

## Capítulo 3

### Corrosión en la Industria geotermoeléctrica

Benjamín Valdéz Salas,<sup>1</sup> Michael Schorr Wiener,<sup>1</sup> Monica Carrillo Beltran,<sup>1</sup> Roumen Zlatev,<sup>1</sup> Gisela Montero Alpírez,<sup>1</sup> Hector Campbell Ramírez,<sup>1</sup> Juan Ocampo Diaz,<sup>2</sup> Navor Rosas Gonzalez,<sup>3</sup> Lidia Vargas Osuna<sup>3</sup>

<sup>1</sup> Cuerpo Académico Corrosión y Materiales. Cuerpo Académico de Sistemas Energéticos. Instituto de Ingeniería, Universidad Autónoma de Baja California. C.P. 21280, Mexicali, Baja California. México.

<sup>2</sup> Facultad de Ingeniería. Universidad Autónoma de Baja California. Mexicali, Baja California. México.

<sup>3</sup> Universidad Politécnica de Baja California. Mexicali, Baja California. México.

[benval@uabc.edu.mx](mailto:benval@uabc.edu.mx), [mschorr2000@yahoo.com](mailto:mschorr2000@yahoo.com), [monica@uabc.edu.mx](mailto:monica@uabc.edu.mx), [roumen@uabc.edu.mx](mailto:roumen@uabc.edu.mx), [gmontero@uabc.edu.mx](mailto:gmontero@uabc.edu.mx), [hcampbellr@uabc.edu.mx](mailto:hcampbellr@uabc.edu.mx), [navor@upbc.edu.mx](mailto:navor@upbc.edu.mx), [levargaso@upbc.edu.mx](mailto:levargaso@upbc.edu.mx)

Doi: <http://dx.doi.org/10.3926/oms.61>

#### Referenciar este capítulo

Valdéz Salas B, Schorr Wiener M, Carrillo Beltran M, Zlatev R, Montero Alpírez G, Campbell Ramírez H et al. *Corrosión en la Industria geotermoeléctrica*. En Valdéz Salas B, & Schorr Wiener M (Eds.). *Corrosión y preservación de la infraestructura industrial*. Barcelona, España: OmniaScience; 2013. pp. 49-68.

## **1. Introducción**

Los procesos de corrosión e incrustación que ocurren en los campos geotérmicos de México causan un impacto económico significativo. En el campo de Cerro Prieto, localizado en Baja California, México, estos fenómenos son promovidos por las condiciones climáticas y las características fisicoquímicas del fluido geotérmico. La mezcla de vapor y salmuera rica en sales, alta temperatura, presencia de ácido sulfhídrico y bióxido de carbono hacen del fluido geotérmico una solución muy corrosiva. La sílice presente en el fluido caliente se hace menos soluble cuando el vapor es enfriado durante su transporte hacia las plantas de generación de energía eléctrica a través de tuberías de acero, o cuando el agua caliente separada es conducida por canales de concreto hacia las lagunas de evaporación. Este proceso incrementa la formación de incrustación, disminuyendo la eficiencia en la explotación del campo geotérmico.

Las instalaciones para la explotación de la energía geotérmica alrededor del mundo permiten generar más de 8.000 MW de electricidad. Sin embargo, las condiciones para la explotación de este recurso geotérmico varían dependiendo de situaciones particulares en cada país.

Los problemas de incrustación y corrosión tienen un impacto importante en la infraestructura utilizada para la producción y conducción del vapor geotérmico, turbo-maquinaria para la generación de energía eléctrica e instalaciones auxiliares para el enfriamiento y manejo de condensados. Los procesos de corrosión e incrustación además de impactar la eficiencia de operación, generan pérdidas económicas que disminuyen la oportunidad de negocio, y por ende, la recuperación del capital invertido en esta industria.

En menor o mayor grado, la producción de energía y la vida de las plantas han sido afectadas por fallas por corrosión o incrustaciones que ocurren en la infraestructura de las instalaciones geotermoeléctricas.

La sílice presente en el fluido geotérmico caliente es muy soluble, pero después de los procesos de expansión, el fluido se enfría y la solubilidad disminuye induciendo la formación de incrustaciones de sílice. No todas las incrustaciones son formadas a través de reacciones de precipitación durante la producción del fluido geotérmico, muchas partículas finas que previamente existían en las rocas del yacimiento, migran con el fluido y se incorporan a la incrustación posteriormente.

El control de incrustación se ha convertido en una actividad de alta prioridad en los programas de operación y mantenimiento de los campos geotérmicos. Por otro lado, la corrosión de componentes metálicos de la infraestructura geotérmica requiere de equipos de ingeniería especializados capaces de realizar diagnósticos detallados del deterioro de metales y recomendar los métodos apropiados para su prevención y control.

Dadas las características y experiencias de Cerro Prieto (Figura 1), consideramos que será un buen ejemplo para describir los fenómenos ya mencionados.

### **1.1. Desarrollo de la Energía Geotérmica en México**

La existencia de áreas termales en el estado de Baja California se remonta a la época de la conquista española, cuyos exploradores descubrieron dichas manifestaciones y las dieron a conocer al mundo a través de sus crónicas narrativas en el año de 1560. Las áreas termales fueron descritas por Pedro de Castañeda cuando él realizó una detallada referencia de la

expedición de Melchor Díaz en 1540.<sup>1</sup> Esta expedición arribó a Cerro Prieto, en el Valle de Mexicali, “a medida que caminaban, cruzaron algunos bancos de arenas ardientes por las cuales no cualquiera pasaba por el temor de caer en el agua subterránea y se maravillaron al observar lagunas con lodos en ebullición simulando un paisaje infernal”.



*Figura 1. Campo geotérmico de Cerro Prieto*

En el mismo valle, la relación entre la geotérmica y la sismología fue descrita en su diario por el Teniente Sweeney, un oficial del ejército Americano, establecido en el Fuerte de Yuma. Esta crónica describe un terremoto ocurrido en 1852 y que ocasionó que la tierra se fracturara en varias direcciones. Esta corta narrativa nos da una idea de la presencia de actividad térmica en el área de Cerro Prieto, aunque la actividad sísmica no es generalmente utilizada para considerar la existencia de potencial geotérmico. El gran número de manifestaciones térmicas identificadas en el centro del país y en el extremo norte de la Península de Baja California, guió a la iniciación de varios trabajos serios de investigación en los años 50s del siglo XX, en busca de recursos geotérmicos para la generación de energía. Con muy poca experiencia, pero gran optimismo, los primeros estudios y algunas perforaciones fueron llevados a cabo al final de los cincuentas en los Campos Geotérmicos de Ixtlán de los Hervores, Michoacán; Pathé, Hidalgo y Cerro Prieto, Baja California (Figura 2)

El avance en el uso de fuentes alternas de energía permitido por la Comisión Federal de Electricidad (CFE), a través de la Comisión de Energía Geotérmica, permitió el establecimiento de la primera planta generadora de energía eléctrica en Latinoamérica en Pathé Hidalgo en 1952.<sup>2</sup> Esto marcó un triunfo en la utilización de este tipo de energía, ya que fue diferente a aquellos bien conocidos realizados hasta esa fecha por personal mexicano tales como los proyectos hidroeléctricos, carbón, etc., lo cual ayudó también a allanar el camino para la integración y entrenamiento de técnicos, quienes se encargaron en lo sucesivo del desarrollo de la energía geotérmica en México.



Figura 2. Localización de los campos geotérmicos en México. Cerro Prieto (Baja California, 13), Los Azufres (Michoacán, 5), Los Húmeros (Puebla, 11), La Primavera (Jalisco, 4), Tres Vírgenes (Baja California Sur, 2)

Una vez que la viabilidad del plan de Pathé fue establecida, se realizó un inventario del recurso potencial en todo el país. El estado de Baja California sobresalió por el reporte de una zona de tierras no cultivadas y pantanos, donde era frecuente, sobre todo en invierno, que las personas asistieran al espectáculo natural del vapor emanado de los pantanos en ebullición de agua y lodo en el área conocida como Laguna Vulcano. La exploración llevada a cabo en Cerro Prieto demostró que existía capacidad para instalar una planta de gran tamaño y fue entonces necesario preparar la operación de varias unidades geotérmicas de grandes dimensiones.

Con esta visión en mente, se decidió enviar a un grupo de técnicos y científicos mexicanos a familiarizarse con los desarrollos geotérmicos de Larderello, en Italia y Wairakei en Nueva Zelanda. Este último sitio fue de particular importancia dada su similitud con el fenómeno geotérmico de México. Basado en los resultados de los estudios de perforación de pozos realizado en Cerro Prieto en 1969, una capacidad total de 600 MW fue indicada para el campo. Inicialmente se decidió instalar una planta con dos unidades de 37.5 MW cada una. El desarrollo del programa iniciado en ese tiempo culminó con una capacidad total instalada de 720 MW, lo cual la convirtió en el campo geotérmico más grande de Latinoamérica y el cuarto a nivel mundial.

Un inventario de áreas geotérmicas llevado a cabo entre 1961 y 1965 en el centro del país reveló la existencia de Los Azufres, Michoacán; La Primavera, Jalisco, y Los Humeros, Puebla. Sin embargo no fue sino hasta 1975 con la experiencia ganada en Cerro Prieto y a nivel mundial, que

se inició una explotación sistemática superficial en Los Azufres y posteriormente en Humeros y La Primavera en 1978. Posteriormente se recomendó la perforación y con ello se validó la existencia de tres nuevos campos geotérmicos en México.

## **2. Campos Geotérmicos**

La función principal de un campo geotérmico (CG) es proveer de vapor a condiciones apropiadas de presión y temperatura para poder operar las turbinas generadoras de energía eléctrica. En algunos lugares el vapor geotérmico es también utilizado como medio de calefacción en edificios y plantas industriales. Los fluidos que comúnmente se encuentran en los CGs son vapor, una mezcla de agua-vapor y salmuera rica en sales. La alta temperatura y salinidad de este ambiente y la presencia de sulfuro de hidrógeno y dióxido de carbono lo hacen muy corrosivo.

### **2.1. Campos Geotérmicos en México**

En México, varios CGs están en explotación para generar electricidad con una capacidad instalada de 953 MW. Actualmente los CGs productivos en México son: Los Azufres, Los Humeros, Tres Vírgenes y Cerro Prieto, que posicionan al país como uno de los líderes generadores de electricidad a través del uso de energía geotérmica.<sup>3</sup>

**Los Azufres, Michoacán.** Este campo está localizado a 200 Km Este Noroeste de la ciudad de México a 2800 m sobre el nivel del mar a 19.47° latitud Norte y 100.39° longitud Oeste. Una diferencia básica con Cerro Prieto es que la superficie rocosa de este campo incluye grandes masas rocas volcánicas ácidas: silicatos e intermediarios (granito-riolitas, dioritas, andesitas, etc.) sobre la superficie. Los estudios geoquímicos indican la presencia de sistemas dominantes de agua caliente y vapor; durante los estudios se encontraron temperaturas superiores a 200°C y si se consideran los gases hasta 300°C fueron calculados para el reservorio. Los primeros pozos exploratorios fueron perforados entre 1976 y 1979, y a la fecha existen ya 50 con profundidades que varían en el rango de 627 a 3544 m. El potencial estimado para Los Azufres es de 300 MW con un valor probado de 165 MW y una capacidad instalada para 188 MW.

**Los Humeros, Puebla.** Este CG está localizado al Este de la ciudad de México, entre los estados de Puebla y Veracruz en el Cinturón Volcánico Mexicano. En 1990 se instalaron tres plantas de 5 MW de no condensación a boca de pozo y se inició la generación de electricidad. De 1997 a 2000 se instalaron e iniciaron 12 pozos de producción y dos de reinyección para una capacidad de generación total de 42 MW, mientras que la capacidad estimada es de 100 MW.

**La Primavera, Jalisco.** Este CG está localizado en la caldera volcánica en la intersección Tépica-Chapala, a 15 km al Oeste de Guadalajara en la porción Oeste del eje neo-volcánico. En 1988 fueron perforados 10 pozos a profundidades entre los 668 y 2900 m y los estudios llevados a cabo indicaron un potencial de generación estimado en 75 MW, aunque no ha sido explotado por cuestiones de preservación del ambiente ya que este CG se encuentra en una zona boscosa protegida.

**Tres Vírgenes, Baja California Sur.** Este CG se encuentra localizado en una zona muy aislada hacia el Sur de Baja California y en Julio de 2011 se instalaron 10 MW de capacidad.<sup>4</sup> Este sistema geotérmico es relacionado al complejo volcánico cuaternario compuesto de tres volcanes y el reservorio es de líquido dominante y altamente influenciado por roca fracturada y almacenamiento asociado de fluidos a alta temperatura. La Comisión Federal de Electricidad

(CFE) inició exploraciones en 1982 y actualmente se tienen seis pozos productores y tres de reinyección con profundidades de 1.290 a 2.500 m. El fluido producido tiene un contenido de cloruro de sodio característico de una salmuera geotérmica completamente equilibrada a una temperatura estimada de 280 °C. La composición química de los gases de fumarolas y pozos contiene CO<sub>2</sub> como gas predominante. Los problemas de producción en los pozos debidos a una alta pérdida de lodos de perforación y taponamiento e incrustación con calcita han contribuido al decaimiento en la producción de los pozos.<sup>5</sup>

## **2.2. El Campo Geotérmico de Cerro Prieto**

Cerro Prieto es el campo geotérmico más importante de México y está localizado en la superficie aluvial del Valle de Mexicali, Baja California (115.16 ° longitud Oeste y 35.25 ° latitud Norte). Tectónicamente está situado en el límite de las placas del Pacífico y Norteamérica y cercano a la falla de San Andrés. El plano es un delta y la sección geológica está hecha de arcillas sin consolidar, arena y grava, las cuales descansan en rocas sedimentarias de arena comprimida, lutitas y limonitas. Algunos de los pozos en el campo fueron perforados a finales de los 1960s, sin embargo, no fue sino hasta abril de 1973 que se pusieron en operación de cuatro unidades de 37,5 MW. Actualmente, se han instalado 720 MW de capacidad divididos en cuatro plantas de energía, Cerro Prieto I, II, III y IV, con tasa de producción de 180, 220, 220 y 100 MW respectivamente. Las cuatro unidades de 37,5 MW de Cerro Prieto I funcionan con vapor de alta presión y una quinta unidad de 30 MW con vapor de media y baja presión, que se obtiene después de la primera expansión, es decir, de un fluido caliente de baja entalpía. Las plantas de Cerro Prieto II y III tienen cuatro turbogeneradores de 110 MW cada uno, y operan con vapor de media y alta presión. Por otro lado la planta IV opera con vapor seco y tiene dos turbogeneradores de 50 MW. Más de 350 pozos han sido perforados desde 1960 y el rango de profundidades varía desde 750 m para los más someros hasta 4.124 m para los más profundos y de casi 170 están suministrando vapor.<sup>6</sup> De acuerdo a estudios realizados previamente, el CG de Cerro Prieto tiene una capacidad estimada de reservorio de 1.200 MW, con 840 MW de capacidad probada.<sup>7</sup>

Los suelos en el CG de Cerro Prieto son ácidos con un pH de 2 a 3, ya que el H<sub>2</sub>S es oxidado a H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> y azufre (S) por lo que es común ver el suelo cubierto con manchas amarillas.<sup>8</sup> La red de tuberías de operación de Cerro Prieto incluye 120 km de ductos de acero al carbono (AC) para la conducción del vapor, además de 40 km de tuberías de AC y 60 km de canales abiertos de concreto reforzado con acero (CR) para el transporte de las salmueras.

Durante los más de treinta años de explotación han ocurrido cambios químicos y termodinámicos en el reservorio. La capacidad de producción de los pozos ha sido afectada por problemas de ebullición, corrosión e incrustación. Cerro Prieto es continuamente estudiado con las técnicas más avanzadas para entender sus cambios físicoquímicos, así como también, muchos procedimientos de mantenimiento son mejorados constantemente para prevenir la pérdida de producción de vapor.

## **2.3. Aspectos Ambientales de los Sistemas Geotérmicos**

Hoy en día existe una gran preocupación por los contaminantes en el ambiente incluyendo agua, suelo y en particular el aire, y sus efectos en la durabilidad de los materiales de ingeniería y el deterioro de la infraestructura. Los contaminantes del aire aún a concentraciones de unas pocas partes por millón (mg/L, ppm) pueden dañar la salud humana. Existe una relación directa entre la prevención y control de la corrosión y la protección y preservación de la calidad del ambiente.<sup>9</sup>

En los CGs existen problemas de bajo y alto impacto. Dentro de los de alto impacto podemos mencionar los gases que son liberados a la atmósfera y la alta salinidad descargada a lagunas, lagos y el mar, o reinyectados al subsuelo. Los problemas de bajo impacto incluyen ruido, dispersión de calor y vapor, subsidencia, sismicidad inducida, uso del suelo, cambios escénicos y derrames accidentales.

La influencia de varios componentes del fluido geotérmico en el ambiente son detallados a continuación:

**Salmuera.** El fluido extraído de pozos profundos en Cerro Prieto es una mezcla de vapor y salmuera que es separada con tecnología ciclónica. El vapor es utilizado para alimentar las turbinas de la planta de energía, mientras que la salmuera que representa el 69% del total del fluido extraído, se descarga a una laguna de evaporación de 16 km<sup>2</sup> donde es vaporada y concentrada. Aproximadamente un 60% de esta salmuera se reinyecta por gravedad desde la laguna de evaporación al acuífero superior que alimenta al manto geotérmico.<sup>10</sup> En la Tabla 1 se muestra un análisis de la composición típica de la salmuera de Cerro Prieto.

Componente	Na <sup>+</sup>	K <sup>+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	SiO <sub>2</sub>	HCO <sub>3</sub> <sup>3-</sup>
ppm (mg/kg solución)	6429	1176	18.6	347	11735	15	1133	303

Tabla 1. Composición química típica de una salmuera geotérmica de "Cerro Prieto"

**Gases.** La contaminación del aire en el CG de Cerro Prieto es causada por las emisiones de H<sub>2</sub>S, un gas ácido que ataca las instalaciones del campo y la planta generadora causando daño por corrosión al equipo y las líneas de energía eléctrica. A altas concentraciones el H<sub>2</sub>S corroe el refuerzo de acero de estructuras de concreto. Las emisiones de H<sub>2</sub>S ocurren en casi todos los pasos de la explotación geotérmica incluyendo la perforación de los pozos y la operación en las plantas generadoras. Otros gases contaminantes adicionales son el amoniaco (NH<sub>3</sub>), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y el metano (CH<sub>4</sub>) que están contenidos en el fluido geotérmico y son liberados a la atmosfera cuando los fluidos alcanzan la superficie.

En la planta de Cerro Prieto I se han tomado algunas medidas de control como la instalación de chimeneas a alturas mayores a las originalmente planeadas, logrando con ello y las direcciones predominantes del viento una mejor dispersión del gas. Los gases son continuamente monitoreados y los datos son alimentados a diseños de modelos de dispersión para conocer la distribución y concentración de éstos, así como su efecto en la corrosividad del ambiente en las cuatro zonas del CG de Cerro Prieto.<sup>11,12</sup>

**Ruido.** Este tipo de contaminación se produce durante los trabajos de perforación de pozos, limpieza y pruebas de pozos, mediciones de flujo, venteas de vapor en válvulas de seguridad o sistemas de regulación, construcción y uso de caminos y la maquinaria de las plantas.

Un ruido estruendoso de cerca de 130 dB es causado por la descarga directa a la atmósfera requerida para la limpieza de la tubería del pozo y los estratos de producción. Para aminorar el ruido, la mezcla separada es conducida a unas chimeneas gemelas de fibra de vidrio o acero al carbono aluminizado, montadas en una base hueca de concreto que actúan como silenciadores logrando abatir el ruido hasta niveles de 60 dB. El sistema de regulación de flujo de vapor está localizado a más de 300 m de la planta y cada unidad cuenta con silenciadores (Figura 3). El ruido de la turbina generadora es similar al de una planta convencional de combustibles fósiles. En la planta de CP I el alto nivel de ruido es generado por los eyectores de gas y vapor, mientras que

en las unidades de CP II, III y IV, se tiene una considerable disminución del ruido gracias al uso de turbo compresores para la extracción de gas.



*Figura 3. Instalación típica de sistema silenciador para la disminución de ruido.  
También se puede observar el canal de conducción de agua separada*

**Calor y Vapor.** El exceso de calor en CP es rechazado a través de torres húmedas de enfriamiento. El vapor es dispersado por medio de silenciadores y canales de agua caliente a cielo abierto. El calor de rechazo a la atmósfera estimado es de aproximadamente 2,67 GW, para una capacidad de producción de 720 MW. La dispersión es mínima puesto que las plantas están localizadas en un valle abierto y ésta se lleva a cabo en un área muy grande.

**Subsidencia.** La subsidencia es esperada cuando son removidas de los reservorios geotérmicos grandes cantidades de fluidos y no son reemplazados con inyección de fluido. Estudios recientes mostraron importantes incrementos de subsidencia en el CG y en el Valle de Mexicali, causados principalmente por fracturas naturales profundas que cruzan el campo (Sistema de fallas de San Andrés) las cuales conformaron el reservorio del CG. La máxima subsidencia en CP fue de 62 mm y ocurrió en el período de 1977 a 1979. Esta tendencia continuó y a la fecha se tienen cerca de 2 m a lo largo del canal Delta que corre al sur del CG, lo cual ha causado problemas de irrigación a las tierras de cultivo.

**Sismicidad inducida.** Debido a su relación con la zona de fallas geológicas, la ocurrencia de sismos en CP es muy común. Sismos de hasta 7,2 grados en la escala Richter como el ocurrido el 4 de Abril de 2010, no han afectado la explotación del CG.

**Uso del Suelo.** La mayor parte del suelo del CG de CP ha sido salino debido a la presencia de manantiales calientes y albercas hirvientes, que de primera instancia generan impactos al paisaje y no son utilizables para cultivo. En total el área impactada por la explotación del CG-CP es de casi 50 km<sup>2</sup> incluyendo las lagunas de evaporación y zonas de reserva.



### 3. Materiales, Equipos e Instalaciones

El equipo industrial, las estructuras y las instalaciones de los CGs son construidas principalmente con dos materiales de ingeniería: acero al carbono (AC) y concreto reforzado (CR) de baja porosidad para evitar la penetración de agua de los pozos y salmueras ricas en minerales que son corrosivas. Por sus propiedades de maquinabilidad, alta resistencia y fabricación, así como su relativamente bajo costo, el AC es utilizado para pozos, tuberías, tanques de almacenamiento, cables mecánicos y maquinaria. Sin embargo, debido a su limitada resistencia a la corrosión debe ser protegido con pinturas, recubrimientos y sistemas de protección catódica si es necesario. También se utilizan componentes fabricados con materiales compuestos que por su alta resistencia a la corrosión han reemplazado el uso de algunos materiales metálicos. En la Tabla 2 se muestra una lista abreviada de equipos y materiales para pozos geotérmicos y salmueras. Estos equipos sufren diferentes formas de desgaste: erosión, abrasión, fatiga, desintegración, esfuerzo, envejecimiento y particularmente corrosión húmeda. Algunas plantas geotérmicas como las del Valle Imperial en California, Estados Unidos, utilizan acero inoxidable, aleaciones de titanio y tubos de AC recubiertos con cemento para prevenir y/o minimizar la corrosión por ácidos y la incrustación de sílice ( $\text{SiO}_2$ ) en sus instalaciones.

#### 3.1. Pozos Geotérmicos

Debido a la composición química de los fluidos geotérmicos, éstos son corrosivos e incrustantes, y ello se debe a las formaciones geológicas con las que los fluidos interactúan y se percolan en su camino hacia el pozo, donde existen dos parámetros dominantes: el contenido de sales y el calor. Por ello es llamado sistema termo-haluro. Estos parámetros influyen fuertemente la corrosión y la incrustación cuando reaccionan con las superficies de equipo e instalaciones. La corrosión es influenciada por iones agresivos como  $\text{Cl}^-$  y  $\text{SO}_4^{2-}$  que favorecen una alta conductividad eléctrica (alrededor de  $3000 \mu\text{S}/\text{cm}$ ) y promoviendo la corrosión electroquímica. La construcción de pozos geotérmicos requiere utilizar tuberías de AC de alta resistencia mecánica (tensión, abrasión y erosión) como los API (American Petroleum Institute) tipo J-55, K-55, C-75, N-80 y L-80, que atraviesan distintos sustratos subterráneos. Algunas veces debido a los grandes esfuerzos el tubo de acero se fractura, falla y cae al fondo del pozo requiriendo realizar operaciones especiales para recuperar tuberías y herramientas de perforación.<sup>13</sup> Los pozos tienen profundidades de 700 a más de 3000 m y las temperaturas de fondo de pozo alcanzan rangos de  $300^\circ\text{C}$  a  $340^\circ\text{C}$ .

Equipos	Materiales
Tuberías y ductos	Acero en concreto reforzado
Bombas verticales y centrífugas	Acero y aleaciones de cobre (Cu)
Válvulas	Acero
Bridas y ajustes	Acero
Silenciadores	Concreto reforzado, poliéster reforzado con fibra de vidrio, acero
Canales para salmuera	Concreto reforzado
Lagunas de evaporación	Plásticos
Instrumentación para monitoreo y seguridad	Metales y plásticos

Tabla 2. Equipos y materiales utilizados para la construcción de infraestructura de un campo y central geotérmica

El diseño correcto, la instalación y mantenimiento del pozo y sus componentes internos son factores muy importantes para lograr ahorros en los costos y la energía del programa de producción. Desafortunadamente, algunos pozos producen fluidos que dañan la estructura tubular, el cemento utilizado para mantener en su lugar la tubería interna y sellan las zonas abiertas de la tubería de explotación.

Los pozos de reinyección son pozos de desecho que reciben las aguas geotérmicas después de haber sido sometidas a sedimentación en lagunas donde pierden una gran cantidad de sólidos y sales. Aún así, este fluido es muy corrosivo y por ello los pozos son construidos con tuberías de plástico reforzado (PR) o de aleaciones resistentes a la corrosión (ARCs). Sin embargo, estas últimas son costosas y muchas veces son utilizadas como recubrimientos sobre tuberías de AC.

Los materiales de cementación entre el hoyo del pozo y la tubería interna deben ser químicamente resistentes a los fluidos involucrados. La separación de la salmuera y el vapor es llevada a cabo en equipo e instalaciones de acero en la superficie que se encuentran montados en la plataforma de cada pozo. El equipo básico de un cabezal de pozo incluye un arreglo de válvulas conocido como “Árbol de navidad”, un separador de alta y/o baja presión, una válvula esférica, una tubería de conducción para la salmuera separada, un silenciador, y sistemas de seguridad y monitoreo.

### **3.2. Concreto Reforzado (CR)**

EL CR es considerado un material estructural compuesto formado por una matriz cerámica y reforzado con varillas, barras, espirales o mallas de acero. La matriz consiste de una mezcla no homogénea de cemento Portland, arena, grava y agua. Las propiedades del concreto son determinadas por la relación agua/cemento. Éste tiende a cambiar su contenido de humedad dependiendo del lugar en que se encuentra y el clima. La durabilidad de las estructuras de CR es afectada por factores ambientales, especialmente la salinidad y la humedad. Las bajas temperaturas del invierno en la zona semidesértica de CP afecta de manera adversa su resistencia. Otros factores externos que causan deterioro del CR en el ambiente geotérmico son los sulfatos, cloruros, carbonatos y el  $H_2S$ . Las sales de  $MgCl_2$  y  $MgSO_4$  dañan las superficies del concreto durante su hidrólisis, reaccionando químicamente con el hidróxido de calcio  $[Ca(OH)_2]$  generado durante el curado del cemento, produciendo sulfato de calcio ( $CaSO_4$ ). Después de esto, el sulfato de calcio reacciona con los aluminatos presentes en el concreto incrementando el volumen sólido, y causando expansión y fracturas. También, el refuerzo de acero expuesto a la infiltración de especies químicas, tales como iones cloruro, se corroe y falla.<sup>14</sup>

Las estructuras de concreto susceptibles son bases de soporte de edificios, silenciadores de vapor, canales de conducción y ductos de vapor.

### **3.3. Plásticos Reforzados (PR)**

Los PR, poliéster reforzado con fibra de vidrio (PRFV) o epóxico, son materiales estructurales compuestos ampliamente utilizados en los CGs para torres de enfriamiento evaporativas, componentes de bombas, recipientes para almacenaje, y como recubrimientos de tuberías internas en pozos. De acuerdo con una decisión reciente de la Federación Europea de Corrosión (ECF), el término corrosión significa el deterioro de una estructura y/o material funcional, es actualmente aplicado a materiales metálicos y no metálicos tales como plásticos, cerámicos y compuestos. Esta decisión ha sido adoptada e implementada por los expertos y practicantes de la corrosión. El deterioro de PRFV usualmente se inicia en la superficie externa, su velocidad

depende de sus propiedades, naturaleza del acabado superficial y la agresividad del medio. La interfase resina fibra de vidrio se rompe y las propiedades mecánicas sufren bajo la influencia de las sales geotérmicas, H<sub>2</sub>S y microorganismos, lo cual causa fracturas graduales e hinchamiento durante los largos tiempos de exposición. Este problema puede ser controlado y la vida útil de servicio incrementada mediante procesos de fabricación apropiada, inspección y mantenimiento.

#### **4. Corrosión: Efectos Químicos, Mecánicos y Térmicos**

Los fenómenos de corrosión e incrustación aparecen simultáneamente y actúan de manera sinérgica sobre equipos e instalaciones en los CGs (Figura 4). Incrustaciones minerales y depósitos, asociados con la composición del agua geotérmica y su circulación, tienen un marcado efecto en la corrosión, que ocurre en estas aguas dependiendo de su interacción fisicoquímica con la superficie de los equipos, las condiciones de operación tales como: pH en el rango de 4 a 8; oxígeno disuelto (OD) de 4 a 6 mg/L; régimen de flujo y temperaturas de 30 a 250 °C. Los factores dominantes para la corrosión son la salinidad y la concentración de OD. Los iones cloruro pueden afectar la capa de óxido penetrando las películas pasivas, iniciando picaduras y hendiduras en sitios localizados. El ataque localizado es resultado de las diferencias en aeración, concentración, temperatura, velocidad y pH, y ocurre como picaduras, hendiduras, grietas, cortes y partes erosionadas.



*Figura 4. Efectos de la corrosión en instalaciones de producción y conducción de fluido geotérmico y sistemas de transmisión de energía eléctrica*

Los mecanismos de corrosión predominantes son dos:

1. Corrosión Ácida bajo la influencia preponderante del H<sub>2</sub>S en la tubería interna del pozo, tuberías y cabezal y,

2. Corrosión Neutra por la reducción catódica del OD en las tuberías que conducen el fluido geotérmico desde el pozo hasta las plantas de generación de electricidad.

A continuación se describen varios de los agentes y procesos de corrosión que ocurren en los CGs.

#### 4.4.1. Acidez, Gases y Salinidad

Un mecanismo de corrosión ácida que ocurre en las tuberías internas y externas del pozo, se puede expresar en la reacción global de la Ecuación 1:



H<sub>2</sub>S es un gas incoloro con un desagradable olor a huevo podrido. Es un reductor débil, tóxico y corrosivo, que se origina en las piritas del pozo hidrotermal por acidificación natural. Éste burbujea hacia la atmósfera en el cabezal del pozo, corroe el acero y el hierro dúctil y forma una suspensión y/o depósito de sulfuro de hierro color negro (FeS), típico del ataque por sulfuros.<sup>15</sup> El FeS puede existir en formas minerales tales como pirrotita (FeS), Pirita (FeS<sub>2</sub>) y otros, dependiendo de las condiciones de operación de las tuberías, concentración del H<sub>2</sub>S, temperatura y pH. Una vez que es expuesto al oxígeno en presencia de la superficie metálica de AC, el H<sub>2</sub>S gaseoso puede oxidarse a óxido de hierro y azufre (Ecuación 2):



Entonces la película negra de FeS inicial cambia al color café rojizo del óxido de hierro hidratado. Algunas veces, bajo condiciones oxidantes fuertes, el H<sub>2</sub>S es convertido en H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> (Ecuación 3), un ácido fuerte que es muy corrosivo para el AC y el CR.

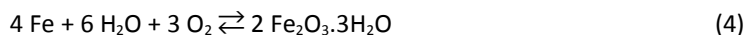


Las reacciones y productos de corrosión del hierro en un sistema geotérmico típico con presencia de H<sub>2</sub>S son mostrados en el diagrama de Pourbaix de la Figura 5, el cual indica los dominios de inmunidad, corrosión y pasividad en función del potencial electroquímico del hierro y el pH del fluido.

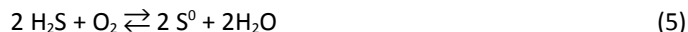
Las diversas estructuras de concreto tales como canales, tuberías, soportes y silenciadores de ruido para el vapor, son degradadas por el H<sub>2</sub>S gaseoso atrapado en el vapor condensado que permea a través de los poros y fracturas en la pared del concreto, corroyendo el refuerzo de CA.

Además del ácido sulfhídrico, los fluidos geotérmicos contienen otros gases: oxígeno (O<sub>2</sub>), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y amoníaco (NH<sub>3</sub>), cuya solubilidad y actividad química afecta la corrosión de los materiales con que están construidos los equipos.

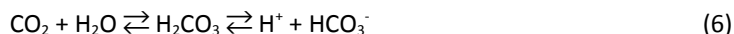
Las aguas geotérmicas conducidas por canales a cielo abierto y temperaturas menores de 100°C son saturadas con oxígeno disuelto en el rango de 4 a 6 mg/L. Como resultado de la interacción entre el agua y el acero, se forman capas de óxidos de hierro (Ecuación 4): hematita, limonita y goethita (Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>.nH<sub>2</sub>O):



La interacción entre el H<sub>2</sub>S y el O<sub>2</sub> guía a la oxidación del sulfuro y a la reducción de O<sub>2</sub>, de acuerdo con la Ecuación 5:



El dióxido de carbono es generado por descomposición térmica o ácida de la formación de carbonato y bicarbonato, reduciendo el valor del pH del agua, lo cual incrementa la corrosividad de ésta. El CO<sub>2</sub> libre se disuelve en el agua para formar ácido carbónico débil de acuerdo al siguiente equilibrio químico:



El gas amoníaco es generado por la descomposición química de compuestos que contienen nitrógeno tales como el kerógeno. En contacto con aguas geotérmicas, se forma el hidróxido de amonio (Ecuación 7):



El amoníaco y sus sales corroen al cobre y sus aleaciones tales como el bronce (Cu-Sn) y latón (Cu-Zn), formando complejos metálicos de amonio. De esta manera los componentes de partes móviles en sistemas de bombeo se ven severamente dañados por corrosión.

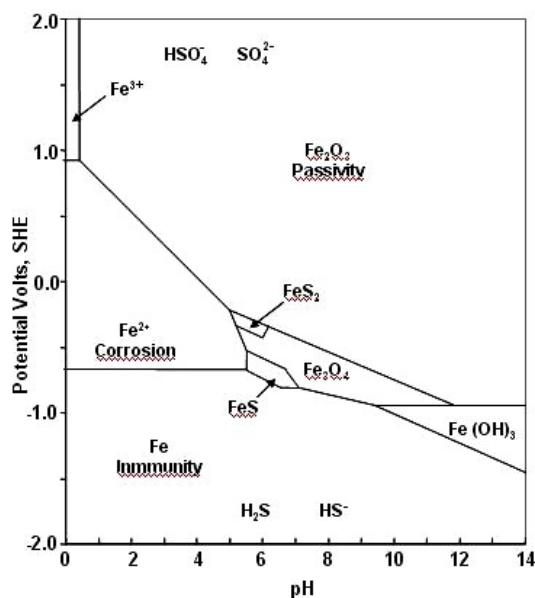


Figura 5. Diagrama de Pourbaix para la corrosión de Hierro en presencia de H<sub>2</sub>S

La salinidad es medida a través de la concentración de cloruros o de la conductividad eléctrica de la salmuera. El principal efecto de la salinidad en la corrosión resulta del rompimiento de las películas pasivas por la influencia del ión cloruro Cl<sup>-</sup>.<sup>16</sup>

Las salmueras geotérmicas contienen una alta concentración de sólidos disueltos, sales ionizadas, principalmente cloruros y sulfatos. Estos elementos y compuestos están altamente disociados en la salmuera y contribuyen a su salinidad, conductividad eléctrica y alteran su pH incrementando su corrosividad. La cantidad relativa de carbonatos y bicarbonatos, son de primordial importancia en cualquier opinión de las características de corrosión de la salmuera. La composición típica de una salmuera geotérmica se muestra en la Tabla 2.

La concentración de sales minerales afecta la corrosión de AC y la velocidad se incrementa a un máximo a la concentración del agua de mar (3,5%) y luego disminuye a casi cero a la concentración

de saturación (25%) debido a que la concentración de OD alcanza un valor mínimo muy cercano a cero y habilita condiciones de anoxia. El agua geotérmica se hace más salina por la evaporación y al final llega a las lagunas de evaporación donde la sal es depositada en el fondo.

#### 4.1. Corrosión Microbiológicamente Inducida (CMI)

El papel de microorganismos con capacidades halofílicas y termofílicas, en el deterioro y corrosión de los diversos materiales utilizados en los CGs tiene una gran importancia. Bacterias, hongos y algas, promueven o influyen en el biodeterioro y la biocorrosión de madera, poliéster reforzado con fibra de vidrio (PRFV), acero inoxidable (AI), AC, aleaciones de cobre y aluminio.<sup>17</sup>

En las torres de enfriamiento de la central geotermoeléctrica de CP I ocurrieron fallas originadas por un biodeterioro severo en varios de sus componentes. Las mamparas de PRFV fueron destruidas por colonias de las bacterias anaerobias *Desulfobacter latus* y *Desulfotomona acetoxidans*, que consumieron la resina de poliéster como fuente de carbono para su metabolismo. Después de que el poliéster fue consumido por los microorganismos, las mamparas perdieron su resistencia mecánica y la superficie ya no pudo desviar el agua de enfriamiento correctamente (Figura 6). Al mismo tiempo, consorcios de algas y hongos, proveen condiciones anaerobias en el medio húmedo para las películas bacterianas, que atacan a otros sustratos tales como la madera, que es ampliamente utilizada en la construcción de grandes torres de enfriamiento. Tornillos y clavos de AI y AC utilizados para la fijación de la madera y mamparas de PRFV, sufrieron una severa corrosión por picaduras inducida por las bacterias antes mencionadas.

La arqueobacteria termofílica *Thermoproteus neutrophilus* encontrada en la planta geotérmica de Tejamaniles en Los Azufres, fue responsable de la corrosión localizada ocurrida en AI UNS S31600. Este microorganismo proviene del pozo y muestra una sorprendente capacidad para colonizar las superficies de AI a través de la formación de biopelículas no estables o no uniformes, y promover una corrosión selectiva en los límites de grano del metal.<sup>17</sup>

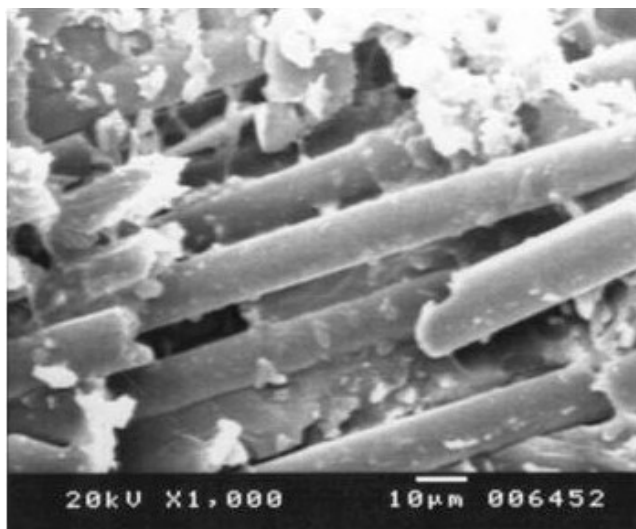


Figura 6. Biodeterioro de la matriz polimérica de poliéster en una mampara de fibra de vidrio expuesta en un ambiente geotérmico

Las biopelículas y su participación en los procesos de corrosión y deterioro de materiales, han sido caracterizadas por medio de técnicas electroquímicas y análisis de microscopía electrónica de barrido. AC y AI inmersos en salmuera geotérmica, condensados de vapor o agua de enfriamiento inoculados con cultivos de bacterias aisladas de los ambientes geotérmicos, sufrieron corrosión tan pronto como crecieron y colonizaron las superficies metálicas. La actividad biológica observada en estos microorganismos es muy interesante, sobre todo su habilidad para crecer en medios adversos con alta salinidad y temperatura, así como una baja concentración de nutrientes. Estos sorprendentes límites de sobrevivencia están asociados en todos los casos con corrosión y biodeterioro de materiales en CGs e instalaciones de las plantas generadoras de electricidad.

## **5. Incrustación**

En los campos geotérmicos podemos encontrar dos tipos de incrustaciones formadas a altas temperaturas sobre las superficies de los equipos, combinadas con gruesas capas de productos de corrosión o depósitos minerales insolubles en agua. La incrustación es un problema común en aguas geotérmicas altamente concentradas, especialmente en salmueras calientes. A medida que la temperatura del fluido disminuye en su trayecto por los sistemas de distribución la incrustación se convierte en un problema más serio. La incrustación depende de las características físicoquímicas de los fluidos geotérmicos y la composición de la salmuera: temperatura, salinidad, pH, densidad, gases disueltos, saturación, cinética y termodinámica del proceso de precipitación, y régimen de flujo. En la Figura 7 se puede observar una muestra de incrustación típica de Cerro Prieto.

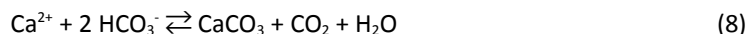


*Figura 7. Muestra de una formación mineral de incrustación típica de Cerro Prieto*

En contacto con los equipos superficiales y en particular las superficies metálicas, estos sedimentos influyen el comportamiento de la corrosión debido a la formación de depósitos amorfos o cristalinos que promueven una corrosión localizada debajo de éstos.

Los depósitos aparecen en las diferentes secciones de los CGs: tubería interna de producción, tuberías de distribución, canales de salmuera y lagunas de evaporación. Éstos son clasificados no sólo como incrustación, sino también como lodos suaves, productos de corrosión y productos biológicos, y muchas veces están mezclados como materiales multifases.

Los principales minerales formados y depositados son óxidos y sulfuros de hierro que resultan de la corrosión del acero, sílice amorfa ( $\text{SiO}_2$ ), carbonatos ( $\text{CaCO}_3$ , calcita o aragonita), sulfatos ( $\text{CaSO}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$ ; yeso) y silicatos ( $\text{MgSiO}_3$ ,  $\text{MgCO}_3$ ), dependiendo de sus respectivos coeficientes de solubilidad. La incrustación ocurre cuando los iones  $\text{Ca}^{2+}$  y  $\text{HCO}_3^-$  están presentes en exceso con respecto a la concentración de equilibrio y la precipitación de  $\text{CaCO}_3$  favorecida (Ecuación 8):



A medida que el  $\text{CO}_2$  es removido, más  $\text{CaCO}_3$  se incrusta en la superficie de la tubería interior generando taponamientos que obturan los flujos del fluido geotérmico. Las incrustaciones de silicatos son muy tenaces, densas y difíciles de remover de las superficies calientes. Una incrustación muy particular está constituida de  $\text{SiO}_2$  y  $\text{FeS}$  de color negro, y es una capa densa muy adherente y dura, que también frecuentemente obstruye las tuberías.<sup>18</sup> Algunas veces el  $\text{SiO}_2$  se hace gris reflejando el decrecimiento de la abundancia de  $\text{FeS}$ . En otros casos, incrustaciones en los cabezales de pozo consisten de sulfuros de Fe, Pb, Zn y Cu, que le dan una coloración negro quemado y aparecen como capas concentradas en el fondo de las tuberías de conducción.

### 5.1. Incrustación de Sílice

La sílice es la principal incrustación en los CGs y se presenta como especie disuelta en todos los líquidos dominantes de los recursos geotérmicos. Los fluidos geotérmicos ascendentes disuelven  $\text{SiO}_2$  de las formaciones rocosas y alcanzan la saturación con respecto al cuarzo en sistemas acuosos a altas temperaturas. Las soluciones hidrotermales contienen cantidades significantes de  $\text{SiO}_2$  particulado y ácido silícico ligeramente corrosivo ( $\text{H}_4\text{SiO}_4$ ) y la condensación tiene lugar mediante la formación de enlaces químicos Si-O-Si.

Una planta de energía geotérmica en California, EUA, ha desarrollado un método de extracción de sílice comercializable, proveyendo de un recurso adicional con ganancias para la industria geotermoeléctrica. La salinidad en este CG es baja entre las 1,200 y las 1.500 ppm, con bajo contenido de calcio y una cantidad despreciable de hierro, lo cual permite obtener una sílice de muy alta pureza.<sup>19</sup>

El  $\text{SiO}_2$  es utilizado para producir materiales de superficies de caminos y fabricar ladrillos para casa de bajo costo con la adición de fibras plásticas para mejorar tanto la resistencia mecánica como la resistencia al clima, así como también para la fabricación de dispositivos cerámicos.<sup>20</sup> La sílice aparece en diferentes tipos de estructuras: celular, esponjosa, laminar densa, bloques sólidos, porosa con un rango de porosidad de 40 a 80%. Otras formas incluyen geles viscosos que cristalizan como deposiciones de ópalo – calcedonia, con fuerte adherencia.<sup>21</sup> Una remoción temprana del  $\text{SiO}_2$  presente en los fluidos geotérmicos puede evitar problemas de incrustación permitiendo una producción adicional de vapor.

### 5.2. Control de Corrosión e Incrustación

Como se ha mencionado en los párrafos anteriores, la industria geotérmica maneja medios muy agresivos que causan incrustación y corrosión en sus instalaciones de explotación, producción y



conducción de vapor, así como en los sistemas de generación de electricidad. Dadas estas condiciones, es necesario entonces implementar sistemas de ingeniería y tecnología para el control de la corrosión. Evaluaciones económicas han estimado costos anuales por corrosión en los sistemas de infraestructura para el agua de 36,000 millones de dólares solamente en los EUA. De este monto, un 20% puede ser ahorrado si se aplican medidas que involucren tecnologías de control de corrosión.<sup>22</sup>

El análisis de eventos de corrosión consta de tres elementos principales: detección, caracterización y control. Los métodos prácticos que se utilizan para prevenir y/o minimizar la corrosión incluyen el uso de información sobre este tipo de fenómeno, selección de materiales adecuados que sean resistentes a la corrosión (MRC) y la aplicación de tecnología de protección.

## **6. Información sobre Corrosión**

Actualmente muchos portales en línea despliegan información acerca de los materiales y su resistencia ante la corrosión, estructura, industrias y tipos de ambientes en manuales, revistas periódicas, sitios de Internet, directorios, listas de Instituciones y Organizaciones, etc., con contenidos generales o particulares. Algunos ejemplos de sitios en la red especializados en corrosión son: [www.corrosionsource.com](http://www.corrosionsource.com) y [www.corrosion-doctors.org](http://www.corrosion-doctors.org), los cuales proveen herramientas útiles para el análisis de fallas por corrosión, investigación, ensayos, evaluación de materiales, prevención, protección y control en medios industriales, organizados en orden alfabético. Por otro lado, los manuales de corrosión publicados por asociaciones tales como NACE y ASM de EUA, DECHEMA de Alemania y empresas editoriales, constituyen una fuente rica de información sobre dicha temática e incluyen datos, tablas elaboradas y están disponibles tanto en papel como en medios electrónicos.

### **6.1. Selección de Materiales**

El uso de materiales de construcción resistentes a la corrosión es la medida más directa de controlar la corrosión en los CGs. Técnicamente el proceso de selección de materiales involucra tres etapas principales:

- Análisis de los requerimientos y condiciones de operación del campo.
- Selección y evaluación de los posibles materiales a utilizar, y finalmente.
- Selección del material más apropiado.

La resistencia a la corrosión, es la principal propiedad a considerar en la selección de materiales para fabricar equipos, sin embargo, la consideración final debe contemplar un acuerdo entre los factores técnicos y económicos. Muchas veces es más económico utilizar MRCs de alto costo que tendrán una larga vida de servicio sin problemas, que optar por un material de menor precio, pero que requiera mantenimiento frecuente o reemplazos. Los materiales seleccionados deben tener las características de adecuación que les permitan un desempeño seguro en su funcionamiento durante un periodo de tiempo razonable y un costo aceptable.

### **6.2. Protección Anticorrosiva**

La manera más sencilla de proteger un equipo o infraestructura contra los efectos de la corrosión es formar una barrera física sobre las superficies que las excluya del medio que les

rodea, evitando las interacciones superficie metálica-medio. Las pinturas anticorrosivas, los recubrimientos poliméricos y metálicos, o recubrimientos con hule, son medidas muy utilizadas en los CGs para proteger instalaciones y equipos. Los sistemas de protección catódica también son utilizados sobre todo en la protección de los refuerzos de acero en estructuras de cimentaciones y apoyos de concreto, utilizados como soporte de estructuras y equipos de producción de energía eléctrica. Por ejemplo, la aplicación de zinc térmicamente espureado sobre el refuerzo de acero en la cimentación de las turbinas generadoras de electricidad en el área de máquinas.

### 6.3. Inhibición de la Incrustación

La formación y depósito de incrustaciones en las instalaciones de producción de recursos geotérmicos es controlada mediante la acidificación de la salmuera y la adición de inhibidores orgánicos. El objetivo de esto es el de limitar la incrustación, corrosión, riesgos de flujo y aspectos de seguridad.<sup>23</sup> El ácido que ha sido seleccionado para ser utilizado en dicha operación, deberá ser adecuado a la naturaleza química de la incrustación: carbonato, sulfato o silicato. Por ejemplo, si tenemos SiO<sub>2</sub> o silicatos, requerimos utilizar ácido fluorhídrico (HF) ya que éste reacciona rápidamente con las incrustaciones silíceas:



En el caso de los inhibidores, éstos son sustancias químicas que modifican el comportamiento de los fluidos geotérmicos y las velocidades de reacción de la incrustación cuando son adicionados en cantidades relativamente pequeñas. La prevención de incrustaciones de silicatos, carbonatos y sulfatos en los fluidos geotérmicos de la planta Kebili en Túnez, fueron estudiados y varios polímeros inhibidores fueron ensayados con resultados positivos.<sup>24</sup>

El conocimiento sobre la formación, localización e identificación de la incrustación tiene un impacto crucial en la productividad del campo geotérmico. Por lo tanto, nuevos métodos e inhibidores son desarrollados y propuestos continuamente en la literatura comercial. En este apartado las consideraciones económicas son muy importantes dados los volúmenes de consumo que se pueden alcanzar. El costo de un inhibidor bajo condiciones de operación es determinado en buena proporción tanto por su estabilidad química como por su eficiencia como agente de control.

## Conclusiones

Los procesos de corrosión e incrustación que ocurren en los campos geotérmicos de México, son promovidos por las características de los fluidos geotérmicos y las condiciones climáticas, y afectan la capacidad de producción de los pozos geotérmicos. La prevención y control de la corrosión e incrustación en la infraestructura de los CGs contribuirá a la preservación de la calidad del medio ambiente y asegurará la durabilidad de los materiales de ingeniería utilizados en dichos campos. El equipo industrial, estructura e instalaciones de los CGs están construidas básicamente de dos tipos de materiales: acero al carbono y concreto reforzado que deben ser protegidos contra la corrosión con pinturas, recubrimientos, inhibidores y protección catódica.

Los factores dominantes de la corrosión son la acidez (principalmente H<sub>2</sub>S), salinidad y gases disueltos tales como: oxígeno, dióxido de carbono y amoníaco. Por otro lado, incrustaciones de SiO<sub>2</sub> y mezclas de éstas con lodos y otros productos de corrosión, deberán ser removidos

mediante técnicas químicas o mecánicas. La aplicación de tecnologías para la inhibición y control de corrosión e incrustación permitirá disminuir la frecuencia de paro de producción en las instalaciones del CG.

## Referencias

1. Ines IR. *La última jornada de Melchor Díaz*. Revista Calafia, UABC. 1973; 2: 18-19.
2. Hernández-Galán JL. *La energía de la tierra*. México: Editorial CECSA; 1985.
3. Bertani R. *World geothermal power generation 2001-2005*, Geothermal Bull. 2005; 35(3): 89-111.
4. Hiriart G. *A bright future, geothermal energy development in México and other Latin American countries has great potential*. Geothermal Bull GRC. July/August, 2001; 30(4).
5. Ocampo DJ de D, Rojas BMR. *Production problems review of Las Tres Vírgenes Geothermal Field, Mexico*. GRC Trans. 2004; 28: 499-502.
6. Portugal E, Barragán R, Arellano A, Sandoval F. *Estudios geocientíficos del Polígono Hidalgo del campo geotérmico de Cerro Prieto*. Informe IIE/11/12875, para la CFE; 2006.
7. Alonso EH. *Cerro Prieto: Una alternativa en el desarrollo energético*. Memoria de la Reunión Nacional Sobre la Energía y el Confort, II. UABC, Mexicali, BC, México; 1982: 314-319.
8. Galindo M, Valdez B, Schorr M. Comportamiento de la infraestructura en zonas desérticas y áridas. En M. Schorr (ed.), *Estudios del Desierto*. UABC. 2006: 157-176.
9. Valdez B, Schorr, M. *Características corrosivas de salmueras geotérmicas*. Memorias del Congreso Anual de la Asociación Geotérmica Mexicana. Septiembre, Cerro Prieto, Mexicali, BC, México; 2006: 74-78.
10. Lippmann MJ, Truesdell A, Halfman-Dooley, S, Mañón A. *A review of the hydrogeologic-geochemical model for Cerro Prieto*. Geothermics. 1991; 20(1/2): 39-52. [http://dx.doi.org/10.1016/0375-6505\(91\)90004-F](http://dx.doi.org/10.1016/0375-6505(91)90004-F)
11. Mercado S, Arellano V, Barragán R. *Medio ambiente, geotermia y toma de conciencia*. Memorias del Congreso Anual de la Asociación Geotérmica Mexicana. 2006: 8.
12. Gallegos OR. *Modelo de dispersión para las emisiones de H<sub>2</sub>S en Cerro Prieto*. Tesis de Maestría, Instituto de Ingeniería-UABC, Mexicali, BC, México; 1997.
13. Valdez B, Schorr, M, Sampedro J, Rosas N. *Corrosion of steel by drilling muds in geothermal wells*. Corros Rev. 1999; 17(3-4): 237. <http://dx.doi.org/10.1515/CORREVE.1999.17.3-4.237>
14. Rogers RD. *Effects of microbiologically influenced degradation massive geothermal field concrete*. Corros Rev. 1999; 17(34-4): 155.
15. Schorr M, Valdez B, Quintero M, Zlatev R. *Effect of H<sub>2</sub>S on corrosion of polluted waters: a review*. Corros Eng Sci Technol. 2006; 41(3): 221-227. <http://dx.doi.org/10.1179/174327806X132204>
16. Dexter SC. *Corrosion seawater*. En ASM Handbook, Corrosion: Environments and Industries. 2006; 13C: 27-41.
17. Valdez B, Rioseco L, Schorr M, Navarrete M. *Deterioration of biomaterials in geothermal fields in Mexico*. Materials and Corrosion. 2000; 51, 698-704. [http://dx.doi.org/10.1002/1521-4176\(200010\)51:10<698::AID-MACO698>3.0.CO;2-G](http://dx.doi.org/10.1002/1521-4176(200010)51:10<698::AID-MACO698>3.0.CO;2-G)

18. Ocampo DJ, Valdez B, Schorr M, Suaceda RL, Rosas N. *Corrosion and scaling problems in Cerro Prieto geothermal field*. Proc. of the 2005 World Geothermal Congress, Turkey, 2005; 1-5.
19. Bourcier W. *Coproduction of silica and other commodities from geothermal fields*. Ditto. 2006.
20. Lund JW, Boyd TL *Research on the use of waste silica from the Cerro Prieto geothermal field, Mexico*. International Minerals Extraction from Geothermal Brines Conference, September, Tucson, Arizona, USA. 2006.
21. Rychagov SN, Boikova IA, Kalacheva EG, Ladygin VM, Frolova JV, Bashina JS, Koroleva GP. *Artificial Siliceous Sinter Deposits of the Pauzhetsky Geothermal System*. En Proceedings of the Conference on Mineral Extraction from Geothermal Brines. USA, Tucson, Arizona, USA. 2006.
22. Koch GH, Brongers M, Thompson N, Virmani Y, Payer J. *Corrosion and preventive strategies in the United States*. Supplement to Materials Performance, July 2002: 1-18.
23. Gallup DL, Barcelon E. *Investigations of organic inhibitors for silica scale control from geothermal brines-II*. Geothermics. 2005; 34: 756-771.  
<http://dx.doi.org/10.1016/j.geothermics.2005.09.002>
24. Rose PE, Benoit WR, Lee SG, Tandia BK, Kilbourn PM. *Testing the naphthalene sulfonates as geothermal tracers at Dixie Valley, Ohaaki, and Awibengkok*, Proceedings, 25th, Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, California, USA. 2000. SGP-TR-165.