

Análisis de tuberías de acero A-35 gr. B expuesto a fluidos geotérmicos

Israel Saucedo-Meza¹
Carlos A. Miranda-Herrera²
Guillermo Cine-Páez¹
Orlando Susarrey-Huerta³
Antonio Corona-Guzmán¹

¹ Universidad Autónoma de Baja California,
Facultad de Ingeniería,
Mexicali, Baja California, CP 21900.
MEXICO.

² Campo Geotérmico Cerro Prieto,
Comisión Federal de Electricidad (CFE),
Mexicali, Baja California.
MEXICO.

³ Sección de Estudios de Posgrado e Investigación,
Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica,
Instituto Politécnico Nacional,
Unidad Profesional 'Adolfo López Mateos',
México, DF, CP 07738.
MEXICO.

correo electrónico (email): israelsauceda@hotmail.com

Recibido el 18 de marzo de 2010; aceptado el 27 de septiembre de 2010.

1. Resumen

El presente trabajo se enfoca en la problemática de la red de tuberías de la geotérmica de cerro prieto, por donde se transporta un gran porcentaje de ácido sulfhídrico, dióxido de carbono y gases incondensables, lo cual produce una mezcla altamente corrosiva ocasionando dureza superficial y pérdida del material. Debido a lo anterior y con el fin de evaluar la vida remanente de las tuberías en operación, se obtienen las curvas de fatiga del material A-53 gr. B, antes y después de ser expuestos al medio.

Palabras clave: corrosión, tuberías de acero, fatiga, dureza.

2. Abstract (Analysis of Steel Pipes A-53 gr. B Exposed in Geothermal Fluid)

In this work a pipeline network problem of Cerro Prieto geothermal was analysed. On this pipeline network is transported a large percentage of hydrogen sulphide, carbon dioxide and no condensable gases, which produces a highly corrosive mixture causing surface hardness and loss of material. Due to above mentioned, and in order to assess the remaining life of pipes in operation, the fatigue curves of material A-53 gr. B were obtained before and after exposure to the environment.

Key words: corrosion, pipeline, fatigue, hardness.

3. Introducción

El campo geotérmico de Cerro Prieto, desarrollado y operado por la Comisión Federal de Electricidad (CFE), inició operaciones de generación de energía eléctrica en 1973 y en la actualidad cuenta con 720 MW de capacidad instalada. El yacimiento es de tipo líquido dominante con fluidos de características clorurado-sódicas y pH básico a las condiciones de separación. Este campo se localiza a 30 km al sureste de la ciudad de Mexicali en Baja California y el área de alteración hidrotermal se extiende a 32 km². El campo geotérmico se aloja a lo largo de un sistema activo de la falla de San Andrés [1].

El campo geotérmico consta de dos yacimientos de los cuales se alimentan los pozos de extracción de fluido geotérmico. Para la extracción se cuenta con instalaciones subsuperficiales y superficiales que mandan vapor a las centrales generadoras. Las instalaciones subsuperficiales son la tubería de extracción de vapor (ademe o ranurada) en la parte inferior (aproximadamente entre 3 y 6 km de profundidad) y la tubería cementada de conducción (*casing*) API L-80 que va hacia las instalaciones superficiales, ambas colocadas con equipo de perforación. El equipo superficial es el que conduce el vapor a las centrales generadoras; este equipo consta de una plataforma donde se encuentran los ciclones (separadores de vapor), válvulas de esfera, silenciadores y arreglos de tu-

berías ASTM A-53 gr. B), las cuales se dividen en ramales de vaporductos y colectores.

Existen cuatro centros de máquinas donde se alojan las turbinas, las cuales se denominan: Cerro Prieto Uno (CPI), Cerro Prieto Dos (CPII), Cerro Prieto Tres (CPIII) y Cerro Prieto Cuatro (CPIV). En la tabla 1 se enumeran sus respectivas producciones.

El 1.5% del peso del vapor extraído corresponde a gases incondensables, de los cuales, el 96% es CO₂, el 3% es H₂S y el 1% otro tipo de gases; además, ¾ partes del yacimiento es mezcla saturada a 300°C @ 900 psi, con una profundidad de 3-9 km.

Existen dos problemas principales en el transporte de fluido geotérmico desde el área de extracción en los pozos hasta las centrales generadoras de electricidad; uno es la incrustación y el otro es la corrosión. Por ser el segundo de naturaleza más destructiva, este trabajo se enfoca en estudiar el daño que produce el fenómeno de corrosión al acero A-53 gr. B.

El acero A-53 gr. B, es un material económico y adecuado para las tuberías y los recipientes sujetos a presión con fluidos geotérmicos, debido a la inmunidad total de este metal al ataque del H₂S en ausencia de oxígeno. La inmunidad del acero A-53 gr. B, se deriva de una película autoprotectora de sulfuro de hierro (producto de corrosión) que rápidamente recubre las paredes internas de las tuberías, producida por la acción del H₂S sobre el acero común arriba de 30°C (bajo esta temperatura el material se vuelve vulnerable) y un pH>4[2]. El fenómeno de corrosión en estos casos, ocurre cuando entra en solución CO₂ y H₂S con el agua condensada que hay en las paredes de las tuberías, esto sólo ocurre en las tuberías donde no hay concentraciones de sílice incrustada (vaporductos).

El presente trabajo de investigación se enfoca en la zona de CPIII, específicamente en el colector de vapor que va a la central generadora. Esta zona, al igual que la de CPII, tienen un pH neutro con un valor promedio de 5.68 (+ 1.21), aunque en

algunos pozos se nota un carácter ácido, sobre todo en la zona norte correspondiente a CPIII en pozos de alta entalpía. La entalpía de descarga de estos pozos es mayor que la entalpía de la fase líquida a la temperatura de yacimiento, lo que indica un proceso de ebullición (*flasheo*) en esta zona, producido por la pérdida de presión en el yacimiento. Esto favorece el transporte o arrastre de especies ácidas hacia las líneas de vapor, ya que los valores más altos de CO₂ y H₂S se encuentran en las zonas con mayor ebullición.

La mezcla producida por los pozos es separada en vapor y en salmuera por medio de separadores ciclónicos de vapor tipo Weber (véase figura 1).

La mezcla ingresa al separador por una entrada tangencial y produce una evaporación instantánea (*flasheo*) por el diferencial de presión. El agua separada (salmuera) cae por gravedad y el vapor viaja a la parte superior por diferencia de densidades, donde es extraído por un tubo concéntrico y a través del cual se envía a las centrales generadoras de energía. La salmuera (con pH alto) sale del separador como desperdicio con sílice como principal sólido en suspensión, el cual es altamente incrustante.

El flasheo en la separación (véase figura 2) remueve los componentes ácidos hacia la fase de vapor y precipita los sólidos en suspensión hacia la fase líquida aumentando su pH, lo que lo vuelve sumamente incrustante. Por lo que en un caso extremo, si la evaporación es total los sólidos quedarán incrustados en el punto exacto donde ocurra el *flasheo*. La presencia de los componentes arrastrados en la descarga total provoca una disminución en el pH (se vuelve ácido).

Tabla 1. Producción de energía en Cerro Prieto.

CPI	4X37.5MW 1X30MW	180MW
CPII	2X110MW	220MW
CPIII	2X110MW	220MW
CPIV	4X25MW	100MW

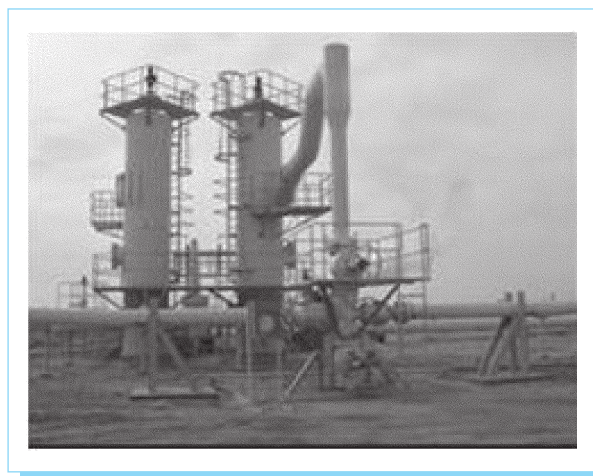


Fig. 1. Separadores ciclónicos de alta presión (derecha) y baja presión (izquierda).

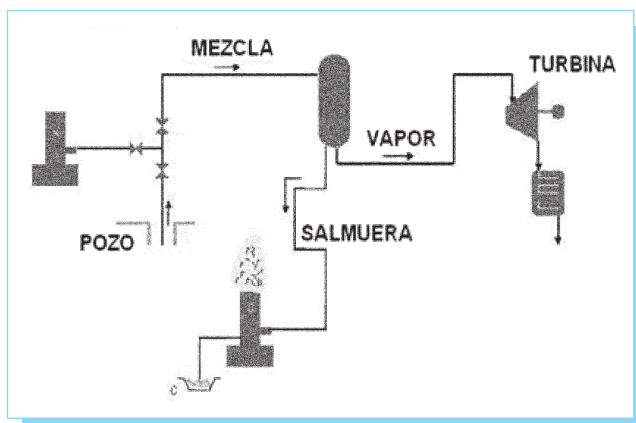


Fig. 2. Sistema de flasheo sencillo.

Los separadores ciclónicos arrastran un poco de agua hacia la fase de vapor en forma de niebla cuando las partículas de agua son pequeñas (menos de 5 micrones). Esta agua se suma al condensado de vapor en la tubería de conducción (colectores) y viaja en el fondo de la tubería.

Investigaciones previas realizadas en Cerro Prieto demostraron que el condensado de vapor utilizado como lavado de vapor genera corrosión localizada por picadura en superficies de acero A-53 gr. B. En los productos de corrosión predominaron sulfuros y óxidos hidratados de hierro, lo que infirió que la inyección de 2% de humedad a 56°C incrementará la corrosividad debido al ingreso inevitable de gases disueltos como el oxígeno en el agua de lavado.

En la actualidad, los pozos que han sufrido fallas por corrosión han sido reparados disminuyendo su profundidad, haciéndolos más someros para que exploten el yacimiento en otros estratos; lo que ha dado buenos resultados. Sin embargo, también disminuye la temperatura y la presión del pozo.

4. Definición del problema

Todos los vaporductos están sujetos a esfuerzos por los diferenciales de temperatura, presión, operación y corrosión. Cuando los materiales se exponen a este tipo de fenómeno corrosión/esfuerzos, el metal reduce su resistencia a la fatiga, y está íntimamente relacionado al tipo de picadura inducida por el medio ambiente en el cual se encuentra esforzado. El daño provocado por corrosión/fatiga es mayor que la suma del daño provocado por los esfuerzos cíclicos o por la corrosión.[3,4] Por lo tanto, en dicho campo se presentan tres factores:

- El CO_2 produce corrosión dulce (adelgazamiento del metal y formación de hojuelas).
- Aceros con suficiente esfuerzo de cedencia para soportar corrosión dulce, se vuelven susceptibles a la fractura, debido a esfuerzos por corrosión (SCC, *stress cracking corrosion*) producido por la inclusión de hidrogeno que vuelve quebradizo al acero.
- Fatiga.

Trabajos de Lichti [5,6] muestran el comportamiento de los aceros al ser sometidos a ataques de especies corrosivas contenidas en fluidos geotermales en Nueva Zelanda, presentándose la erosión-corrosión en las tuberías de vapor de acero al carbón. Además, menciona que al dejar de operar la tubería el vapor es condensado formando disoluciones acidas de la película protectora de magnetita (Fe_3O_4), la cual se desprende por el flujo/impacto del condensado cuando se pone en operación.

El objetivo principal de este proyecto de investigación, es obtener curvas de fatiga de las tuberías de los vaporductos antes y después de ser expuestos a medios corrosivos, con el fin de evaluar la vida útil de servicio.

El material utilizado para la elaboración de las probetas es de ASTM A-53 gr. B, el cual tiene un módulo de elasticidad $E=184.09\text{GPa @ } 316^\circ\text{C}$, una densidad $\rho=7850\text{kg/m}^3$ y un esfuerzo de cedencia $S_y=103.42\text{MPa}$. Además, el material tiene una composición química en porcentaje de 0.3C, 1.2Mn, 0.05P, 0.045S, 0.4Cu, 0.40Ni, 0.4Cr, 0.15Mb, 0.08Va; la cual corresponde a la de los aceros al bajo carbono de la serie AISI 1000.

Una vez calibrados los especímenes, se coloca el marco de prueba en la vasija contenedora (véase figura 3) donde se lleva a cabo el experimento. Esta vasija se encuentra en una toma de condensado de un subcolector que lleva vapor a la central generadora de CPIII, debido a que en esta zona se encuentra el vapor con pH más bajo y está expuesta a las mismas condiciones de corrosión y temperatura que el ducto principal, quedando éstos expuestos a las condiciones reales de operación.

5. Resultados obtenidos

En la figura 4a, se muestra la corrosión generada en 30 días de exposición al medio corrosivo en presencia de aire y en la figura 4b, están los especímenes sometidos a las mismas condiciones de carga pero en ausencia de aire; nótese que en este último no existen tantos productos de corrosión pero sí una capa autopasivadora oscura. Dichos especímenes fueron

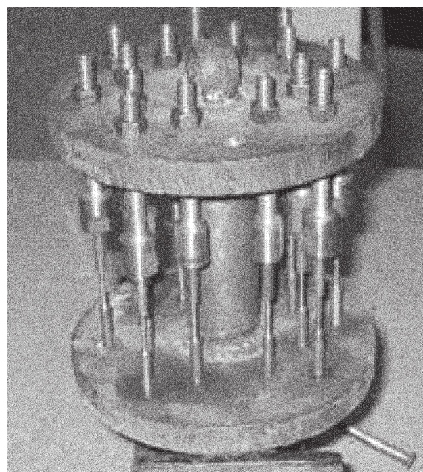


Fig. 3. Especímenes pretensados antes de ser sumergidos (2 600 N).

expuestos a un análisis de fatiga en una máquina universal de ensayos dinámicos tipo hidráulico MTS, con una capacidad de cinco toneladas. Ésta se encuentra controlada por una computadora personal que puede operar con características mínimas de 8 Mb en Ram, un disco duro de 500 Mb y una velocidad de 66 Mb. El sistema hidráulico consiste de una bomba de 10 H.P., a 2 500 Psi, la cual funciona independientemente de la computadora.

En primera instancia se obtiene la curva de fatiga del material virgen A-53 gr. B, la cual se muestra en la gráfica 1.

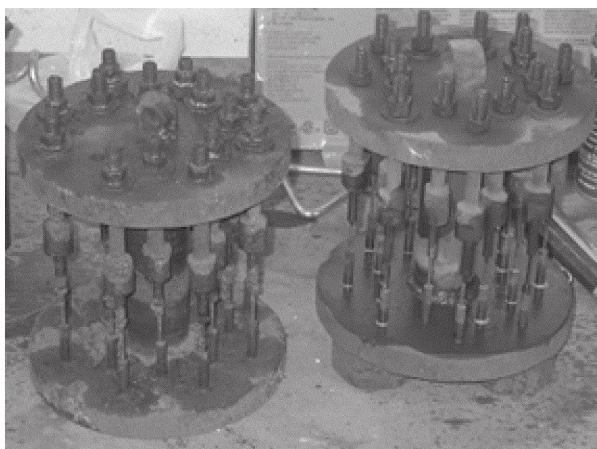
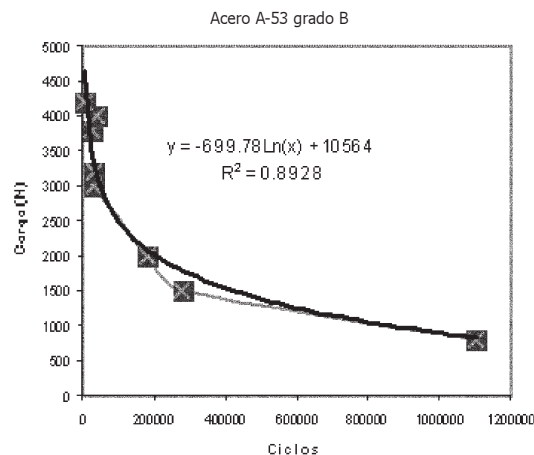


Fig. 4. Especímenes pretensados.



Gráfica 1. Curva de fatiga del material virgen.

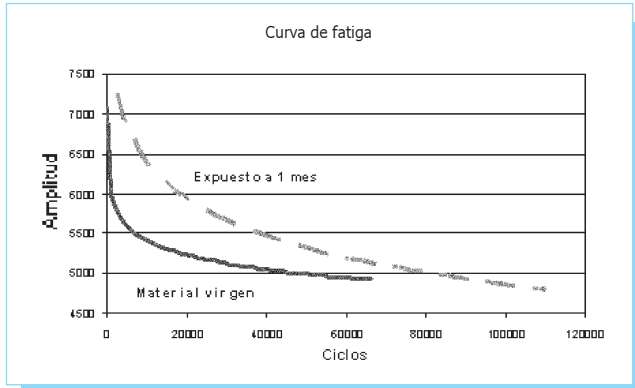
Los especímenes expuestos al medio fueron lavados con ácido clorhídrico de baja concentración para eliminar residuos de cualquier contaminante al que hayan sido expuestos durante el experimento, e inmediatamente después fueron secados. Posteriormente se les obtiene el peso, registrando una disminución en comparación del material virgen. Mientras que en la dureza se encontró un aumento, como se muestra en la tabla 2.

El análisis de desgaste reflejado en la falta de peso en los elementos mecánicos no es nuevo, se presenta en múltiples

Tabla 2. Comparación del peso y dureza en el material virgen y dañado.

	Peso gramos (mat. virg.)	Peso gramos (mat. dañ.)	Dureza Rockwell B (mat. virg.)	Dureza Rockwell B (mat. dañ.)
1	15.35	15.30	95.10	95.11
2	15.31	15.27	95.85	96.00
3	15.41	15.35	94.60	95.90
4	15.41	15.36	95.60	97.20
5	15.28	15.25	94.30	95.60
6	15.54	15.48	94.60	94.61
7	15.57	15.52	95.90	95.65
8	15.32	15.27	95.80	96.10
9	15.39	15.34	94.80	95.20

mat. virg. = material virgen; mat. dañ. = material dañado



Gráfica 2. Curva de fatiga del material virgen y expuesto 30 días.

sistemas como lo recalcan trabajos de Urriolagoitia-Calderón y asociados, y Rodríguez-Cañizo y asociados [7,8].

En la gráfica 2 se presenta una comparación de las curvas de fatiga obtenidas del material virgen y del material expuesto a una carga de 2 600 N y a 30 días en el medio corrosivo. En ésta se puede apreciar que debido al endurecimiento superficial del material al exponerse al medio corrosivo, se presentan niveles de amplitudes más altas que las del material virgen.

En la figura 5 se muestran las regiones de ruptura del material virgen, se tiene una superficie que manifiesta un material dúctil debido al cuello formado al momento de la falla por fatiga, mientras que en la figura 6 se aprecia una ruptura característica de un material frágil.

6. Conclusiones

Los resultados demuestran que a medida que el material se expone al residuo corrosivo éste pierde peso y tiende a fragilizarse por endurecimiento; cambiando de una fractura dúctil a una frágil. Los especímenes sometidos al ambiente corrosivo aireado se corroen más fácilmente debido al contacto con el oxígeno.

El material A-53 gr. B, se endurece superficialmente a medida que se expone al medio, lo que genera un incremento en la amplitud de esfuerzos al momento de obtener las curvas de fatiga del material.

Para contrarrestar los niveles de corrosión, los separadores en las plantas generadoras deben de ser solamente secadores de humedad y los ciclones en los pozos deben de separar el

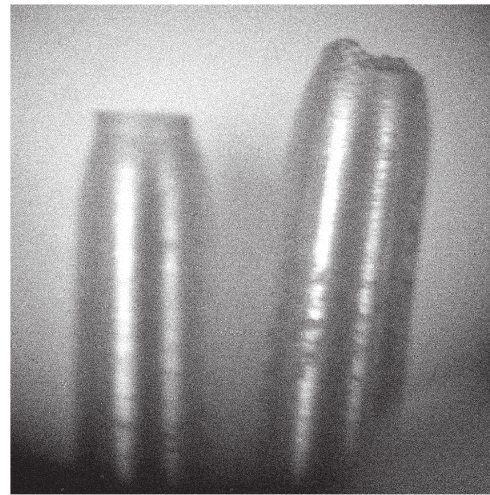


Fig. 5. Fractura por fatiga en un espécimen del material virgen.

agua que se considera un arrastre, sin embargo todos los separadores tanto de alta como de baja presión, se fabrican de dimensiones estándar para ahorrar costos.

Existe una clara tendencia del material a endurecerse y a perder peso al ser expuesto al fluido corrosivo, sin embargo es importante la obtención de más datos experimentales a tres y seis meses, para hacer esta afirmación por lo que se ampliará el número de experimentos.



Fig. 6. Fractura por fatiga en un espécimen expuesto a 30 días

7. Referencias

- [1] Lira, H., "Actualización del modelo geológico del yacimiento geotérmico de Cerro Prieto, B. C.", *Geotermia*, vol. 18 núm 1, 37-46, enero-junio 2005.
- [2] Uhlig, H. H. *Iron and Steel, Corrosion Handbook*, John Wiley and sons, 1963.
- [3] Westcott Blaine, B. *Corrosion Fatigue, Corrosion Handbook*, John Wiley and sons, 1963.
- [4] Hernández-Gómez, L. H., Urriolagoitia-Calderon, G., Urriolagoitia-Sosa, G., Sandoval-Pineda, J. M., Merchán-Cruz, E. M. y Guardado-García, J. F., "Assessment of Structural Integrity of Cracked Cylindrical Geometries Applying the EVTUBAG Program", *Revista Técnica de Ingeniería, Universidad de Zulia*, vol. 32, núm. 3, pp. 190-199, diciembre 2009.
- [5] Lichti, K. A., Wilson, P. T., "Corrosion in New Zealand Geothermal Systems", *Corrosion Reviews*, vol. 17, núms. 3-4, pp. 181-203, 1999.
- [6] Lichti, K. A., Bacon, L. G., "Corrosion in Wairakei steam pipelines", *Corrosion Reviews*, vol. 17 núms. 3-4, pp. 219-236, 1999.
- [7] Urriolagoitia-Calderón, G., Urriolagoitia-Sosa, G., Hernández-Gómez, L. H., Merchán-Cruz, E. A., Vite-Torres, M., Feria-Reyes C. V. y Beltrán-Fernández, J. A., "Análisis del desgaste de la articulación cabeza femoral, copa acetabular mediante simulación experimental con máquina perno-disco", *Revista Colombiana de Biotecnología*, vol. 10, núm. 1, pp. 94-110, julio 2008.
- [8] Rodríguez-Cañizo, R. G., García-García, L. A., Vite-Torres M., Merchán-Cruz E. A., Sandoval-Pineda, J. M. "Análisis experimental del desgaste entre UHMWPE y acero inoxidable 316L empleados en la manufactura de prótesis coxofemorales". *Revista Colombiana de Biotecnología*, vol. 12, núm. 2, diciembre 2010.

Sistema de Información Científica Redalyc

Red de Revistas Científicas de
América Latina y el Caribe, España y Portugal.

www.redalyc.uaemex.mx