracterizar las diferencias en la extensión de la zona plástica en los distintos tipos de Mecánica de la Fractura.

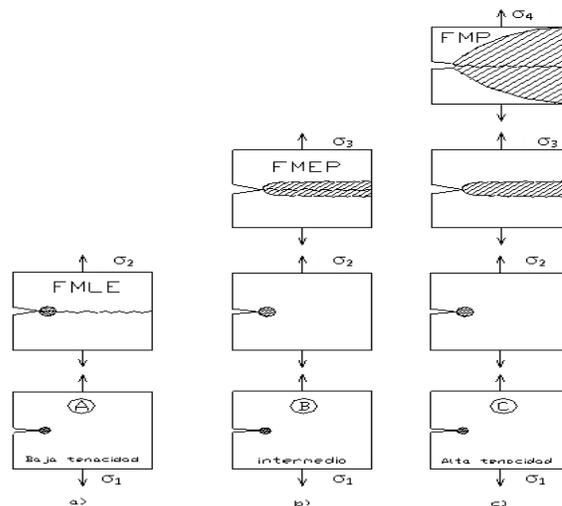


Figura 3.36 Tamaño de la zona plástica en cada uno de los Tipos de Mecánica de la Mecánica de la Fractura.

En la Figura 3.37 se puede apreciar como en una falla por creep o por colapsación plástica (ambas fallas son idénticas desde el punto de vista de su aspecto externo) la deformación plástica del tubo abarca toda la extensión de la grieta.



**Figura 3.37 Extensión de la zona plástica en una falla típica por creep o por colapsación plástica.**

### **3.10 Conclusiones del Capítulo III.**

1. Se elaboró una Metodología y un Programa en MatLab para perfeccionar el pronóstico de vida por colapsación plástica de los tubos de calderas para los diferentes aceros analizados considerando el adelgazamiento de la pared y todos los aspectos que fueron mencionados en el Capítulo II. En el algoritmo se incluyó en el presente trabajo la forma de considerar la presencia de una razón de adelgazamiento con el tiempo para poder considerar la influencia del adelgazamiento en el pronóstico de la vida por colapsación plástica.
2. La vida por colapsación plástica es en general menor que la vida por creep fundamentalmente para temperaturas relativamente bajas para una caldera, para temperaturas superiores ocurre lo contrario.
3. Los resultados obtenidos confirman que el adelgazamiento de la pared influye significativamente en la reducción de la vida por colapsación plástica, una reducción del 50 % al duplicar la razón de adelgazamiento para el acero SA- 210

A1, para el acero SA- 213 T91 aunque la vida por colapsación plástica es mayor, la influencia del adelgazamiento es mayor del orden por ejemplo del 66 % al duplicar la razón de adelgazamiento.

4. En la investigación realizada, la conclusión más importante es que existe para cada acero, para cada  $\Delta t$  y para cada razón de adelgazamiento una temperatura por debajo de la cual la falla que ocurre es por colapsación plástica y por encima de la cual la falla es por creep. Estas temperaturas se precisaron en algunos casos en el presente trabajo, pero se pueden precisar por los algoritmos y programas elaborados para cualquier condición de explotación y dimensiones de los tubos.
5. Hay que insistir como una conclusión importante que aquí sólo se ha evaluado el efecto del adelgazamiento por el doblado inicial o los fenómenos de erosión corrosión presentes siempre en los tubos de calderas, pero si existe corrosión existirán otras afectaciones en el metal no contempladas en el presente trabajo.

## Conclusiones Generales.

1. Se realizó un estudio detallado de las metodologías establecidas en las Normas Técnicas y sobre las Investigaciones realizadas para pronosticar la vida de servicio de los tubos de calderas y se contempló el trabajo de (Rivero, 2912) donde se perfeccionaron algunos aspectos de estas que se detallan a continuación:
  - a. A través de los años se ha establecido la costumbre de utilizar la Ecuación de Laplace, basada en la Teoría Membranal para el cálculo de tensiones en tuberías y recipientes, aspecto este que simplifica notablemente los cálculos y que está validado por la totalidad de las Normas Internacionales relacionadas, los que ha conducido a que en los últimos años con el desarrollo de la Mecánica de la Fractura y la introducción en la industria de la Metodología de Gestión de Vida, cuando se hacen cálculos de tensiones que inciden en la Vida Útil del componente, se continúa utilizando esta ecuación, sin percatarse de que la misma es solo una aproximación y que no resulta adecuada para el pronóstico de vida útil, donde las tensiones debe ser calculadas con exactitud. Algunas metodologías han usado con este fin modificaciones en la ecuación de Laplace o han introducido coeficientes de corrección para resolver este problema.
  - b. En el trabajo (Rivero, 2012) se demuestra que la ecuación de Lamé, que es la ecuación exacta para el cálculo de las tensiones en cuerpos de configuración cilíndricas es la ecuación adecuada para el cálculo de las tensiones en el pronóstico de Vida Útil. Para relaciones de  $D/h < 2,5$ , las tensiones calculadas por esta ecuación dan mayores que de todas las restantes ecuaciones utilizadas en las diferentes Metodologías (incluso hasta 50% mayor) y dan valores mayores que la ecuación de Laplace para relaciones de  $D/h < 20$ , rango este en el cual se mueve la inmensa mayoría de los recipientes a presión, tuberías y en particular tubos de calderas. Estos resultados fueron contemplados en el presente trabajo.
  - c. Otra insuficiencia detectada en las metodologías existentes e incluso en las Normas Técnicas y que limita la exactitud de los pronósticos de vida útil, es

que no se toma en cuenta en el cálculo de las tensiones de los tubos de calderas, la diferencia de temperatura que existe entre las superficies exterior e interior de los tubos por efecto de calentamiento externo lo que implica diferencia en las tensiones que pueden llegar hasta un 10%. En los cálculos realizados en el presente trabajo se incorporan estas ecuaciones que toman en cuenta estas diferencias de temperatura utilizando la ecuación de Lamé.

2. Se realizó un estudio detallado de las metodologías establecidas en las Investigaciones precedentes para incorporar en el pronóstico de la vida de servicio de los tubos de las calderas por creep (Trabajo de Diploma de Ernesto Junco) y por colapsación plástica (Trabajo de Diploma de Indira Chauvín) el adelgazamiento que se produce en la pared no solo inicial, provocado por el doblado en el caso de las curvas, sino el adelgazamiento por el efecto de erosión corrosión que se produce durante la explotación. Se dan las razones de adelgazamiento típicas de la literatura.
3. Se elaboró una Metodología y un Programa en MatLab para perfeccionar el pronóstico de vida por fatiga de los tubos de calderas para los diferentes aceros analizados considerando el adelgazamiento de la pared y todos los aspectos que fueron mencionados en el Capítulo II. En el algoritmo se incluyó en el presente trabajo la forma de considerar la presencia de una razón de adelgazamiento con el tiempo para poder considerar la influencia del adelgazamiento en el pronóstico de la vida por fatiga.
4. Para ambos aceros evaluados, sobre la base del algoritmo elaborado para precisar el criterio de clasificación de la falla, se pronostica que la falla por la Mecánica de la Fractura predominante es la Fractura Mecánica Plástica, lo que implica que la deformación plástica abarca toda la sección de la falla que es lo que ocurre en las fallas por creep y por colapsación plástica, que serán las fallas predominantes y que se ha podido precisar en qué condiciones ocurre una u la otra. En qué condiciones ocurre una o la otra fue investigado en el trabajo de Indira Chauvín.

## **Recomendaciones.**

1. Se recomienda continuar la investigación, realizando las siguientes tareas no abordadas en el presente trabajo:
  - Estudiar experimentalmente, particularmente el fenómeno de adelgazamiento de la pared por las condiciones reales de las calderas de la "CTE Carlos M. de Céspedes", definiendo razones de adelgazamiento reales.
  - Realizar ensayos mecánicos a los tubos averiados que son cortados de las calderas para poder apreciar la afectación del fenómeno de corrosión en la resistencia mecánica.
2. Continuar investigando el impacto económico de las averías y realizar un Análisis Técnico Económico del cambio del Material calculando para cada caso el Costo del Ciclo de Vida.

**Bibliografía.**

- ASME (The American Society of Mechanical Engineers). (2002). *2002 ASME Boiler & Pressure Vessel Code*. Three Park Avenue, New York, United States of America. Retrieved from [www.asme.org/](http://www.asme.org/)
- ASME (The American Society of Mechanical Engineers). (2011). *2010 ASME Boiler & Pressure Vessel Code (Vol. Section II Part A)*. Three Park Avenue, New York, United States of America. Retrieved from [www.asme.org/](http://www.asme.org/)
- Barrios, Sebastián. (2000). *Calderas Industriales*. Retrieved from <http://cipres.cec.uchile.cl/~esommerh>
- Birger, I. (1975). *Termoresistencia de piezas de máquinas*. Moscú: Mashinostroenie.
- C.E.T. (2001). *Hydrogen Embrittlement*. Retrieved from [www.corrosionsource.com/handbook/CPS/cps\\_a](http://www.corrosionsource.com/handbook/CPS/cps_a), 2001.
- Cáceres, Sixto Prado. (2001). *Relación entre diferentes interfases inclusión matriz en aceros y la susceptibilidad al daño por hidrógeno*. Retrieved from [www.unitru.edu.pe/old/publicacion/sciendo/sciendo9.html](http://www.unitru.edu.pe/old/publicacion/sciendo/sciendo9.html)
- Creep-Rupture. *Materials Selection, Engineering Design, Life Prediction, Failure Analysis*. (2000). Retrieved from [www.creep-rupture.com/home.htm](http://www.creep-rupture.com/home.htm)
- D. Bilmes, Pablo. (1999). *Análisis y prevención de Fallas Metalúrgicas*. Argentina.
- Danielsen H. K., Hald J. (2012). *Precipitation process of Z phase in 9-12% Cr steels*. Presented at the Proceedings “Creep 2012,” Kyoto, Japón.
- David E, & Hendrix. (1997a). *Definition of Discipline Activities: Failure Analysis & Corrosion*. Retrieved from [www.ela-iet.com/el00010.htm](http://www.ela-iet.com/el00010.htm)
- David E, & Hendrix. (1997b). *Definition of Discipline Activities: Metallurgical*

- Engineering. Retrieved from [www.ela-iet.com/el00008.htm](http://www.ela-iet.com/el00008.htm)
- David E, & Hendrix. (2002). *Diccionario de Ciencias de Materiales*. Retrieved from [http://labrm.mecaest.hetsii.upm.es/media/diccionario\\_frances.htm](http://labrm.mecaest.hetsii.upm.es/media/diccionario_frances.htm)
- Dear J, P. (2001). *Strength of Materials Research Review*. Retrieved from [www.me.ic.ac.uk/department/review94/sm/smreview.html](http://www.me.ic.ac.uk/department/review94/sm/smreview.html)
- EPSRC, ERCOS, & European Gas Turbines. (2001). *Research Review Mechanical Engineering Department - Strength of Materials*. Retrieved from [www.me.ic.ac.uk/department/review94/sm/smrr44.html](http://www.me.ic.ac.uk/department/review94/sm/smrr44.html)
- EPSRC, ERCOS, & European Gas Turbines Research. (2001). *Research Review. Thermal mechanical fatigue*. Retrieved from [www.mec.ic.ac.uk/deprtament/review94/sm/smr44](http://www.mec.ic.ac.uk/deprtament/review94/sm/smr44)
- Fedosiev, V.I. (1985). *Resistencia de los materiales*. Moscú:: Editorial MIR.
- Flesia, Miguel. (2001). *Normas*. Retrieved from [www.inoxidable.com/normas\\_internacionales.htm](http://www.inoxidable.com/normas_internacionales.htm)
- Flesia, Miguel. (2002). *Corrosión en Aceros Inoxidables*. Retrieved from [www.inoxidable.com/corrosion](http://www.inoxidable.com/corrosion)
- Fujio, Abe. (2012). *Creep deformation behavior and deciding factors for creep life of tempered martensitic 9% Cr-steels*. Presented at the Proceedings “Creep 2012,” Kyoto, Japón.
- G. Singer, Joseph. (1991). *Combustion Fossil Power*. Editorial Combustion Engineering.
- García Díaz, Rafael. (1987). *Diccionario Técnico Inglés-Español*. La Habana: Editorial Ediciones Revolucionaria.

- Globalink Power Translator Pro 97*. (n.d.). Estados Unidos.
- Goldstein, P, & Dick. (1967, July). Internal Corrosion of High Pressure Boiler. *Engineering for Power, Trnasaccion of the SAME*, 89, 35.
- Goldstein, P, & Dick. (1968, Enero). Research Study on Internal Corrosion of High Pressure Boiler. *Engineering for Power, Trnasaccion of the SAME*, 90, 88.
- Goytisol Espinosa, Rafael. (2000). Fundamento de la Mecánica Aplicada.
- Goytisol Espinosa, Rafael. (2000). *Fatiga Volumétrica y Superficial de los Metales*. Cienfuegos.
- Goytisol Espinosa, Rafael. (2012). Improvement of the calculation of stresses during creep life prediction of tubes steam generators. Presented at the Trabajo aceptado para su presentación y publicación en el Evento “Creep 2012,” Kyoto, Japón.
- Guliaev, A. (1978). *Metalografía* (2nd ed.). Moscú: Editorial MIR.
- H, & J, Rack. (1974). *Metals. Trans*.
- Hideo Nakajima. (2002). Evaluation of thermal aging embrittlement of austenitic stainless steels JN1, JJ1, and JK2 by cryogenic small-punch testing. Retrieved from [www.mrs.org/publications/jmr/jmra/2002/apr/022.html](http://www.mrs.org/publications/jmr/jmra/2002/apr/022.html)
- Holman Boiler Works, Inc. (2000). Boiler Tubes of Texas. Retrieved from [www.hbw-inc.com/btt/index.htm](http://www.hbw-inc.com/btt/index.htm)
- Hollingarh way, Hemyock Devon, & EX15 3XB. (2002). N.E.M Business Solutions main page. Retrieved from [www.cip.ukcentre.com/index.htm](http://www.cip.ukcentre.com/index.htm)
- Institute of Paper Science and Technology - Atlanta, GA. (2001). Corrosion Recovery Boilers. Retrieved from

- [www.ipst.edu/research/corrosion/research\\_corrosion\\_problems.htm](http://www.ipst.edu/research/corrosion/research_corrosion_problems.htm)
- Instituto de Investigaciones Eléctricas, Departamento de Fisicoquímica Aplicada, Cuernavaca, México. (2001). Interaction of Hot Corrosion and Creep Environments for SA213-T22 and SA213-TP304H Type Steels. Retrieved from [http://ce.eng.usf.edu/research\\_labs/corrosion/pg16.html](http://ce.eng.usf.edu/research_labs/corrosion/pg16.html)
- Inter, & Corr International. (2000). Corrosionsource.com - Disclaimer. Retrieved from [www.corrosionsource.com](http://www.corrosionsource.com)
- Inter. Corr International. (2000a). CHx Corrosion Under Heat Transfer. Retrieved from [www.buychx.com](http://www.buychx.com)
- Inter. Corr International. (2000b). Failure Analysis. Retrieved from [www.corrosionsource.com/learningcenter/htempt](http://www.corrosionsource.com/learningcenter/htempt)
- Inter. Corr International. (2000c). High Temperature Corrosion. Retrieved from [www.corrosionsource.com/learningcenter/htempt.htm](http://www.corrosionsource.com/learningcenter/htempt.htm)
- Inter. Corr International. (2000d). The One-Stop Materials and Corrosion Information Resource. Retrieved from [www.corrosionsource.com/index](http://www.corrosionsource.com/index)
- International Combustion Engineering (I.C.E.). (2002). Boiler tubes. Retrieved from [www.ice-ict.com/html/prod\\_03](http://www.ice-ict.com/html/prod_03)
- Jusmatulin, E. R. (1990). *Manual de Recipientes y Tuberías a alta presión*. Moscú: Editorial Mashinostroenic.
- Kitching R, & Zarrbi K. (1981). *Lower Board to Limit Pressure Cylindrical Shells with parts-through slot* (Vol. 23).
- Kitching, R, & Zarrbi, K. (1982). *Limit and burst peruses for cylindrical shells with parts-through slot* (Vol. 10).

- Klein, H.A. (1973). *Combustion, Corrosion for Fossil Fueled Steam Generators*.
- Klein, H.A. (1987). *Research Study On Internal Corrosion of High Pressure Boiler*.
- Kurita de México. (2001). Químicos para Tratamiento de Calderas. Retrieved from [www.bapqro-mex.com/kurita/caldera2.htm](http://www.bapqro-mex.com/kurita/caldera2.htm)
- Kurita de México. (2002). Tratamiento de aguas. Retrieved from [www.bapqro-mex.com/kurita/calderas.htm](http://www.bapqro-mex.com/kurita/calderas.htm)
- Leevers P,S. (1973, Enero). Corrosion of Fossil Fueled Steam Generator. *Power Engineering*, 5(8), 5–19.
- M, Murayama. (2002). PH17-4. Retrieved from [www.nims.go.jp/apfim/project/PH17-4E.html](http://www.nims.go.jp/apfim/project/PH17-4E.html)
- M. K, Miller. (1989). *Metall. Trans. A*, 20.
- Maile , K, & Klenk, A. (2012). Creep damage evolution in martensitic 9% Cr-steels. Presented at the Proceedings “Creep 2012,” Kyoto, Japón.
- Maslienkov, & Maslienkova. (1991). *Aceros y aleaciones para altas temperaturas*. Moscú: Editorial Metalurgiya.
- Mastaka, Y. (2012). Creep crack growth behavior and application of Fracture. Presented at the Proceedings “Creep 2012,” Kyoto, Japón.
- Mayr, P. (2012). Analysis of low-stress creep testing data and its implication on the life-time prediction for 9-12% Cr steels. Presented at the Proceedings “Creep 2012,” Kyoto, Japón.
- Metallurgist’s Handbook. Part I.* (1965). Moscú: Editorial Promsyrioimport.
- Microsoft Word 2007.* (n.d.). Estados Unidos.
- Mitsubishi Heavy Industries, SERC, Nuclear Electric, National Power, & Powergen.

- (2000). Residual Life Assessment. Retrieved from [www.me.ic.ac.uk/department/review97/sm/smrr54.html](http://www.me.ic.ac.uk/department/review97/sm/smrr54.html)
- Mpa. (2000). Design for performance. Retrieved from [www.creep-rupture.com/dfp.htm](http://www.creep-rupture.com/dfp.htm)
- N.E.M Business Solutions. (2000). Introduction to Boiler Water and Steam Raising. Retrieved from [www.cip.ukcentre.com/steam.htm](http://www.cip.ukcentre.com/steam.htm)
- Nuclear Electric, ERA, & CEC. (2000). Multi-axial Stress Creep Testing. Retrieved from [www.me.ic.ac.uk/department/review97/sm/smrr57.html](http://www.me.ic.ac.uk/department/review97/sm/smrr57.html)
- Rivero Castellanos, Mayren. (2012). *Estimación de la Vida Útil de los tubos de las Calderas de la CTE "Carlos Manuel de Céspedes" para diferentes materiales de los tubos* (Tesis de Diploma). Universidad "Carlos Rafael Rodríguez."
- Rodríguez Castellanos, Reinaldo. (1992). *Utilización de la réplica metalográfica* (Tesis de maestría). Universidad "Carlos Rafael Rodríguez."
- Rogers, D.K, & Sidey, D. (n.d.). *Comparison of boiler tube residual life prediction models*. Toronto, Canadá.
- Shiley, J.E. (2001). *Mechanical Engineering Design* (6ta ed.). Boston: Editorial McGraw-H111.
- Silicon Scorpion Web Design, & N.E.M Business Solutions. (2000). Glossary of Keywords. Retrieved from [www.cip.ukcentre.com/keywords.htm](http://www.cip.ukcentre.com/keywords.htm)
- Silicon Scorpion Web Design, & N.E.M Business Solutions. (n.d.). Boiler Water Treatment, Scale & Corrosion. Retrieved from [www.cip.ukcentre.com/boiler1.htm](http://www.cip.ukcentre.com/boiler1.htm)

T.V. Narayanan. (1995, Enero). International Conference on Integrity Evaluation on Life Extension of Industrial Equipments. *Revista ABCM.(Brasilia)*, 12(1), 1–13.

Taipa, C, & Omani , P. (1986). *Teoría de la Resistencia a Altas Temperaturas de los Materiales*. Moscú: Metalurgia.

Tetsu ICHITSUBO. (2001). Change in the elastic constants with thermal embrittlement of duplex stainless steel. Retrieved from [www.ndt.net/article/apcndt01/papers/1034/1034.htm](http://www.ndt.net/article/apcndt01/papers/1034/1034.htm)

The Hendrix Group. (2001). The Hendrix Group–Index. Retrieved from [www.hghouston.com/index/hghouston\\_Index.htm](http://www.hghouston.com/index/hghouston_Index.htm)

Thermal Engineering International. (1997a). TEI - Manufacturing: Facilities And People Dedicated To Quality. Retrieved from [www.thermalengint.com/manufac/manufac.html](http://www.thermalengint.com/manufac/manufac.html)

Thermal Engineering International. (1997b). TEI–Construction. Retrieved from [www.thermalengint.com/construction/construction.html](http://www.thermalengint.com/construction/construction.html)

U.K, Viswanathan. (1988). *Mater. Sci. Eng A104*.

U.S. Department of Energy. (2000). RADIATION DAMAGE IN MATERIALS. Retrieved from [www.engr.uiuc.edu/Publications/engineering\\_research/1996/matsci1/matsci1-17.html](http://www.engr.uiuc.edu/Publications/engineering_research/1996/matsci1/matsci1-17.html)

Ukai S. (2012). Advanced high-temperature mechanical properties by hotrolling in 9 % Cr ODS steels. Presented at the Proceedings “Creep 2012,” Kyoto, Japón.

- Webster , G.A. (1973, Enero). Corrosión de Generadores de Vapor. *Revista Power Engineering*, 3(4), 5–19.
- Williams, J.G. (1989, Enero). Battling Boiler Corrosion. *Revista Power Engineering*, 3(8), 37–40.
- Williams, J.G. (n.d.). Calderas y accesorios. Retrieved from [www.ipts.edu/resarch/corrosion/sreserach/corrosion](http://www.ipts.edu/resarch/corrosion/sreserach/corrosion)
- Wolf, Joe. (2002). Como Escribir una Tesis de Grado. Retrieved from [www.momografías.com](http://www.momografías.com)
- Yamasaki, S. (2012). behavior at ultra-low strain rate in 9% Cr steel studied by helical spring creep test. Presented at the Proceedings “Creep 2012,” Kyoto, Japón.
- Zarrabi, K. (1993). *Estimation of Boiler Tube lives presence of corrosion and erosion process. Int. J. Pres Ves. And Piping. NO 53.*