

# Análisis de fallas en generador de vapor: Caso de estudio

**Alberto Eduardo Calvo González**

correo electrónico: aegcalvo@ceter.cujae.edu.cu

Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría, Cujae, La Habana, Cuba

**Artículo Original**

**Erney Suárez Leyva**

correo electrónico: esleyva1967@yahoo.com

## Resumen

El empleo de petróleo crudo como alternativa de combustible para las centrales termoeléctricas se justificó por razones económicas. Este cambio de combustible requirió de la modificación de las condiciones de operación, debido fundamentalmente a su menor valor calórico y su alta densidad y viscosidad. No obstante los cambios efectuados, el empleo del crudo provocó un deterioro acelerado de las superficies de intercambio térmico ocasionando salidas de servicio no planificadas. El análisis estadístico de las salidas forzadas de servicio del generador de vapor recayó en el recalentador número dos. Por lo tanto, el objetivo de este trabajo es la investigación de las fallas ocurridas en el recalentador número dos en generadores de vapor de 433,536 kg/h, con presión de 13,4 MPa, y 525 °C de temperatura de vapor sobrecalentado y recalentado, que alimentan turbinas de 125 MW. En el análisis de fallas realizado, basado en el diagnóstico mediante la utilización de los métodos de evaluación por ensayos no destructivos y metalográficos, se pudo esclarecer la causa fundamental de la misma, así como determinar el ritmo de crecimiento del deterioro, que permitió establecer la secuencia de pruebas para evitar una posible falla no planificada. A su vez se pudo determinar la clase de acero que deberá ser utilizado en ese recalentador para dar solución definitiva al problema. Mientras esa sustitución no se lleve a cabo debe mantenerse el régimen de pruebas y ensayos propuestos. Esta experiencia puede servir de base al diseño de un sistema de mantenimiento basado en la condición.

Palabras claves: generador de vapor, análisis de fallas, medición ultrasónica de espesor, dureza, ensayos metalográficos, diagnóstico integral

Recibido: 13 de octubre del 2014      Aprobado: 3 de octubre del 2015

## INTRODUCCIÓN

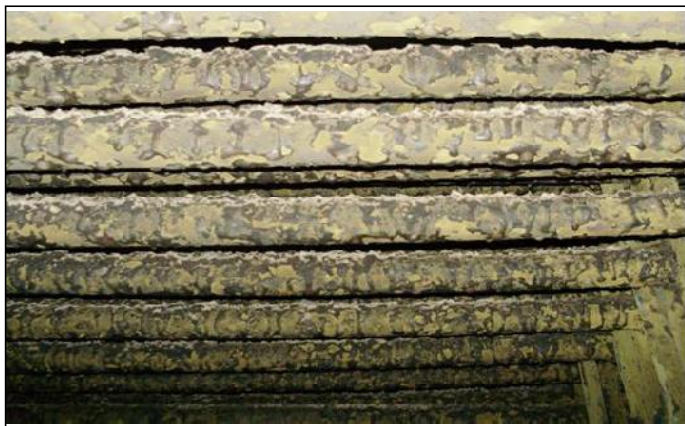
El empleo de petróleo crudo como alternativa de combustible para las centrales termoeléctricas se comenzó en el año 2000 por razones económicas. Este cambio de combustible en las centrales termoeléctricas requirió de la modificación de las condiciones de operación, debido fundamentalmente a su menor valor calórico y su alta densidad y viscosidad. No obstante los cambios efectuados, el empleo del crudo provocó un deterioro acelerado de las superficies de intercambio térmico provocando salidas de servicio no planificadas.

El análisis estadístico de las causas de la mayoría de las salidas forzadas de servicio del generador de vapor recayó en el recalentador número dos. Por lo tanto, el objetivo de este trabajo es la investigación de las fallas ocurridas

en el recalentador número dos en generadores de vapor de 433,536 kg/h, con presión de 13,4 MPa, y 525 °C de temperatura de vapor sobrecalentado y recalentado, utilizados para alimentar turbinas de 125 MW.

Debido al estado técnico de este intercambiador ocasionado por este deterioro acelerado, a los 5 años de estar quemando este crudo, hubo de ser limitada la potencia de la unidad (del bloque). Esto trajo como consecuencia el rendimiento de los índices de la unidad: la disminución del factor de potencia disponible, el aumento del consumo de agua de reposición y del consumo específico de combustible. Como medida preliminar se dispuso limpiar (escoriar) todo el eje convectivo cada cuatro meses, disposición que de no cumplirse aumentaría aún más el consumo específico de combustible por obstrucción al

paso de los gases y el incremento de la disminución del espesor de la superficie de intercambio por corrosión. En la figura 1 se muestra el aspecto de estas superficies deterioradas por el combustible sustituto, el crudo con alto contenido de azufre.



**Fig. 1. Superficie afectada por corrosión por ceniza con el cambio de combustible.**

Este tipo de generador de vapor fue diseñado para quemar como combustible básico un tipo de fuel oil cuyas características se muestran en la tabla 1. A su vez también se muestran las características del combustible sustituto, el crudo cubano.

De la comparación se aprecia la diferencia entre un combustible y otro, y de ahí se podrían inferir las que a su vez presentan cambios significativos en su comportamiento. La sustitución del combustible original de estos generadores de vapor, el fuel-oil de buena calidad con un porcentaje de azufre por debajo de 3,0, por el crudo con un porcentaje de azufre por encima de 6,5, requirió de la modificación de las condiciones de trabajo y por ende de algunas variables de proceso, y de las variables de estado de diagnóstico, como el volumen de gases reales ( $V_{gr}$ ), el coeficiente de recirculación, el coeficiente de exceso de aire, y el espesor del tubo.

El análisis de fallas constituye un proceso crítico, para determinar la causa física de los problemas. Es un proceso

complejo, utiliza muchas disciplinas técnicas: diferentes, y usa una variedad de técnicas; de observación, de inspección y de laboratorio. Uno de los factores más importantes durante la realización del análisis de una falla es el mantener una mente abierta cuando se examina y analiza la evidencia, con el fin de tener una perspectiva clara e imparcial de la falla [1]. Los análisis de fallas correctamente realizados, son los pasos críticos del proceso de solución del problema general y resultan los ingredientes claves para corregir y prevenir las fallas, permiten lograr niveles más altos de calidad y fiabilidad.

La literatura consultada refleja algunos aspectos básicos de este fenómeno [2-3]. En la bibliografía analizada de los últimos años [4-10] no aparecen citas a casos semejantes de averías provocadas por empleo de combustibles de este tipo, así como tampoco averías debidas a cambio de combustible y de alto contenido de azufre. No obstante, las metodologías de ensayo utilizadas son semejantes; en otros se emplean modernos métodos de simulación y predicción de fallas, que para este caso [10-14] serán objeto de un trabajo posterior.

## MATERIALES Y MÉTODOS

La correcta utilización de los ensayos no destructivos, y su correspondiente análisis, es la herramienta de diagnóstico fundamental de los especialistas de control de metales [1]. Los métodos de ensayo no destructivos más utilizados son: inspección visual, control con líquido penetrante, análisis por ultrasonido para la medición de espesores, y los ensayos de metalografía y de dureza. Las informaciones obtenidas en cada uno de estos ensayos son analizadas para determinar la pérdida de espesor y los defectos superficiales que se manifiestan en los intercambiadores térmicos, los cuales trabajan a presión y temperatura variables. Estas superficies a su vez son afectadas por la nocividad de las cenizas, presentes en este combustible empleado como sustituto.

Tabla 1		
Características físico-químicas del fuel oil de diseño y del crudo cubano		
Composición química de los combustibles		
	fuel oil de diseño	crudo cubano
Carbono (%)	85,8	78,76
Hidrógeno (%)	10,1	10,99
Azufre (%)	3,1	7,43
Ceniza (%)	0,1	0,12
Nitrógeno (%)	0,2	0,1
Oxígeno (%)	0,1	0,12
Características físicas		
Viscosidad cinemática a 50 °C (m <sup>2</sup> /s)	209	1 488
Densidad (kg/m <sup>3</sup> )	984	999
Punto de inflamación (°C)	89	26
Valor calórico bajo kJ/kg (kcal/kg)	39 565,26 (9 450)	37 899,96 (9 052,25)
Valor calórico superior kJ/kg (kcal/kg)	43 994,27(1 0507,85)	40 427,7084 (9 613)

El trabajo de investigación de las fallas consistió en la aplicación de todas las técnicas de diagnóstico anteriormente mencionadas, fundamentado en la práctica de la evaluación de espesores por etapas.

### Inspección visual

Este método de inspección [13-15] aunque parezca sencillo es de gran importancia, ya que de su efectividad depende la toma de decisiones correcta con respecto a la utilización de un nuevo ensayo no destructivo.

Si en la inspección visual se detectan zonas con deformación o alargamiento se procederá a realizar el ensayo metalográfico con microscopio y las mediciones de dureza con durómetro. Estas zonas más críticas, por su grado de degradación metalúrgica del material de los paneles o bancos de tubos, pueden existir en diferentes zonas y componentes de los generadores de vapor, debido a que han sido expuestas a rigurosos parámetros de operación provocados por los cambios de las variables de proceso como el uso de nuevos combustibles o mezclas de ellos. También es recomendable realizar una medición de espesor y compararla con la de diseño.

### Control con líquido penetrante

El método de ensayo por líquidos penetrantes [16] tiene una importante aplicación en el examen superficial para la localización de defectos abiertos a la superficie (grietas, poros, erosiones, etc.) en todo tipo de materiales metálicos y no metálicos, que no sean porosos ni presenten escamado o rugosidad excesiva.

### Medición de espesor ultrasónica (método de medición de espesor en tuberías)

El ensayo ultrasónico de los materiales [18] está basado en los fenómenos que se producen en la propagación de vibraciones mecánicas con frecuencias entre 0,25 y 25 MHz. La medición de espesor por ultrasonido es uno de los métodos más eficaces, hasta el momento, con equipamiento calibrado y personal certificado para determinar los espesores reales de los tubos que son sometidos a condiciones de trabajo nocivo, el resultado de esta variable de estado de diagnóstico (espesor) fue analizado con la utilización de un software, que determina según su condición la vida útil remanente.

En las mediciones realizadas se utilizó un medidor de espesores con las siguientes características: Rango de medición: 1. Modo eco-impulso: 0,63 a 500 mm, 2. Modo eco-eco (a través de pinturas y revestimientos): 2 54 a 25 4 mm, 3. Memoria (On-Board Data Logger) que le permite almacenar hasta 1 000 lecturas, en 10 grupos de 100.

Para facilitar las mediciones, así como para lograr la ubicación exacta de los lugares sometidos a control, las tuberías fueron divididas en forma de reloj, se pueden definir tantas zonas de medición como se consideren necesarias, y las distancias entre puntos son tomadas

de forma arbitraria. Para lograr la ubicación exacta de los defectos se toman los datos de la tubería como el número de colector, de serpentín y la hilera de tubos a que pertenece.

### Medición de dureza

Este ensayo consiste en obtener el promedio de dureza en una zona determinada y comparar los valores con los del metal base, lo cual permite saber si la dureza está dentro de los valores admisibles de acuerdo con el tipo de material.

Esta medición se realizó con punta directa de diamante, su impacto deja la huella en el metal. En las mediciones realizadas se utilizó un medidor con las siguientes características: 1. Medición en Vickers; 2. Rango de conversión: Vickers 20 – 1740 HV con 1mm valor mínimo, Rockwell B – 40-105 HRB con 1mm valor mínimo, Rockwell C – 20,3 –HRC con 1mm valor mínimo, Brinell 76 – 618 HB; 3. Materiales al carbono, bajo, medio y alto.

### Metalografía

La metalografía destructiva y no destructiva, es una de las técnicas empleadas junto a los ensayos no destructivos, utilizada para detectar heterogeneidades y defectos superficiales que se manifiestan en equipos y componentes en servicio que trabajan a presión y temperatura en forma continua. Las características del microscopio utilizado son: 1. Escala de 0,5mm a x 200; 2. Rango medio: Modo normal: 1 792 x 1 184 pixels, sobre 500 kB, Modo fino: 1 792 x 1 184 pixels, sobre 900 kB, Zoom: 896 x 596 pixels, sobre 900 kB; 3. Pixeles totales sobre 2,3 millones de pixels (1 816 x 1 212); 4. Pixeles efectivos sobre 2,19 millones de pixels (1 816 x 1 208); 5. Velocidad de actuación 1/ 45 a 4 segundos; 6. Maxificación 25X,30X,50X,100X,200X,500X,1 000X.

## RESULTADOS

Los resultados de los ensayos realizados se exponen a continuación

### Mediciones de espesor realizadas

Las mediciones de espesor de los tubos se realizaron por primera vez el día 10 de agosto y cuatro años después, en julio 22, se realizó una segunda medición; los resultados de ambas se muestran en la tabla 2.

La velocidad de pérdida de espesor en el recalentador número dos, del generador de vapor objeto de estudio durante el periodo que empleó el combustible de diseño (fuel-oil) fue de 0,06 mm por año.

Después de tres años de estar quemando crudo, comienzan a aparecer las primeras averías por pérdida de espesor, y después de cuatro años de servicio ininterrumpido, este recalentador perdió entre 1,4 y 2,8 mm como se muestra en la tabla 2, con una velocidad de corrosión de 0,7mm por año aproximadamente. El valor medio de espesor de las 25 muestras en este período fue de 1,992 mm.

Tabla 2  
Mediciones realizadas

Muestra/serpentin / no. del tubo	1ra. (mm)	2da. (mm)	Diferencia (mm)
1-S1-T1	4,2	1,4	2,8
2-S4-T1	4,3	1,7	2,6
3-S6-T1	4,2	2,1	2,1
4-S8-T1	4,1	2,6	1,5
5-S10-T1	4,4	1,3	3,1
6-S12-T1	4,2	1,7	2,5
7-S14-T1	4,3	2,2	2,1
8-S16-T1	4,2	1,9	2,3
9-S18-T1	4,2	1,8	2,4
10-S20-T1	4,3	1,7	2,6
11-S22-T1	4,2	1,6	2,6
12-S24-T1	4,2	2	2,2
13-S25-T1	4,2	2,1	2,1
14-S26-T1	4,3	2,9	1,4
15-S30-T1	4,1	2	2,1
16-S32-T1	4,2	1,5	2,7
17-S34-T1	4,3	2,2	2,1
18-S36-T1	4,3	2,1	2,2
19-S38-T1	4,2	1,9	2,3
20-S40-T1	4,1	2,3	1,8
21-S42-T1	4,2	2,3	1,9
22-S44-T1	4,3	2,1	2,2
23-S46-T1	4,3	1,6	2,7
24-S48-T1	4,3	2,5	1,8
25-S54-T1	4,2	2,3	1,9
Valor promedio	4,232	1,992	2,240

Leyenda:

S:Numero de serpentin o pantalla del recalentador.

T:Numero de tubo del serpentin o pantalla.

Ejemplo 1-S1-T1: Muestra #1-serpentin #1-tubo #1.

En la etapa en que se quemaba fuel oil, las mediciones de espesor se realizaban cada 25 000 h, debido a que la velocidad de corrosión era mínima, y cuando se efectuaban las inspecciones visuales, no se detectaban cambios representativos que sugirieran algún ensayo no destructivo adicional. En cambio, cuando se comienza a quemar crudo, en la primera inspección visual que se realiza, se detecta un estado de corrosión alto y se decide hacer una medición de espesor cada seis meses, dando valores de pérdida de espesor de 0,3 y 0,4 mm aproximadamente. Se realizaron también ensayos de metalografía y dureza cada dos años. Además, si durante la inspección visual fuera de este periodo, se detectaban deformaciones en alguna zona, también se realizaban estos ensayos.

El programa de cálculo mencionado anteriormente, utilizado en este caso, permite estimar el tiempo de vida de trabajo y las propiedades mecánicas de materiales de tuberías que generalmente son empleados en los generadores de vapor. Utiliza como parámetros de entrada la temperatura del metal y presión, que son las condiciones de operación, el diámetro exterior y el espesor del tubo, sus características geométricas, la velocidad de corrosión y su espesor. La consulta de catálogos de fallas de materiales y la composición del material que se está analizando facilitan el análisis. En las figuras 2 y 3 se observan los resultados del programa de estimación de la vida útil remanente en dependencia del espesor, y las 4 y 5 muestran ejemplos de gráficas de cálculo de propiedades mecánicas de 2mm es espesor remanente de la última medición.

Los resultados de los ensayos metalográficos realizados para detectar heterogeneidades y defectos superficiales en el recalentador se muestran en las tablas 3 y 4.

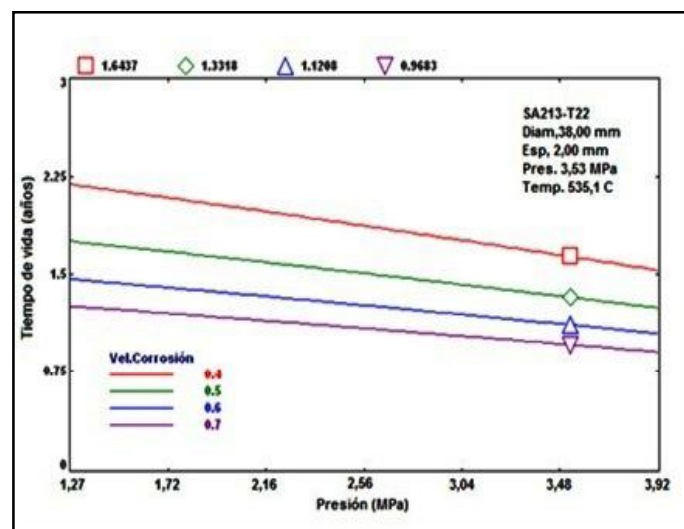


Fig. 2. Tiempo de vida útil en función de la presión.

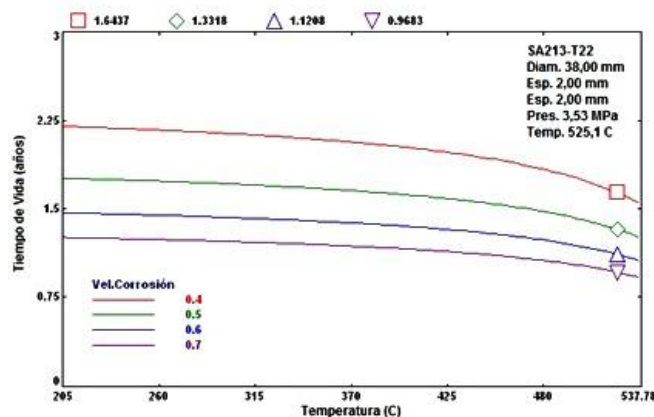


Fig. 3. Tiempo de vida útil en función de la temperatura.

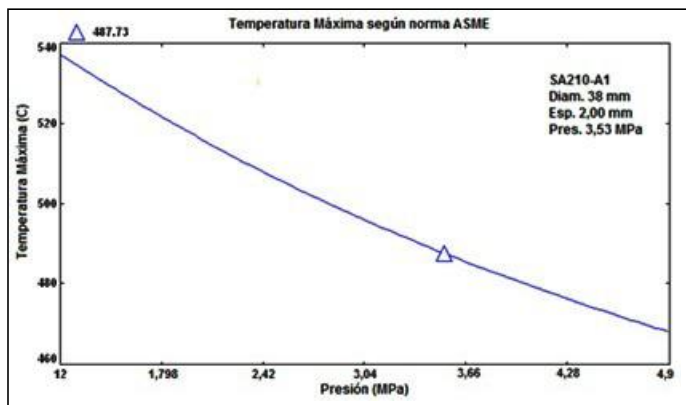


Fig. 4. Temperatura máxima en función de la presión.

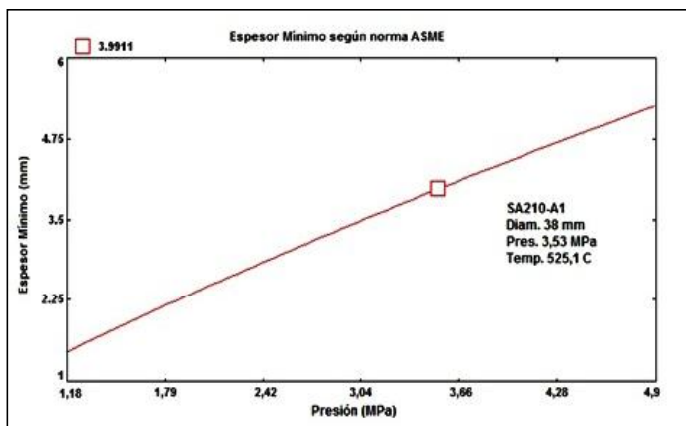


Fig. 5. Espesor mínimo en función de la presión.

## DISCUSIÓN

Los resultados obtenidos permiten tener una clara descripción del efecto del uso del nuevo combustible, de inferior calidad, sobre las superficies de intercambio de calor del recalentador, equipo que provocó el mayor índice de salidas de servicio no planificadas. Hay aspectos que se deben al combustible en sí y otros al régimen a que fue sometido, por ejemplo, el aumento del volumen de gases para compensar el efecto de menor valor calórico.

A partir de las mediciones realizadas y del análisis comparativo de las características del combustible sustituto con el de diseño, se puede reconocer que la pérdida de espesor por 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 capaz de soportar la carga. En esta área que soporta la carga, se produce un incremento de los esfuerzos a través de la región que se ha adelgazado. La falla por rotura debida al flujo plástico se produce por la influencia combinada del nivel incrementado de los esfuerzos y las altas temperaturas del metal [2,3]. La escoria corrosiva se puede desarrollar cuando se usa un combustible que contiene niveles elevados de vanadio, sodio o azufre, o una combinación de estos elementos, en presencia de cantidades excesivas de aire, mayor del necesario que facilita la formación de  $V_2O_5$ , o cuando se alcanzan temperaturas del metal mayores que  $593^\circ C$ .

Los resultados indican que las tuberías hay que cambiarlas antes de cada año y medio, así como el

régimen de control a establecer para un funcionamiento seguro de la unidad. La medida inmediata es el control del metal de los tubos más a menudo, es decir, en un tiempo más corto, así como la limpieza del eje convectivo cada 4 meses ya mencionada en la introducción. La solución definitiva propuesta ha de ser el cambio de la clase de los tubos que componen el recalentador 2, por lo que se tomó la medida de cada 4 meses limpiar (escoriar) todo el eje convectivo. De no cumplirse esta medida aumenta el consumo específico de combustible por pérdida de generación, y la disminución del espesor de la superficie de intercambio por corrosión.

Tabla 3

Datos del análisis

Datos del análisis	Datos de la muestra
Aumentos utilizados: 200x; 400x Reactivo empleado: Nital 4% Normas utilizadas: N/P Procedimiento: MBP-004 06	Tipo de muestra: Mocheta, Recalentador U-5, Serpentin de entrada 26, CTE Caso de estudio. Dimensiones: - Material: 15 313 Edad: - Parámetros de trabajo: Presión: 3,53 MPa, Temperatura del vapor: $525^\circ C$ Cantidad de muestras: 2 (del mismo tubo)

Tabla 4

Observaciones de la muestra

Muestra	Observaciones
1201.21 (Transversal)	Matriz ferrítica, 19–15 % de perlita-sorbítica con estado de media degradación por globulización más carburos en partículas globulares con grado de aislamiento medio, precipitados en borde del grano austenítico hereditario (de partida). No se revelan fronteras de grano
1201.22 (Transversal)	Matriz ferrítica, 10–6 % de perlita-sorbítica en estado de alta a media degradación por globulización más carburos en partículas globulares con grado de aislamiento de medio a pequeño, precipitados en borde del grano austenítico hereditario (de partida). No se revelan fronteras
Muestra	Observaciones
1201.21 (Transversal)	Matriz ferrítica, 19–15 % de perlita-sorbítica con estado de media degradación por globulización más carburos en partículas globulares con grado de aislamiento medio, precipitados en borde del grano austenítico hereditario (de partida). No se revelan fronteras de grano
1201.22 (Transversal)	Matriz ferrítica, 10–6 % de perlita-sorbítica en estado de alta a media degradación por globulización más carburos en partículas globulares con grado de aislamiento de medio a pequeño, precipitados en borde del grano austenítico hereditario (de partida). No se revelan fronteras

## CONCLUSIONES

El trabajo de investigación de las fallas consistió en la aplicación de todas las técnicas de diagnóstico anteriormente mencionadas, fundamentado en la práctica de la evaluación de espesores por etapas. Esto permitió la determinación de la velocidad de desgaste y disminución de las propiedades mecánicas de los tubos de las superficies de intercambio de los generadores de vapor estudiados. En el análisis de falla realizado se pudo esclarecer la causa fundamental de la misma: la tecnología actual de utilización del crudo con alto contenido de azufre, así como la determinación del ritmo de crecimiento del deterioro. Esto último permitió establecer la secuencia de pruebas para abordar una posible falla no planificada, así como su sustitución cada año y medio, atendiendo al resultado obtenido del estudio del metal. Al estudiar el desarrollo de falla se pudo determinar el tipo de acero que deberá ser utilizado en ese recalentador para dar solución definitiva al problema. Mientras esa sustitución no se lleve a cabo, debe mantenerse el régimen de pruebas y ensayos propuestos.

Esta experiencia puede servir de base al diseño y desarrollo de un sistema integral de mantenimiento basado en la condición que se fundamenta en el monitoreo de espesores, durezas y metalografía del material. Se recomienda tener en cuenta un riguroso control del empleo de los aditivos que mejoran la combustión del crudo y se estudie una mejor utilización de los aditivos reanalizando los regímenes de operación. Se sugiere además realizar un estudio de factibilidad económica para proponer el cambio de material en el recalentador 2 por el seleccionado u otro semejante con las mismas propiedades de resistencia a la corrosión.

## REFERENCIAS

1. **SCUTTI, J.; MCBRINE, W.** *Introduction to Failure Analysis and Prevention*, ASME Metals Handbook, vol. 11, pp. 14 – 20, 1975. ISBN:0-87170-704-7.
2. **RODRÍGUEZ, A.** *Teoría y práctica de los procesos de combustión*. Editorial Academia, pp. 57-70, 2000, ISBN: 959-02-0298-5.
3. **PÉREZ GARAY, LUIS.** *Generadores de vapor*. La Habana: Editorial Pueblo y Educación, 1986.
4. **CICERO, S.; LACALLE, R. et al.** "Failure analysis of a steam generator superheater drain tube used in a dump". *Engineering Failure Analysis*, vol. 17, Issue 1, pp. 301-312. January, 2010. ISSN:1350-6307. Disponible en Web: <http://dx.doi.org/10.1016/j.engfailanal.2009.06.012> [consultado enero 2013].
5. **BALDEV, Raj; CHOUDHARY, B. K.; SINGH RAMAN, R. K.** "Mechanical properties and non-destructive evaluation of chromium–molybdenum ferritic steels for steam generator application". *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, vol. 81, Issue 6, pp. 521-534, June, 2004. ISSN: 0308-0161. Disponible en Web:<http://dx.doi.org/10.1016/j.ijpvp.2003.12.010> [consultado enero 2013].
6. **DORRI, M.; HARANDIZADEH, D.** "Failure analysis of perforation in salty water-wall tubes of a power plant". *Engineering Failure Analysis*, vol. 19, pp. 87-96, January, 2012, ISSN:1350-6307. Disponible en Web: <http://dx.doi.org/10.1016/j.engfailanal.2011.09.008> [consultado enero 2013].
7. **OTHMAN, H.; PURBOLAKSONO, J.; AHMAD, B.** "Failure investigation on deformed superheater tubes". *Engineering Failure Analysis*, vol. 16, Issue 1, pp. 329-339. January, 2009, ISSN:1350-6307, Disponible en Web: <http://dx.doi.org/10.1016/j.engfailanal.2008.05.023> [consultado enero 2013].
8. **ALMAZROUEE, A.; SINGH RAMAN, R. et al.** "Role of oxide notching and degraded alloy microstructure in remarkably premature failure of steam generator tubes". *Engineering Failure Analysis*, vol. 18, Issue 8, pp. 2288-2295, December, 2011. ISSN:1350-6307 Disponible en Web: <http://dx.doi.org/10.1016/j.engfailanal.2011.08.005>[consultado enero 2013].
9. **TAVARES, S.; SCANDIAN, C. et al.** "Failure of tube used in high pressure steam generator due to incrustation deposits". *Engineering Failure Analysis*, In Press, Corrected Proof. Available online 15 November 2012. ISSN:1350-6307. Disponible en Web: <http://dx.doi.org/10.1016/j.engfailanal.2012.10.026>[consultado enero 2013].
10. **CARAZAS, F.; SALAZAR, C.; SOUZA, G.** "Availability analysis of heat recovery steam generators used in thermal power plants". *Energy*, vol. 36, Issue 6, pp. 3855–3870, June, 2011. ISSN:0360-5442. Disponible en Web: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2010.10.003>, [consultado enero 2013].
11. **LIU, F.; KONG, S. et al.** "Research and Application of Risk Assessment Methodology for Power Station Boiler Superheaters", *J. Pressure Vessel Technol.* 133(4), 041602, May 18, 2011, 10 p. doi:10.1115/1.4002861m, ISSN:0094-9930. Disponible en Web: doi: 10.1115/1.4002861 [consultado enero 2013].
12. **GHAFFARI, A.; MEHRABIAN, A.; MOHAMMAD-ZAHERI, M.** "Identification and control of power plant de-superheater using soft computing techniques". *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, vol. 20, Issue 2, pp. 273-287, March 2007. ISSN:0952-1976. Disponible en Web: <http://www.sciencedirect.com.proxy.timbo.org.uy:443/science/journal/09521976>, [consultado enero 2013].
13. **CHERIDI, D.; ABLA, A. et al.** "Thermal–hydraulic simulation of a radiant steam boiler using Relap5 computer code". *Computers & Chemical Engineering*, vol. 52, pp. 168-176, 10 May, 2013. ISSN:0098-1354 Disponible en Web: <http://www.sciencedirect.com.proxy.timbo.org.uy:443/science/journal/00981354> [consultado enero 2013].

**14. NAK-HYUN, Kim; CHANG-SIK, OH; YUN-JAE, Kim.**

"A method to predict failure pressures of steam generator tubes with multiple through-wall cracks". *Engineering Fracture Mechanics*, vol. 77, Issue 5, pp. 842–855, March, 2010. ISSN, 0013-7944 . Disponible en Web: <http://dx.doi.org/10.1016/j.engfracmech.2009.11.007>. [consultado enero 2013].

**15. AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS.**

*Visual Examination-Nondestructive Examinations*. ASME Boiler & Pressure Vessel ASME. ASME Code Section V, Article 9, 6 pp. ASME headquarters, Three Park Avenue, New York, U S A, NY 10016-5990, 2007.

**16. AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS.**

*Liquid Penetrant Standards-Nondestructive Examinations*. ASME Boiler & Pressure Vessel ASME. ASME Code Section V, Article 24, 72 pp. ASME headquarters, Three Park Avenue, New York, U SA, NY 10016-5990, 1998.

## AUTORES

**Alberto Eduardo Calvo González**

Ingeniero Mecánico, Doctor en Ciencias Técnicas, Profesor Titular, Facultad de Ingeniería Mecánica, Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría, Cujaa, La Habana, Cuba.

**Erney Suárez Leyva**

Ingeniero Mecánico, La Habana, Cuba.

## Failure Analysis in Steam Generators: A Study Case

### Abstract

The use of crude oil as alternative to fuel steam power stations was justified by economic reasons. This change of fuel required to modify the operational procedures, due fundamentally to its lower heating value and its high density and viscosity. Nevertheless the changes made, the use of the crude oil caused a quick deterioration of the thermal exchange surfaces causing not planned forced outages. The statistical analysis of the steam generator forced outages went to reheater number two. Therefore the scope of this work is the study of the happened failures in reheater number two, of 433,536 kg/hr, 13,4 MPa, and 525 C temperature of superheated and reheated steam generator used to move 125 MW turbines. In the carried out failure analysis, based on nondestructive evaluation methods, towered with metallographic test, was possible to clarify the root cause, as well as establish the worsening growth rate that allowed establishing the sequence of tests to avoid a possible not planned outage. In turn it was possible to choose the kind of steel should be used in that reheater to give the definitive solution of the problem. While steel substitution is not carried out it should stay the régime of tests and proposed assays. This experience can serve from base to the design of a maintenance system based on the condition.

Key words: Steam generators, failure analysis, thickness and hardness ultrasonic measuring metallographic test, integral diagnosis