

ANÁLISIS DE FALLO DEL TUBO DE DRENAJE DE UN SOBRECALENTADOR

S. Cicero¹, R. Lacalle^{1,2}, R. Cicero¹, J. García^{1,2}

¹ Universidad de Cantabria, ETS Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos
Departamento de Ciencia e Ingeniería del Terreno y de los Materiales
Av/Los Castros s/n, 39005, Santander, Cantabria, Spain
ciceros@unican.es

² INESCO Ingenieros SL, Centro de Desarrollo Tecnológico de la
Universidad de Cantabria (CDTUC), Fase A, Mod. 203, Av/ Los Castros s/n, 39005, Santander, Cantabria, Spain

RESUMEN

Este trabajo presenta el análisis de fallo del tubo de drenaje de un sobrecalentador utilizado en el generador de vapor de un vertedero, con el cual se obtiene energía a partir del biogas producido por los restos orgánicos. El estudio comprende análisis químicos y microestructurales junto con medidas de microdurezas e inspecciones visuales y por microscopía SEM.

Se detectaron incrementos significativos de dureza en la sección de rotura, sugiriendo que dicha sección se localiza en la Zona Afectada Térmicamente (ZAT) de una soldadura situada en sus proximidades. Como mecanismo principal del fallo se ha identificado la fatiga del material, asistida por procesos de corrosión. Las diferentes áreas encontradas en la superficie de fractura sugieren que dicha fatiga fue causada por las operaciones de mantenimiento del sobrecalentador, que consistían básicamente en el golpeo de un tubo colector que une el tubo de drenaje con el sobrecalentador. Finalmente, no se encontraron evidencias de condiciones anómalas de operación que pudieran haber favorecido el fallo, como pudieran ser la existencia de sobrepresiones o el trabajo del tubo a temperaturas anormalmente elevadas.

ABSTRACT

This paper analyses the failure of a steam generator superheater drain tube used in a dump to obtain energy from the biogas produced by organic waste. The analysis comprises chemical and microstructure analyses, together with microhardness measurements and visual and SEM inspection.

Significant increases in hardness in the failure section were detected, suggesting that the failure section is located in the heat affected zone of a nearby weld. Fatigue has been identified as the major cause of the final failure, assisted by corrosion processes. The different areas found on the fracture surface suggest that fatigue processes were caused by the maintenance operation consisting of hitting the collector tube to which the drain tube is joined. Finally, no evidence has been found in relation to any other anomalous operating conditions, such as overpressure or unexpected high temperatures.

PALABRAS CLAVE: Fatiga, corrosión, picaduras, microdurezas, Zona Afectada Térmicamente.

1. INTRODUCCIÓN

Tras un año en servicio, el tubo de drenaje de un sobrecalentador utilizado en el generador de vapor de un vertedero experimentó un fallo inesperado. El generador (de 10.5 MW de potencia) permite aprovechar el biogás generado por los restos orgánicos y tiene un conjunto de calentadores, recalentadores y sobrecalentadores con distintas funciones, tal y como se recoge [1,2]. Los sobrecalentadores conducen vapor seco, pero en determinadas circunstancias (transitorios del generador) puede llegar a transportar vapor de agua, por lo que se requieren tubos de drenaje que evacúen dicho vapor.

En este trabajo se analiza el fallo de uno de los tubos de drenaje, combinando inspección visual de la superficie de fractura, análisis tensional cualitativo, análisis químico, medidas de microdurezas, análisis microestructural y análisis SEM.

2. MATERIAL, GEOMETRÍA Y CONDICIONES DE TRABAJO.

El tubo está fabricado en acero St 35.8 según la DIN 17175 [3] para tubos sin soldadura utilizados a altas temperaturas. Las tablas 1 y 2 recogen, respectivamente, la composición química y las propiedades mecánicas de la especificación.

Tabla 1. Composición química del acero St 35.8 [3]

C	Si	Mn	P	S
≤0.17	0.10- 0.35	0.40 -0.80	<0.040	<0.040

Tabla 2. Propiedades mecánicas del acero St 35.8 [3]

σ_{yRT} (MPa)	$\sigma_{y400^{\circ}C}$ (MPa)	σ_u (MPa)
235	110	360-480

El diámetro exterior del tubo es de 24 mm y el espesor es de 5 mm.

La temperatura y la presión en el tubo son 420 °C y 44 bar, respectivamente. De igual forma, el sobrecalentador requiere operaciones de mantenimiento continuas para eliminar posibles depósitos. Para ello, los colectores que unen los tubos de drenaje los sobrecalentadores se golpean, provocando cargas dinámicas variables (cortantes y flexión alterna) en los tubos de drenaje. El proceso queda recogido en la Figura 1, que proporciona una descripción cualitativa de la posición de la sección de rotura. Puede observarse que dicha sección se encuentra próxima a la conexión entre el tubo de drenaje y el colector, junto a una soldadura transversal. La distancia exacta a dicha soldadura no era conocida, puesto que solo fue proporcionada para el análisis la parte inferior del tubo.

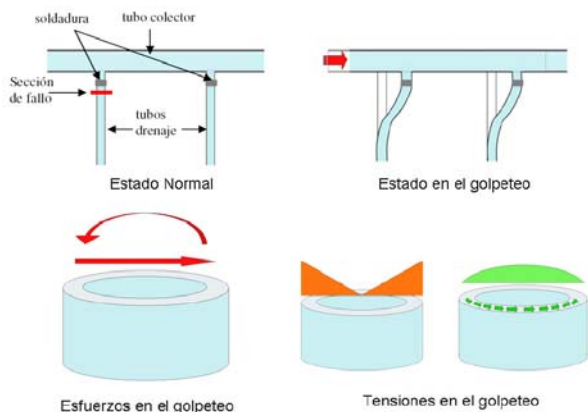


Figura 1. Condiciones de trabajo durante el golpeo de mantenimiento.

3. ANÁLISIS QUÍMICO, MICRODUREZAS Y MICROESTRUCTURAS.

La composición química del material del tubo se determinó mediante espectrometría de emisión óptica, mostrándose los resultados en la Tabla 3, en la cual se observa que no hay desviaciones con respecto a la especificación del material [3].

Las medidas de microdurezas (HV1) se realizaron en dos localizaciones: una próxima a la sección de rotura (10 mm) y otra alejada de la misma (100 mm). El

objetivo fue determinar si existían zonas de material con propiedades mecánicas diferenciadas. Un esquema del proceso se muestra en la Figura 2, mientras que los resultados se recogen en la Tabla 4. Se observa que no hay diferencias significativas entre las dos localizaciones analizadas.

Tabla 3. Composición química del tubo de drenaje.

Zona	C	Si	Mn	P	S
Cerca (10 mm) Sección de rotura	0.11	0.26	0.58	<0.010	<0.010
Lejos (100 mm) Sección de rotura	0.10	0.26	0.57	<0.010	<0.010

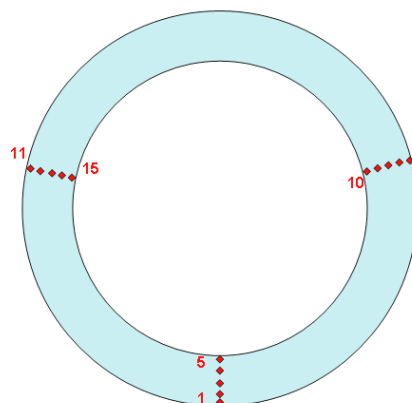


Figura 2. Localización de las medidas de microdurezas.

Tabla 4. Resultados de microdurezas (HV1).

	HV1 a 10 mm de sección de rotura	HV1 a 100 mm de sección de rotura
1	142.8	159.5
2	141.0	143.6
3	139.4	142.2
4	139.9	159.6
5	138.6	147.6
6	159.0	142.1
7	149.3	154.2
8	146.1	160.1
9	132.5	150.0
10	141.1	154.5
11	158.8	139.9
12	159.1	146.9
13	146.9	150.2
14	144.0	140.0
15	142.4	142.3

De igual modo, se realizaron medidas de microdurezas en la dirección longitudinal del tubo, desde la sección de rotura y en sentido descendente (ver Figura 1), con el objetivo de comprobar si la dicha sección se encontraba en la Zona Afectada Térmicamente (ZAT) de la soldadura situada sobre ella. Los resultados (Tabla 5) confirman este hecho.

Table 5. Microdurezas (HV1) en dirección longitudinal

	Distancia a la sección de rotura (mm)	HV1
1	0.5	208.8
2	1	179.6
3	2	163.7
4	3	151.0
5	8	139.3
6	12	140.5
7	16	142.5
8	20	137.0

El análisis microestructural se realizó, análogamente, en dos localizaciones: una próxima a la rotura (10 mm) y otra alejada de la misma (100 mm). Para ello se atacaron muestras con nital (2% de HNO_3). Los resultados (Figura 3) muestran estructuras ferrítico-perlíticas muy similares, en concordancia con los resultados de durezas. Se realizaron análisis similares que descartaron la posibilidad de decarburaciones asociadas a temperaturas de trabajo anormalmente elevadas.

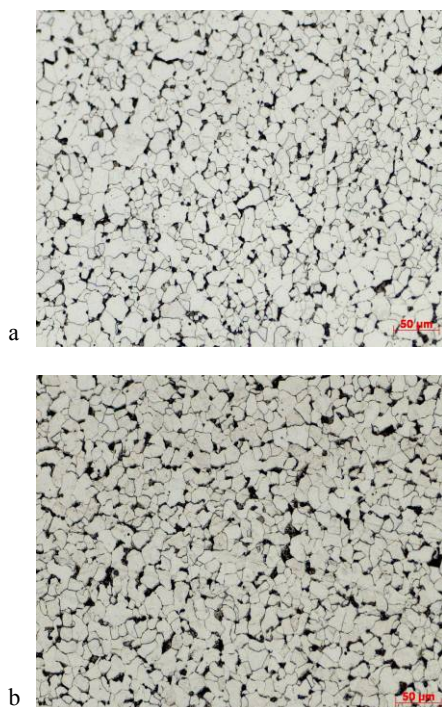


Figura 3. Microestructuras en el tubo de drenaje: a) a 10 mm de la rotura; b) a 100 mm de la rotura.

4. ANÁLISIS DE LA SUPERFICIE DE FRACTURA

La Figura 4 muestra la sección de rotura, en la cual se distinguen 4 zonas: las zonas A y C son planas, mientras que las zonas B y D tienen una pendiente aproximada de 45° . Este tipo de superficies ha sido analizado en [4], sin que se justificase su particular morfología. La explicación al respecto es la siguiente (ver Figura 1): las zonas A y C se encuentran sometidas fundamentalmente a tensiones normales de flexión (con tensiones cortantes pequeñas), mientras que las zonas B y D están sometidas a tensiones cortantes elevadas y tensiones normales bajas (nulas en la fibra neutra de la sección), lo cual produce la propagación de fisuras a 45° . Además se observa que la Zona A presenta mayor oxidación, lo que sugiere que fue la primera en experimentar los procesos de fisuración.

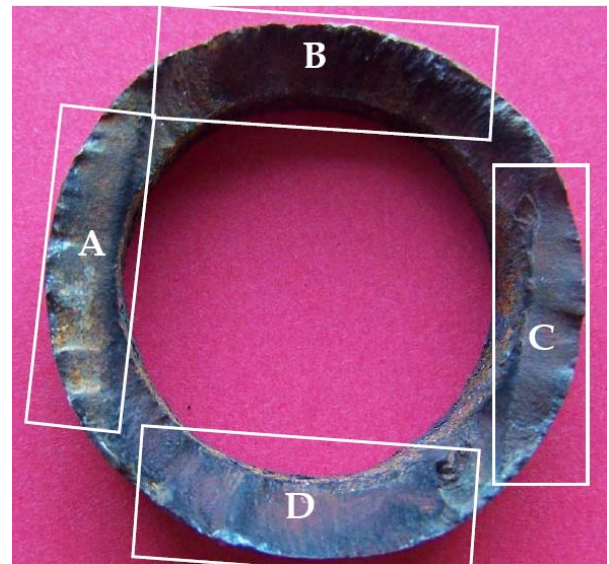


Figura 4. Localización de las diferentes zonas de la superficie de fractura (en recepción).

La superficie de fractura fue decapada con objeto de eliminar la capa de óxido y las impurezas existentes en la misma. Tras el decapado se realizó otra inspección visual. En la Zona A (Figura 5) se observaron marcas de trinquete o “ratchet marks”, indicando la existencia de múltiples puntos de iniciación de fatiga [5], por lo que este fenómeno aparece como una de las causas del fallo; en las Zonas B y D (Figura 6) se observaron playas de fatiga asociadas a la propagación de fisuras (confirmando a la fatiga como proceso clave del fallo analizado); finalmente, en la Zona C (Figura 7) se vuelven a observar “ratchet marks”, así como dos zonas rugosas en su transición a las Zonas B y D, que parecen ser los ligamentos remanentes existentes en el instante previo al fallo final.



Figura 5. Macro de la Zona A, mostrando las marcas de trinquete asociadas a múltiples puntos de iniciación de la fatiga.



Figura 6. Macro de la Zona B, mostrando las playas de fatiga asociadas a un proceso de propagación de fisuras.



Figura 7. Macro de la Zona C, mostrando las marcas de trinquete y los dos ligamentos remanentes.

Se realizaron macrografías adicionales en las superficies interior y exterior del tubo, observándose en ambos casos multitud de picaduras y pérdidas localizadas de metal (Figura 8).



Figura 8. Picaduras encontradas en la superficie exterior del tubo.

Tras la inspección visual se realizó un análisis SEM de la superficie de fractura. La Figura 9 muestra uno de los puntos de iniciación de fisuras asociados a las marcas de trinquete observadas en la Zona A. Se puede observar que la iniciación va asociada a un defecto superficial producido por la corrosión que ha podido actuar como concentrador de tensiones. Un interacción similar entre fatiga y picaduras por corrosión ha sido recogida, por ejemplo, en [6].

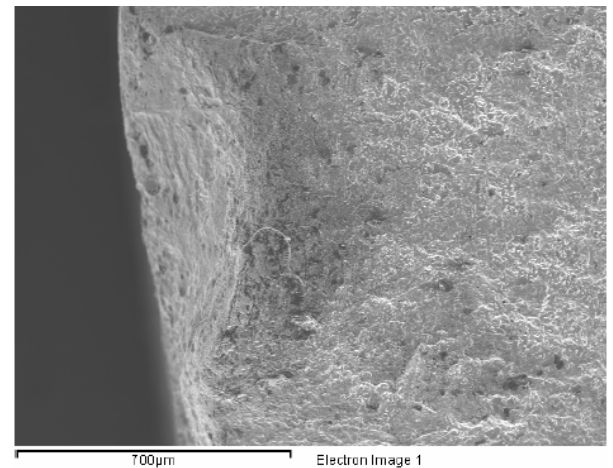


Figura 9. Punto de iniciación de fatiga en la zona A.

La Figura 10 muestra marcas de fatiga encontradas tanto en la Zona B como en la D. Estas marcas, con evidente concavidad, están asociadas a un proceso de propagación de fisuras.

En la Zona C, el análisis SEM revela mecanismos muy similares a los observados en la Zona A (reafirmando lo observado en la inspección visual). La Figura 11 muestra un punto de iniciación de fatiga asociado a una picadura.

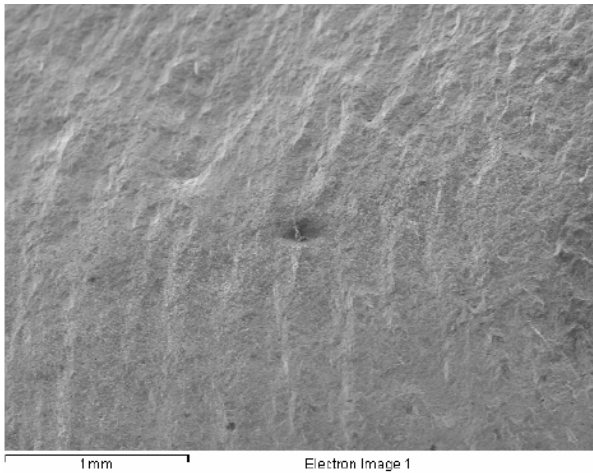


Figura 10. Marcas de fatiga observadas en la Zona D.

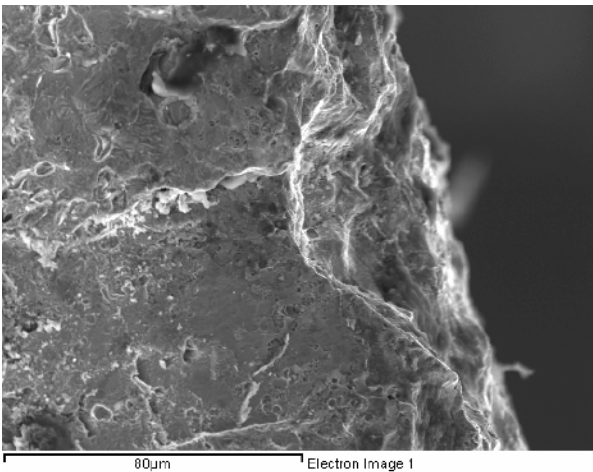


Figura 11. Punto de iniciación de fatiga observado en la Zona C.

De igual forma, cabe destacar que tanto en la Zona A como en la Zona C se observaron pequeñas áreas con propagación intergranular (Figura 12), lo cual sugiere la existencia de interacciones entre la fatiga y procesos de corrosión.

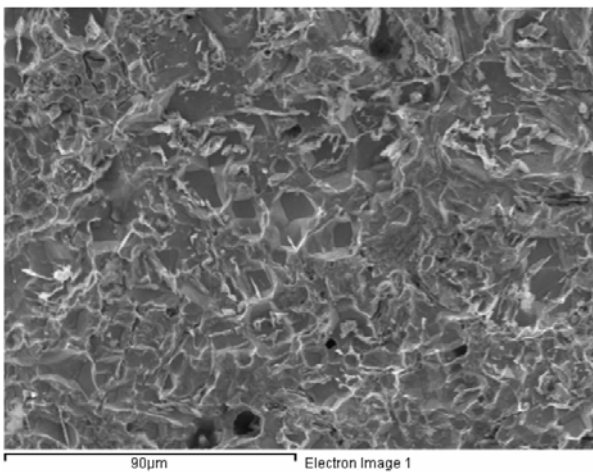


Figura 12. Indicios de propagación intergranular observados en las Zonas A y C.

Finalmente, la Figura 13 muestra los microhuecos observados en los ligamentos remanentes mencionados con anterioridad, lo cual indica que el fallo final del tubo se produjo por colapso plástico de la sección remanente.

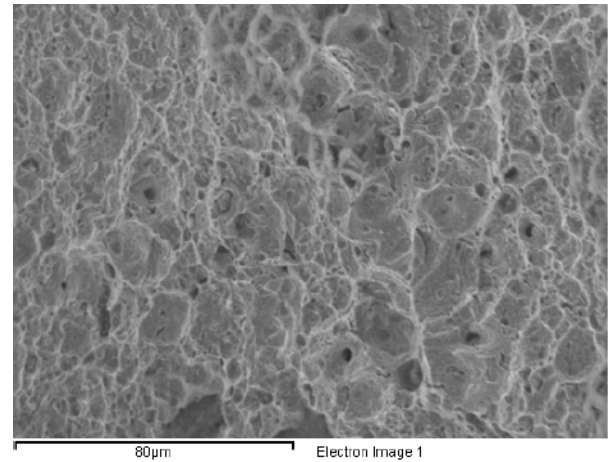


Figura 13. Microhuecos observados en los ligamentos remanentes.

5. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

Los resultados recogidos anteriormente permiten afirmar que se ha producido una iniciación de fisuras en las Zonas A y C como consecuencia del efecto combinado de las tensiones ocasionadas por el golpeteo de mantenimiento de los tubos de drenaje (que provoca vibraciones y cargas variables en los mismos) y por la corrosión superficial detectada tanto en la superficie interior como en la exterior del tubo (que provoca la aparición de picaduras y pérdidas de material que actúan como concentradores de tensiones y como puntos de iniciación de la fatiga). La corrosión, que en condiciones normales de operación no tiene por qué producirse, puede haber sido ocasionada por la presencia inesperada de cantidades excesivas de vapor de agua.

Sin embargo, parece que la iniciación primaria ocurrió en la Zona A (más oxidada en recepción) y que la propagación se produjo a lo largo de las Zonas B y D desde la Zona A hasta la C. La concavidad observada en las marcas de fatiga (Figura 10) ha sido justificada en [5,7] como una combinación de flexión alterna con tensiones bajas y concentraciones de tensiones medias/severas (en este caso, causadas por los defectos superficiales y por la presencia de una soldadura en las proximidades).

De forma simultánea, una fisura menor propagó por la Zona C en dirección opuesta. En ambos casos, las evidencias de cierta componente intergranular en la propagación sugieren que la fatiga estuvo asistida por procesos corrosivos.

Finalmente, ambas fisuras alcanzaron los ligamentos remanentes (encontrados en la transición entre la Zona C y las Zonas B y D) y se produjo el fallo final por colapso plástico.

El golpeteo del tubo colector justifica, de igual modo, tanto el proceso de fatiga que ocasiona el fallo como la morfología de la superficie de fractura. Además, se puede afirmar que no ha habido ningún tipo de sobrepresión en relación con el fallo, dado que un hecho de este tipo hubiese producido fisuras de tipo longitudinal.

La localización de la sección de fallo queda justificada por el hecho de que se encuentra en el interior de la ZAT de una soldadura próxima, lo cual produce incrementos tanto de la dureza del material como de la fragilidad del mismo.

6. CONCLUSIONES

Del análisis realizado a lo largo de este trabajo, se puede concluir que el fallo del tubo de drenaje fue causado por un proceso de fatiga que ocurre de forma simultánea en dos extremos de la sección transversal del mismo y que se ve favorecido por procesos corrosivos tanto en la fase de iniciación como en la de propagación. Dado que la corrosión no debería haberse producido en condiciones normales, las razones de este fenómeno requieren más investigación al respecto con el objetivo de evitar fallos futuros.

La secuencia del proceso se ha explicado en el anterior apartado y se puede resumir del siguiente modo: se produjo un proceso simultáneo de fatiga en dos extremos de la sección de rotura (zonas A y C) provocó la propagación de dos fisuras en sentidos opuestos. La fisura con origen en la Zona A propagó a lo largo de la mayor parte de la sección (a través de las Zonas B y D) y alcanzó, junto con la fisura con origen en C, lo ligamento remanentes. El fallo final se produjo por colapso plástico de los mismos.

La singularidad de la forma de la sección de rotura (plana en las Zonas A y C y a 45° en las Zonas B y D) ha sido justificada por medio del tipo de tensiones dominantes que actúan en cada una de ellas: tensión-compresión en las primeras y cortantes en las segundas. Además, la localización de la sección de rotura se ha puesto en relación con el hecho de que se encuentra en la ZAT de una soldadura existente en el tubo de drenaje.

Finalmente, los análisis metalográficos y químicos revelan que el fallo no ha estado relacionado con deficiencias del material o con condiciones de operación anormales (ej. temperaturas por encima de las de diseño que causen decarburación, sobrepresiones, etc).

7. REFERENCIAS

- [1] Annaratone, D., *Steam Generators Description and Design*, Springer, 2008.
- [2] Ganapathy, V., *Industrial Boilers and Heat Recovery Steam Generators: Design, Applications, and Calculations*, CRC Press, New York, 2003.
- [3] DIN 17175-79 Standard: *Seamless steel tubes for elevated temperatures*, 1979.
- [4] Park, M., "Fatigue failure of a hydraulic filter head", *Engineering Failure Analysis* 2002; 9: 435–450.
- [5] Sachs, N.W., "Understanding the surfaces features of fatigue fractures: how they describe the failure Cause and the failure history", *Journal of Failure Analysis and Prevention* 2005; 5 (2): 11-15.
- [6] Bulloch, J.H., Callagy, A.G., Scully, S., Greene, A., "A failure analysis and remnant life assessment of boiler evaporator tubes in two 250 MW boilers", *Engineering Failure Analysis* 2009; 16: 775–793
- [7] ASM Handbook, Vol. 11, *Failure Analysis and Prevention*, 2002