

Propuesta para la neutralización de fluidos ácidos provenientes de pozos del campo geotérmico de Los Humeros, Pue.

Magaly del Carmen Flores Armenta, Miguel Ramírez Montes y Juan Manuel García Cuevas

Comisión Federal de Electricidad, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, Alejandro Volta 655, Morelia, 58290, Mich., México. Correo: magaly.flores@cfe.gob.mx

Resumen

Neutralizar un fluido ácido consiste en agregarle una solución de hidróxido de sodio. Esto neutraliza el grupo de ácidos H y en consecuencia aumenta el pH. La inyección de hidróxido de sodio se realiza de manera continua y a una profundidad adecuada dentro del pozo para proteger a la tubería y a todo el equipo superficial contra la corrosión. La neutralización es una práctica común que se viene realizando en campos como Los Geysers en Estados Unidos y en Miravalles, Costa Rica, donde la presencia de fluidos agresivos causa problemas en la extracción y aprovechamiento del fluido geotérmico con fines comerciales. La zona alrededor de los pozos H-4, H-16 y H-29 del sector norte del campo de Los Humeros, Pue., conocido como el Colapso Central, presentó en el pasado indicios de fluidos ácidos agresivos, motivo por el cual varios pozos de esa zona debieron ser reparados cementando y aislando sus zonas productoras más profundas. El pozo H-43 se perforó hace dos años en la zona norte del campo, y aunque no está localizado en la zona con fluidos agresivos, hay características mineralógicas que podrían indicar la presencia de fluidos ácidos. Por tanto, para la operación comercial de este pozo se contempla la instalación de un sistema de neutralización, cuyas características generales se describen en este trabajo. Esto permitiría prevenir la corrosión que hasta el momento ha impedido la explotación de la parte profunda del Colapso Central y coadyuvaría a un desarrollo más rentable en este campo.

Palabras clave: Acidez, corrosión, fluidos ácidos, Los Humeros, neutralización.

Proposal to neutralize acid fluids from wells in the Los Humeros, Pue., geothermal field

Abstract

Neutralizing an acidic fluid consists of adding a sodium hydroxide solution to neutralize the H group of acids, therefore increasing the pH. The injection of sodium hydroxide has to be continuous and at a proper depth inside the well to protect against the corrosion of casing and surface equipment. Neutralization is a common practice used in geothermal fields, such as at The Geysers in the US and Miravalles in Costa Rica—places where aggressive fluids cause problems for extracting and using geothermal fluids commercially. A zone surrounding wells H-4, H-16 and H-29 in the northern section of the Los Humeros, Pue., geothermal field, known as the Colapso Central, has shown evidence of aggressively acidic fluids. Several wells drilled in the area had to be repaired, thus plugging and isolating the deepest production zones. Well H-43 was drilled two years ago in the northern zone of the field, and even though it is not located in the aggressive-fluid zone, the well presents mineralogical features possibly indicating the presence of acidic fluids. Therefore, before producing this well it has been proposed we install a neutralization system with general characteristics presented in this paper. The system will prevent corrosion that up to now has prevented exploitation of the deep portion of Colapso Central, helping to develop the field in a more profitable way.

Keywords: Acidity, corrosion acid fluids, Los Humeros, neutralization.

Introducción

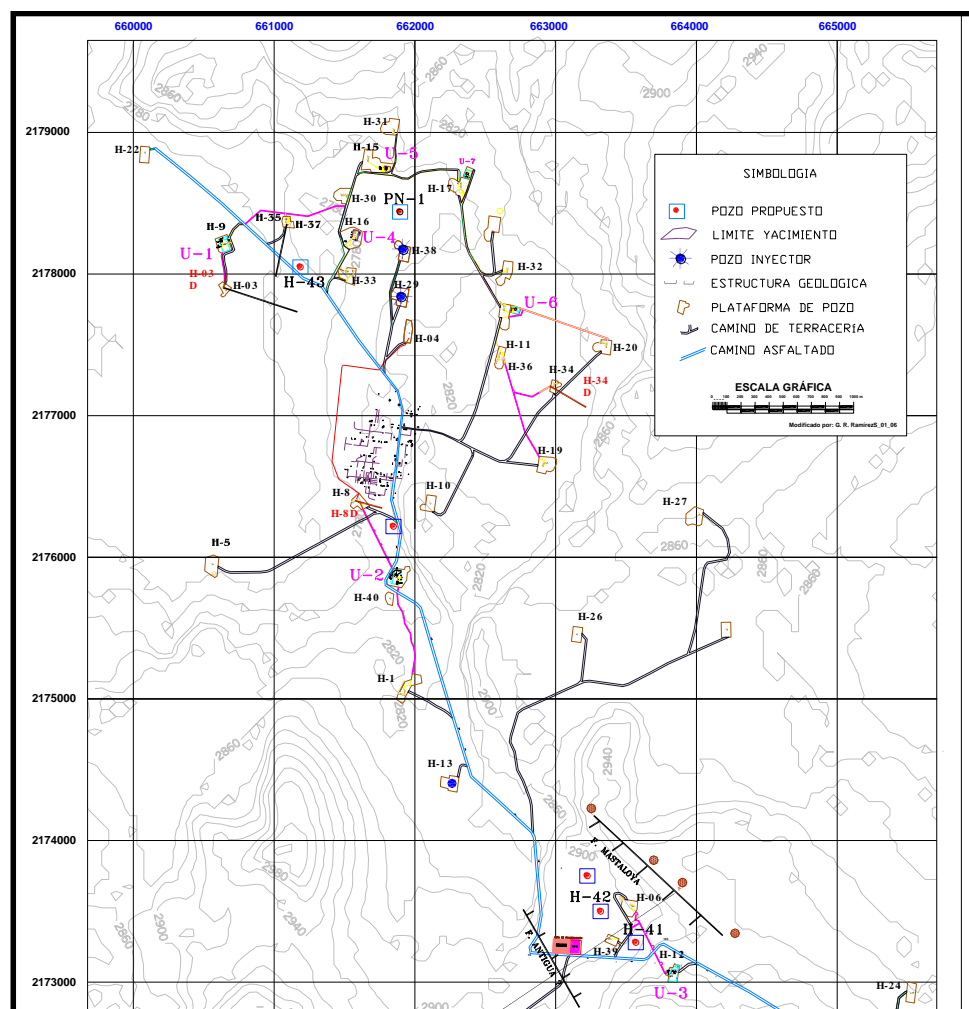


Fig. 1. Localización de pozos y unidades generadoras en Los Humeros

El campo geotérmico de Los Humeros se localiza en la parte oriental del Eje Neovolcánico Mexicano, aproximadamente a 25 km al NW de la ciudad de Perote en el Estado de Veracruz, a una elevación promedio de 2800 m sobre el nivel del mar, dentro de un complejo volcánico de tipo caldérico de edad inferior a 500 mil años (Gutiérrez Negrín, 1982). Este centro volcánico se encuentra casi en los límites con la provincia volcánica alcalina del Golfo de México (Fig. 1). En este campo desde 1981 se han perforado 41 pozos, de los cuales 18 son productores y 4 se utilizan o se han utilizado como inyectores. En 1991 se instaló la primera unidad de generación de 5 MW y actualmente cuenta con 8 unidades de 5 MW que suman una capacidad instalada de 40 MW.

La aparición de fluidos ácidos en yacimientos geotérmicos asociados con vulcanismo reciente, indica que el fluido geotérmico se deriva de un fluido magmático sólo parcialmente neutralizado por reacciones con feldespatos y micas. El vapor sobrecalentado conteniendo ácido clorhídrico ionizado forma ácidos en los puntos donde hay condensación o mezcla de líquidos a temperaturas menores de 300° C; estos fluidos ácidos corroen e incrustan rápidamente las tuberías de los pozos, a veces sin que aparezcan fluidos ácidos en superficie (Flores, 1995; Tello, 1997).

En Los Humeros los fluidos profundos, calientes y ácidos, no han podido ser explotados con éxito y algunos pozos han tenido que ser abandonados como resultado de la corrosión e incrustación de sus tuberías. La mayoría de los pozos de Los Humeros presenta una alta entalpía y produce vapor saturado en el cabezal. Bajo estas circunstancias, es difícil reconstruir las concentraciones de los componentes en el yacimiento, debido a que temperaturas mayores a la de saturación provocan precipitación de algunos minerales en el yacimiento o en la tubería del pozo (CFE, 1998).

Según el estado de equilibrio agua-roca, se encontró que el sistema geotérmico de Los Humeros está en desequilibrio. Esto ocurre en sistemas geotérmicos asociados con vulcanismo reciente, de tal forma que los gases presentes en el reservorio geotérmico son de origen magmático y el HCl no ha podido ser neutralizado por completo mediante su reacción con minerales de los grupos de los feldspatos y las micas. Adicionalmente, los fluidos de Los Humeros tienen un alto contenido de H_3BO_3 y de As, lo cual también indica que el sistema geotérmico es reciente (Tello, 1997).

En el sector del campo conocido como Colapso Central se presentaron en el pasado serios problemas de corrosión en los pozos H-4, H-11, H-16, H-17, H-28, H-29, H-32 H-15 H-19 y H-30. Estos pozos habían sido terminados en dos zonas productoras diferentes, con temperaturas que variaron entre los 250 y los 330° C y presiones altas de hasta 165 bara, y con permeabilidad baja. Los fluidos que alcanzaron a producir estos pozos fueron aguas de tipo clorurado sódico y pH ácido, entre 2.5 y 4, lo cual causó problemas de corrosión que se observaron en pozos como el H-4, el cual incluso tuvo que abandonarse (CFE, 1991; Gutiérrez-Negrín and Viggiano-Guerra, 1990). Los pozos restantes se repararon entre los años 1989 y 1993, colocándoseles tapones de cemento a partir de los 1500 m de profundidad, y dejando aislada de esta manera a la zona productora más profunda (CFE, 1996).

Por su parte, el pozo H-43 se perforó en el segundo semestre de 2007. Se localiza en la zona norte del campo, a 315 m al SSE del pozo H-37 y 378 m al W-NW del H-33, en las coordenadas UTM X: 661,240, Y: 2,178,060. Es un pozo vertical con una profundidad total de 2200 m. Su objetivo estructural fue interceptar la zona de fracturamiento asociada al sistema escalonado N-S (fallas Malpaís, Antigua y La Cuesta con caído al oriente) así como la asociada al colapso de Los Potreros, de dirección NE-SW, que define una zona de interés de 1300 a 2200 m de profundidad (Rocha *et al.*, 2006).

Las rocas cortadas por el pozo corresponden a las unidades conocidas en el campo, pero es importante observar los desplazamientos de las unidades, lo cual se debe al comportamiento de las fallas (Fig. 2). Durante el desarrollo de la perforación se obtuvieron 206 muestras de canal que fueron estudiadas al microscopio, detectándose la presencia de biotita o de mica blanca potásica (muscovita o pirofilita), lo cual podría indicar la presencia de fluidos ácidos (Viggiano, 2008).

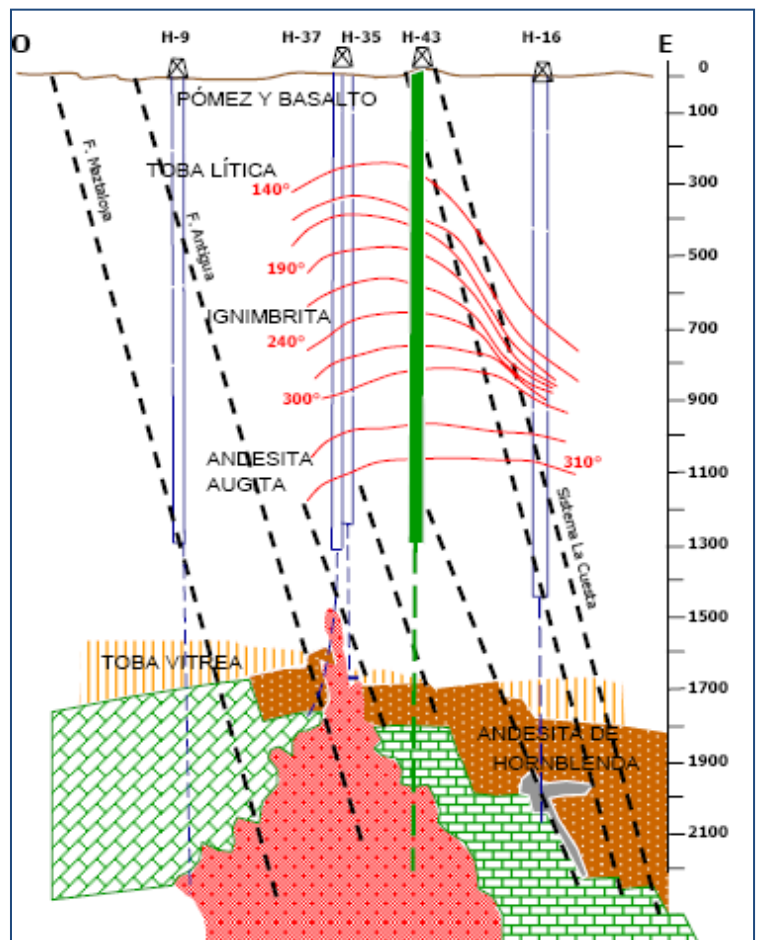


Fig. 2. Correlación litológica del pozo H-43

Considerando los antecedentes del campo, la posibilidad de que el pozo produzca fluidos ácidos debe tomarse muy seriamente. Por ello, el objetivo de este trabajo es presentar una propuesta para neutralizar esos probables fluidos ácidos y evitar la subsecuente corrosión y daño del pozo.

Características del sistema de neutralización de ácidos

La neutralización es una práctica común que se viene realizando en campos como Los Geysers en Estados Unidos, Miravalles en Costa Rica (Sánchez *et al.*, 2000; Moya and Yock, 2001; Moya and Sánchez, 2002; Moya *et al.*, 2005; Sánchez *et al.*, 2005), y Onikobe en Japón (Todaka *et al.*, 2005), donde la presencia de fluidos agresivos causa problemas en el desarrollo y aprovechamiento del yacimiento. El proceso de neutralización consiste en la adición de manera dosificada de una solución de hidróxido de sodio (NaOH) en el interior del pozo a profundidades previamente determinadas para proteger la tubería y las instalaciones superficiales contra la corrosión. La inyección de la sosa debe ser ininterrumpida.

Un sistema de neutralización de fluidos ácidos consta de las partes y características siguientes:



Fig. 3. Equipo superficial del sistema de neutralización

Sistema de dispersión de la solución inyectada dentro del pozo. Consiste en una cámara de dispersión de líquido que se conecta con un *tubing* de acero inoxidable al sistema de inyección del NaOH. El equipo superficial del sistema de dispersión consta de un lubricador que se instala en el cabezal del pozo, cuya función es evitar la fuga de agua y vapor del sistema, y de un preventor instalado sobre la válvula superior del pozo, para retirar la cámara y el lubricador durante el mantenimiento del equipo (Fig. 3).

Sistema modular de inyección de líquido. Este sistema consta de un equipo de dosificación y uno de almacenamiento de la solución. El tanque de almacenamiento será de 5 metros cúbicos (132 galones) de capacidad nominal. El equipo de dosificación está compuesto de una bomba de desplazamiento positivo con diafragma cónico de elastómero, un amortiguador de pulsación y ajuste automático; el ciclo de trabajo es para operación continua las 24 horas del día. También tiene una columna de calibración rotulada de 0 a 100 mililitros, transparente para fácil observación del fluido, y válvula de aislamiento tipo bola de 6.35 mm ($\frac{1}{4}$ " de diámetro de acero inoxidable). La bomba estará conectada al sistema de dispersión a través del *tubing* de acero. Habrá una bomba centrífuga para el trasegado de la solución a inyectar, la

cual permitirá la homogenización de la solución evitando la formación de grumos que provoquen un taponamiento del tubo capilar, y un indicador de nivel transparente para la observación del nivel en el tanque (Fig. 4).

Planta de dilución. En este punto se recibirá el NaOH industrial, para después transportarlo y distribuirlo al pozo o pozos productores. La planta estará constituida por dos tanques de 5 metros cúbicos (132 galones) de capacidad nominal, válvulas, tuberías y demás accesorios de montaje e interconexión necesarios para el manejo del NaOH (ver Fig. 5). Para bajar o subir la cámara de dilución dentro del pozo se utiliza un malacate hidráulico, en el cual se ensambla el carrete metálico donde se encuentra el tubo capilar.

Desarrollo del proyecto

Las actividades a realizar para el desarrollo del proyecto se desglosan a continuación, y se han dividido en tres etapas: antes, durante y después de la apertura del pozo.

Actividades previas a la apertura del pozo

- Diseño del sistema de neutralización ácida en el pozo H-43.
- Especificaciones de los equipos y materiales.
- Compra de los materiales, equipos y accesorios para la neutralización.
- Diseño de las pruebas a nivel laboratorio para determinar la dosificación inicial y volúmenes a requerir del producto.
- Desarrollo de pruebas en laboratorio de acuerdo al programa previamente establecido.

Actividades durante la apertura del pozo

- Muestreo en superficie de los fluidos del pozo y determinación de parámetros químicos.
- Instalación de la caseta para protección del equipo.
- Suministro de energía eléctrica en la plataforma del pozo H-43.
- Instalación de equipos y accesorios superficiales del sistema de neutralización ácida (sistema de dosificación, sistema de dilución, etc.).



Fig. 4. Bomba para dosificar la solución

Actividades posteriores a la apertura del pozo

- Instalación del sistema de inyección del hidróxido de sodio.
- Pruebas de bombeo del producto en superficie y revisión de instalaciones superficiales.
- Instalación de la cámara de dispersión a la profundidad determinada y pruebas de inyección del producto.
- Monitoreo químico de agua y gases.
- Pruebas para determinar la dosis adecuada del hidróxido de sodio.
- Revisión del *tubing* en superficie.
- Determinación de la dosis exacta del producto.

Diseño del sistema de neutralización de fluidos ácidos

Para el diseño del sistema de neutralización para el campo de Los Humeros se consideró la experiencia en la operación del sistema de inhibición en el campo de Las Tres Vírgenes, BCS (Venegas y Jaimes, 1998; García y Ramírez, 1999; Jaimes y Ramírez, 2000), el cual tiene características similares a las requeridas.

La bomba que se utilizará para la inyección del NaOH es una bomba de dosificación con amortiguador de pulsaciones (*pulsation dampener*) con diafragma cónico de elastómero, desplazamiento positivo, operación continua, presión máxima de 100 bar, y para manejar un gasto de 20 l/h.

El tubo capilar o *tubing* será de 6.35 mm (1/4") de diámetro exterior y 0.89 mm (0.035") de espesor de pared, de 2500 m de longitud, construido de acero incoy con soldadura orbital y aleación UNS N08028 e índice de resistencia equivalente a la picadura PRE 42.

La cámara de dispersión de la solución se instalará 100 m por abajo de la zapata de 9 5/8" y estará compuesta por una cámara de dispersión de acero inoxidable 316 de 50.8 mm (2") de diámetro y 0.30 m de longitud, dos barras de contrapeso de acero al carbón de 50.8 mm (2") de diámetro y 3 metros de longitud. Esta sonda estará conectada al sistema de inyección a través del tubo capilar de 6.35 mm de diámetro.

El sistema en superficie estará compuesto por un lubricador de acero al carbón de 76.2 mm (3") de diámetro y 3.5 m de largo, con prensaestopas de bronce y neopreno para *tubing* de 6.35 mm de diámetro, un preventor de explosiones de 76.2 mm de diámetro, una polea superior de acero al carbón de 609 mm (24") de diámetro, y tres abrazaderas de seguridad en acero al carbón para sostener el tubo capilar.



Fig. 5. Planta de dilución del NaOH

Los tanques serán de polietileno de alta densidad, de 5 m³ de capacidad, con esclusa superior de 482.8 mm (19") de diámetro, con tapa para inspección interna y toma de drenaje en la parte inferior; la descarga del tanque será de 50.8 mm (2") de diámetro (Fig. 5).

Pruebas y operación del sistema de neutralización

Es necesario llevar a cabo pruebas de laboratorio para determinar la cantidad necesaria de NaOH para incrementar el pH a un punto apropiado. Estos datos, junto con flujo másico del pozo, son fundamentales para determinar en sitio la cantidad de NaOH que se inyectará al pozo y hacer el programa de

compras del producto.

En los pozos ácidos del campo geotérmico de Miravalles, Costa Rica, se ha notado que la acidez inicial del fluido del pozo es muy baja, pero que va incrementándose hasta que alcanza cierta estabilidad (Sánchez *et al.*, 2005). Esta condición se relaciona con el hecho de que las fuentes de gases profundos que originan la acidez son activas. Teniendo esto presente, las pruebas de neutralización iniciales de los fluidos del pozo H-43 se extenderán por un periodo mínimo de 30 días.

El monitoreo y control del pH y el Fe₂ es esencial para determinar si la dosificación usada es la correcta y si la profundidad de la neutralización es también la correcta. El volumen de NaOH inyectado y el monitoreo de la presión de inyección serán los indicadores para determinar fallas en la bomba, así como para detectar la formación de obstrucciones dentro del tubo capilar. El control químico de los fluidos permitirá determinar los cambios que se dan dentro del pozo y, en su caso, corregir la dosis de inyección del NaOH para una neutralización efectiva.

Para el análisis de los fluidos es recomendable tener análisis con balances de carga, ya que ello mejoraría las predicciones, y también determinar en la salmuera, hasta donde sea posible, aluminio, hierro, uranio, bario, manganeso, vanadio, flúor, plata, zinc, NH₄⁺ y cobre. Estos análisis ayudarán a la mejor interpretación de la

corrosión ya que estos elementos están contenidos en las soluciones sólidas del acero en los elementos de perforación y/o turbinas. Por otro lado, sólo conociendo las cantidades de hierro en solución se podrían entender mejor procesos de óxido-reducción y de corrosión y obturación con minerales como piritita, pirrotita y otros sulfatos de hierro.

Otra recomendación es analizar los gases disueltos en el agua, especialmente la cantidad de monóxido de carbono, hidrógeno molecular, hidrocarburos y gases nobles, y si es posible el oxígeno disuelto, así como el H₂S y el CO₂ molecular. Esto ayudaría a realizar mejores balances de masa durante el cálculo de las especies acuosas y acercarse más al verdadero pH en la solución. Con los análisis químicos del fluido se harán modelos para determinar los posibles escenarios de corrosión que se puedan presentar mediante un programa conocido como SPCALC (Viggiano-Guerra *et al.*, 2009).

El volumen de la solución de NaOH a inyectar dependerá de los resultados de las pruebas en laboratorio. La inyección será continua hasta que el contenido de NaOH recomendado sea el que resulte de la aplicación del SPCALC al análisis de los fluidos producidos.

Conclusiones

La zona conocida como Colapso Central (donde están, entre otros, los pozos H-4, H-16 y H-29), en el sector norte del campo de Los Humeros, ha presentado evidencias de fluidos ácidos en el pasado; bajo condiciones naturales, esos fluidos son tan agresivos que su explotación comercial no es técnica ni económicamente sustentable. Para explotarlos sin problemas se requiere tratarlos apropiadamente, lo que puede lograrse mediante su neutralización inyectando una solución de NaOH dentro del pozo.

La neutralización es una práctica común que se viene realizando en campos como Los Geysers en Estados Unidos y Miravalles en Costa Rica, donde hay presencia de fluidos agresivos que causa problemas en su extracción y aprovechamiento comerciales.

Durante la perforación del pozo H-43, terminado hace un par de años en la zona norte del campo de Los Humeros, aunque fuera de la zona con fluidos ácidos, se detectó la presencia de mica blanca potásica, lo cual puede ser un indicio de la presencia de fluidos ácidos en el subsuelo. Ante esta situación se ha propuesto neutralizar los probables fluidos ácidos que produzca el pozo mediante el diseño y prueba de un sistema que permita después su uso para tratar pozos en condiciones similares, tanto en Los Humeros como en otros campos, como es el caso de algunos pozos de Cerro Prieto.

El sistema propuesto para la neutralización es de características similares al equipo actualmente empleado para inhibir la incrustación de carbonatos en el campo de Las Tres Vírgenes, por lo cual se cuenta con cierta experiencia en su manejo.

El monitoreo del pH de los fluidos es un punto esencial para determinar la efectividad de la neutralización, por lo cual se deberá tener un control especial con los valores medidos y verificados en laboratorio. El volumen de NaOH inyectado y el monitoreo de la presión de inyección son los indicadores para detectar posibles fallos en la bomba, así como la formación de posibles obstrucciones dentro del tubo capilar. El control químico de los fluidos permitirá determinar los cambios que ocurran dentro del pozo y corregir en su caso la dosis de inyección del NaOH para una efectiva neutralización.

El volumen inicial de NaOH a inyectar dependerá de los resultados de las pruebas en laboratorio. La inyección deberá ser continua hasta que el contenido de NaOH recomendado sea el que resulte de la aplicación del modelado con el paquete SPCALC al análisis de los fluidos producidos.

Referencias

- CFE, 1991. Evolución de las características de los pozos H-16, H-29 y H-30 antes y después de los trabajos de reparación. Campo geotérmico Los Humeros, Puebla. CFE, informe interno del Departamento de Desarrollo de Campos No. IY-HU-027/91. Inédito.
- CFE, 1996. Estado termodinámico del campo geotérmico de Los Humeros. CFE, informe interno del Departamento de Ingeniería de Yacimientos No. OIY-HU-020-96. Inédito.
- CFE, 1998. Información general de los pozos del campo geotérmico Los Humeros, Pue. CFE, informe interno S/N, Agosto de 1998. Inédito.
- Flores A., M., 1995. Comportamiento del pH en el yacimiento y sus efectos en los pozos productores del Colapso Central. CFE, informe interno del Departamento de Ingeniería de Yacimientos No. OIY-HU-15-95. Inédito.
- García, C., y M. Ramírez, 1999. Sistema de inhibición de calcio en el pozo LV-1. CFE, informe interno de la Residencia de Las Tres Vírgenes S/N, Noviembre de 1999. Inédito.
- Gutiérrez Negrín, L.C.A., 1982. Litología y zoneamiento hidrotermal de los pozos H-1 y H-2 del campo geotérmico de Los Humeros, Pue. CFE, informe interno del Depto. de Exploración No. 23/82. Inédito.
- Gutiérrez-Negrín, L.C.A. and J.C. Viggiano-Guerra, 1990. Corrosion and scaling in the well H-16 at the Los Humeros geothermal field. *Geothermal Resources Council Transactions*, Vol. 14, Part II, pp. 1591-1598.
- Jaimés, G., y M. Ramírez, 2000. Operación del sistema de inhibidores en el Campo de Las Tres Vírgenes, B.C.S. CFE, informe interno No. Dexplota-015-2000. Inédito.
- Moya, P., and A. Yock, 2001. Calcium carbonate inhibition system for production wells at the Miravalles geothermal field. *Geothermal Resources Council Transactions*, Vol. 25, pp. 501-505.
- Moya, P., and E. Sánchez, 2002. Neutralization system for production wells at the Miravalles geothermal field. *Geothermal Resources Council Transactions*, Vol. 26, pp. 667-672.
- Moya, P., F. Nietzen, and E. Sánchez, 2005. Development of the neutralization system for production wells at the Miravalles geothermal field. *Proceedings World Geothermal Congress 2005*, Antalya, Turkey, 24-29 April 2005.
- Rocha, S., E. Jiménez y J. Arredondo, 2006. Propuesta para pozos de respaldo en el C.G. Los Humeros: H-41, H-42 y H-43. CFE, informe interno del Depto. de Exploración No. OGL-HM-01/06. Inédito.
- Sánchez, E., G. Hartman, and O. Vallejos, 2000. Commercial production of acid wells at the Miravalles geothermal field, Costa Rica. *Proceedings World Geothermal Congress 2000*, Kyushu-Tohoku, Japan, May 28-June 10, 2000.

- Sánchez, E., O. Vallejos, A. Rodríguez and G. Hartman, 2005. Chemical treatments of fluids on the Miravalles geothermal field: Investigation, application and its relationship with reservoir management. *Proceedings World Geothermal Congress 2005*, Antalya, Turkey, 24-29 April 2005.
- Tello, E., 1997. Estudio geoquímico e isotópico para definir el origen de la acidez en el reservorio de Los Humeros, Puebla, México. CFE, informe interno del Depto. de Exploración No. DEX-HUM-018/97. Inédito.
- Todaka, N., C. Akasaka, T. Xu, and K. Pruess, 2005. Reactive geothermal transport simulations to study incomplete neutralization of acid fluid using multiple interacting continua method in Onikobe geothermal field, Japan. *Proceedings World Geothermal Congress 2005*, Antalya, Turkey, 24-29 April 2005.
- Venegas, J., y G. Jaimes, 1998. Proyecto de inyección de inhibidores de incrustación de carbonatos en el campo geotérmico Las Tres Vírgenes, B.C.S. CFE, informe interno No. JP-LT-002-98. Inédito.
- Viggiano, J.C., 2008. Estudio petrográfico del pozo H-43, Los Humeros, Pue.: Interpretación e indicadores mineralógicos de acidez. CFE, informe interno en proceso. Inédito.
- Viggiano-Guerra, J.C., F. Sandoval-Medina, M.C. Flores-Armenta, R.J. Pérez y E. González-Partida, 2009. Aplicación del SPCALC en la especiación química y termodinámica de fluidos: ejemplo del caso de los pozos LV-4A, LV-11 y LV-13, de Las Tres Vírgenes, BCS. *Geotermia*, Vol. 22, No.1, pp. 12-27