

Análisis de fallas de tubos del hogar en el caldero de una central termoeléctrica

Failure analysis of hearth tubes in the boiler of a thermoelectric power plant

Análise de falhas de tubos de lareira na caldeira de uma usina termelétrica

Gorki Iván Rueda Salazar

gorki.rueda@utelvt.edu.ec

<https://orcid.org/0000-0002-4375-9944>

Facultad de Ingenierías de la Universidad Técnica Luis Vargas Torres de Esmeraldas-Ecuador

RESUMEN

Las centrales termoeléctricas de generación a vapor que han operado su caldero por un periodo superior a los 15 años, generalmente comienzan a experimentar diversos tipos de fallas en los tubos del hogar del caldero, en los tubos de serpentines de sobrecalentadores y en otros sitios de la fluxería, que afectan seriamente su disponibilidad y confiabilidad. Esta investigación se desarrolló con el propósito de analizar la causa raíz de las distintas fallas presentadas en el hogar del caldero de una central termoeléctrica a vapor de 132.5 MW de potencia instalada en un solo turbogenerador, con más de 100 mil horas de operación acumuladas. Los especímenes de análisis se obtuvieron de los tubos fallados en diferentes sitios del hogar y en diferentes oportunidades, y fueron enviados a laboratorios especializados para su análisis metalúrgico y/o de incrustaciones internas para determinar las causas primarias de las fallas. Como resultado, se ha correlacionado la morfología de las fallas y circunstancias operativas previas a las mismas con el tipo de su causa raíz, determinada por expertos, para que sirva de guía al personal responsable del mantenimiento de calderos de instalaciones similares, a fin de definir rápidamente la causa más probable de falla, en caso de ocurrencia de uno de los tipos de falla analizados.

Palabras clave: mantenimiento, causa raíz de fallas, morfología, falla por hidrógeno, falla por sobrecalentamiento.

ABSTRACT

Steam electrical power stations that have operated its boiler for a period of time greater than 15 years, generally begin to experience several types of tube failures on furnaces, superheater coils and other boiler tube banks, which seriously affect its availability and reliability. This research has been developed to analyze the root cause of the different failures occurred in the boiler furnace of a power station of 132.5 MW installed capacity with only one turbo generator set, with more than 100 thousand accumulated operation hours. The specimens for analysis were obtained from failed tubes in different furnace sites and in different opportunities, and were sent to specialized laboratories for metallurgical analysis and/or internal deposits analysis to determine the primary causes of the failures. As a result, a correlation has been established between the failures morphology and the operative circumstances previous to its occurrence with its root cause type, as determined by experts, with the purpose of become a guide to personnel responsible for the maintenance of boilers in similar installations, to rapidly define the more probable failure cause, in case of occurrence of one of the analyzed failure types.

Key words: maintenance, failure root cause, morphology, hydrogen failure, overheating failure.

RESUMO

As usinas de geração de vapor que operam sua caldeira há mais de 15 anos geralmente começam a experimentar vários tipos de falhas nos tubos da fornalha da caldeira, tubos da serpentina do superaquecedor e outras partes da planta fluxería, que afetam seriamente sua disponibilidade e confiabilidade. Esta pesquisa foi desenvolvida com o objetivo de analisar a causa raiz das diferentes falhas apresentadas na fornalha da caldeira de uma usina termelétrica a vapor com 132,5 MW de potência instalada em um único turbogenerador, com mais de 100 mil horas de operação acumuladas. Amostras de análise foram obtidas dos tubos com falha em diferentes locais da lareira e em diferentes momentos, e foram enviadas para laboratórios especializados para análise metalúrgica e/ou incrustação interna para determinar as causas primárias das falhas. Como resultado, a morfologia das falhas e as circunstâncias operacionais anteriores foram correlacionadas com o tipo de sua causa raiz, determinada por especialistas, para servir de guia para o pessoal responsável pela manutenção de caldeiras em instalações similares, a fim de definir rapidamente a causa mais provável de falha, em caso de ocorrência de um dos tipos de falha analisados.

Palavras-chave: manutenção, causa raiz de falhas, morfologia, falha de hidrogênio, falha de superaquecimento.

Introducción

Las fallas en tubos de un caldero de alta presión de una central de generación termoeléctrica a vapor se originan en múltiples causas; éstas pueden ser tan variadas como el tratamiento químico del agua, la forma de llama, la exposición a diferentes agentes o el modo de operar. La investigación de la causa raíz de una falla permite corregirla y eliminar la recurrencia de la misma.

A medida que se acumulan los años de operación de un caldero, las probabilidades de falla en los tubos del hogar del mismo se incrementan dramáticamente. Una pequeña perforación que se produzca en un solo tubo del hogar hará que la central de generación tenga que salir de servicio para reemplazar la tubería afectada, lo cual, debido al tiempo necesario para enfriamiento y armado de andamios para llegar al sitio de la falla y realizar la reparación, hace que generalmente se pierda un mínimo de 72 horas de producción, con las consiguientes pérdidas económicas. Los departamentos de mantenimiento son los responsables de asegurar la disponibilidad necesaria en los equipos y sistemas utilizados en la generación de energía eléctrica. Cuando se produce una falla es necesario que puedan estimar en muy corto plazo la causa raíz de la misma para emprender lo más pronto posible las acciones necesarias para impedir que se repita.

Generalmente, en las plantas de generación de energía no se cuenta con laboratorios especializados propios para realizar los análisis metalográficos y de incrustaciones en las tuberías, necesarios para determinar la causa raíz de la falla, por lo que hay que enviar los especímenes de los tubos fallados a laboratorios externos para que se realicen los análisis necesarios; mientras regresan los resultados, la causa raíz de la falla puede continuar latente, existiendo el peligro de que se repita. Esta investigación tiene el propósito de establecer una correlación entre la morfología presente en el tubo fallado y/o las circunstancias operativas previas, con la causa raíz de la falla, para que los responsables de mantenimiento y operación, a base de las observaciones de campo del tipo de falla producido, puedan orientar inmediatamente sus esfuerzos hacia la remoción de las más probables causas raíz de las fallas, para disminuir el riesgo de su repetición en el corto plazo.

La operación confiable de equipos de generación de vapor requiere la aplicación de los mejores métodos disponibles para prevenir corrosión e incrustaciones. Cuando ocurren fallas en los calderos, es importante identificar la causa del problema para poder efectuar las medidas correctivas apropiadas para prevenir la recurrencia de fallas. Un diagnóstico incorrecto de la falla puede conducir a medidas correctivas inapropiadas, con lo cual el problema queda latente.

Hay ocasiones en las que las razones para que ocurran las fallas son confusas. En estos casos se puede requerir una considerable investigación para develar las causas. Sin embargo, en la mayoría de los casos la zona del problema presenta ciertos signos específicos esclarecedores. Cuando estas características son interpretadas apropiadamente, la causa raíz del problema y su solución se vuelven muy evidentes.

Las causas primarias de fallas que se pueden producir en el hogar de calderos que queman fuel oil son: sobrecalentamiento y corrosión.^{1, 2,3}

Cuando las fallas ocurren debido a sobrecalentamiento y fluencia plástica del material (condiciones comúnmente asociadas a la presencia de depósitos internos en los tubos), la causa generalmente se puede identificar por los depósitos remanentes en el espécimen fallado que se está analizando. Un análisis exacto de los depósitos indicará la causa del problema y las acciones necesarias para su corrección. Los análisis metalográficos son útiles para confirmar si el sobrecalentamiento ha sido de corta o larga duración.

Cuando las fallas ocurren debido a corrosión, son causas comunes de dicha corrosión en calderos agentes corrosivos tales como oxígeno, dióxido de carbono, cáusticos, ácidos, chapeado de cobre y el agua. Además, condiciones mecánicas que conducen a fragilización por corrosión como la ebullición fílmica y el acolchamiento de vapor están más vigentes que nunca, como resultado de tasas de transferencia de calor crecientes y diseños más compactos de los calderos. La corrosión por

quelantes tiene algunas características específicas y se desarrolla únicamente bajo ciertas condiciones.

Materiales y Métodos

La investigación se realizó en la Central Térmica Esmeraldas, perteneciente a la Unidad de Negocio Termoesmeraldas de la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, ubicada en la ciudad de Esmeraldas, Ecuador. Dicha Central de generación termoeléctrica tiene una capacidad de 132.5 MW y opera con un caldero acuotubular con domo superior y domo de lodos, con una presión y temperatura de vapor sobrecalentado de 140 kg/cm² y 540 °C, respectivamente, y una erogación de 429 toneladas de vapor sobrecalentado por hora, dotado de ocho quemadores de fuel oíl No. 6 tangenciales inclinables. Los tubos del hogar del caldero son de acero al carbono ASTM A210, de 69.5 mm de diámetro exterior y 6.25 mm de espesor de pared.

El periodo de análisis corresponde a las fallas presentadas en el caldero entre los años 2009 y 2011.

La metodología utilizada fue la de realizar inspecciones visuales exhaustivas a las zonas de falla con el concurso de expertos en análisis de fallas en calderos, extraer del caldero el tramo o tramos de tubos afectados y enviarlos a laboratorios especializados para que se realicen los análisis metalográficos y de incrustaciones en las paredes internas de los tubos para determinar la causa raíz de la falla. Los laboratorios utilizados fueron el Materials Technology Center de ALSTOM POWER en Chattanooga, Tennessee, Estados Unidos de Norteamérica, el de la empresa ILPM de la ciudad de Quito y el de la empresa IM&M de la ciudad de Riobamba.

Las fallas analizadas constan en la Tabla I. Para orientación de la disposición de tubos en el hogar del caldero, se debe indicar que éste está formado por cuatro paredes de tubos: pared frontal (conocida en la Central Térmica Esmeraldas como pared AB o pared lado turbina), pared posterior (pared CD o pared lado chimenea), pared lateral derecha (pared BC o pared lado Refinería), pared lateral izquierda (pared AD o pared lado río).

Tabla I. Datos generales de las fallas analizadas.

FALLA No.	UBICACIÓN Y FECHA DE OCURRENCIA	RESPONSABLE DEL ANÁLISIS
1	Tubo N° 61 de la pared CB (lado Refinería) el cual fue cambiado en mayo 2009. Falla ocurrida el 3 de agosto de 2009.	ILPM
2	Falla de tubos pared BC (lado Refinería) previo a salida a mantenimiento mayor en marzo 2010.	CARLOS LASARTE (inspección visual, consultor especialista venezolano)
3	Tubo N° 50, contado desde la esquina A, en la pared AD (lado río). Falla ocurrida en el arranque de Unidad del 14 de mayo del 2010.	ILPM
4	Tubo N° 90, contado desde la esquina D hacia la C, de la pared DC (lado chimenea), fallado el 19 de mayo 2010.	IM&M
5	Abultamientos en los tubos de la pared lado río, observados a través de la mirilla de la esquina C del hogar del caldero, el 7 de junio de 2010.	MICHAEL PUPEK (inspección visual, especialista estadounidense de ALSTOM POWER)
6	Tubo CB 110, en la zona de tubos curvos bajo la caja de aire del quemador de la esquina B del hogar del caldero. Falla ocurrida el 12 de mayo de 2011	Materials Technology Center de ALSTOM POWER

Resultados y Discusión

1. Análisis de fallas No. 1 y No. 6

Respecto de la Falla No. 1, se realiza la inspección interna del hogar del caldero, localizándose la falla en el tramo de tubería que corresponde al tubo N° 61 de la pared CB (lado Refinería) el cual fue cambiado meses antes, en mayo 2009 (se encontró una rotura tipo ventana). Este tramo de tubo no recibió una limpieza interna con sosa cáustica previa a su instalación, lo cual contribuiría directamente al tipo de falla que sufrió.

Figura 1. Falla tipo ventana en tubo No. 61 de pared CB (lado Refinería) del Caldero



Respecto de la Falla No. 6, ocurrida el 12 de mayo de 2011, en el tubo CB 110, en la zona de tubos curvos bajo la caja de aire del quemador de la esquina B del hogar del Caldero, a fin de tener un diagnóstico especializado de la causa raíz de la falla se envió dicho tubo fallado y el tubo aledaño CB 109 al Materials Technology Center de ALSTOM POWER INTERNATIONAL INC. de Chattanooga, Tennessee, Estados Unidos de Norteamérica.

Figura 2. Falla tipo ventana en tubo No. 110 de pared CB, esquina del quemador B



Del reporte del mencionado laboratorio se puede resumir lo siguiente ⁴: La falla del tubo CB 110 fue el resultado de ataque por hidrógeno, el cual es una forma de daño en el que ocurre corrosión inducida por acidez bajo depósitos en la superficie interna del tubo. La reacción corrosiva en la superficie interna del tubo tocada por el agua libera hidrógeno atómico, del cual una parte substancial se difunde en la pared del tubo y se combina con el carbón presente en el acero para formar burbujas de metano a lo largo de los bordes de grano, resultando en cavitación y micro fisuramiento. Tal tipo de daño progresa desde la superficie interna hacia la externa del tubo. Cuando el daño alcanza un nivel crítico, la pared del tubo se rompe bajo el efecto de la presión operativa en

el caldero. En un intento de identificar la fuente del contaminante responsable de la corrosión, el laboratorio analizó los depósitos internos usando Espectroscopía de Energía Dispersiva (EDS por sus siglas en inglés). Los resultados mostraron que los depósitos consistían principalmente de óxido de hierro, con una traza detectada de azufre, lo cual sugiere que la corrosión que precedió al ataque por hidrógeno en el tubo CB 110 fue un ataque tipo ácido. Adicionalmente, se determinó que los depósitos internos en las dos muestras fueron ligeros (14.3 mg/cm² en el tubo 109 y 12.8 mg/cm² en el 110) en una base absoluta. Sin embargo, dado que se reportó que el caldero había sido limpiado químicamente en abril 2010 y nuevamente en septiembre 2010, estos niveles de depósitos deben ser evaluados sobre la base de haberse desarrollado en menos de un año y pueden ser indicativos de problemas en el control químico del agua. La evaluación debe incluir una revisión de tasas anteriores de acumulación de depósitos, frecuencia de limpiezas químicas, prácticas de operación del caldero, etc.

Como se puede ver de la morfología de las dos fallas analizadas, la característica común en las dos es la apertura tipo ventana, con bordes gruesos de la zona fallada, muestra de que el desgarre del material de la pared del tubo en el momento de la falla se produce de manera violenta, como es típico en fallas por hidrógeno.

2. Análisis de falla No. 2

Esta falla se produjo en varios tubos del hogar del caldero, pero exclusivamente en la pared BC (lado Refinería) y en una estrecha franja de más o menos 2 metros sobre el nivel de los quemadores superiores de las esquinas B y C del caldero.

Figura 3. Falla tipo racimos (clusters) de ampollamientos (blisters) en pared BC. En la fotografía de la izquierda se observan las fugas de agua durante la operación del caldero con los tubos fallados.



En circunstancias normales, el Caldero de la Central Térmica Esmeraldas es intervenido para mantenimiento preventivo en dos ocasiones en el año: Una Parada Corta de 10 días, generalmente efectuada en el mes de marzo para realizar la limpieza mecánica y lavado del exterior de la fluxería del Caldero y el Mantenimiento Mayor Anual, usualmente ejecutado en unos 45 días, entre los meses de julio y septiembre. Por las circunstancias conocidas de déficit de capacidad de generación que experimentó el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado del Ecuador en el año 2009, no fue posible salir con la Unidad a realizar el Mantenimiento Mayor que estuvo planificado para ejecutarse iniciando en septiembre del 2009 y por un lapso de 64 días, en el cual debía realizarse la reparación de quemadores. Por lo tanto, los quemadores del caldero tuvieron un periodo de operación de prácticamente 17 meses, desde su última reparación. Este periodo inusual de operación entre mantenimientos de quemadores desembocó en tener que operar con los elementos de los quemadores en muy malas condiciones, lo cual afectó principalmente la pared del caldero donde se produjo la falla.

La falla se produce por un sobrecalentamiento de larga duración, el cual es un problema crónico más bien que transitorio: Es el resultado de problemas de formación de depósitos al interior de los tubos durante largo tiempo, o de operación de un sistema, también por largo tiempo, o por ambas cosas. En el caso de la Central Térmica Esmeraldas, existió de por medio que se estuvo operando un caldero que ya en el análisis metalográfico de tubos realizado por NALCO en noviembre del 2007 tenía valores de depósitos internos de 89.3 mg/cm² en el lado fuego (es decir el lado del tubo con cara al interior del hogar del caldero) y 11.8 mg/cm² en el lado frío, teniéndose por tanto una relación de 7.5 de los depósitos de la cara caliente a los de la cara fría. Sobre esto, la “GUÍA NALCO PARA EL ANÁLISIS DE FALLAS EN CALDERAS”, por Robert D. Port y Harvey M. Herro señala que cuando esta relación es mayor a 3, la entrada de calor en el lado del hogar es notablemente mayor en la cara caliente y que cuando esta relación tiende a 10, la entrada de calor en la cara caliente con relación a la cara fría, puede ser bastante excesiva. Esta condición latente en los tubos del hogar del caldero, necesitaba sólo de un catalizador para desencadenar la falla; falla que se manifestó en varios tubos de la pared BC, en una zona ubicada en una franja de dos metros de altura medidos a partir de la línea de ejes de los quemadores superiores, debido a un recargue de la flama de los quemadores sobre la mencionada pared y a los inusualmente prolongados periodos de operación entre mantenimientos que tuvo que soportar la Central Térmica Esmeraldas por las razones anotadas anteriormente.

De lo mencionado hasta aquí, se concluye que el mecanismo de falla que se experimentó en el Caldero previo al Mantenimiento Mayor del 2010, en tubos localizados exclusivamente en la pared BC (lado Refinería), con la falla manifestándose morfológicamente como pequeñas ampolladuras (blisters) en la tubería, agrupados en racimos (clusters), fue sobrecalentamiento de larga duración ocasionado por un periodo prolongado de operación con tubos con demasiada incrustación en su interior

Análisis de falla No. 3

El tubo fallado fue el N° 50 contado desde el tubo central del quemador A, en la pared AD del caldero (lado río). La falla se produce después de sincronizar la Unidad a las 01h42 y subir carga hasta 64 MW, a las 02h43 del 4 de mayo de 2010. El caldero se dispara por falta total de llama, hay sobrepresión en el hogar.

Figura 4. Falla tipo boca de pez, en tubo No. 50 de pared AD del hogar del caldero

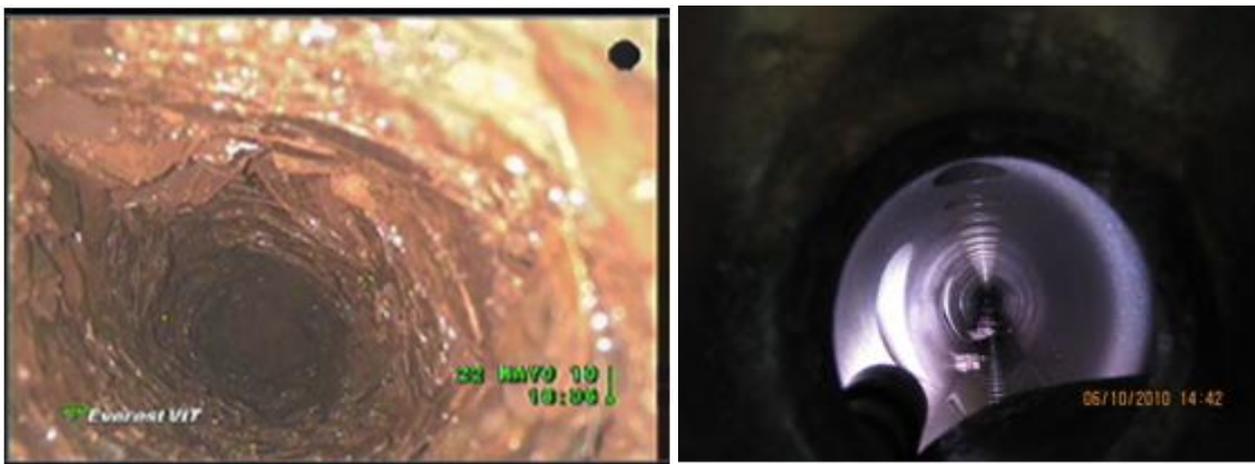


La falla se produce por un sobrecalentamiento de corta duración, con endurecimiento por enfriamiento rápido (quenching) de los bordes de la apertura tipo boca de pez⁶, hipótesis sustentada por las siguientes consideraciones: El sobrecalentamiento de corta duración ocurre cuando la temperatura del tubo se eleva por encima de los límites de diseño durante un breve periodo. En todos los casos, las temperaturas del metal son al menos de 454 °C y, muchas veces, superan los 730 °C. 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 del refrigerante (en el caso de los tubos de paredes del hogar el agua que está ascendiendo por circulación natural desde el colector inferior y evaporándose hasta llegar al colector superior, para luego alcanzar el domo superior), debido a condiciones alteradas o una entrada excesiva de calor del lado del hogar, o ambas cosas. Los factores críticos que abonan para que se pueda producir este tipo de falla se centran en aspectos que tienen poco que ver con la química del agua, de tal manera que la búsqueda de la causa o causas raíz de la falla debe concentrarse en los procedimientos de operación y el diseño del sistema. ¿La falla ocurrió en el arranque?, en este caso sí. ¿Se tuvo una limpieza reciente del interior de la fluxería del caldero con ácido?, en este caso sí. ¿Existió la posibilidad de que los cabezales se llenen con desechos?, en el presente caso sí. ¿Se cambió el patrón de combustión?, al haberse rediseñado el swirler y el atomizador de combustible de los quemadores del Caldero sí existió esta posibilidad.

En la inspección boroscópica realizada el 21, 22 y 23 de mayo del 2010, luego de la falla, se encontró gran cantidad de material desprendido del interior de los tubos lavados químicamente en el colector inferior lado Refinería, del cual salen los tubos de la pared BC (lado Refinería), como se aprecia en la fotografía del lado izquierdo de la Figura 5; la fotografía del lado derecho muestra el colector luego de su limpieza.

Figura 5. Cabezal inferior de pared lateral del hogar del caldero, con incrustaciones de material desprendido por lavado químico de los tubos del caldero y después de la limpieza.



Es por tanto posible concluir que la falla violenta de este tubo se debió a sobrecalentamiento de corta duración causado por falta de flujo al interior del mismo.

La morfología de la falla fue: rotura tipo boca de pez, de 25 cm de longitud de apertura, cuyo centro prácticamente coincide con la línea de ejes; espesor medido en la zona abierta: 4.5 a 4.6 mm. Los bordes de la rotura son tipo cincel, prueba de la fluencia del material previo a la falla. Cuando las fallas de tubos ocurren debido a sobrecalentamiento, un examen cuidadoso de la sección fallada del tubo revelará si la falla es debida a un aumento rápido de temperatura en la pared del tubo o es el resultado de un incremento gradual de incrustaciones durante un largo tiempo. Cuando las condiciones causan una rápida elevación en la temperatura del metal hasta 871 °C o más, como fue el caso de esta falla, se alcanzan las condiciones de fluencia plástica y entonces ocurrirá una ruptura violenta, caracterizada por bordes delgados y afilados.

3. Análisis de falla No. 4

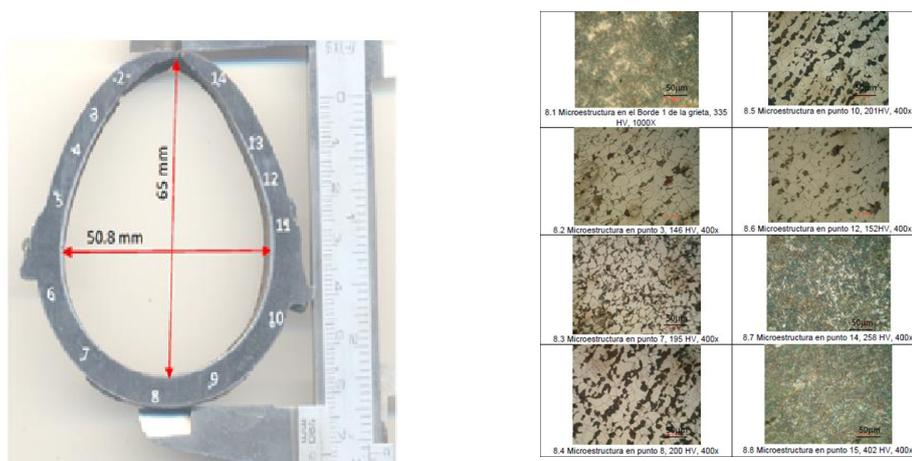
El 19 de mayo de 2010, al llenar las pantallas del hogar del caldero para arrancar la Unidad luego de corregir la Falla No.4, se detectó que el tubo 90, contado desde la esquina D hacia la C, de la pared DC (lado chimenea), presentaba un ampollamiento y fisura como se muestra en la fotografía de la figura 6.

Figura 6. Falla tipo abultamiento en tubo No. 90 de pared posterior del caldero (CD)



El análisis metalográfico de esta falla se realizó en los laboratorios de IM&M de la ciudad de Riobamba. En la Figura 7 se presenta la sección transversal de la muestra ensayada y las microestructuras de la zona fallada, de zonas aledañas a la falla y de zonas no afectadas por la falla.

Figura 7. Sección transversal de la muestra analizada metalográficamente y registro de microestructura y microdureza de los puntos de análisis.



Las microestructuras y durezas Vickers (HV) observadas y medidas, respectivamente, en los puntos 4 a 13 no presentan modificaciones importantes. En efecto, corresponden a estructuras de normalizado del acero. Las fases presentes son ferrita y perlita y el tamaño de grano promedio

corresponde a ASTM 8.8. Sin embargo, puede registrarse que en la zona 3 hay un pequeño crecimiento de los granos, ASTM 7.9.⁷

En cambio, las microestructuras observadas en los puntos 1, 14 y 15, demuestran que en el borde de la grieta la estructura resultante es martensita con algo de ferrita y bainita. La formación estas fases endurecidas tiene un ancho entre 4-6 mm a cada lado de la grieta. Nuevamente es necesario recordar que para que se haya producido martensita, la estructura del acero debió haber llegado a la transformación austenítica y luego debe haberse producido un enfriamiento muy rápido.

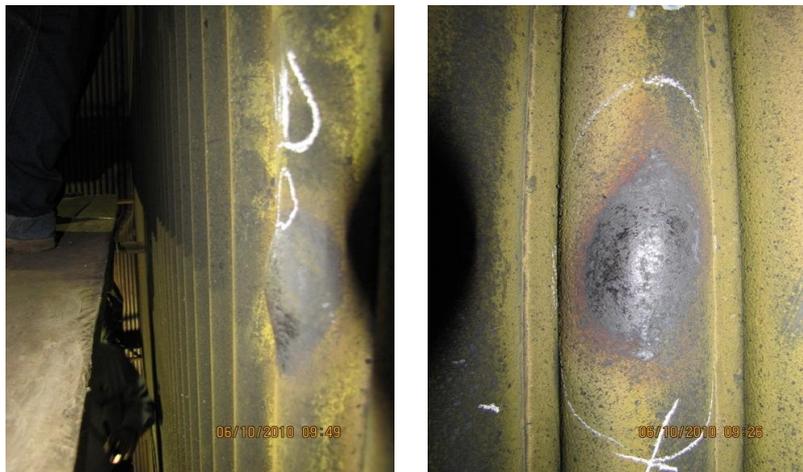
Por todo lo anotado, se concluye que la morfología de la falla es de tipo filo de cincel, lo cual indica que se trata de una fractura dúctil. Este modo de falla es característico de fallas por calentamiento de corta duración.

4. Análisis de falla No. 5

Luego de un periodo de menos de 24 horas de operación de la Unidad entre el 6 y 7 de junio de 2010, luego de corregir las Fallas No. 3 y No. 4 se encuentran en el hogar del caldero seis abultamientos detectables a simple vista porque sobresalen del perfil normal del tubo entre 3 y 6 milímetros en los tubos AD70 (lado río); CB 23, CB 24, CB 57 (lado Refinería); DC 26, DC 70) (lado chimenea). En la pared AB (lado turbina) no se encontró abultamientos de esa magnitud.

En la Figura 8 se incluyen fotografías del tipo de abultamientos encontrados.

Figura 8. Falla tipo abultamiento en tubo No. 70 pared lateral izquierda.

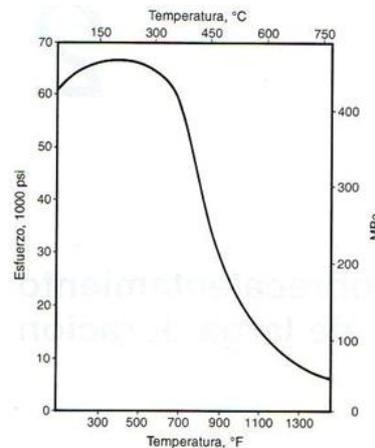


Un análisis sobre el mecanismo de estas fallas arroja lo siguiente: Las fallas que se presentaron en tres de las cuatro paredes del hogar del caldero luego del arranque son protuberancias (blisters) localizados en varios tubos. Cada abultamiento o blister generado es producto de la formación de un punto localizado de calentamiento. La secuencia de eventos durante el proceso de formación de los blisters sería:

- Calentamiento localizado del tubo que haga que la temperatura en el punto caliente supere los 704 °C (1300 °F), temperatura en la cual se produce la esferoidización en la microestructura del acero SA 210 (material de los tubos del hogar) en unas pocas horas, según lo indica el artículo “Microstructural Degradation”, publicado por el Doctor David N. French, Sc.D. President of David N. French, Inc., Metallurgists, Northborough, MA, en el National Board BULLETIN de enero de 1991.
- Disminución de la resistencia del material (esfuerzo admisible) con la temperatura, de acuerdo a la tendencia que se registra en el siguiente gráfico, incluido en el texto de NALCO.²

Nótese que de una resistencia normal de 60.000 psi (libras por pulgada cuadrada) a 350 °C se desciende a un valor de apenas 20.000 psi a 500 °C.

Figura 9. Esfuerzo en el punto de fluencia de acero simple al carbono como función de la temperatura. Obsérvese la rápida disminución de la resistencia mecánica arriba de los 430 °C (800 °F)



- Sumados, los dos factores anteriores hacen que el esfuerzo tangencial que crea la presión interna del fluido dentro del tubo sobre las paredes del mismo (que se calcula, sin factores de corrección, como $\sigma_t = p \cdot D / [2 \cdot t]$, donde p = presión interna, D = diámetro interno y t = espesor) supere al esfuerzo admisible y se produzca la formación del blíster, que, al fallar, lo hace con la típica apertura tipo boca de pez, orientada longitudinalmente, paralela al eje de simetría del recipiente sometido a presión, en este caso el tubo del hogar del caldero.

Sobre los mecanismos de sobrecalentamiento localizado de los tubos en las zonas de formación de los blisters se puede realizar el siguiente análisis: En condiciones normales, la temperatura media de la pared de los tubos del hogar del caldero se mantiene en un valor alrededor de la temperatura de saturación del vapor a la presión de trabajo del caldero, más unos 30 grados centígrados, es decir que para el caldero de la Central Térmica Esmeraldas, esa temperatura estará normalmente alrededor de los 370 °C. Eso es posible mientras el agua y vapor saturado que circula por el interior de los tubos, que es el único fluido que los “enfria” esté en contacto normal con la superficie interna de los tubos; cualquier fenómeno que impida el contacto directo del fluido con el metal del tubo impedirá el enfriamiento del mismo y su consecuente calentamiento localizado. Tomando en cuenta los antecedentes previos a esta falla, de haberse realizado un lavado ácido del interior de los tubos del hogar del caldero y el cambio de diseño de quemadores, quedarían tres mecanismos posibles de formación de puntos calientes:

1. Sobrecalentamiento localizado derivado de la incidencia de fenómenos ocasionados por el cambio de diseño de quemadores (disturbios en la circulación natural en los tubos de agua del hogar, incidencia de llama por no formarse la bola de fuego en el centro del hogar, que es mandatoria en quemadores tangenciales, combustible atomizado incombusto que se pega al exterior de los tubos y luego se combustiona)
2. Sobrecalentamiento localizado derivado de la redepositación de óxido de hierro al interior del tubo, que retarda la transferencia normal de calor al fluido interno y puede causar la formación de puntos calientes en los tubos.
3. Sobrecalentamiento localizado derivado del chapeado de cobre (copper plate-out) que se separa de la superficie interior del tubo, formando un espacio vacío que se convierte en un aislante térmico muy eficiente e impide la transmisión del calor del tubo al fluido, propiciando por tanto la formación de puntos calientes en los tubos.

De estas tres posibilidades, la inspección realizada por un técnico experto del fabricante de calderos ALSTOM POWER de los Estados Unidos de Norteamérica concluyó que la falla fue debida al uso de quemadores de diseño y tipo diferente al del fabricante original del caldero⁸, los cuales no eran capaces de formar la bola de fuego en el centro del hogar del caldero, absolutamente necesaria en calderos de quemadores tangenciales para que la flama no toque las paredes de tubos, sino que mas bien producían una torre de fuego que prácticamente “lamía” continuamente las paredes de tubos del hogar..

Conclusiones

La causa raíz de las fallas en los tubos del hogar del caldero analizadas tiene una correlación perfectamente identificable con la morfología de cada falla, así:

- Una apertura tipo ventana en la tubería, con bordes gruesos de la zona desgarrada, es un muy buen indicio de una falla por hidrógeno.
- Pequeños abultamientos agrupados en racimos en un mismo tubo pueden considerarse un buen indicio de una falla por sobrecalentamiento de larga duración, generalmente causado por un exceso de incrustaciones internas en el tubo de hogar fallado.
- Una falla con apertura tipo boca de pez de tamaño considerable y con filos biselados constituye un buen indicio de falla por sobrecalentamiento de corta duración causado por taponamiento del tubo fallado, que ha impedido el libre flujo de agua y vapor por su interior.
- Una falla con abultamiento bastante prominente que presente una fisura del tubo con filos cincelados es también un buen indicio de una falla por sobrecalentamiento de corta duración, causado por una incidencia preferencial de llama.
- Finalmente, abultamientos que presentan una superficie ennegrecida son un buen indicio de incidencia de flama y combustión incompleta, por problemas con los quemadores del caldero.

Referencias

- ALSTOM POWER, INC. Materials Testing Center (2011). “Evaluation of Waterwall Tubing for CELEC EP Termoesmeraldas – Central Termica Esmeraldas Station, Unit Number 1”. Chattanooga, Tennessee, USA.
- Estupiñán, P. (2010) “Informe Preliminar” (de Falla de Tubo No. 50 AD – Caldero Central Térmica Esmeraldas). Informe de Consultoría, ILPM Cia. Ltda. Quito. Ecuador.
- GE Power & Water, Boiler Water Systems Handbook. Chapter 14 - Boiler System Failures. Estados Unidos de América. (Consultado 5 de mayo 2010, http://www.gewater.com/handbook/boiler_water_systems/ch_14_systemfailure.jsp)
- Jorge, A. G., & Vidal, G. H. (2013). *Análise de falha em tubo condutor de vapor de caldeira* (Bachelor's thesis, Universidade Tecnológica Federal do Paraná).
- Lasarte, Carlos. (2011). “Análisis de Causa Raíz de Fallas de Tubos en la Caldera de Termoesmeraldas”. Informe de Consultoría, KEDE CONSULTING. Guayaquil. Ecuador.
- Nicacio, J. A. P., Lins, V. D. F. C., & Bracarense, A. Q. (2021). Análise de falha em tubos de trocador de calor do sistema de topo da torre regeneradora da unidade de hidrotreatmento em uma refinaria de petróleo: um estudo de caso. *Matéria (Rio de Janeiro)*, 26(3).
- Pástor, Mario. (2010). “Informe Análisis Metalográfico Tubo 90 Pared CD Lado Chimenea”. Informe de Consultoría, IM&M Ingeniería Mecánica y de Materiales. Riobamba. Ecuador.
- Port, R., Herro, H. (1997): “Guía NALCO para el análisis de fallas en calderas”. 1a. edición. Editorial McGraw-Hill. México.
- Pupek, Michael. (2010). “Visual Inspection Report CELEC, Termoesmeraldas Power Station, Unit 1”. Informe de Consultoría, ALSTOM POWER Inc. Esmeraldas. Ecuador.
- Sartori, M. (2008). Análise de falha em tubo de caldeira. *Salão de Iniciação Científica (20.: 2008 out. 20-24: Porto Alegre, RS). Livro de resumos*. Porto Alegre: UFRGS, 2008.
- The Babcock & Wilcox Company. (2005): “Steam its generation and use”. 41a. edición. Editado por J.B. Kitto y S.C. Stultz. Estados Unidos de América.