

Estudio del potencial de corrosión de fluidos geotérmicos en instalaciones superficiales

García Joya, Ingrid María

Hernández Montenegro, Jorge Mario

Menjívar Benítez, Carmen Elena

*Departamento de Ingeniería de Procesos y
Ciencias Ambientales*

*Universidad Centroamericana José Simeón Cañas
cmenjivar@uca.edu.sv*



Abstract— En este trabajo se identifica el potencial corrosivo y de incrustación de la fase acuosa del fluido geotérmico de pozos de una central. Inicialmente se desarrolla una revisión bibliográfica de la geotermia y la corrosión en general. En la parte experimental, se organiza de manera estratégica el quimismo y mineralogía (principales especies químicas y minerales presentes en el fluido geotérmico) de los pozos de producción elegidos de la central; en dicha organización se priorizan las especies causantes de la corrosión presentes en el fluido, con el fin de visualizar mejor aquellos pozos que presentan mayores problemas. A partir de esto, se seleccionan dos pozos para ser simulados a través de programas especializados; uno de ellos presenta condiciones y especies que lo hacen vulnerable, y el otro se selecciona por su ubicación y por ser menos vulnerable a sufrir problemas. El sof-

ware principal empleado es PHREEQC 3.3.5-10806. Con este software se obtuvieron los índices de saturación de los minerales de corrosión e incrustación predominantes en los pozos a temperatura de separación y reservorio. Con dichos índices se conoce cuáles minerales son más propensos a causar corrosión y cuáles a incrustarse. Adicionalmente, se elaboran diagramas de Pourbaix de cada pozo a temperatura de separación y reservorio en el software HSC 6.0, empleando los datos de pH y concentraciones totales de hierro y azufre obtenidos con WATCH 2.4. Con los resultados obtenidos se concluye que la capa pasivante que se forma principalmente debido a los óxidos no se ve afectada, a pesar que sus índices indiquen que se solubilizan; esta capa siempre se forma ya que otros minerales se depositan antes, formándola. La concentración baja de cloruros indica que no hay peligro de que haya un desprendimiento de dichas capas en las paredes de las instalaciones superficiales. Todo esto apunta a que no hay suficientes factores para que exista corrosión en las instalaciones.

Palabras clave – Corrosión, geotermia, incrustación, PHREEQC.

Introducción

La **energía geotérmica** es una fuente de energía renovable que aprovecha el calor que existe en el subsuelo de la Tierra. Los **recursos geotérmicos** de alta temperatura (más de 100-150° C) se utilizan para generar energía eléctrica, mientras que aquellos con temperaturas menores son óptimos para los sectores industriales, servicios y residencial (Twenenergy, 2016). Este fenómeno natural es

utilizado en muchos países del mundo para distintas actividades productivas y económicas.

Los componentes de un sistema geotérmico se enlistan a continuación:

- La fuente de calor o flujo caliente es el que transmite el calor necesario para elevar la temperatura del reservorio hasta los niveles adecuados que permiten su utilización en la geotermia.
- La capa de roca impermeable o capa sello impiden que el flujo almacenado en el reservorio se filtre a mayores o menores profundidades, imposibilitando su aprovechamiento.
- El reservorio es el acuífero o red de fracturas que contiene fluidos geotérmicos, es decir, la parte explotada del sistema.
- El resto de componentes observados en la imagen se encuentran en la superficie: el pozo que se excava para obtener el fluido necesario en el ciclo geotérmico, un punto caliente (manantiales de agua caliente, fumarolas, ausoles o géiser) que evidencia la existencia de un reservorio y el área de recarga de agua meteórica (agua de lluvia) hacia el reservorio.

La figura 1 muestra los componentes mencionados:

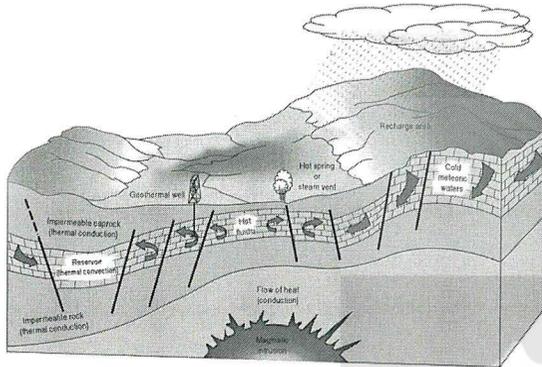


Fig. 1 Componentes naturales de un sistema geotérmico [2].

El proceso de generación de energía se inicia con la extracción de una mezcla de vapor y agua geotérmica (fluido bifásico) desde el reservorio geotérmico a través de los pozos productores. Ya en la superficie se separan el vapor del agua geotérmica utilizando un separador ciclónico (separador centrífugo vertical).

La separación de fases en este equipo se obtiene por la acción centrífuga que se le induce a la mezcla, lo cual ocasiona que el agua forme una capa que se adhiere a la pared del recipiente y se precipite hacia la parte baja por acción de la gravedad. Por su parte, el vapor se colecta generalmente en la parte central del separador y se extrae a través de un ducto que se ubica en la parte

central sobre el eje del equipo (Dickson & Fanelli, 2016). En la figura 2 se observa un esquema de este equipo:

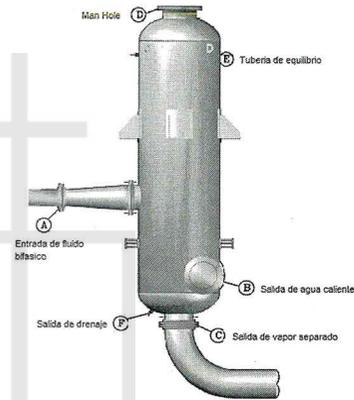


Fig. 2 Separador ciclónico vertical. [3].

Una vez separados, el agua se reinyecta nuevamente al subsuelo, mientras que el vapor ya seco es conducido hasta la central generadora. En la central geotérmica, la fuerza o energía del vapor activa la turbina cuyo rotor gira a unas 3 mil 600 revoluciones por minuto, que a su vez activa el generador, donde el roce con el campo electromagnético transforma la energía mecánica en energía eléctrica.

- **Corrosión**

Se entiende por corrosión al ataque destructivo a un material por una reacción química o electroquímica con el ambiente. Implica el deterioro de las propiedades del material implicado: los plásticos se pueden hinchar o agrietar, la madera se puede rajar o desintegrar, el granito puede erosionar, etc. Sin embargo, dicho término usualmente se utiliza para el deterioro de metales [4]. La corrosión en la industria implica principalmente dos tipos de problemas: de seguridad y económico.

En medio acuoso, las principales especies causantes de los diferentes tipos de corrosión en una superficie metálica son:

Ion cloruro: causa el rompimiento de películas pasivantes y corrosión uniforme (debido al incremento en la solubilidad del hierro mediante la formación de complejos altamente solubles de hierro III) [5].

Sulfuro de hidrógeno: su efecto principal en piezas de hierro o aleaciones de hierro es la corrosión bajo tensión por sulfuro y el pitting en zonas de bajo pH [6].

Dióxido de carbono: es la especie que menos poder corrosivo presenta. Sus efectos principales son: la contribución a la corrosión uniforme y la disminución del pH del medio [5].

Oxígeno disuelto: el oxígeno tiene efectos diferentes de corrosión dependiendo de con cuál especie esté en proporciones relativamente altas en el medio. Con concentraciones bajas de sulfuro de

hidrógeno, puede incrementar la acidez del fluido. Junto con los cloruros, el oxígeno puede iniciar la corrosión por tensión a cierta temperatura. El oxígeno por sí solo, además, puede causar corrosión localizada y "pitting" [6].

Todas estas especies se encuentran en los fluidos geotérmicos, en mayor o menor proporción.

Por otro lado, el término incrustación se refiere al depósito de minerales provenientes del agua geotérmica que contiene moléculas en suspensión, que no pueden ser disueltas en el agua por estar sobresaturada con respecto a ese mineral. Cada sistema geotérmico tiene diferentes problemas de incrustación, debido a la distinta composición, cantidad y carácter físico del agua [7].

A través del índice de saturación de cada mineral puede conocerse si este es propenso a causar corrosión o incrustaciones. El índice de saturación se define como el logaritmo (base 10) de la relación del producto de actividad de iones y el producto de solubilidad, como se observa en la ecuación 1.1:

$$= \left(\frac{I}{K_{sp}} \right) \text{Ec. 1.1.}$$

Donde IS es índice de saturación, IAP es el producto de la actividad de iones y K_{sp} es la constante del producto de solubilidad.

Si el índice de saturación de una especie se encuentra entre -0.3 y 0.3 la solución está saturada; es decir, que se encuentra disuelta la cantidad máxima de esa especie en ese sistema. Si el índice es

mayor a 0.3 la solución esta sobresaturada, lo que significa que además de tener la máxima cantidad de especie solubilizada, hay formación de precipitado; si el índice es menor a -0.3 aún no se ha solubilizado la cantidad máxima de la especie en el sistema analizado [8].

A partir del conocimiento que se tiene sobre el quimismo y la mineralogía presente en pozos de producción de una central geotérmica, se llevan a cabo simulaciones que permiten establecer el potencial corrosivo y de incrustación de la fase acuosa del fluido geotérmico en instalaciones superficiales de dichos pozos.

A continuación se describe un poco sobre las características principales de los programas empleados para las simulaciones:

- **PHREEQC 3.3.5-10806:** programa de especiación para calcular los índices de saturación y la distribución de las especies acuosas (que es el uso principal que se le dará en este estudio). Permite que la concentración de un elemento se ajuste para obtener el equilibrio (o un índice de saturación o la presión parcial de un gas) con una fase especificada [9].
- **WATCH 2.4:** se utiliza para calcular la especiación acuosa en aguas naturales. Lee los análisis químicos de agua, gas, vapor y muestras de condensado recogidas en la superficie y calcula la composición química de los fluidos del fondo del pozo, o de un acuífero, a alguna temperatura de referencia elegida adecuadamente [10].

- **HSC 6.0:** Este software permite que los cálculos termodinámicos convencionales se realicen de forma rápida y fácil. Se emplea para construir diagramas de Pourbaix de cada pozo (HSC Chemistry, s.f.).

Materiales y métodos

Debido a que el presente trabajo trata de un estudio del potencial de corrosión e incrustación que presenta el fluido geotérmico de una central, a partir de los antecedentes que presenta en cuanto a concentraciones de especies químicas causantes de dichos problemas, los principales materiales a emplear se encuentran en forma de información:

- Datos de quimismo y mineralogía recolectados en diferentes años para los pozos analizados.
- Programas especializados en el procesamiento de información de ambientes geotérmicos (PHREEQC 3.3.5-10806, WATCH 2.4, HSC 6.0).

A partir de la información previamente recolectada respecto al quimismo, mineralogía, y sus concentraciones respectivas en el fluido geotérmico de diez pozos de producción diferentes (P1-P10), se desarrolla la evaluación de estos pozos geotérmicos con el fin de clasificarlos por el potencial corrosivo y de incrustación del fluido que transportan. Esta evaluación se realiza tomando en cuenta tres criterios: existencia de elementos menores (metales pesados con concentraciones sobresalientes) en el quimismo del fluido, especies corrosivas presentes en el quimismo del fluido y presencia de depósitos minerales en las paredes del separador ciclónico

y tanque de agua. Estos criterios se seleccionan porque permiten conocer concentraciones de hierro disuelto, formaciones de capas de minerales y concentraciones de especies corrosivas. Para presentar dicha información se hizo uso de gráficos de barra y de dispersión.

En el momento de evaluar qué pozos se encuentran más propensos a presentar problemas, se toma en cuenta tanto la cantidad de criterios que cumple (un pozo que cumple los tres criterios mencionados tiene prioridad sobre uno que cumple sólo dos de ellos), como el criterio específico que cumple (el criterio más influyente es la presencia de especies corrosivas, seguido por los metales pesados y finalmente los depósitos minerales).

Se seleccionan dos pozos para ser simulados a través de programas especializados; uno de ellos presenta condiciones y especies que lo hacen bastante vulnerable, y el otro se selecciona por su ubicación y por ser menos vulnerable a sufrir problemas.

Para la realización de simulaciones se utiliza PR-HEEQC 3.3.5-10806 como software de especiación química del agua y vapor geotérmico a diferentes condiciones de presión, temperatura y pH, con el objetivo de conocer los principales productos de corrosión e incrustación en forma de minerales o especies disueltas. Esto se lleva a cabo ingresando el quimismo y condiciones del pozo, siguiendo la secuencia lógica del proceso de extracción del fluido desde el reservorio hasta el separador ciclónico. Los índices de saturación a reportar (índice de saturación a temperatura de separación y a temperatura de reservorio, respectivamente) se encuentran sombreados en la figura 3:

si_Galena	si_Pyrite	si_SiO2(am)	si_Sphalerite	si_Chalcocosi	si_Aragonite	si_Chalcocpyr
8.1676	0.834	0.737	6.7121	1.7856	-2.594	10.6477
3.5253	2.9779	-0.1366	3.4824	0.3857	-3.0384	6.1305
1.8427	1.4033	-0.3137	1.9889	0.0793	-2.1456	3.8903
0.3232	1.2204	-0.3814	0.4319	0.0116	-1.213	2.3458
0.3244	1.1833	-0.3814	0.4331	0.0116	-1.2114	2.3482
1.8441	1.3665	-0.3137	1.9903	0.0793	-2.1618	3.893
3.5253	2.9383	-0.1365	3.4823	0.3857	-3.0402	6.1305

Fig. 3. Tabla de Excel obtenida durante la simulación en PHREEQC.

El programa WATCH 2.4 se usó para conocer la concentración total de hierro y azufre a temperaturas de reservorio y separación, y además, para conocer el potencial redox total de las semirreacciones en donde el sulfuro de hidrógeno se ve implicado. Esto se lleva a cabo empleando, nuevamente, el quimismo y condiciones del pozo. En la figura 4 se observa una de las tablas de concentraciones obtenida por pozo:

Condiciones de reservorio				
Temperatura (oC)		pH WATCH	Eredox H2S	
230		5.1	-0.355	
Hierro	Log Fe++	-6.326	Antilog Fe++	4.7206E-07
	Log Fe+++	-19.435	Antilog Fe+++	3.6728E-20
	Log Fe(OH)3+	-7.088	Antilog Fe(OH)3+	8.1658E-08
	Log Fe(OH)4-	-9.516	Antilog Fe(OH)4-	3.0479E-10
		Fe total (ppm)	5.5403E-07	
Azufre	Log H2S	-3.233	Antilog Log H2S	0.0005848
	Log HS-	-4.846	Antilog Log HS	0.0000143
	Log S--	-14.173	Antilog Log S	0.0000000
	Log H2SO4	-11.052	Antilog Log H2SO4	0.000000000
	Log HS O4-	-4.889	Antilog Log SO4	0.0000129
	Log SO4--	-3.997	Antilog Log SO4	0.0001007
		S Total (ppm)	0.00071265	

Fig. 4 Concentraciones de especies de hierro y azufre para temperatura de reservorio.

El programa HSC 6.0 se empleó para la elaboración de diagramas de Pourbaix del hierro y azufre en un medio con agua utilizando las concentraciones y

potencial redox obtenidos con WATCH 2.4. En la figura 5 se muestra un ejemplo de estos diagramas:

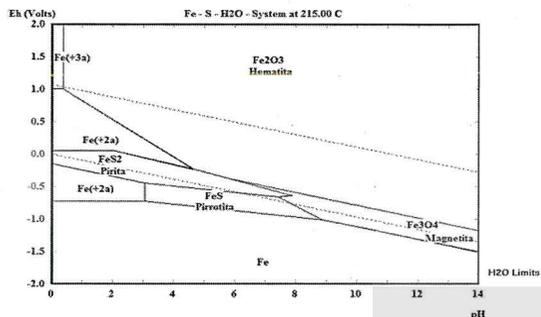


Fig. 5 Diagrama de Pourbaix para un pozo específico.

Resultados y discusión

En la tabla 1 se muestra un resumen de la evaluación final de los diez pozos según los criterios analizados:

Tabla 1. Concentraciones de especies de hierro y azufre para temperatura

Criterios				
Elementos menores		Minerales	Especies corrosivas	
Tendencia	Concentr. mayores	Proporciones mayores	Tendencia	Concentraciones mayores
P1	P7	P6	P7	P2
P5	P2	P7	P6	P6
P7	P1	P1	P4	P7
P8	P5	P10	P2	P3

Haciendo uso de esta tabla, se selecciona el pozo P7 como el que se encuentra más vulnerable a sufrir problemas de corrosión e incrustación.

El otro pozo seleccionado es el P3. Esto debido a que, según se observa en la tabla, está muy poco propenso a sufrir de los problemas mencionados. De esta manera, se puede llevar a cabo un contraste entre pozos de condiciones teóricamente opuestas.

Ambos pozos fueron simulados en los programas mencionados con anterioridad.

• PHREEQC

En las siguientes figuras se muestran los gráficos de los índices de saturación obtenidos para ambos pozos a temperatura de separación y temperatura de reservorio (del 2006 al 2015).

Los minerales principales seleccionados son: magnetita, hematita, pirita, calcopirita, galena y esfalerita. Esto se debe a que dichos minerales se reconocen como los principales causantes de incrustaciones (en el caso de los sulfuros) y de formar una capa pasivante que protege las instalaciones superficiales de la corrosión.

En el caso del pozo P3, existen años en los que los minerales (magnetita, hematita y pirita) presentan índices de saturación negativos. Se evidencia que a temperatura de separación los índices de saturación siguen una tendencia aproximadamente senoidal: en los rangos de años de 2006-2007 y 2010-2013, aproximadamente, los índices de saturación tiene valores que se van elevando, mientras que en los rangos de 2007-2010 y 2013-2015, aproximadamente, van disminuyendo, como se observa en la figura 6 y 7. Este comportamiento se relaciona en cierta medida con la tendencia observada en los valores de pH a temperatura de separación del

agua de los pozos en la figura 8 El pH es la variable que más influye los índices en los fluidos de este pozo.

La temperatura juega un papel importante en el potencial corrosivo o de incrustación. Comparando los valores de los índices a temperatura de reservorio y separación, es evidente el hecho que a mayor temperatura, mayor índice de saturación para los óxidos pero menor para los sulfuros, demostrando así una relación directa entre temperatura e índices de saturación de óxidos e inversa entre la temperatura e índices de saturación de sulfuros.

120

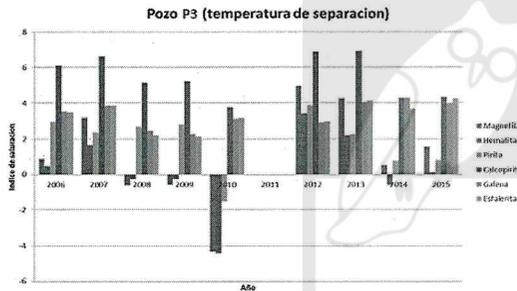


Fig. 6 Gráfico de índices de saturación del pozo P3 a temperatura de separación.

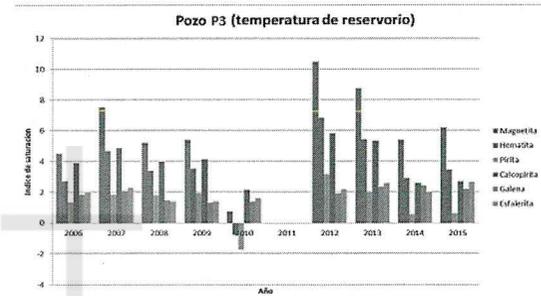


Fig. 7 Gráfico de índices de saturación del pozo P3 a temperatura de reservorio.

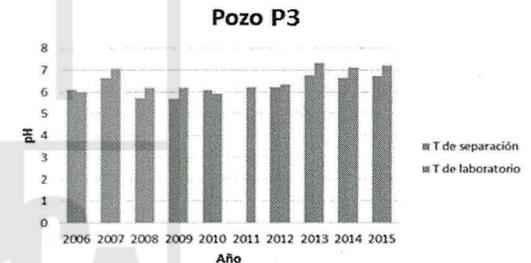


Fig. 8 Gráfico de pH del pozo P3 a temperatura de separación y reservorio.

En el caso del pozo P7, únicamente se encuentran minerales (hematita) que presentan índices de saturación negativos para la temperatura de separación. Los índices de saturación de los minerales de interés a condiciones de reservorio y separación del pozo P7 se pueden observar en las figuras 9 y 10 Se puede observar que los minerales siguen una tendencia aproximadamente senoidal, parecida al pozo P3.

Así como en el pozo P3, la temperatura también influye los índices de saturación: a mayor temperatura, los índices de los óxidos aumentan mientras que los de los sulfuros bajan. El único sulfuro que no sigue esta tendencia es la pirrotita, la cual tiene valores de índice de saturación un poco mayor con un aumento de la temperatura; sin embargo, es mucho menos sensible a la temperatura que los óxidos.

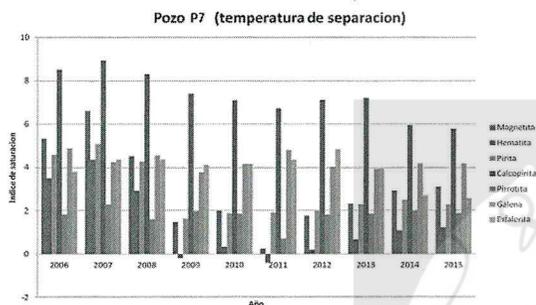


Fig. 9 Gráfico de índices de saturación del pozo P7 a temperatura de separación.

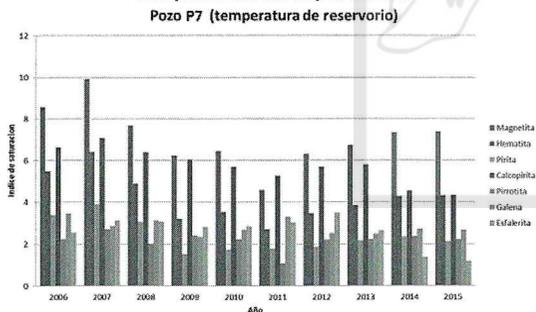


Fig. 10 Gráfico de índices de saturación del pozo P7 a temperatura de reservorio.

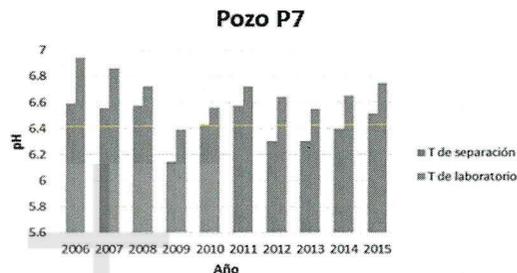


Fig. 11 Gráfico de pH del pozo P7 a temperatura de separación y reservorio.

Como parte del mismo análisis de índices de saturación, se obtienen las solubilidades de cada mineral para los años analizados (a temperatura de separación). Con esta información es posible conocer el orden de deposición de los minerales, es decir, cuál de ellos precipitará primero, y por lo tanto, comenzará a formar la capa pasivante.

121

Las tablas 2 y 3 muestran los datos obtenidos:

Tabla 2
Solubilidad de los principales minerales de corrosión e incrustación del pozo P3 desde el 2006 a 2015 a temperatura de separación.

	Solubilidad (g/L)					
	Magnetita	Hematita	Pirita	Calcopirita	Esfalerita	Galena
2006	45.14	1.98	1.93E-05	3.11E-05	1.01E-03	9.42E-04
2007	46.35	2.03	1.90E-05	3.06E-05	1.01E-03	9.20E-04
2008	46.35	2.03	1.90E-05	3.06E-05	1.01E-03	9.20E-04
2009	46.35	2.03	1.90E-05	3.06E-05	1.01E-03	9.20E-04
2010	46.35	2.03	1.90E-05	3.06E-05	1.01E-03	9.20E-04
2012	49.66	2.15	1.84E-05	2.96E-05	9.97E-04	8.69E-04
2013	45.14	1.98	1.93E-05	3.11E-05	1.01E-03	9.42E-04
2014	48.37	2.10	1.86E-05	2.99E-05	9.97E-04	8.89E-04
2015	45.74	2.00	1.91E-05	3.10E-05	1.01E-03	9.31E-04
Reservorio	11.38	0.57	2.77E-05	5.26E-05	1.01E-03	2.18E-03

Tabla 3
Solubilidad en g/L de los principales minerales de corrosión e incrustación del pozo P7 desde el 2006 a 2015 a temperatura de separación.

	Solubilidad [g/L]					
	Magnetita	Hematita	Pirita	Calcopirita	Esfalerita	Galena
2006	50.32	2.18	1.83E-05	2.92E-05	9.97E-04	8.59E-04
2007	49.99	2.16	1.83E-05	2.94E-05	9.97E-04	8.69E-04
2008	49.99	2.16	1.83E-05	2.94E-05	9.97E-04	8.69E-04
2009	51.49	2.22	1.80E-05	2.89E-05	9.86E-04	8.39E-04
2010	50.65	2.19	1.81E-05	2.92E-05	9.97E-04	8.59E-04
2011	51.49	2.22	1.80E-05	2.89E-05	9.86E-04	8.39E-04
2012	51.49	2.22	1.80E-05	2.89E-05	9.86E-04	8.39E-04
2013	49.99	2.16	1.83E-05	2.94E-05	9.97E-04	8.69E-04
2014	50.65	2.19	1.81E-05	2.92E-05	9.97E-04	8.59E-04
2015	50.65	2.19	1.81E-05	2.92E-05	9.97E-04	8.59E-04
Reservorio	15.15	0.74	2.72E-05	4.93E-05	1.04E-03	1.92E-03

La primera característica que se nota es el hecho que, sin importar el pozo, la solubilidad de los sulfuros aumenta ligeramente junto con la temperatura mientras que la de los óxidos disminuye significativamente. Por lo tanto, en cuanto a solubilidad de minerales se refiere, los óxidos son más sensibles que los sulfuros a la temperatura.

En ambos casos también se puede apreciar que la magnetita es el mineral con mayor solubilidad superando por mucho a los demás. Luego le sigue la hematita y por último están los sulfuros. La pirita resulta ser el mineral con menor solubilidad sin importar el pozo o el año, seguido muy cercanamente por la calcopirita.

• **WATCH 2.4 y HSC 6.0**

Ambos programas se usan de forma combinada, ya que los datos de pH, potencial redox del H2S y las concentraciones totales de hierro y azu-

fre obtenidas mediante WATCH 2.4 se emplean en HSC 6.0 para la elaboración de los diagramas de Pourbaix.

A continuación se muestran ejemplos de los diagramas obtenidos:

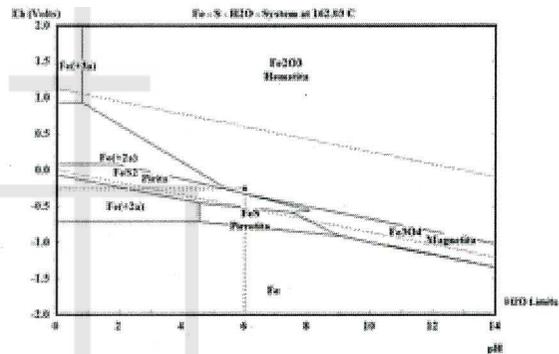


Fig. 12 Gráfico de Pourbaix del pozo P3 para temperatura de separación en el año 2006.

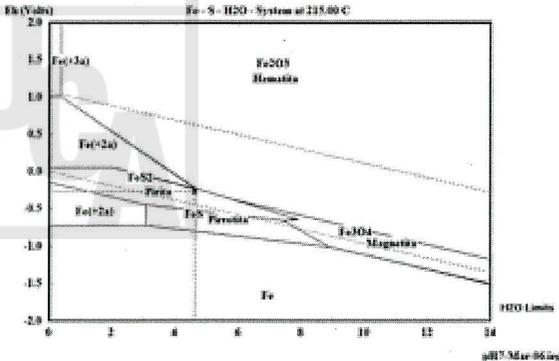


Fig. 13 Gráfico de Pourbaix del pozo P7 para temperatura de reservorio en el año 2006.

Ambos ejemplos aplican tanto para el resto de años como para las temperaturas en ambos pozos: en el caso de la temperatura de separación de ambos pozos, el punto (ubicado con el pH y potencial redox obtenido de WATCH 2.4) siempre se encuentra dentro del área de hematita y en el caso de la temperatura de reservorio dicho pozo siempre se encuentra en el área de la pirita.

En ambos casos los diagramas sugieren la formación de una capa pasivante.

Conclusiones

Los criterios para la selección de los pozos deben tomar en cuenta todos aquellos factores que se encuentren disponibles en análisis y que permitan conocer el potencial corrosivo del fluido. Estos criterios incluyen: a) especies corrosivas presentes en el fluido (especialmente ion cloruro, sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono y oxígeno), b) depósitos minerales formados y c) los metales pesados o elementos menores presentes en el fluido. El hierro es el metal pesado más importante para el campo geotérmico estudiado, ya que indica si puede haber corrosión generalizada o hierro que provenga del reservorio. Un parámetro al que hay que tenerle especial atención es el pH: en un principio no se tomó en cuenta para la selección de pozos debido a que ninguno de ellos se salía del rango de pH en el que este tiene incidencia; sin embargo, con las simulaciones se encontró una relación estrecha entre índices de saturación de minerales de hierro y pH.

Los pozos con fluidos geotérmicos con mayor potencial de algún tipo de corrosión son los P7, P2,

P6 y P1. Debido a que el sulfuro de hidrógeno es una especie con concentraciones altas (o tendencia ascendente) en todos los pozos (exceptuando el P1), es muy probable que se pueda generar corrosión por tensión causada por sulfuro. Sin contar el P6, la concentración de hierro disuelto en los fluidos de estos pozos son las más altas de todos los que se analizaron, lo cual sugiere que hay corrosión generalizada solamente en el caso en que los índices de saturación de los minerales de hierro sean negativos. El fluido de los pozos P2 y P6 tiene tendencias ascendentes de CO₂, lo cual sugiere una disminución del pH (que a su vez promueve la corrosión generalizada).

El agua geotérmica de los pozos P3 y P7 no tiene condiciones suficientes como para considerarse corrosiva a la temperatura de separación (la mayor temperatura con la que se maneja a nivel de superficie). Esto se corrobora con: a) la mineralogía: los minerales con mayor presencia son la magnetita, hematita y pirita en el separador ciclónico, los tres especies de pasivación; b) los diagramas de Pourbaix muestran que la especie más estable es la hematita y el pH mínimo para inducir la corrosión es menor a 5 para el P3 y 3 para el P7, cuyo valor nunca se ha alcanzado en ningún pozo; c) la solubilidad de la pirita es mucho menor que la de la magnetita por lo que, en caso de una disminución súbita de pH, aun se puede formar la pirita; d) La baja concentración de cloruros indica que no hay peligro de la dilución de las capas pasivantes.

Las instalaciones superficiales del pozo P7 están más propensas a corroerse que las del P3 en caso de una irregular disminución del pH. A pesar que el

P7 tiene un rango más pequeño de variación de pH que el del P3, a partir de un pH de 6,6 los índices de los minerales de hierro disminuyen rápidamente, de manera que si en algún momento se alcanzara un pH muy bajo (entre 5 y 6), la probabilidad de corrosión por formación de minerales solubles sería considerable ya que las capas de pasivación de pirita y pirrotita (los minerales de hierro con menor solubilidad) también se solubilizaran y no habría nada que protegiera la superficie del separador ciclónico y tanque de agua.

La metodología empleada demostró ser adecuado para la comprobación del potencial corrosivo e incrustante del fluido geotérmico, ya que los resultados obtenidos en las simulaciones realizadas a partir de los datos teóricos correspondieron a lo que realmente se observa en las tuberías e instalaciones superficiales.

Referencias

- [1] Twenergy. (2016). Twenergy. Obtenido de Twenergy: <https://twenergy.com/energia/energia-geotermica>
- [2] Dickson, M., & Fanelli, M. (14 de Julio de 2016). International Geothermal Association. Obtenido de International Geothermal Association: https://www.geothermal-energy.org/ques_la_energia_geotermica.html
- [3] Julian, R., & Lichti, K. (2012). QUEST. Obtenido de QUEST.
- [4] Revie, R. W., & Uhlig, H. H. (2008). Corrosion and Corrosion Control: An Introduction to Corrosion Scienccen and Engineering. Hoboken: Wiley-Interscience.
- [5] Sierra, J. L., & Pedro, G. E. (16 de Mayo de 2006). EPEN: Ente Provincial de Energía del Neuquen. Obtenido de <http://www.epen.gov.ar/archivos/educativo/geotermia.pdf>
- [6] Hayashi, Y. (1988). Fundamentals of corrosion. Kyushu: IGTCGE.
- [7] Salazar, R. (2007). Control de incrustación en instalaciones superficiales del campo geotérmico de Las Tres Vírgenes, BCS . Mexico.
- [8] Poeter, E. (Octubre de 2011). Obtenido de Colorado School of Mines: http://inside.mines.edu/~epoeter/_GW/19WaterChem3/WaterChem3pdf.pdf
- [9] Parkhurst, D., & Appelo, C. (s.f.). User's Guide to PHREEQC 3.3.5-10806. Obtenido de User's Guide to PHREEQC 3.3.5-10806: http://wwwbrr.cr.usgs.gov/projects/GWC_coupled/PHREEQC_3.3.5-10806/html/final.html
- [10] ISOR. Iceland Geosurvey. (s.f.). ISOR. Iceland Geosurvey. Obtenido de ISOR. Iceland Geosurvey: <http://www.geothermal.is/software>
- [11] HSC 6.0Chemistry. (s.f.). HSC 6.0Chemistry. Obtenido de HSC 6.0Chemistry: <http://www.hsc-chemistry.com/>