

ANÁLISIS DE LA FALLA POR AGRIETAMIENTO EXPERIMENTADA EN TUBERÍAS DEL EVAPORADOR DE UNA CALDERA ACUATUBULAR

RESUMEN

En una caldera acuatubular perteneciente a una planta generadora de electricidad, se presentó un recurrente fenómeno de agrietamiento en tubos del generador de vapor en la zona de los codos alrededor de las mirillas del hogar, el cual llevó a la fuga de vapor y paradas no programadas de mantenimiento. Para encontrar la causa del problema se analizaron en laboratorio una serie de tubos fallados y otros retirados de zonas similares de la caldera, llevándose a cabo estudios de composición química, metalografía, fractografía y microanálisis EDS sobre las muestras obtenidas, encontrándose que el agrietamiento se produjo por SCC el cual a su vez nucleó en picaduras de corrosión formadas en el lado de aguas. Las picaduras eran bastante severas en la zona del codo de las tuberías y en menor proporción y profundidad se encontraron en zonas rectas, indicando ello que los esfuerzos residuales producto de la deformación plástica acentuaron el problema pero no fueron la causa raíz. Como conclusión del estudio se determinó que la causa raíz de falla más probable, fue la utilización durante la construcción de la caldera de tuberías cuya dureza era superior a lo recomendado por el código ASME.

PALABRAS CLAVES: Análisis de fallas, caldera acuatubular, corrosión por picadura, SCC, tubería.

ABSTRACT

In an aquatubular steam boiler belonging to an electric power plant, a recurrent cracking phenomenon was presented in tubes of the generator of vapor in the area of the elbows around the peepholes of furnace boiler, that it caused vapor lost and maintenance stops not programmed. To find the cause of the problem they were analyzed in laboratory a series of failed tubes and other retired of similar areas of the boiler, being carried out studies of chemical composition, metalography, fractography and EDS microanalysis on the obtained samples. The failure mechanism was SCC from pitting corrosion in water side tubes. The pittings were quite severe in the area of the elbows of the tubes and in smaller proportion and depth they were in not deformed areas, indicating that the residual stress product of the plastic deformation accentuated the problem but they were not the root cause. As conclusion of the study was determined that the more probable root cause, was the use during the construction of the boiler of pipes whose hardness values was bigger to that recommended by the ASME code.

KEYWORDS: Aquatubular Steam Boiler, failure analysis, pitting corrosion, SCC, tube.

1. INTRODUCCIÓN

De acuerdo a la literatura especializada y a análisis de falla llevados a cabo en diferentes partes del mundo [1, 2 y 3], los modos de falla comunes en tuberías de caldera acuatubulares son fractura por creep, fatiga térmica o sobrecalentamiento de corta duración, así como la corrosión por picadura o generalizada tanto desde el lado de aguas como de fuegos. Para determinar el mecanismo de falla que se presente en un determinado caso, se recomienda llevar a cabo análisis metalográficos, de composición química de residuos de corrosión o depósitos si los hay y de composición del agua de

alimentación y del combustible, esto para detectar posibles degradaciones de los tubos por sobretemperatura, identificar especies químicas corrosivas o corroborar materiales. Las calderas al ser recipientes a presión deben construirse bajo normas especializadas, de las cuales las generadas por la ASME son las más frecuentemente utilizadas en nuestro medio.

El caso del que se ocupa el presente trabajo corresponde al de una central termoeléctrica a carbón, donde se presentaron fallas recurrentes en una caldera acuatubular que alimenta una turbina de 165 MW, consistentes en agrietamientos en algunos tubos del evaporador,

EDGAR ESPEJO

Ingeniero Mecánico, M. Ing.
Profesor Asistente
Universidad Nacional de Colombia
Sede Bogotá D.C.
eespejom@unal.edu.co

JUAN CARLOS MARTINEZ

Ingeniero Mecánico.
Analista de Falla
Universidad Nacional de Colombia
Sede Bogotá D.C.
jcmartinezro@unal.edu.co

específicamente en las zonas dobladas de los mismos alrededor de las mirillas del hogar, figura 1, la falla en algunos casos no solo involucró a los tubos agrietados, sino también tubos adyacentes que fueron erosionados por los chorros de vapor que emanaron de las grietas, figura 2. La caldera lleva operando a la fecha ocho años y los problemas de agrietamiento comenzaron su aparición a los cuatro; los tubos que han fallado han sido reemplazados en paradas no programadas del generador con los sobre costos propios de esta situación, por lo cual se inició el estudio que es este trabajo se resume, cuyos objetivos fueron el determinar el mecanismo de falla de los tubos, su causa raíz y generar las recomendaciones necesarias para minimizar la recurrencia de la falla en el futuro.



Figura 1. Tubo doblado alrededor de mirilla que presentó agrietamiento y escape de vapor.

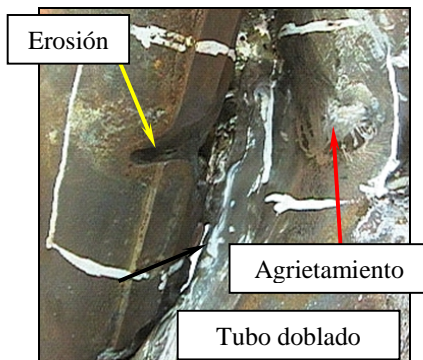


Figura 2. Tubo erosionado por escape de vapor proveniente de un tubo adyacente agrietado.

Para tal efecto se llevaron a cabo estudios de composición química, metalografía, fractografía, dureza y microanálisis EDS sobre las zonas falladas de algunos de los tubos suministrados y en zonas similares de otros tubos, lográndose determinar el mecanismo de falla y establecer su causa raíz en un problema de fabricación siderúrgico de los tubos, lo cual se describe a continuación.

2. DESARROLLO EXPERIMENTAL

En el laboratorio se analizaron dos tubos agrietados, el primero generó falla a los cuatro años de servicio y el segundo a los seis, además se estudiaron otros ocho tubos extraídos de las mismas zonas de falla (mirillas), sobre los cuales se hicieron los siguientes análisis.

2.1 Inspección Visual y Fractografía

Los agrietamientos se presentaron en la zona doblada de los tubos alrededor de las mirillas, cuyas superficies de grietas son intergranulares, figura 3. El interior de las tuberías en las zonas agrietadas y en las zonas dobladas de aquellas tuberías no agrietadas, presentó picaduras por corrosión, las cuales también se encontraron en zonas no dobladas, pero en menor densidad y profundidad, figura 4.

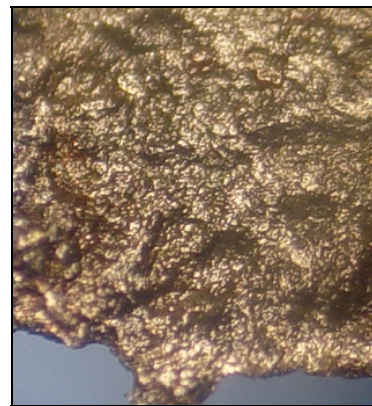


Figura 3. Superficie intergranular de grieta. 7X.

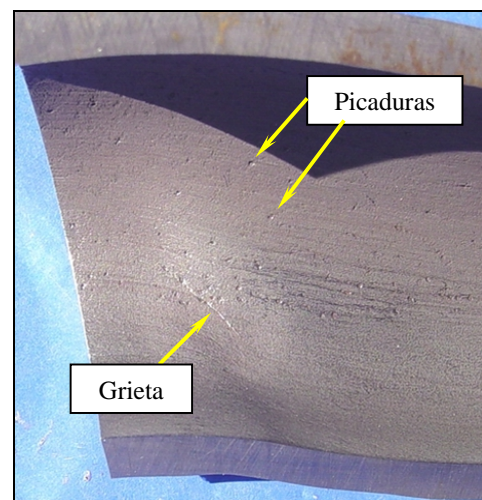


Figura 4. Interior de tubería agrietada con picaduras por corrosión.

2.2 Metalografía

El material de los tubos en sección metalográfica muestra una estructura ferrito – perlítica sin signos de degradación estructural por temperatura (como globulización o grafitización) y se evidencia que desde las picaduras emanan grietas de naturaleza intergranular, como las que generaron los escapes de vapor, figuras 5 y 6.

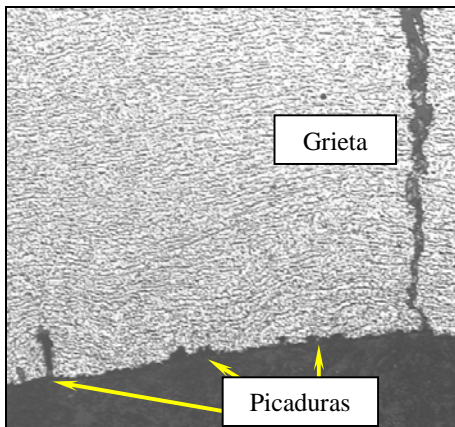


Figura 5. Sección metalográfica de tubería agrietada. Nital 2%. 50X.

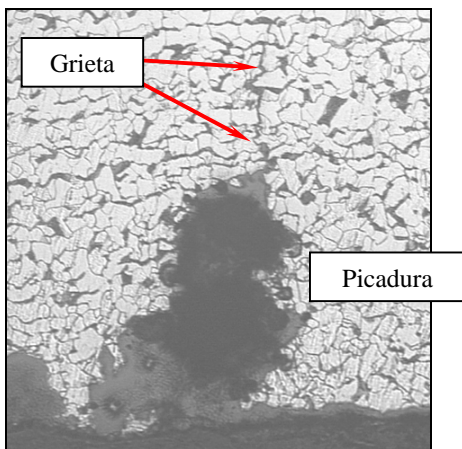


Figura 6. Picadura por corrosión de la cual emana una grieta intergranular. Nital 2%. 200X.

2.3 Composición EDS de Residuos de la Corrosión

En microscopio electrónico se utilizó una sonda EDS para determinar la composición química elemental de los productos de la corrosión presentes en el interior de las picaduras, encontrándose principalmente oxígeno e hierro, de lo que se puede deducir que las picaduras son producto del ataque del oxígeno disuelto en el agua. En la figura 7 y en la tabla 1 se encuentra el espectro EDS y la composición obtenida.

2.4 Durezas

Se tomaron lecturas de dureza en escala Rockwell B en el material de los tubos, tanto en las zonas dobladas que fueron las que experimentaron los agrietamientos y las picaduras como en zonas rectas, encontrándose los promedios que se detallan en la tabla 2.

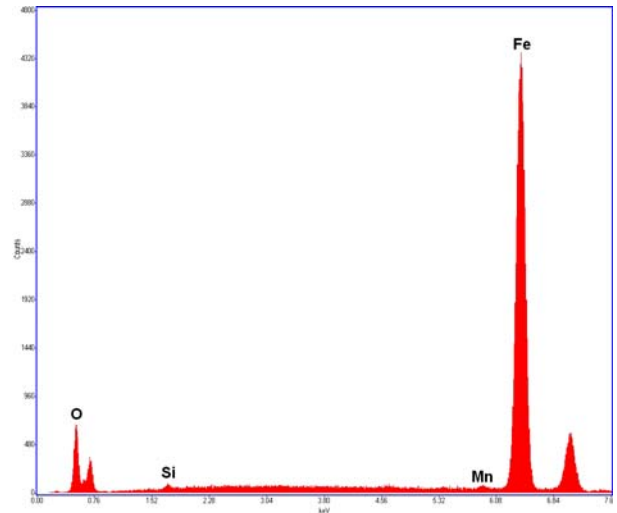


Figura 7. Espectro EDS obtenido de productos de la corrosión presentes en el interior de una picadura.

O	Si	Mn	Fe
21,4	1,15	0,6	77,01

Tabla 1. Composición química en porcentaje en peso del espectro de la figura 7.

Zona recta	90,4
Zona doblada	95

Tabla 2. Durezas promedio en escala Rockwell B de uno de los tubos agrietados.

2.5 Composición Química del Acero de los Tubos

En un espectrómetro de emisión se midió la composición química del acero de los tubos, donde se encontró que se trata de un acero de bajo carbono no aleado, tabla 3.

C	S	P	Mn	Si
0,128	0,004	0,013	0,93	0,16

Tabla 3. Composición química del acero de los tubos.

3. OPERACIÓN Y NORMAS DE REFERENCIA

La caldera en general debe cumplir con los requerimientos de diseño y material que estipula el ASME Boiler and Pressure Vessel Code y con los lineamientos de fabricación, doblado y tratamiento térmico que para tuberías da el código ASME B31.1 Power Piping.

El material usado para la tubería fallada fue el SA-210-A1, del cual el código ASME establece una dureza máxima de 79 Rockwell B.

ASME recomienda que en el tratamiento de aguas de alimentación de la caldera se llegue a un contenido de oxígeno disuelto menor a 7 ppb; los análisis de aguas a la entrada de la caldera mostraron en promedio un contenido de oxígeno disuelto de 9,4 ppb durante los primeros tres años de servicio, pero posteriormente se mejoró el tratamiento bajando los contenidos a 3,8 ppb en promedio, lo que se mantiene hasta la actualidad.

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

La naturaleza intergranular de las grietas encontradas, el hecho de ser múltiples y el tipo de carga que experimentan los tubos, lleva a concluir que el mecanismo de agrietamiento predominante es el SCC (Stress Corrosion Cracking), el cual se genera una vez la concentración de esfuerzo de las picaduras producto del ataque del oxígeno disuelto en el agua, alcanza el valor necesario para generarlo.

La composición química del acero de los tubos cumple con los requerimientos de la norma SA-210-A1, sin embargo, tanto en la zona doblada como en la recta se nota que la dureza es superior a lo estipulado, esta situación puede explicar el origen de las picaduras, ya que el mayor valor de la dureza del acero del tubo respecto a la norma, implica que tiene un mayor valor de esfuerzos residuales provenientes de fabricación, lo cual es sabido favorece la corrosión por picadura. Las picaduras es lógico que se acentúen en la zona doblada, ya que allí hay un mayor valor de esfuerzos residuales, sin embargo, no por ello se puede achacar la causa raíz del problema a una posible deficiencia en el tratamiento térmico postdoblado de los tubos, debido a que las zonas rectas de los mismos también presentan picaduras.

El hecho que durante los tres primeros años de operación de la caldera el contenido de oxígeno disuelto en el agua de alimentación, estuvo en promedio ligeramente por encima de lo recomendado por ASME, hace de esto un factor contribuyente a la falla, ya que altos contenidos de oxígeno disuelto en el agua de alimentación son susceptibles de generar corrosión por picadura.

Así pues se concluye que la causa raíz del problema de agrietamiento, se debe a una deficiencia en el control de

calidad siderúrgico de los tubos, que los dejó con una dureza superior a lo admitido por el código ASME, haciéndolos más susceptibles a las corrosión por picaduras de oxígeno. A lo anterior contribuyó el hecho de operar la caldera durante los primeros años de servicio, con un contenido de oxígeno disuelto en el agua de alimentación ligeramente por encima del límite recomendado por ASME.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El mecanismo de falla por agrietamiento de los tubos fue SCC, el cual nuclea en picaduras previas de corrosión por oxígeno disuelto en el agua de alimentación.

La causa raíz de falla se ubicó en un estado de dureza de los tubos superior a lo especificado por el código ASME.

A la causa raíz contribuyó el hecho de operar la caldera con un contenido de oxígeno disuelto en el agua de alimentación, superior a lo sugerido por ASME.

A la empresa operadora de la caldera se le recomendó reemplazar en paradas programadas todos los tubos de la zona de mirillas, ya que son susceptibles de presentar el mismo problema, de lo cual a la fecha se han reemplazado cerca del 50% de los tubos.

También producto del análisis se recomendó en paradas programadas inspeccionar por técnicas no destructivas, zonas rectas de las tuberías pertenecientes a las mismas coladas de las falladas, ya que aunque no han presentado agrietamientos a la fecha, el hecho de tener un material de dureza superior a lo estipulado por el código, aumenta el riesgo de tener en evolución picaduras por oxígeno que puedan a futuro desembocar en agrietamientos.

6. BIBLIOGRAFÍA

- [1] D.R.H. Jones, *Failure Analysis Case Studies II*. Netherlands: Elsevier, 2001, Chapters 5 and 6.
- [2] ASM International, *Handbook of Case Histories in Failure Analysis*, 1st ed., vol. 1. Metals Park Ohio: ASM, 1992, Part 2.
- [3] ASM International, *ASM Handbook Volume 11: Failure Analysis and Prevention*. Metals Park Ohio: ASM, 2002, pp. 747-898.