

Corrosión en tuberías de línea y de revestimiento de pozos del campo geotérmico de Cerro Prieto, BC

Carlos A. Miranda Herrera, Ismael Canchola Félix, Joaquín Raygoza Flores y Othón Mora Pérez

Comisión Federal de Electricidad, Residencia General de Cerro Prieto. Correo: carlos.miranda02@cfe.gob.mx

Resumen

En el campo geotérmico de Cerro Prieto, BC, dentro del área del Polígono Hidalgo en el sector conocido como Cerro Prieto IV, algunos pozos han presentado en los últimos años desgastes en sus tuberías de revestimiento y en las tuberías de línea para el transporte del fluido geotérmico. Se presentan resultados de pruebas de corrosión con tuberías tipo API L-80 y ASTM A-53 grado B al ser sometidas al condensado de los pozos 403 y 424, los cuales han estado arrojando material de sus respectivas tuberías de revestimiento. Con estos datos se pretende conocer las condiciones corrosiva de esa zona del campo y determinar cuál sería la tubería ideal a utilizar en pozos con condiciones químicas de producción semejantes a fin de minimizar este efecto adverso y prolongar la vida de los pozos, a la vez que se permita la explotación eficiente de las zonas productoras más profundas del yacimiento.

Palabras clave: Cerro Prieto, corrosión, materiales, química, tuberías, pozos, tuberías de revestimiento.

Corrosión in pipelines and well casings at the Cerro Prieto geothermal field, BC

Abstract

In the area called Polígono Hidalgo, inside the Cerro Prieto IV zone in the Cerro Prieto geothermal field, BC, corrosion has occurred in the last few years on well casings and pipelines used for geothermal fluids. Corrosion test results are presented here for pipes, type API L-80 and ASTM A-53 grade B, which were subjected to condensate from wells 403 and 424. These wells have thrown corroded material from their respective casings. With these data we pinpoint corrosive conditions in this field area and determine which pipes are adequate to case wells in similar chemical, production conditions to minimize adverse effects and extend the life of the well, allowing more efficient exploitation of the deepest production zones in the reservoir.

Keywords: Cerro Prieto, corrosion, materials, chemistry, pipelines, wells, casings.

1. Introducción

El campo geotérmico de Cerro Prieto, desarrollado y operado por la Comisión Federal de Electricidad, empezó operaciones en 1973 y en la actualidad cuenta con 720 MW de capacidad instalada. En promedio el 1.11% del peso del vapor extraído son gases incondensables, de los cuales el 94.7% es CO₂, el 2.7% es H₂S y el 2.6% restante es amoníaco, helio, hidrógeno, argón, nitrógeno y metano.

Sin embargo las características químicas de los fluidos producidos por los pozos del área conocida como Polígono Hidalgo, ubicado en Cerro Prieto IV, han resultado ser bastante agresivas como lo demuestran los

problemas de corrosión que sufrieron los pozos 410, 423, 425, 428D. Estos pozos debieron repararse y acortar su profundidad para evitar explotar diferentes estratos productivos y restringirse sólo a los más someros. Además, los pozos 217, 231D, 314, 319, 403, 424, 431D, E-25, E-26, E-48A, E-51, M-150, M-197 y M-198 han presentado diversos problemas en sus instalaciones superficiales, particularmente en las tuberías de conducción, por los productos de corrosión.

En general los fluidos producidos por esos pozos presentan un carácter ácido, sobre todo en la zona sur 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, lo que favorece el transporte o arrastre de especies ácidas hacia las tuberías de transporte de vapor, ya que los valores más altos de CO_2 y H_2S se encuentran en las zonas con procesos de ebullición más importantes.

El objetivo principal de este proyecto de investigación fue evaluar la resistencia a la corrosión de las tuberías utilizadas actualmente en Cerro Prieto ante las condiciones químicas que imperan en los pozos del Polígono Hidalgo, los cuales son los de mayor producción en el campo, con el fin de encontrar la forma más eficiente de extraer este fluido, evitando daños en la tubería y costos de reparación.

En la actualidad todos 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, esto también disminuye la temperatura, la presión de operación y la producción del pozo. De ahí la necesidad de buscar una solución menos costosa en términos de producción de vapor.

2. Definición del problema

Existen dos problemas principales en el transporte del fluido geotérmico desde la zona de extracción 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 enfocó en estudiar el fenómeno que lo produce.

Para la extracción y conducción del vapor se cuenta con instalaciones sub-superficiales y superficiales en los pozos integrados al sistema de suministro de vapor. Las instalaciones sub-superficiales son las tuberías de ademe o revestimiento (*casing*), que pueden estar cementadas o colgadas (*liner* ciego o ranurado), y que se colocan y cementan en el pozo con equipos de perforación. Los materiales más comunes de estas tuberías son el acero al carbón tipos API L-80 y API K-55. Por su parte, el equipo superficial es el que conduce el vapor del pozo a las centrales generadoras, el cual incluye arreglos de tuberías de acero al carbón tipo ASTM A-53 grado B.

2.1. Problemas relacionados con las tuberías superficiales de línea

El acero ASTM A-53 grado B es un material económico y adecuado para las tuberías sujetas a presión con fluidos geotérmicos, debido a su inmunidad al ataque del H_2S en ausencia de oxígeno; sin embargo, hay oxígeno presente en combinación con otros elementos, como el CO_2 . La inmunidad de la tubería se deriva de una película autoprotectora de sulfuro de hierro, producto de corrosión, que rápidamente recubre las paredes internas y que es producida por la acción del H_2S sobre el acero común a temperaturas superiores a 30°C (a temperatura inferior el material se vuelve vulnerable) y a un $\text{pH} > 4$ (Uhlig, 1963). El fenómeno de corrosión en estos casos ocurre cuando entran en solución el CO_2 y el H_2S con el condensado que se forma en las paredes de las tuberías; esto sólo ocurre en las tuberías donde *no* hay incrustaciones de sílice, es decir en las líneas de conducción de vapor (vaporductos).

Durante el proceso de separación, el flasheo remueve los componentes ácidos hacia la fase de vapor; la presencia de los componentes arrastrados en la descarga total provoca una disminución en el pH. Los sólidos en suspensión se precipitan hacia la fase líquida aumentando su pH, lo que la vuelve sumamente incrustante. 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; León-Valero, 2003). Esta agua se suma al condensado de vapor en la tubería de conducción (colectores) y viaja en el fondo de la tubería.

Trabajos de Lichti y Bacon (1999) y Lichti y Wilson (1999) muestran el comportamiento de los aceros al ser sometidos a ataques de especies corrosivas contenidas en fluidos geotérmicos en Nueva Zelanda. Ellos atribuyen la erosión-corrosión en las tuberías de vapor de acero al carbón al arrastre de agua separada desde los separadores. Además, mencionan que al dejar de operar la tubería se forma un condensado que provoca disoluciones ácidas de la película protectora de magnetita (Fe_3O_4), y que esta película se desprende por el flujo/impacto del condensado cuando la tubería se vuelve a poner en operación.

Soylomezoglu *et al.* (1982) reportaron el efecto del H_2S y del oxígeno en la degradación por corrosión del acero al carbón en vapor geotérmico, donde a bajos niveles de oxígeno los productos de corrosión fueron sulfuros de hierro.

2.2 Problemas relacionados con la tubería de revestimiento

El problema es más acentuado en las tuberías de revestimiento y en el *liner* por estar en contacto con una mezcla agua-vapor de fluido geotérmico a mayor presión y temperatura, lo que aumenta las condiciones de agresividad, además de que no es posible ver lo que ocurre a esas profundidades ni recuperar la tubería. Debido a los contenidos de gases incondensables, esta tubería es susceptible al ataque por H_2S y CO_2 .

Por lo tanto, se pueden presentar tres factores:

- El CO_2 produce corrosión dulce (adelgazamiento del metal y formación de hojuelas).
- Aceros con suficiente esfuerzo de cedencia para soportar la corrosión dulce, se vuelven susceptibles a fractura debido a esfuerzos por corrosión (SCC, *Stress Cracking Corrosion*), cuando se someten a ambientes ácidos y esfuerzos.
- Los aceros resistentes (alta Sy) pueden volverse susceptibles a ataques por inducción de hidrógeno (HAC, *Hydrogen Assisted Cracking*), que vuelven quebradizo al acero.

La tendencia general establecida es que a mayor temperatura de templado mayor será la resistencia a los SCC, menor será tamaño de grano y las fronteras de grano estarán libres de precipitados (Kennedy y Whittaker, 1968). Estos mismos autores recomiendan la eliminación de esfuerzos residuales y usar tratamientos de protección que involucren procesos catódicos para evitar los SCC, pero cuando el endurecimiento es ocasionado por inducción de hidrógeno, es preferible aplicar un fosfatado en el material antes de pintar.

Cuando el hidrógeno monoatómico entra al acero puede causar pérdida de ductilidad o grietas, lo que puede volver quebradizo el material y llevarlo a fallar por debajo del esfuerzo de cedencia Sy. A este fenómeno se le conoce como falla por inducción de hidrógeno. Ya que los átomos de hidrógeno son los más pequeños, y además son abundantes, es fácil que entren al material de manera monoatómica y formen moléculas de H_2 (estado estable) en intersticios dentro del material.

La influencia de algunos elementos de aleación para mejorar la resistencia a la corrosión en ambientes geotérmicos fue documentada por Huijbregts y Leferink (2006), quienes reportan que el Cu, Cr y Mo son los elementos de aleación más importantes.

3. Pruebas y resultados

El material utilizado para la elaboración de los especímenes y para simular las condiciones de la tubería de línea fue el acero ASTM A-53 grado B, el cual tiene una resistencia al esfuerzo de cedencia $S_y = 103.4$ MPa. Para simular las condiciones de fondo de pozo se usó un acero API L-80 con esfuerzo de cedencia $S_y = 655$ MPa. La composición química de ambos tipos de acero se describe en la Tabla 1.

Acero tipo	C	Mn	Cu	Ni	Cr	Si	Mo	Otros
API L-80	0.43	1.9	0.35	0.25	-	0.45	-	P, S
A-53 grado B	0.3	1.2	0.4	0.4	0.4	-	0.15	P, S, Va

Tabla 1. Composición química en porcentaje de los aceros probados.

Muestras de ambos materiales tomadas de tubería nueva, así como del material arrojado por los pozos 403 y 424, fueron montadas en baquelita, pulidas y atacadas para revelar su microestructura; en la Figura 1 se muestra la microestructura obtenida del material virgen bajo una lente de 50 aumentos, la cual concuerda con la bibliografía: el A-53 presenta una microestructura ferrítica y el API L-80 una de tipo martensítica. Las muestras del material obtenido de los pozos revelan una microestructura similar a la API L-80, aunque con los granos algo deformados.

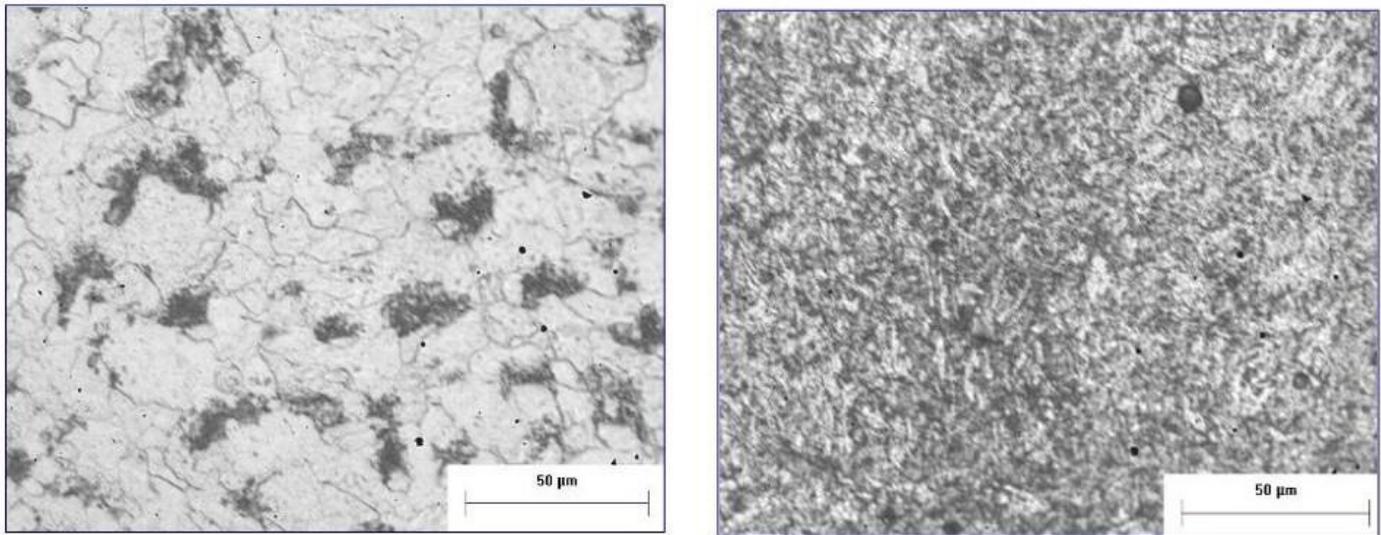


Fig. 1. Microestructuras de los aceros A-53 grado B (izquierda) y API L-80 (derecha) vistas al microscopio con una lente de 50 aumentos.

3.1. Prueba HIC

La resistencia a la inducción de hidrógeno (*Hydrogen Induced Cracking*, HIC) se evaluó de acuerdo a la norma NACE TM0284-96 (ANSI/NACE, 1996) para los dos materiales nuevos; la norma indica que se tiene que hacer por triplicado. En la Figura 2 aparece la configuración de la prueba con las tres muestras de un solo material cortado de la tubería nueva inmersas en el medio indicado por la norma ($H_2O + NaCl +$ ácido acético).



Fig. 2. Arreglo para la prueba HIC

Después de las 96 horas requeridas para la prueba HIC se removió el material de la solución NACE y se cortó con segueta manual, se pulió y se buscaron grietas en un microscopio con una lente de 50 aumentos. Como el sitio preferencial para el crecimiento de grietas son las líneas de deformación del tubo, se esperaba que se encontraran grietas paralelas a esas líneas, pero no aparecieron grietas en el A-53 (Figura 3, derecha). En el acero L-80 sí se encontraron grietas aunque no fueron significativas (Figura 3, izquierda).

3.2. Pruebas electroquímicas

Para las pruebas electroquímicas se extrajo el fluido geotérmico condensado del cabezal de los pozos 403 y 424 por medio de un serpentín para enfriamiento. El fluido fue analizado, presentándose en la Tabla 2 su composición química.

Pozo	pH	Conductividad	Composición química en ppm						
			Na	K	Ca	Mg	Fe	Li	Cl
403	5.22	16400	2880	630	94	0.05	0.80	6.10	5491
424	5.22	10700	1880	390	24	0.01	0.68	3.60	3432

Tabla 2. Composición química del condensado de los pozos 403 y 424.

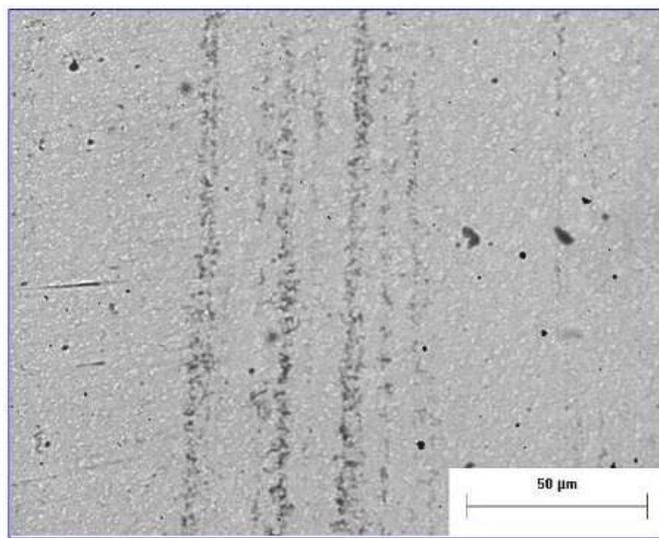
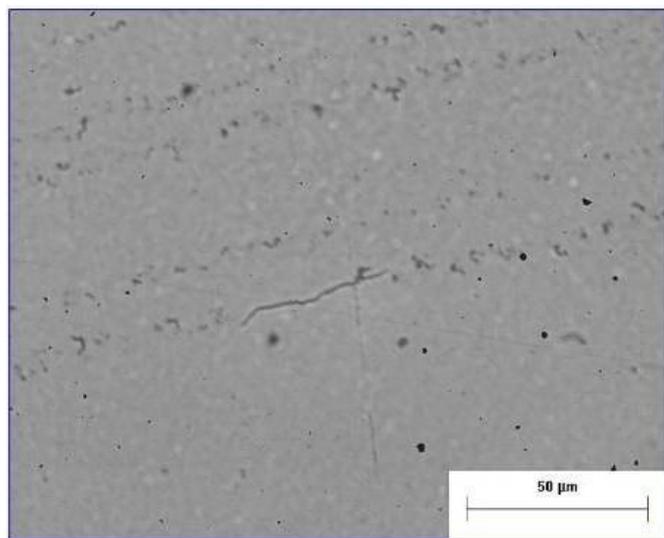
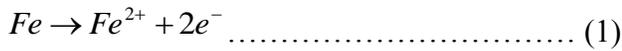


Fig. 3. Líneas de deformación mostrando grietas principales después de la prueba HIC en el acero L-80 (izquierda) y A-53 (derecha) (lente de 50 aumentos).

Se llevó a cabo una prueba de polarización potenciodinámica para analizar el comportamiento electroquímico del material en el condensado extraído de ambos pozos. La técnica, descrita por Fontana (1978) y Shoesmith (1987), utiliza tres electrodos: material de prueba, como el electrodo de trabajo montado en baquelita y pulido, un electrodo Calomel de referencia y un electrodo de grafito como contra-electrodo. Se obtuvieron curvas de polarización a temperatura ambiente. La velocidad de escaneo fue de 0.166 mV/s en 1 cm². El potencial aplicado fue de -0.6 V a 0.6 V con 6.024 s de tiempo de escalón. Esta prueba fue repetida para la

superficie del material así como para corte transversal y en el material arrojado por los pozos, pero no hubo diferencia significativa.

Se obtuvieron las gráficas de la prueba Tafel para el cálculo de la corrosividad del medio a temperatura ambiente. Asumiendo que el hierro en la aleación es el principal elemento a corroerse, se tiene que:



$$w/t = \frac{M * i_{corr}}{nF} \dots\dots\dots (2)$$

Donde w es la masa del metal corroído, t es el tiempo en segundos, n es el número de electrones, F es la constante de Faraday (96,480c/mol), M es el peso molecular, e i_{corr} es la corriente de corrosión en amperes.

$$Corrosion = \frac{M * i_{corr} * 1}{nF \rho} \dots\dots\dots (3)$$

$$Corrosion = \frac{55.847 * i_{corr} * 1}{2 * 96480 * 7.75} \dots\dots\dots (4)$$

La Figura 4 muestra la susceptibilidad del acero al carbón ASTM A-53 grado B al ser sometido al condensado obtenido del pozo 403, en presencia y en ausencia de oxígeno. Para esta última prueba, el oxígeno se eliminó mediante burbujeo con nitrógeno.

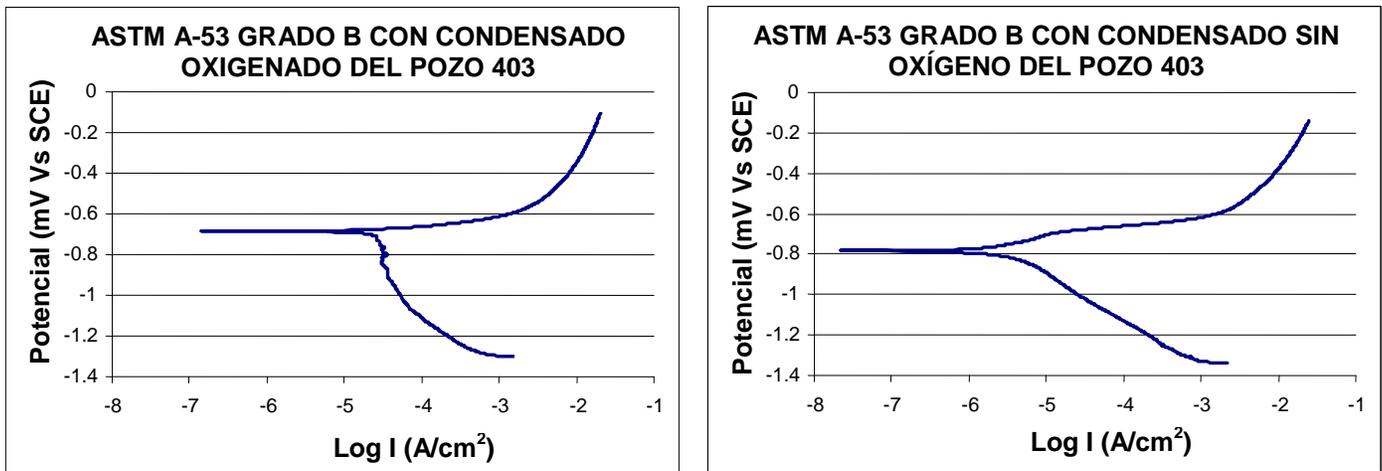


Fig. 4. Curvas de polarización para el acero ASTM A-53 con condensado del pozo 403, en presencia de oxígeno (izquierda) y sin oxígeno (derecha)

Por su parte, la Figura 5 presenta las curvas de polarización para ese mismo acero ASTM A-53 al ser sometido al condensado obtenido del pozo 424, tanto en presencia de oxígeno como en su ausencia.

Finalmente, las figuras 6 y 7 presentan la susceptibilidad del otro tipo de acero probado, el API L-80, al ser sometido al condensado obtenido de ambos pozos 403 y 424, en presencia y en ausencia de oxígeno.

A partir de tales curvas de polarización, se calculó la velocidad de corrosión aplicando la fórmula 4. Los resultados se presentan en la Tabla 3 en milímetros por año. Como se puede apreciar en ella, al acero al carbón tipo API L-80, utilizado en las tuberías de revestimiento y liners de los pozos, no parece afectarle

mayormente la presencia o ausencia de oxígeno, ya que la velocidad de corrosión es prácticamente la misma para el condensado de cada pozo. Sin embargo, la ausencia de oxígeno produce una corrosión sustancialmente mayor en el acero al carbón tipo ASTM A-53, utilizado en los vaporductos, ya que en el caso del condensado del pozo 403 es casi un 22% mayor que la corrosión en presencia de oxígeno; para el caso del condensado del pozo 424 la corrosión en ausencia de oxígeno es sólo un 12% más rápida. Otra conclusión que se desprende de esta prueba, es que no hay mayor diferencia en la velocidad de corrosión entre los fluidos de uno y otro pozo, para cada tipo de acero.

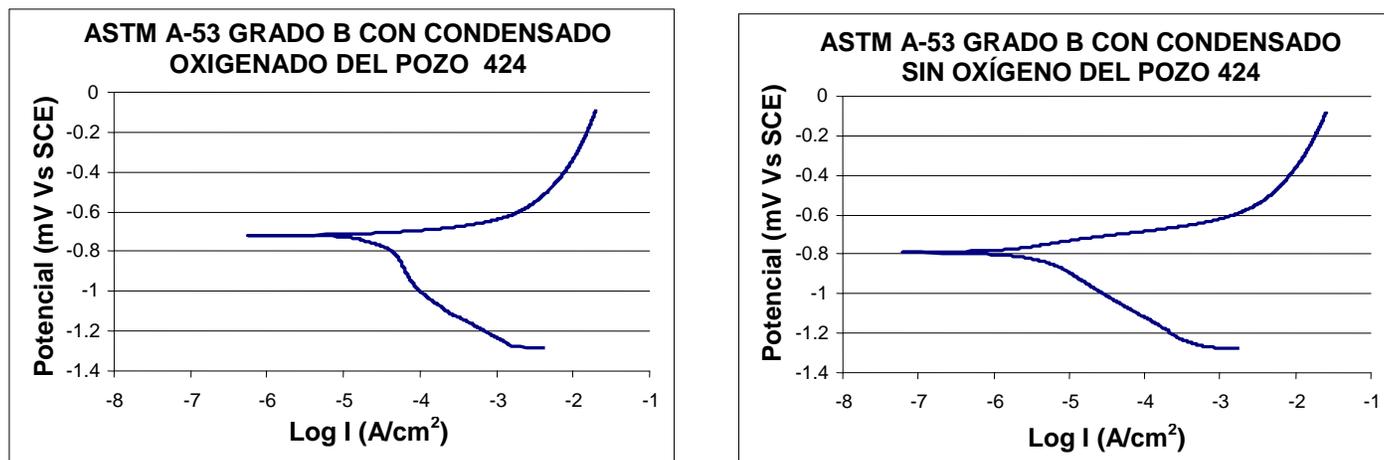


Fig. 5. Curvas de polarización para el acero ASTM A-53 con condensado del pozo 424, en presencia de oxígeno (izquierda) y sin oxígeno (derecha)

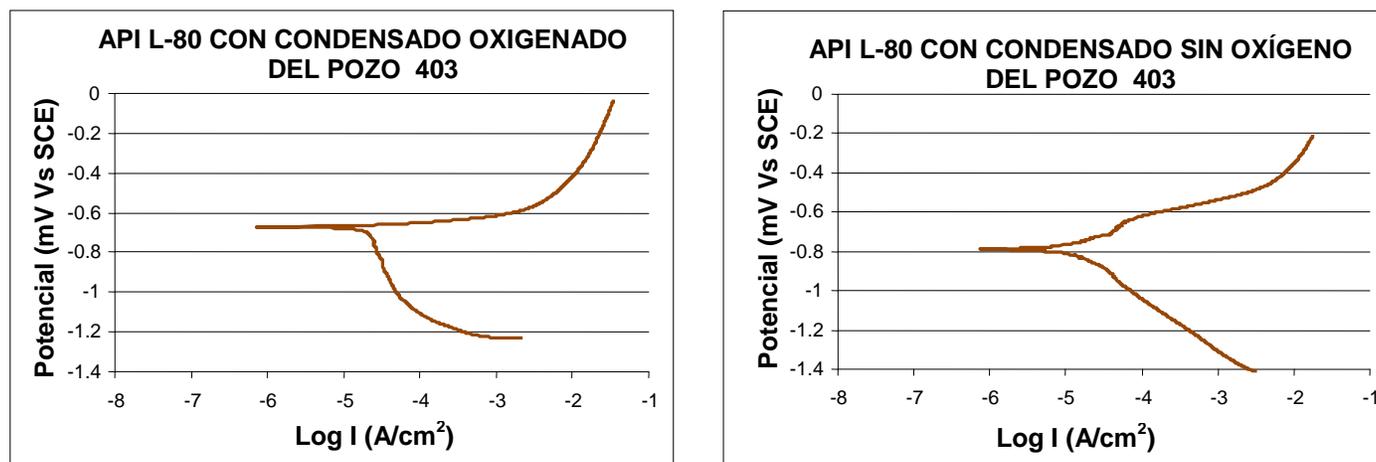


Fig. 6. Curvas de polarización para el acero API L-80 con condensado del pozo 403, en presencia de oxígeno (izquierda) y sin oxígeno (derecha)

Pozo	Oxígeno	ASTM A-53	API L-80
403	Sí	0.23	0.24
403	No	0.28	0.25
424	Sí	0.24	0.25
424	No	0.27	0.26

Tabla 3. Pérdida de material en milímetros por año en cada tipo de acero sometido al condensado de cada pozo, en presencia y ausencia de oxígeno.

3.2 Pruebas de Dureza

Se midió la dureza Vickers antes y después de las pruebas HIC, con los resultados que se muestran en la Tabla 4. Por su parte, el material arrojado por el pozo 403 tuvo una dureza Vickers de 815 y el arrojado por el pozo 424 de 652.

Material	Dureza Vickers	
	Antes de la prueba HIC	Después de la prueba HIC
ASTM A-53	248	308
API L-80	254	313

Tabla 4. Dureza de ambos tipos de acero antes y después de pruebas HIC.

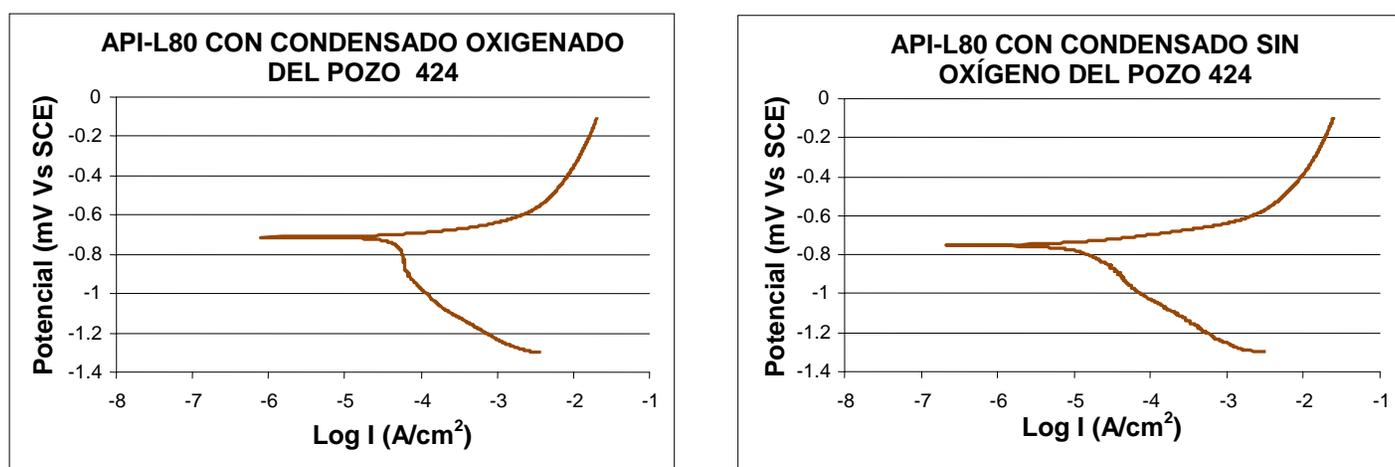


Fig. 7. Curvas de polarización para el acero API L-80 con condensado del pozo 424, en presencia de oxígeno (izquierda) y sin oxígeno (derecha)

4. Conclusiones

Los resultados de las pruebas realizadas demuestran que existe una clara tendencia de las tuberías de acero al carbón tipos ASTM A-53 grado B y API L-80 a endurecerse y a perder material por corrosión a medida que son expuestas al fluido de los pozos 403 y 424, que se ubican dentro del Polígono Hidalgo del campo geotérmico de Cerro Prieto. Aparentemente el fluido del pozo 403 resultó ser ligeramente más agresivo que el del pozo 424.

Así mismo, se determinaron las velocidades de corrosión de esos aceros al ser sometidos al condensado obtenido en dichos pozos a temperatura ambiente. No hay mayores diferencias entre el fluido de uno y otro pozo, pero sí parece haber una mayor velocidad de corrosión en el acero tipo ASTM A-53 grado B en condiciones carentes de oxígeno, por lo que la corrosión no es producto de un ataque por oxígeno.

Las tuberías analizadas fueron susceptibles al ataque de H₂S en la medida que endurecieron el material, pero ese endurecimiento no fue suficiente para producir grietas significativas en el material.

El trabajo realizado da una idea de lo que está ocurriendo con las tuberías utilizadas actualmente en Cerro Prieto, tanto en los pozos como en las instalaciones superficiales, además de mostrar qué tipo de

investigaciones futuras sería conveniente realizar sobre esta materia a la vez que plantea una metodología a seguir para esas futuras investigaciones.

El costo aproximado de esta investigación fue de unos 28 mil pesos por cada tubería analizada, y es posible realizarla en no más de diez días hábiles. De aquí que se proponga realizar estudios previos que incluyan una investigación similar con tubería tipo API K-55 y con los tipos propuestos actualmente por diversos proveedores, antes de realizar pruebas con autoclave las cuales implican un contrato de servicios mucho más costoso. Sin embargo, estas pruebas con autoclave son más confiables, en la medida que se acercan más a las condiciones reales de operación, por lo que deberán incluirse en el programa de protocolo de experimentación.

Así mismo, se propone que se realice un análisis numérico para validar estos resultados.

Entre las posibles soluciones al problema, se ha planteado utilizar nuevas tuberías con cromo. Si fuera este el caso, se propone que no se les dé un enfriamiento lento a partir de la temperatura austenítica, ya que ello impediría la mejor difusión del cromo en cementita dejando a la ferrita más anódica (Kennedy y Whittaker, 1968), además de que dejaría una microestructura más gruesa. Por ello es recomendable que a la tubería con cromo se le dé un enfriamiento rápido que logre evitar o reducir los problemas de corrosión.

Referencias

- ANSI/NACE, 1996. *Standard TM0284-96: Evaluation of pipeline and pressure vessel steels for resistance to Hydrogen-Induced Cracking*. NACE International.
- Fontana, M.G., 1978. *Corrosion Engineering*, 2nd Ed., McGraw Hill, New York.
- Huijbregts, W., and R. Leferink, 2006. Influence of steel composition on strain induced corrosion cracking and other types of corrosion. *Anti-corrosion Methods and Materials*, 53/1, pp. 3-11.
- Kennedy, J.W., and J.A. Whittaker, 1968. Stress Corrosion Cracking of High Strength Steels. *Corrosion Science*, Vol. 8, pp. 359-375.
- León-Valero, J., 2003. Comportamiento de ciclones. CFE, Residencia General Cerro Prieto, reporte interno s/n. Inédito.
- Lichti, K.A, and P.T. Wilson, 1999. Corrosion in New Zealand geothermal systems. *Corrosion Reviews*, 17 (3-4), pp. 181-203.
- Lichti, K.A, and L.G. Bacon, 1999. Corrosion in Wairakei steam pipelines. *Corrosion Reviews*, 17 (3-4), pp. 219-236.
- Uhlig, H. H., 1963. *Iron and Steel Corrosion Handbook*. Ed. John Wiley and Sons, New York.
- Soylomezoglu, S., and R. Harper, 1982. Oxygen ingress into geothermal steam and its effect on corrosion of low carbon steel at Broadlands, New Zealand. *Geothermics*, Vol. 11 (1), pp. 31-42.
- Shoosmith, D.W., 1987. *Kinetics of Aqueous Corrosion*. ASM Handbook, Vol. 13.