

GEOTERMIA

REVISTA MEXICANA DE GEOENERGÍA

ISSN 0186-5897

Volumen 23, No. 1

Enero-Junio de 2010

CONTENIDO

Editorial	1
Evolución del sector CP-I del yacimiento geotérmico de Cerro Prieto, BC, y alternativas de explotación Marco Helio Rodríguez Rodríguez	2
Geoquímica isotópica ($\delta^{18}\text{O}$, δD) inicial de fluidos de pozos del campo geotérmico de Los Humeros, Pue. Rosa María Barragán Reyes, Víctor Manuel Arellano Gómez, Miguel Ramírez Montes y Rigoberto Tovar Aguado	16
Estudios para recuperar la capacidad de aceptación en pozos inyectores del campo geotérmico de Cerro Prieto, BC Julio Álvarez Rosales	26
Mejora en el aprovechamiento del vapor para generar energía eléctrica en el campo geotérmico de Los Azufres, Mich. Marco A. Torres-Rodríguez, Magaly Flores-Armenta y Alfredo Mendoza-Covarrubias	34
Un método inverso para estimación de la temperatura inicial de yacimientos geotérmicos Alfonso García-Gutiérrez, José R. Ramos-Alcántara y Víctor M. Arellano-Gómez	41
Análisis espacial de emisión de ruido en el campo geotérmico de Los Azufres, Mich. Emilio Camarena Magaña y Christian A. Ordaz Méndez	52
Perforación de pozos bilaterales: análisis y selección de pozos en el campo de Los Humeros, Pue. Miguel Ramírez-Montes y Magaly del Carmen Flores-Armenta	61
Foro	70
Nuestro mundo podría ser un holograma gigante Marcus Chown (Traducción de Luis C.A. Gutiérrez-Negrín)	71
Un repaso a las bombas de calor Alfredo Mañón Mercado	76
El Mundo de la Energía	86

La revista **GEOTERMIA** es un órgano virtual de información técnica publicado por la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos (GPG) de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), de edición semestral. Su Certificado de Licitud de Título es el número 2784 del 2 de octubre de 1985, y su Licitud de Contenido es el número 2514 del 1 de diciembre de 1986, ambos expedidos por la Comisión Calificadora de Publicaciones y Revistas Ilustradas de la Secretaría de Gobernación, México. GEOTERMIA – REVISTA MEXICANA DE GEOENERGÍA es nombre registrado en la Dirección General de Derechos de Autor de la Secretaría de Educación Pública de México, con la Reserva 01.86. Reservados todos los derechos de reproducción del material publicado. Registro ISSN 0186-5897.

La Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos no asume ninguna responsabilidad con relación a la veracidad o exactitud de los datos o conclusiones presentados en los artículos. Tampoco avala ni sugiere el uso de productos comerciales, los cuales son eventualmente citados sólo con fines descriptivos.

La autorización para citar fuentes ajenas a la Comisión Federal de Electricidad corre a cargo de los autores. Las opiniones vertidas son responsabilidad exclusiva de ellos y no reflejan necesariamente las opiniones, políticas o programas oficiales de la Comisión Federal de Electricidad.

EDITORES

Director: José Luis Quijano León

Editor: Luis C.A. Gutiérrez Negrín

Consejo Editorial:

Alejandro Becerril Zavala

Magaly Flores Armenta

Raúl Sánchez Velasco

Jaime Vaca Serrano

Editores asociados:

Víctor Arellano Gómez (IIE)

Víctor Hugo Garduño Monroy (UMSNH)

Susan F. Hodgson (Historiadora de temas geotérmicos y petroleros)

Alfredo Mañón Mercado (Consultor)

José Manuel Romo Jones (CICESE)

Mario César Suárez Arriaga (UMSNH)

Secretaría:

Enedelia Calderón Ochoa

Responsable de sitio en página de la UMSNH:

María de los Ángeles Fabián-Álvarez

Oficinas:

Alejandro Volta 655, Col. Electricistas

Morelia, Mich., 58290

Tel. (443) 322-7000

Correos: luis.gutierrez@geotermia.org.mx, l.g.negrin@gmail.com, luis.quijano@geotermia.org.mx

Editorial

Incluimos en este número siete artículos técnicos y un par más en la sección del Foro, además de la sección *El Mundo de la Energía*, que contiene notas cortas relacionadas con el tema. Justo en esta sección se reporta la celebración del XVII Congreso Anual de la Asociación Geotérmica Mexicana (AGM) realizado el pasado 13 de noviembre en la ciudad de Morelia, Mich., y patrocinado por la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos de la Comisión Federal de Electricidad.

Hay un par de artículos técnicos sobre cada uno de los principales campos geotérmicos de México (Cerro Prieto, BC, Los Azufres, Mich., y Los Humeros, Pue.), que tocan temas muy variados y que esperamos resulten de interés para nuestros lectores: ingeniería de yacimientos y manejo de la inyección de salmueras de desecho en Cerro Prieto, fundamentos para ampliar la capacidad geotermoeléctrica instalada y mediciones de ruido ambiental en Los Azufres, geoquímica isotópica y propuestas de innovación en la perforación de pozos en Los Humeros. El séptimo trabajo técnico es de aplicación general sin referirse a ningún campo particular, aunque ejemplifica con casos reales del cuarto campo geotérmico en operación en México -el de Las Tres Virgenes, BCS.

La mayor parte de esos artículos técnicos se presentó en la III Reunión de Mejora Continua que organizó la mencionada Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos en el año 2008, con lo que prácticamente terminamos de publicar en esta revista todos aquellos trabajos presentados en ese evento y que, por su tema y estructuración, consideramos de interés general. Los otros dos artículos técnicos se presentaron en el XVI Congreso Anual de la AGM celebrado también en 2008. De este evento queda por publicar al menos un trabajo más, lo cual haremos en próximos números.

Nuestra sección del Foro presenta la traducción de un artículo originalmente aparecido en la revista inglesa de divulgación *New Scientist* el año pasado que expone una inquietante idea sobre el principio holográfico del universo, que podría haberse confirmado de manera fortuita por los resultados obtenidos a la fecha en un dispositivo experimental independiente. También incluye una apretada síntesis sobre el tema de las bombas de calor en general, y las bombas de calor geotérmico en particular, motivada por el hecho de que este tipo de uso directo de la geotermia constituye el sector del mercado que mayor crecimiento está experimentando en el mundo. Finalmente, *El Mundo de la Energía* presenta, entre otras, una breve nota sobre el notable éxito brasileño en la producción y uso del etanol como biocombustible alternativo y/o complementario a la gasolina, cuya principal lección es que cuando todo un país puede alinearse en la consecución de una meta común y alcanzable a mediano plazo no hay nada que lo detenga. Elemental pero valiosa lección que podrían aprovechar nuestros países latinoamericanos.

Como comentamos en un número previo, el mercado geotérmico internacional parece continuar el dinámico crecimiento que presentó durante el año pasado, a pesar de la recesión global -que, por otra parte, aparentemente ya está por concluir. 2010 es el año del congreso geotérmico mundial que la *International Geothermal Association (IGA)* organiza cada lustro y que ahora se estará realizando en Bali, Indonesia, a fines de abril. Sin duda, este evento contribuirá a mantener ese crecimiento y a hacer que este año resulte también un año positivo para la geotermia.

Luis C.A. Gutiérrez-Negrín

Evolución del sector CP-I del yacimiento geotérmico de Cerro Prieto, BC, y alternativas de explotación

Marco Helio Rodríguez Rodríguez

Comisión Federal de Electricidad, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, Residencia General de Cerro Prieto, Mexicali, BC, México. Correo: marco.rodriguez01@cfe.gob.mx

Resumen

Después de 35 años de explotación del yacimiento en el sector de CP-I (Cerro Prieto I) del campo geotérmico de Cerro Prieto, BC, sus condiciones térmicas han declinado considerablemente, por lo que el número de pozos productores ha disminuido, dejando algunas zonas abandonadas a la explotación. Sin embargo, aun es posible aprovechar la energía que contiene este sector del yacimiento para la generación de electricidad mediante ciclo binario. Para ello primeramente se debe conocer en detalle cuál ha sido la evolución del yacimiento en este sector, identificando los estratos de mejor potencial para evaluarlos posteriormente. En este estudio se presenta la evolución del yacimiento de CP-I como respuesta a su explotación, identificando las principales características del yacimiento que determinan su comportamiento. Así mismo, se identifican las zonas del yacimiento de CP-I que conservan las mejores condiciones que pueden permitir su explotación utilizando ciclo binario. El aprovechamiento de sectores del yacimiento que han sido parcialmente abandonados puede jugar un papel crucial en el futuro del campo, si se logran reincorporar a la explotación, lo cual ayudaría a contrarrestar la constante declinación de la producción de vapor que desde el principio de la explotación se había observado en este sector. Esta declinación se había logrado mitigar al disponer de una enorme área para localizar pozos productores de reposición, pero por el creciente número de pozos en operación actualmente el área disponible para localizar pozos productores nuevos resulta insuficiente.

Palabras clave: Cerro Prieto I, declinación de producción, ciclo binario, evaluación de yacimientos.

Evolution of the CP-I sector of the Cerro Prieto geothermal reservoir, BC, and exploitation alternatives

Abstract

After 35 years of exploitation of the CP-I (Cerro Prieto I) sector of the Cerro Prieto geothermal field, its thermal conditions have been declined substantially; the number of production wells is reduced and exploitation has been abandoned in some zones. However with a binary cycle, it is still possible to generate electricity from the remaining reservoir energy. To do so, one needs to know a detailed reservoir history of the sector, identifying the best potential strata to be assessed. In this paper, the CP-I reservoir evolution is presented and its exploitation and main reservoir characteristics –which play important roles-- are identified. The CP-I zones offering the best conditions for binary cycle exploitation are identified. Exploiting partially abandoned reservoir sections is crucial for the future of the field. If such sections can be made to produce, this will help reduce the progressive steam-production decline in the occurring since production began. The production decline had been mitigated by a large area available for drilling replacement production wells, but such an area is limited now, due to the vast number of operating wells.

Keywords: Cerro Prieto-I, production decline, binary cycle, reservoir assessment.

1. Introducción

La explotación del yacimiento geotérmico de Cerro Prieto empezó en el sector oeste del campo en 1973, en el sector denominado Cerro Prieto Uno (CP-I), alcanzando una capacidad de 75 MW con dos unidades de 37.5 MW cada una. En 1979 se duplicó la capacidad con otras dos unidades similares a las anteriores, alcanzando 150 MW. En 1981 entró en operación una quinta unidad de 30 MW alimentada con vapor de menor presión, producida con el agua residual de la primera separación de pozos que alimentan las primeras cuatro unidades mencionadas. El sector CP-I llegó así a una capacidad total de 180 MW.

Desde el inicio de la explotación del yacimiento se identificó que la respuesta dominante fue una invasión de agua de menor temperatura, tanto lateral por el margen oeste del campo como vertical en algunos pozos (Truesdell, 1978), con evolución a dos fases en delimitadas zonas de CP-I (Grant, 1981). Estas zonas fueron retornando a comportarse como zonas de líquido dominante debido a la enorme recarga de aguas de menor temperatura, provocando gradualmente la muerte de algunos pozos productores, por lo que algunas zonas de explotación se han ido abandonando. Para mediados del 2008, la producción de vapor de CP-I fue tan solo un 20% de lo que se produjo en 1995.

El objetivo de este trabajo es identificar y evaluar los estratos que se pudieran seguir explotando utilizando unidades de ciclo binario. Para lograrlo, primeramente se muestran las características generales del yacimiento, detallando las del sector CP-I. Se presentan las cinco zonas en las que se subdividió este sector mostrando para cada una lo siguiente: a) su evolución productiva; b) su evolución geoquímica; c) registros de temperatura y d) la evolución de la presión. Se presentan posteriormente los resultados del análisis, evaluando esas cinco zonas para su posible explotación con unidades de ciclo binario. Posteriormente se discuten las ventajas y desventajas de la zona que se considera de mayor interés.

2. Características generales del yacimiento

Para mostrar las características generales del yacimiento que permitan comprender mejor el comportamiento del sector CP-I, se muestra en la Figura 1 la configuración de la cima de la Unidad de Lutita Gris (ULG) y la Cima de los minerales de sílice y epidota (CSE). Esta última se ha relacionado con la cima del llamado yacimiento beta (Gutiérrez y Rodríguez *et al.*, 2000). En la ULG se encuentran los estratos productores del yacimiento, que consisten en intercalaciones lenticulares de areniscas en lutitas.

La cima de la ULG es más somera hacia el oeste del campo, en donde se encuentra a profundidades de 750 m. Hacia el sur, sureste y al este, esta unidad se profundiza; por ejemplo, hacia el margen sureste su cima se halla a 1750 m de profundidad.

En relación a la distribución de la CSE, se puede observar un comportamiento similar al de la cima de la ULG, pero con marcadas diferencias en algunas zonas, como son una abrupta profundización hacia el margen norte del campo, donde las líneas de los contornos se hacen perpendiculares con respecto a los de la cima de la ULG. Tampoco en la zona denominada del domo, al este del sector de CP-III, se observa correspondencia entre los contornos mencionados.

Por otra parte, del centro al norte del sector CP-I se perforaron varios pozos productores relativamente someros, que no presentaron la ocurrencia de minerales de sílice y epidota. Estos pozos explotan al denominado yacimiento alfa. Sin embargo, en pozos profundos en el sector norte de CP-I sí se encontraron minerales hidrotermales de sílice y epidota de manera esporádica; cuando la ocurrencia fue en forma continua, ésta desaparece a mayores profundidades.

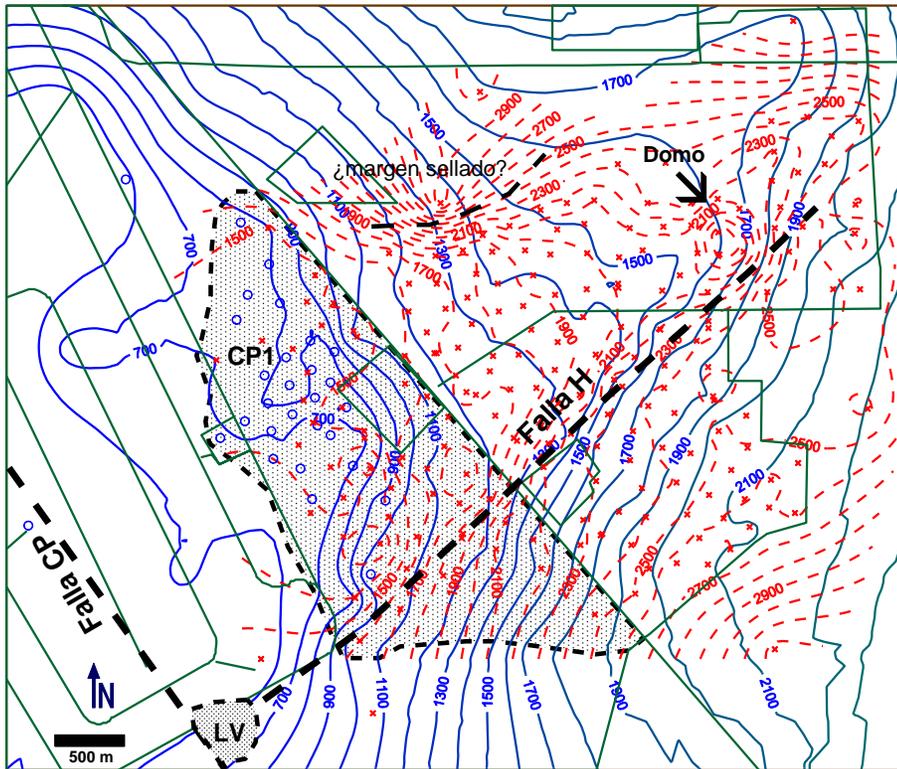


Fig. 1. Contornos de las cimas de la Unidad de Lutita Gris (líneas azules) y la zona con cementante de Sílice y Epidota (líneas rojas).

3. Evolución productiva

El vapor total producido por todo el campo y el aportado por los pozos del sector CP-I, así como el porcentaje del total que este último representa se puede ver en la Figura 2. Aquí se observa que hasta finales de los años setenta el vapor total provenía sólo de los pozos de CP-I. A partir de 1985, sin embargo, el aporte de CP-I empezó a disminuir considerablemente hasta representar apenas el 6% del total en 2008.

Para el análisis productivo de CP-I, se consideran las cinco zonas definidas en un trabajo anterior (Rodríguez *et al.*, 2000), ampliando la zona B1SE para incluir a los pozos que posteriormente se han ido incorporando hacia el sur de esta zona. Esas cinco zonas de CP-I se denominan: 1) alfa norte (AN); 2) alfa sur (AS); 3) beta uno norte (B1N); 4) beta uno sur (B1S) y 5) beta uno sureste (B1SE). Su ubicación en el campo de Cerro Prieto se presenta en la Figura 3.

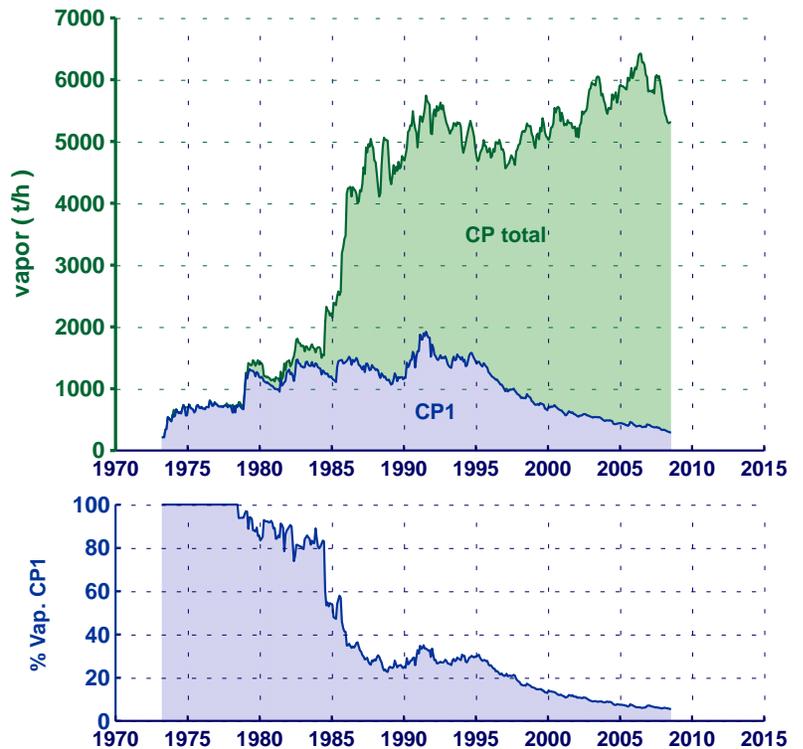


Figura 2. Producción de vapor total en Cerro Prieto y en el sector CP-I (arriba), y porcentaje aportado por CP-I con respecto a la producción total (abajo).

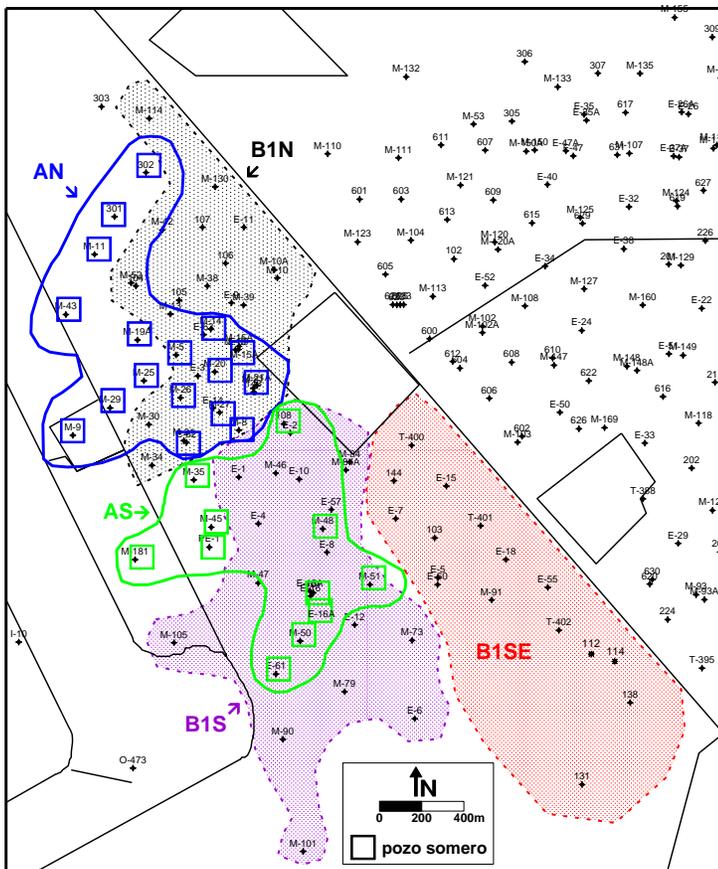


Fig. 3. Zonas en las que se dividió el sector CP-I.

Para la zona norte los pozos terminados a menos de 1450 m de profundidad pertenecen a la zona AN y los que son más profundos quedan en la B1N. Hay pozos que quedaron terminados en ambos acuíferos, pero conforme al criterio seguido, estos se agruparán en el más profundo. Para la zona sur se tomó la profundidad de 1650 m para separar a los pozos someros de los profundos, y así pozos terminados a menos de 1650 m de profundidad quedaron en la zona AS y el resto en la B1S. Los pozos de CP-I que quedaron al SE del área se agruparon todos en la zona B1SE, ya que todos son profundos.

La historia productiva del vapor aportado por cada una de esas cinco zonas del sector de CP-I, se muestra en la Figura 4. Puede notarse que tanto en esta figura, como en la 3 y en las sucesivas figuras donde se presenta el comportamiento de cada una de las cinco zonas mencionadas, se utilizan invariablemente los mismos colores para cada zona a fin de identificarlas más fácilmente. Tales colores son: azul para la zona AN, verde para la AS, negro para la B1N, morado para la B1S y rojo para la B1SE.

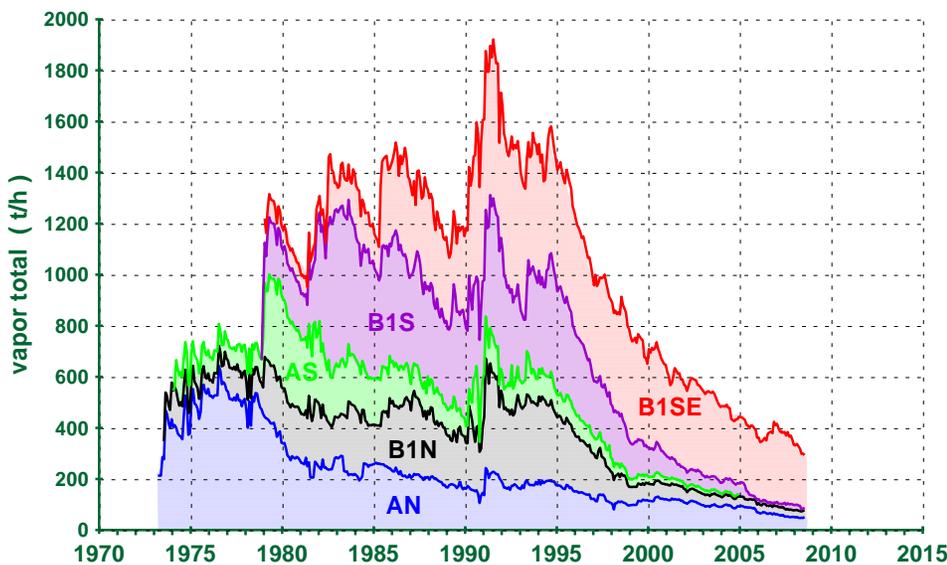


Figura 4. Vapor producido en cada una de las cinco zonas y su relación con el vapor total del sector CP-I.

En la Figura 4 las áreas en color significan la proporción de vapor aportado por cada una de las zonas con respecto al vapor total producido en el sector, expresado en toneladas por hora (t/h). Se puede observar que cada zona ha aportado diferentes proporciones en diferentes periodos. Al empezar la explotación de CP-I en 1973 gran parte del vapor era producido por los pozos de la zona AN y en menor proporción por los de las zonas AS y B1N. En 1979 se intensificó la explotación de la zona AS y se incorporó la zona B1S. En 1985 se incrementó lo aportado por los pozos de la zona B1SE. Es interesante observar cómo gradualmente se fueron

incorporando las cinco zonas de CP-I a la producción, pero también cómo se fue abatiendo la producción en cada una. Por ejemplo, en 2005 la zona AS (color verde) dejó de aportar vapor, aunque a finales de los 70s los pozos ubicados en ella producían más de 350 t/h. La zona B1S (en morado) llegó a aportar más de 400 t/h durante los años 80s y principios de los 90s, pero para fines de 2008 su aportación era de escasas 15 t/h. También se puede observar que de 1990 a 1995 la zona profunda del norte de CP-I (B1N) producía más que la somera (AN, en azul), pero que desde 1997 esta zona somera produce más que la profunda. Finalmente, se puede notar que más del 60% del vapor producido en CP-I durante los últimos años (de 2005 a 2008) ha sido producido por la zona B1SE (en color rojo).

La relación de la producción total de vapor con el número de pozos en operación de CP-I se muestra en la Figura 5, donde se ve que el resultado de un incremento en el número de pozos en operación es un aumento en la producción de vapor. En esta figura se indican las zonas que aumentaron su aportación en los incrementos de producción de vapor del sector. También se puede observar que después de un incremento en la producción ocurrió una fuerte declinación, como se indica en los ajustes lineales, en los cuales se tomaron periodos de al menos tres años que representan 36 datos mensuales. Por ejemplo, en el ajuste de 1979 a 1981 la declinación fue 133 t/h por año, de 1982 a 1985 fue de 123 t/h por año, de 1986 a 1989 de 113 t/h por año y de 1995 a 1999 de 155 t/h anuales.

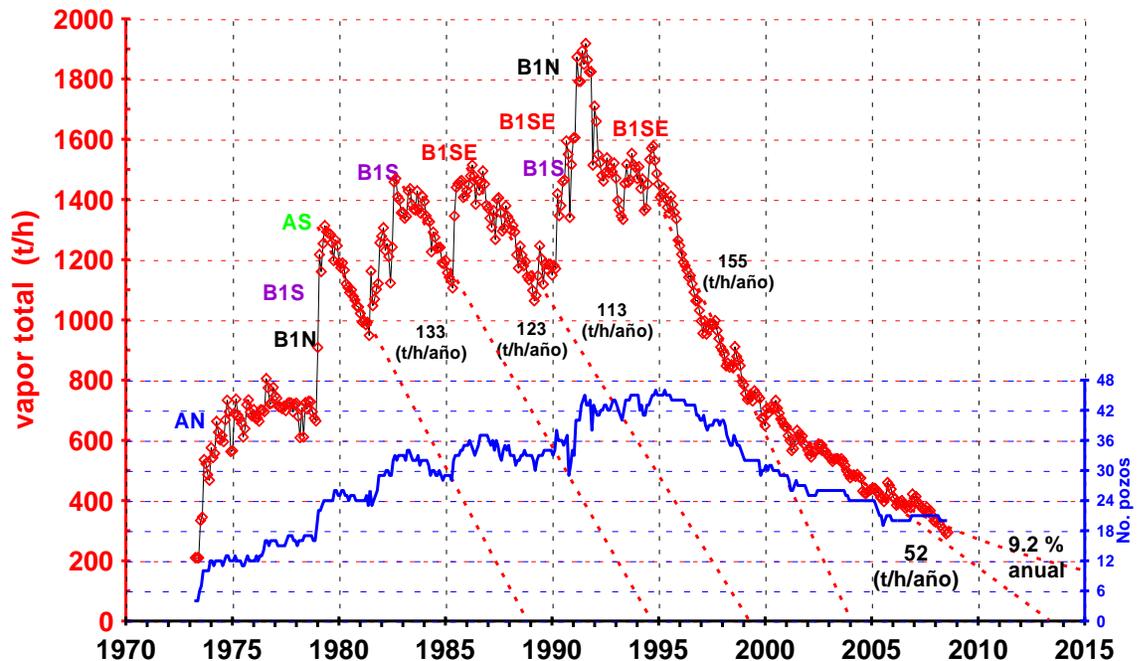


Fig. 5. Historia de la producción de vapor (rojo) y número de pozos en operación (azul) en CP-I.

Entre 1973 y 1995 el número de pozos en operación en CP-I se fue incrementando, aunque con algunos altibajos, llegando a un máximo de 45 pozos en ese año (Fig. 5). Sin embargo, conforme se fueron perforando más pozos en CP-I las áreas disponibles para localizar nuevos pozos productores se fueron agotando. Esto, aunado a la pérdida del potencial del yacimiento en este sector de CP-I, llevó a que el número de pozos se fuera reduciendo a partir de 1995, lo cual a su vez llevó a la fuerte declinación en la producción de vapor durante el segundo lustro de los años 90, que cayó de 1500 t/h a 750 t/h (Fig. 5). Por supuesto, con una menor producción total de vapor el abatimiento también fue menor, llegando a ser durante el primer lustro de este siglo de 52 t/h por año, equivalente en el último periodo ajustado a una declinación anual del 9.2%. La producción reportada en julio de 2008 fue de sólo 300 t/h, que representa una quinta parte de la producción reportada a fines de 1994 (Fig. 5).

La evolución del vapor promedio producido por pozo (VPP) para las zonas AN, B1N y B1SE se muestra en la Figura 6. Se omiten las zonas AS, por no tener actualmente ningún pozo en producción, y B1S, por tener

uno solo. La producción promedio de vapor de los pozos en la zona B1N era mayor a la de los pozos de la zona AN hasta antes de 1995. La situación se invirtió en los años posteriores, básicamente debido a que la declinación del VPP en la zona B1N llegó al 13.6% anual, mientras que en los pozos de la zona AN sólo fue del 2.5% anual (Fig. 6).

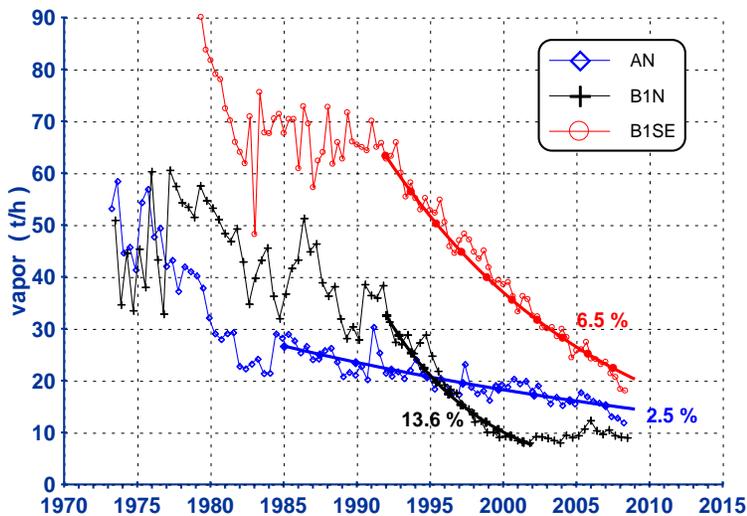


Fig. 6. Evolución del vapor promedio por pozo (VPP) en t/h en las zonas AN, B1N y B1SE de CP-I.

B1N fue en general mayor que en los pozos de la zona AN hasta antes de 1997. Pero la EMPP de los pozos de la zona B1N empezó a declinar más rápida y constantemente a partir de ese año, llegando a una tasa anual del 1.81%. Como esta tasa es mayor a la que presentan los pozos de la zona AN (del 0.52% anual), desde el año 2000 la EMPP de los pozos de esta zona ha sido más alta que la de los pozos de la zona B1N. La EMPP en la zona B1SE ha evolucionado con diversas tendencias; por ejemplo de 1980 a 1988 se incrementó de 1400 kJ/kg a 1800 kJ/kg, pero en los años siguientes ha presentado una declinación bien definida de 1.86% anual, por lo que entre 1992 y 2008 la EMPP de los pozos en esta zona bajó de 1700 kJ/kg a 1250 kJ/kg, lo cual equivale a una reducción del 50% en la fracción de vapor de la mezcla producida.

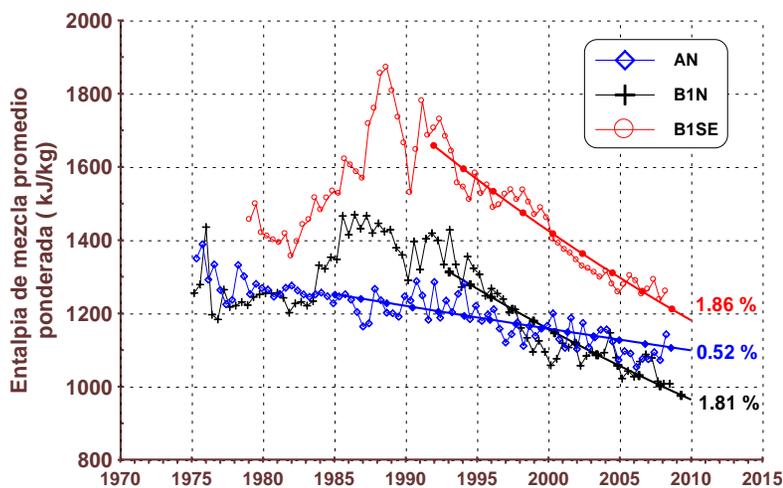


Fig. 7. Evolución de la entalpía de mezcla promedio ponderada (EMPP) para las zonas AN, B1N y B1SE de CP-I.

de cloruros a condiciones del yacimiento y la temperatura de fondo obtenida con la aplicación del geotermómetro de sodio, potasio y calcio (NaKCa).

Por su parte, el VPP de la zona B1SE tuvo un fuerte descenso entre 1979 y 1984 pero se mantuvo más o menos constante (60-70 t/h) de 1985 a 1993. A partir de este año se define una clara tendencia a bajar con un promedio anual del 6.5%, llegando en 2008 a una producción promedio de apenas 20 t/h por pozo (Fig. 6).

En la Figura 7 se presenta otro parámetro importante, que es la evolución de la entalpía de la mezcla promedio ponderada (EMPP) de las tres últimas zonas comentadas (AN, B1N y B1SE). Aquí se puede observar un comportamiento similar al del VPP presentado en la Figura 6, aunque con algunas variantes. La EMPP de los pozos de la zona

4. Evolución química e isotópica de los fluidos geotérmicos

La declinación en la producción de vapor del sector CP-I presentada en la sección anterior puede explicarse principalmente por el abatimiento de la entalpía del fluido en este sector del yacimiento de Cerro Prieto. Para comprender el abatimiento de la entalpía es necesario comprender las características del fluido de recarga, y la mejor herramienta para esto es el análisis de la composición química e isotópica de los fluidos producidos. En esta sección se presenta la evolución histórica de la composición isotópica del Oxígeno-18, la concentración

Para mostrar la evolución del contenido isotópico del Oxígeno-18 a descarga total de los pozos del sector CP-I, en la Figura 8 se muestran los contornos de su distribución para los años 1982, 1985 y 1989. A partir de esos valores se puede observar una progresiva presencia de aguas isotópicamente ligeras por el margen suroeste, con valores menores a -9.5‰ , tomando en cuenta que la composición original del agua geotérmica para el yacimiento de Cerro Prieto está en el rango de -9.5 a -7.5‰ (color morado). Estos datos fueron obtenidos por Truesdell (1998) y entregados en una visita suya al campo de Cerro Prieto.

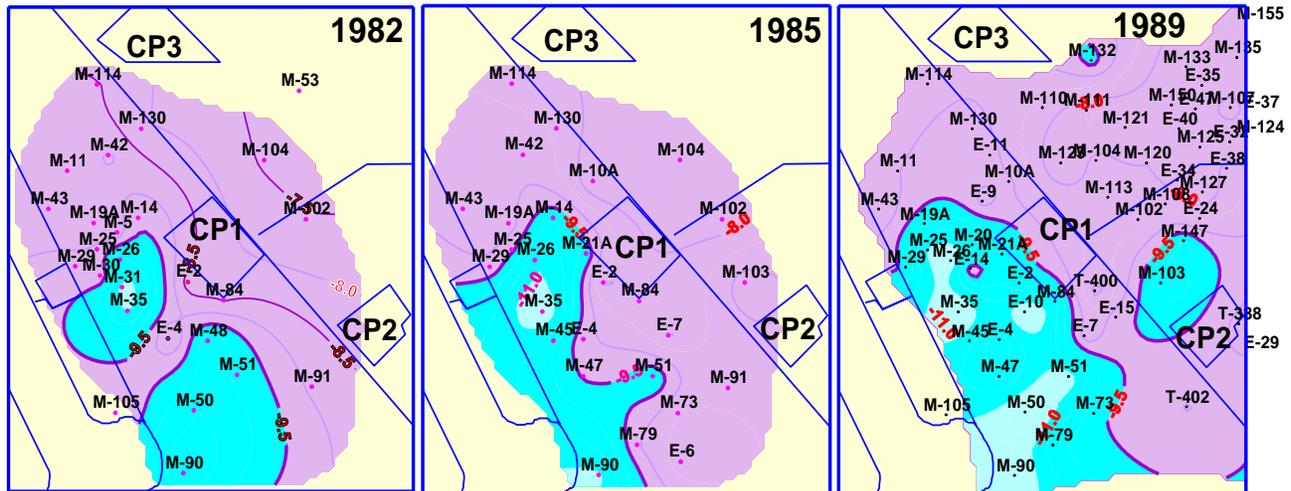


Fig. 8. Distribución del oxígeno-18 (‰_{SMOW}) en fluidos del sector CP-I para los años indicados.

La concentración de cloruros del agua producida para los mismos años, es presentada en la Figura 9. En ella se ve que hacia 1982 las altas concentraciones ($>10,000$ ppm) se presentaban en los pozos del centro-sur de CP-I. Sin embargo, para 1985 y 1989 se presentó una mayor dilución en esta zona y por el margen suroeste, con valores de $6,000$ ppm, mientras que en los pozos del norte la concentración de cloruros fue más estable, manteniéndose en todo ese tiempo con valores cercanos a las $8,000$ ppm.

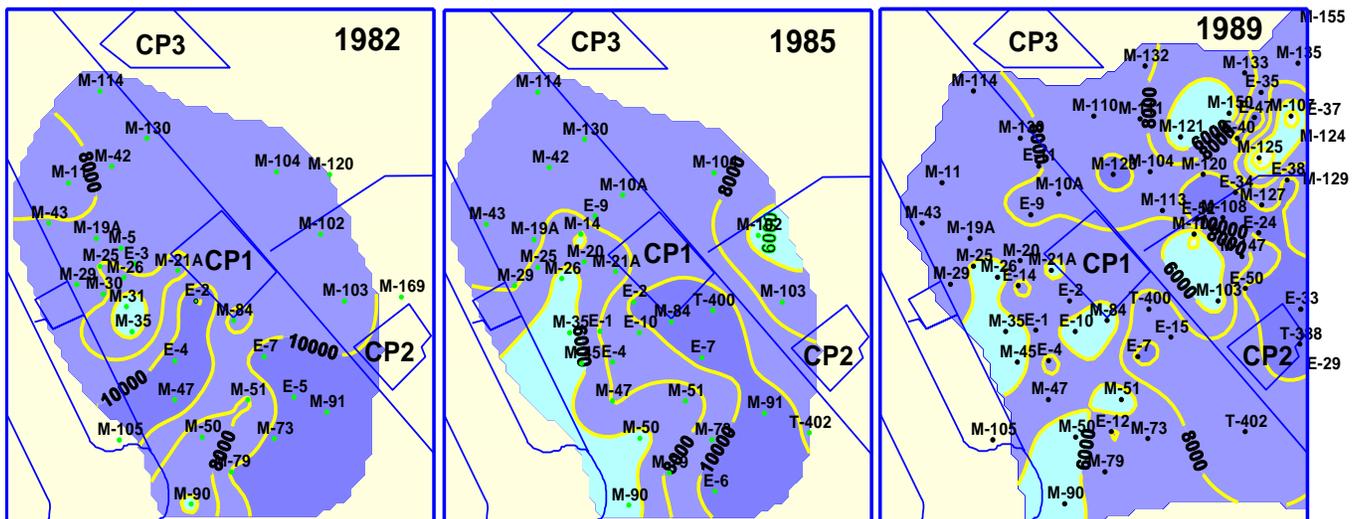


Fig. 9. Distribución de cloruros en fluidos del sector CP-I (ppm), para los años indicados.

Tanto la evolución isotópica del Oxígeno-18 (Fig. 8) como la de los cloruros (Fig. 9) indican que en la parte norte de CP-I los valores no presentaron variaciones significativas, mientras que por la parte sur, en particular por el margen suroeste del campo, se presenta una progresiva presencia de aguas diluidas e isotópicamente ligeras, resultado de la recarga.

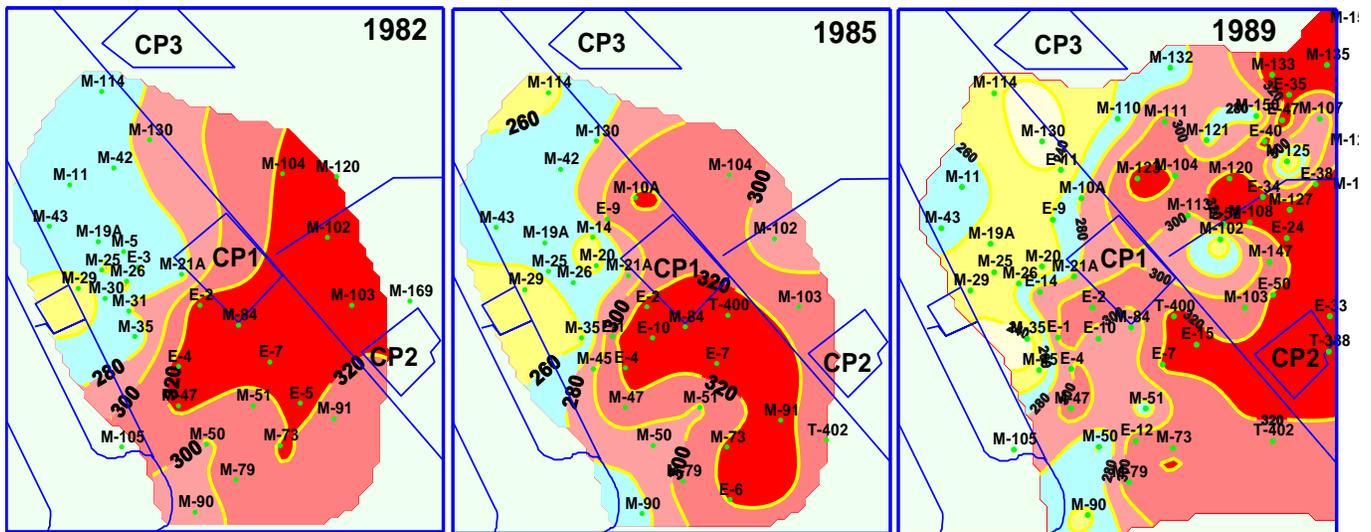


Fig. 10. Distribución de la temperatura geotermométrica NaKCa (°C) en fluidos de CP-I para los años indicados.

Por su parte, en la Figura 10 se muestra la evolución de la temperatura de fondo obtenida con el geotermómetro de NaKCa para los mismos años analizados. En ella es evidente que los fluidos de menor temperatura son producidos por los pozos ubicados hacia el norte de CP-I. Por ejemplo, en 1982 la mayoría de los pozos en la zona norte presentaron temperaturas entre 260 y 280° C, mientras que hacia el sur las temperaturas predominantes variaron entre 300 y 320° C. Para 1985 y 1989 se observa una gradual disminución de la temperatura por el margen oeste del campo, pero las menores temperaturas se mantienen en la zona norte.

5. Variación de la temperatura con registros de fondo

Con objeto de conocer la evolución de la temperatura en los estratos del yacimiento de las diferentes zonas del sector CP-I se presentan las temperaturas obtenidas con registros de fondo de 8 pozos. Tres de ellos (E-9, E-63 y 143) se ubican en la zona centro-norte del sector y cinco (pozos M-84, M-84A, E-57, M-48 y 144) se localizan en la zona centro-sur, como se ilustra en la Figura 11.

En la Figura 12 se muestran registros de temperatura de los pozos de la zona centro-norte (E-9, E-63 y 143), así como el intervalo productor. El pozo E-9 se perforó en 1984; registros de temperatura tomados en 1984 con el pozo estático (sin fluir) presentaron 310°C en el intervalo de 1300 a 1700 m de profundidad (registros 1A y 2A de la Figura 12). Cuando el pozo fluyó en 1985 se corrió el registro 3A, el cual confirma que el pozo es alimentado con fluidos de 310°C. El pozo fue reparado en 1994, dejando un intervalo productor más profundo; sin embargo, la temperatura alcanzada a profundidades mayores de 1600 m fue de sólo 260°C, según el registro 4A, mientras que entre los 1200 y 1500 m de profundidad la temperatura fue más alta (300°C). La baja temperatura a profundidades mayores de 1600 m se confirma con el registro 5A, tomado con el pozo fluyendo.

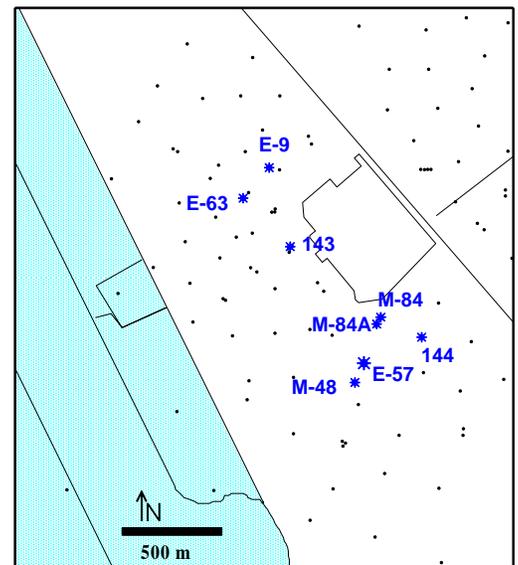


Fig. 11. Localización de los pozos cuyos registros de temperatura se comentan.

El pozo E-63 se perforó en 1989 alcanzando 300°C en el intervalo de 1300 a 1600 m según el registro estático 1B; esta temperatura fue confirmada por el registro 2B, tomado con el pozo fluyendo. En 1997 el pozo fue reparado y profundizado, alcanzando los mismos 300°C en el intervalo mencionado. Sin embargo, a la profundidad de 1650 m se registraron apenas 250°C como lo muestra el registro 3B y lo confirma el registro 4B, con el pozo fluyendo (Fig. 12).

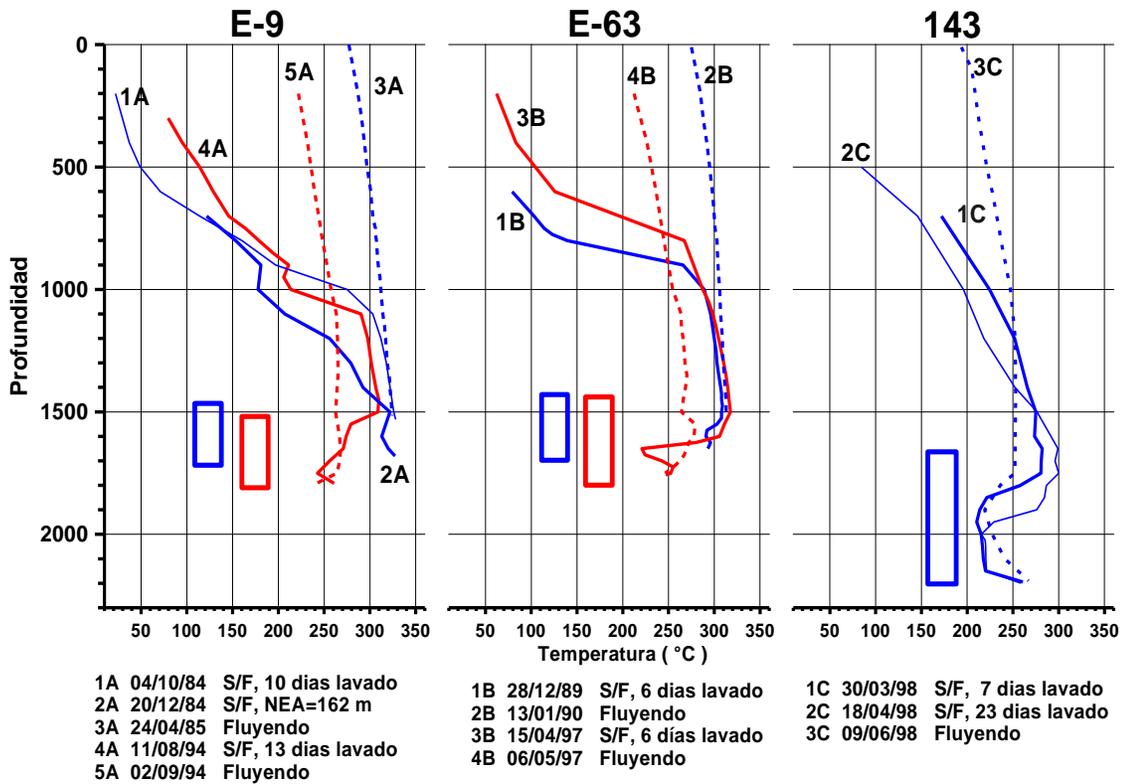


Fig. 12. Perfiles de temperatura de los pozos E-9, E-63 y 143.

Finalmente, el pozo 143 fue perforado en 1998 hasta la profundidad de 2196 m, lo cual lo convierte en el pozo más profundo de la zona productora centro-norte del sector CP-I. Los registros estáticos 1C y 2C reportan temperaturas entre 280 y 300°C en el intervalo de 1550 a 1750 m, pero por debajo de los 1800 m y hasta los 2150 m la temperatura disminuye a 220°C y luego asciende a más de 250°C al fondo del pozo. Cuando el pozo fluye, sin embargo, no hay aportación de fluido del fondo, como se interpreta con el registro 3C (Fig. 12).

En esos tres pozos analizados, ubicados en la zona B1N, se puede afirmar que se ha presentado un mayor enfriamiento en los estratos profundos (B1N) que en los estratos someros (AN), debido a la recarga de agua fría (menos caliente) inducida por la explotación.

Por lo que se refiere a los cinco pozos ubicados hacia el centro-sur de CP-I (Fig. 11), en la Figura 13 se muestran varios de sus registros de temperatura. El pozo M-48 quedó terminado en 1978 en la zona AS; en los registros 1A (pozo estático) y 2A (pozo fluyendo) se observa que a profundidades de 1100 a 1200 m las temperaturas sobrepasaban los 300°C, hacia finales de los años 70. El pozo E-57, por su parte, fue perforado en 1989 a escasos 100 m del M-48 pero a 2000 m de profundidad y dentro de la zona B1S; este pozo registró temperaturas de 200°C en el intervalo de 1200 a 1300 m y de 260°C en el intervalo de 1600 a 1900 m (Figura 13).

El pozo M-84 se perforó también en 1978, presentándose dos de sus registros de temperatura en la Figura 13: el 1B con el pozo estático, y el 2B con el pozo fluyendo; en ambos se registraron 340°C a profundidades mayores de 1500 m de profundidad. Este pozo se considera terminado en la zona B1S, pero también es

posible que haya quedado en la zona AS. Su pozo gemelo, M-84A, se perforó 20 años después a escasos 40 metros de él, pero a 2195 m de profundidad. Como se ve en la Figura 13, el pozo M-84A sólo alcanzó una temperatura de 220°C en el intervalo de 1600 a 2100 m de profundidad, como se puede observar en los registros 3B (pozo estático) y 4B (pozo fluyendo), aunque después ascendió a unos 260°C a mayor profundidad. El pozo no produjo de esos estratos profundos, como se puede interpretar por el registro 4B, y debido a que no alcanzó una presión de cabezal mayor a la del separador primario nunca se integró a producción.

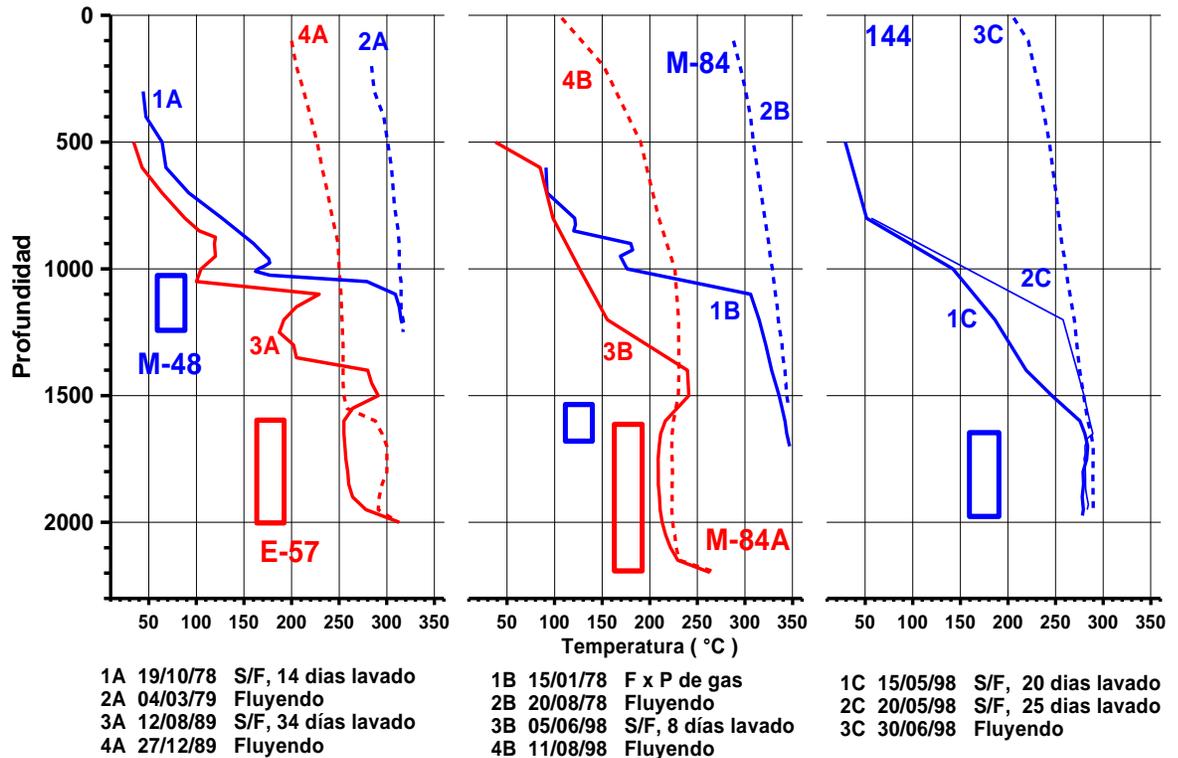


Fig. 13. Perfiles de temperatura de los pozos M-48, E-57, M-84, M-84A y 144.

Finalmente también se presentan en la Figura 13 registros de temperatura del pozo 144, perforado en 1998 a 230 m del pozo M-84A (Fig. 11). Los registros 1C y 2C fueron corridos con el pozo estático, registrándose más de 280°C a profundidades mayores de 1600 m. El registro 3C, con el pozo fluyendo, registró cerca de 290°C, en el intervalo productor de 1630 a 1970 m. Por su localización y terminación, este pozo quedó en la zona B1SE.

A partir de la evolución de la temperatura en estos cinco pozos del centro-sur del sector CP-I, se puede afirmar que en la porción inferior de la zona somera AS ha ocurrido un mayor enfriamiento provocado por la explotación, mismo que también se ha presentado, aunque no de manera tan notoria, en la porción profunda (zona B1S). También puede afirmarse que la zona B1SE es la que presenta un menor enfriamiento con respecto a las otras dos zonas comentadas (AS y B1S).

6. Evolución de la presión

Para ilustrar cómo ha evolucionado la presión a lo largo del tiempo en las diferentes zonas de CP-I, se muestra la evolución de los niveles espejo de agua (NEA) en pozos de observación. Se incluye un total de 12 pozos ubicados en las cinco zonas de CP-I, como se puede observar en la Figura 14: los pozos M-43, M-5 y M-27 son pozos terminados en la zona AN; el pozo E-14 está en en la zona B1N; los pozos 101 y M-48

quedan terminados en la zona AS; los pozos E-8 y M-84A en la zona B1S; finalmente, los pozos M-91, 131, 138, 112 y 114 quedan dentro de la zona B1SE.

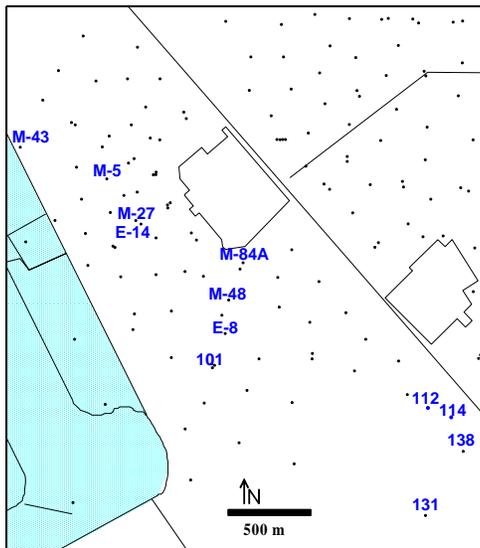


Fig. 14. Localización de los pozos cuya evolución del NEA se comenta.

En la Figura 15 se presenta la evolución del NEA en cada uno de esos pozos. En ella se observa que el pozo M-43, localizado más al norte, tiene el NEA más somero, a 170 m de profundidad, según se midió en 2008. Los pozos M-5 y M-27, también ubicados al norte, en la zona AN, cuentan con más datos históricos de su NEA. En 1984, el NEA en estos pozos era de unos 100 m de profundidad, pero se fue profundizando hasta llegar a 250 m en 1998, para después estabilizarse a esta profundidad como lo muestra la medición de 2008. El pozo profundo E-14, ubicado en la zona BIN y vecino del pozo somero M-27, presenta un NEA más profundo que varió de 200 m de profundidad en 1992 a 400 m en 2008 (Fig. 15).

Los pozos someros del centro-sur de CP-I (Fig. 14) M-48 y 101 muestran una declinación de su NEA menor que la presentada en las zonas AN y BIN del norte (Fig. 15). Sin embargo, el pozo profundo E-8, ubicado en la zona B1S entre los pozos someros M-48 y 101, ha presentado una mayor declinación de su NEA, ya que de 150 m de profundidad en 1985 bajó a 550 m en 2008. Para confirmar que el NEA en la zona B1S es profundo, se incluye el historial del pozo M-84A que, aunque algo errático, confirma que el NEA en esta zona se encuentra actualmente (2008) por debajo de los 600 m de profundidad.

Otro pozo con un largo historial es el M-91, localizado en la zona B1SE, cuyo NEA se midió a 50 m de profundidad en 1978 y descendió hasta 595 m de profundidad en 2008 (Fig. 15).

Para confirmar que el NEA en la zona B1SE es el más profundo de CP-I, se incluyen datos de los pozos 131, 138, 112 y 114, localizados en la misma zona pero al sureste, como se puede observar en la Figura 14. En 1999, después de perforarse los pozos 131 y 138, el NEA se midió a 925 m de profundidad. Entre finales de 2005 y principios de 2006, el NEA medido en los pozos 112 y 114, estuvo a más de 1100 m (Fig. 15).

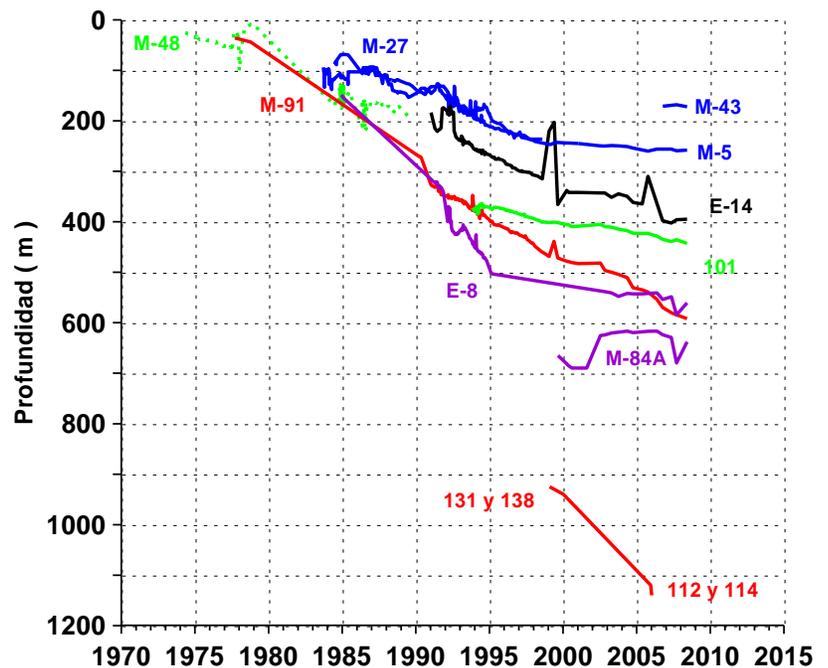


Fig. 15. Evolución del NEA en pozos seleccionados de CP-I.

7. Resultados

A partir de lo comentado hasta aquí, se presenta a continuación un resumen de las características de cada una de las cinco zonas definidas, para evaluar cuál podría resultar de mayor interés para desarrollar en ella un proyecto de ciclo binario.

Zona AN

Es una zona relativamente estable y según los datos químicos e isotópicos cuenta con abundante recarga hidráulica lateral desde el oeste. Esta recarga puede provenir del denominado acuífero sigma (Rodríguez *et al.*, 2000), presentando una temperatura relativamente buena lo que propicia que la declinación de la entalpía y de la producción de vapor sean las menores del sector CP-I. En esta zona se ubican los pozos productores más longevos, como el M-19A (Rodríguez y Romero, 2007), y no está tan influenciada hidráulicamente por la explotación de las zonas productoras de CP-III al este o de la zona profunda B1N, que pudieran inducir una mayor recarga de aguas frías como sí ocurre en otras zonas del sector CP-I.

Zona AS

Es una zona que presentó una fuerte declinación. Actualmente no hay ningún pozo productor en ella pues su temperatura ha decrecido hasta en 100°C en algunas partes, y su presión ha disminuido mucho, lo que no garantiza producciones rentables. Esta zona presenta actualmente infiltraciones de aguas someras de temperatura relativamente baja. Está conectada hidráulicamente con zonas productoras profundas, como la B1S y otras de de extensa explotación por el este como la zona B1SE y la del sector CP-II, lo cual ha inducido una mayor recarga de baja temperatura que a su vez provoca los fuertes enfriamientos mencionados. Así, aunque cuenta con un enorme recarga, presenta fuerte caída de presión y el fluido se mantiene en fase líquida.

Zona B1N

Es una zona que originalmente presentó buenas condiciones de temperatura y producción. Sin embargo por estar conectada hidráulicamente con zonas de gran explotación, como la zona del sector CP-III, en ella se ha inducido una recarga de agua de menor temperatura proveniente del oeste. Al pasar esta recarga por la zona B1N ha provocado un enfriamiento significativo, lo que resultó en una fuerte declinación de la entalpía y de la producción de vapor. Por ello, a pesar de la enorme recarga que recibe, su caída de presión es mayor que en la zona somera AN.

Zona B1S

Esta zona es recargada con agua de temperatura sustancialmente menor. Por estar conectada hidráulicamente con zonas de mayor explotación, como la B1SE y la de CP-II, se ha inducido una mayor recarga de agua fría, lo que ha provocado una fuerte declinación de la entalpía y de la producción de vapor. De tal manera, pese a su enorme recarga presenta una fuerte caída de presión. Desde 2000 sólo se ha mantenido en ella un pozo en producción, pues el resto de los pozos han ido muriendo sin haber sido costeable repararlos o reemplazarlos.

Zona B1SE

Originalmente fue una zona de gran potencial. Sin embargo, gradualmente ha sido invadida por agua de menor temperatura, inducida por la explotación in situ y por la enorme explotación del sector CP-II, vecino oriental de esta zona. Esto ha provocado un enorme abatimiento de la entalpía, la producción de vapor y la presión del yacimiento. A pesar de todo ello, esta zona es la que ha venido aportando en los últimos años más del 60% del vapor producido en CP-I. Para mediados de 2008, aún se había 12 pozos en producción en esta zona.

8. Discusión

La zona de mayor interés para ser aprovechada con unidades de ciclo binario es la zona AN. Aunque esta es la zona con mayor tiempo en explotación y la que inicialmente presentó las condiciones de presión y temperaturas más bajas, es la que actualmente presenta más temperatura que algunas otras zonas del sector CP-I. Esto se debe a que ha presentado una menor declinación de entalpía, presión y producción de vapor. A continuación se indican las ventajas y desventajas para su aprovechamiento.

Ventajas de la zona AN

- Es la zona más somera respecto a las otras cuatro zonas de CP-I --y de todo el campo--, por lo que los pozos necesarios para su explotación futura deberán ser más económicos.
- Es la zona que ha presentado la menor declinación de entalpía, presión y producción de vapor en todo el sector de CP-I.
- Es la zona que actualmente manifiesta las más altas presiones y temperaturas del sector, comparada con las zonas AS, B1N y B1S.
- La temperatura promedio actual de la zona es de 200°C. Considerando que la temperatura mínima requerida para unidades de ciclo binario es de 130°C, se dispone de un margen suficiente para asegurar la disponibilidad del recurso energético por los 30 años de vida útil del proyecto.

Desventajas de la zona AN

- Es posible que al reiniciar una explotación mayor en esta zona se induzca una recarga de agua fría sustancialmente mayor a lo observado en los últimos años, provocando un enfriamiento prematuro.
- Es posible que los pozos y las unidades a instalar presenten problemas de incrustación.
- Es posible que si la presión y la temperatura disminuyen más, los pozos no logren fluir en forma artesiana, requiriéndose de bombas para extracción lo que reduciría la eficiencia del sistema.

9. Conclusiones

Después de 35 años de explotación del sector CP-I, el yacimiento geotérmico ha venido experimentando una invasión de aguas de menor temperatura por el oeste, la cual se había identificado prácticamente desde el inicio de la explotación. En consecuencia, la temperatura y presión del yacimiento han disminuido provocando una fuerte declinación de la entalpía y de la producción de vapor. Consiguientemente, el número de pozos productores se ha reducido considerablemente en este sector, debiendo haber dejado de explotar algunas de sus zonas originalmente productoras.

Por las características del yacimiento de CP-I ha sido posible identificar cinco zonas diferentes, denominadas AN, AS, B1N, B1S y B1SE, que tienen diferentes condiciones: profundidad del intervalo productor, presión, temperatura y ritmos de declinación. Las diferencias provienen principalmente por las características de la recarga que cada una recibe.

La zona de mayor interés para un posible aprovechamiento mediante unidades de ciclo binario es la zona AN. Aunque al inicio de la explotación no fue la zona de mayor presión y temperatura, debido a su mayor estabilidad productiva con respecto a las otras cuatro zonas, ésta aún conserva condiciones favorables para su aprovechamiento.

Referencias

- Grant, M.A., A.H. Truesdell, and A. Mañón, 1981. Production induced boiling and cold water entry in the Cerro Prieto geothermal reservoir indicated by chemical and physical measurements. *Proc. Third symposium on the Cerro Prieto Geothermal Field*. Berkeley, California, Lawrence Berkeley Laboratory Report LBL-11967, pp. 221-237.
- Gutiérrez-Puente, H., and M.H. Rodríguez-R., 2000. Development history of Cerro Prieto (1973-2000). *Transactions fo the Geothermal Resource Council*, Vol. 24, pp. 427-431.
- Rodríguez, M.H., H. Gutiérrez, and J.S. de León, 2000. Update fluid flow model for the CP1 area of the Cerro Prieto field. *Proceedings of the 25th Geothermal Reservoir Workshop*, Stanford, California, pp. 388-397.
- Rodríguez Rodríguez, M.H., y F. Romero Ríos, 2007. Análisis de la evolución productiva del pozo M-19A del Campo Geotérmico de Cerro Prieto, BC. *Geotermia*, Vol. 20. No. 2, pp. 66-75.
- Truesdell, A.H., A. Mañón, M.E. Jiménez, A. Sánchez, and J.J. Fausto, 1978. Geochemical evidence of drawdown in the Cerro Prieto geothermal field. *Proceedings of the 1st Symposium on the Cerro Prieto Geothermal Field, Baja California, México*, pp. 130- 138.
- Truesdell, A.H, 1998. Comunicación personal.

Geoquímica isotópica ($\delta^{18}\text{O}$, δD) inicial de fluidos de pozos del campo geotérmico de Los Humeros, Pue.

Rosa María Barragán Reyes¹, Víctor Manuel Arellano Gómez¹, Miguel Ramírez Montes² y Rigoberto Tovar Aguado²

¹Instituto de Investigaciones Eléctricas, Gerencia de Geotermia, Reforma 113, Col. Palmira, 62490 Cuernavaca, Mor. ²Comisión Federal de Electricidad, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos. Correo: rmb@iie.org.mx

Resumen

Se analizaron datos isotópicos ($\delta^{18}\text{O}$, δD) de los fluidos de pozos productores del campo geotérmico de Los Humeros, Pue., para investigar el posible origen de los fluidos así como los procesos dominantes del yacimiento en su estado inicial. De acuerdo con datos previos a la explotación, se plantea que los fluidos del yacimiento de Los Humeros están constituidos de una mezcla de aguas meteóricas de composición isotópica muy ligera (paleofluidos) y aguas “andesíticas”. La relación δD vs $\delta^{18}\text{O}$ para datos previos a la explotación indica que los fluidos producidos están constituidos por una mezcla de (al menos) dos fluidos de composición isotópica diferente. En el extremo más enriquecido de la relación de mezcla se encontraron las composiciones isotópicas de los pozos H-23 y H-18 (localizados en el sur del campo), mientras que los fluidos más ligeros se hallaron en el pozo H-16 original y posteriormente en el pozo H-16 reparado. Se encontró que la fase líquida de los pozos profundos se encuentra más enriquecida en $\delta^{18}\text{O}$ mientras que los pozos más someros muestran valores más ligeros, perfil que es indicativo de la ocurrencia de un proceso convectivo en el estado inicial. Con base en este perfil isotópico se establece que aunque la profundidad de las zonas productoras de los pozos H-1, H-12 y H-16 reparado son aproximadamente similares, su composición isotópica es muy diferente. La composición $\delta^{18}\text{O}$ del pozo H-16 reparado parecía ser la de un vapor condensado, mientras que las de los pozos H-1 y H-12 se encontraron dentro del intervalo de valores de los pozos más profundos (H-23). Esta característica sugiere que los pozos H-1 y H-12 reciben fluidos muy profundos enriquecidos en $\delta^{18}\text{O}$. Estos resultados podrían ser de utilidad en el modelado conceptual del yacimiento.

Palabras clave: Estado inicial, geoquímica, isotopía, Los Humeros.

Initial isotopic geochemistry ($\delta^{18}\text{O}$, δD) of fluids from wells of the Los Humeros, Pue., geothermal field

Abstract

Isotopic data ($\delta^{18}\text{O}$, δD) from fluids from production wells at the Los Humeros, Pue., geothermal field were analyzed to investigate the possible origin of these fluids and the dominant processes of the reservoir at its initial state. According to pre-exploitation data, it is suggested the Los Humeros reservoir fluids are made of a mixture of meteoric water of very light isotopic composition (paleo-fluids) and “andesitic” water. The relationship δD vs $\delta^{18}\text{O}$ from pre-exploitation data indicates the produced fluids are composed of a mixture of (at least) two fluids with distinct isotopic compositions. At the more enriched end of the mixing relationship are the isotopic compositions of the wells H-23 and H-18 (located in the southern area of the field), while the lighter fluids were found in well H-16 (originally) and then in well H-16 (repaired). It was found that the liquid phases of deep wells are more enriched in $\delta^{18}\text{O}$ while the shallow wells present lower values, suggesting a convection process at the initial state. Based on this isotopic profile, it is considered that even the production depths of the wells H-1, H-12 and H-16 (repaired) are just about the same, but their

respective isotopic compositions are quite different. The $\delta^{18}\text{O}$ value for well H-16 (repaired) seems to be that of condensate steam, while the corresponding values for wells H-1 and H-12 fall within the value interval of the deep wells (H-23). This suggests wells H-1 and H-12 are collecting very deep fluids enriched in $\delta^{18}\text{O}$. These results could be useful in creating a conceptual model of the reservoir.

Keywords: Initial state, geochemistry, isotopic, Los Humeros.

Introducción

El campo geotérmico de Los Humeros se localiza en la parte oriental de la Faja Volcánica Mexicana, aproximadamente a 200 km de la Cd. de México y a una elevación promedio de 2800 m sobre el nivel del mar. En este campo desde 1981 se han perforado 40 pozos, de los cuales 18 son productores y 4 se utilizan o se han utilizado como reinyectores (López Romero, 2006). En 1991 se instaló la primera unidad de generación de 5 MW; actualmente se cuenta con 8 unidades de 5 MW que suman una capacidad instalada de 40 MW (Gutiérrez-Negrín, 2007). Importantes rasgos del yacimiento de Los Humeros lo denotan como un sistema complejo. Se identificaron dos intervalos productores en el yacimiento, el más somero de los cuales presentó características más estables (Torres-Rodríguez, 1995). De acuerdo a los perfiles de presión obtenidos para el estado inicial del yacimiento, Arellano *et al.* (1998, 2003) propusieron la existencia de al menos dos yacimientos con diferentes características, el más somero con un mayor predominio de líquido y la ocurrencia de un fenómeno convectivo “heat pipe”. Según Torres-Rodríguez (1995), en Los Humeros el fenómeno de ebullición ocurre en la formación y produce condiciones bifásicas en los fluidos de alimentación de los pozos.

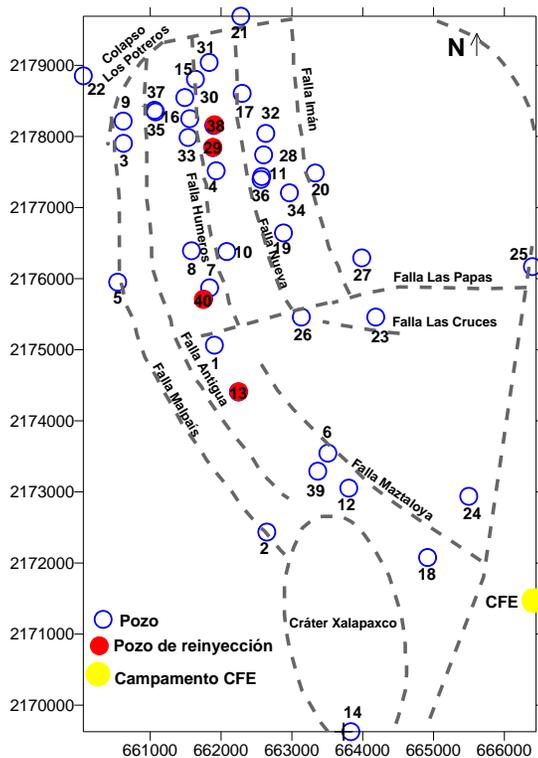


Fig. 1. Localización de pozos en Los Humeros.

Los fluidos de los pozos de Los Humeros consisten de mezcla bifásica con una entalpía relativamente alta, en algunos casos propia del vapor. La composición química de la fase líquida producida por los pozos es variable en el tiempo y depende tanto de la profundidad de los pozos como del diámetro del orificio de producción (Barragán, 1988, 1991; Truesdell, 1991; Tello, 1992; Arellano *et al.*, 1998; Prol-Ledesma, 1998). En general la fase líquida es de baja salinidad, presenta equilibrio parcial con la roca y los resultados de estimaciones de temperatura de yacimiento considerando geotermómetros catiónicos basados en la relación Na/K proveen temperaturas de 280 a 310°C. El líquido presenta características de mezcla y se clasifica como bicarbonatado, sulfatado y algunas veces clorurado. Algunos autores han atribuido estas características a la ebullición y a la falta de equilibrio químico en el fluido (Tello, 1992; Prol-Ledesma, 1998), aunque podrían también deberse a efectos de mezcla de la fase líquida original con condensado de vapor, rico en sulfatos y en carbonatos. En Los Humeros los estudios basados en la geoquímica de gases han sido útiles para estimar parámetros del yacimiento como la temperatura, la fracción de vapor y la saturación de líquido en la formación (Arellano *et al.*, 1998; 2003; Barragán *et al.*, 2000; 2007). La composición isotópica de los fluidos ($\delta^{18}\text{O}$, δD) también se ha utilizado para investigar el origen probable

de los fluidos del yacimiento y para identificar procesos tales como ebullición, mezcla de fluidos y

fenómenos de separación de vapor (Barragán *et al.*, 1988; 2000; Tello, 1992; Portugal *et al.*, 1994; Arellano *et al.*, 1998, 2003, 2006).

El objetivo de este trabajo es procesar datos tempranos de composición isotópica ($\delta^{18}\text{O}$, δD) de fluidos de pozos del campo geotérmico de Los Humeros para obtener la composición de la fase líquida del yacimiento y correlacionarla con datos de especies químicas de la fase vapor, para obtener perfiles de composición del estado inicial, que constituyan una referencia para estudios posteriores y apoyen el modelo conceptual del yacimiento. La Figura 1 muestra la localización de pozos en el campo.

Composición isotópica de fluidos

En la Tabla 1 se presenta la composición isotópica de fluidos de descarga total de pozos del campo de Los Humeros según datos tempranos, así como la composición química de la fase vapor.

Pozo	Fecha	TS (°C)	H (J/g)	y	$(\delta^{18}\text{O})_{\text{DT}}$ (‰) _{SMOW}	$(\delta\text{D})_{\text{DT}}$ (‰) _{SMOW}	Xg	CO ₂	H ₂ S	H ₂	CH ₄	N ₂	NH ₃
								Fracción mol x 1000 (base seca)					
H-1	21/10/87	125.0	1281	0.278	-2.7	-65.1	8.72	962.7	29.50	1.254	0.593	2.318	3.682
H-6	22/10/87	135.5	2081	0.704	-3.1	-70.9	9.94	880.2	82.84	20.661	2.467	7.809	6.039
H-7	21/10/87	138.0	2597	0.946	-3.4	-67.2	8.58	924.1	58.16	12.519	0.392	1.139	3.688
H-8	22/10/87	172.0	2142	0.695	-3.5	-69	13.26	945.6	41.20	9.316	0.457	1.016	2.431
H-10	21/10/87	119.5	2667	1.000	-5.3	-72.4	1.95	738.6	205.91	33.937	1.938	8.655	10.978
H-11	22/10/87	168.5	2667	0.919	-3.8	-68.1	20.67	955.5	35.75	5.712	0.754	0.454	1.817
H-12	22/10/87	168.5	2305	0.779	-2.5	-64.1	23.09	913.8	56.35	18.789	5.961	1.636	3.425
H-16	14/07/87	247.0		0.910			21.73	825.5	97.06	31.006	32.649	10.700	2.982
H-16	14/05/87	170.0	2618	0.990	-4.1	-69.9							
H-16	27/09/88	163	2431	0.840	-6.7	-80.4							
H-16R	13/10/89	241.0		0.826			8.56	844.1	105.25	16.850	20.804	11.814	1.101
H-16R	05/04/94	177.0		0.962			7.95	862.7	92.10	7.86	20.04	7.73	9.37
H-16R	24/11/94	185.0	2663	1.000	-8.22	-84.8							
H-17	14/05/87	175	2595	0.910	-3.72	-64.9							
H-17	21/10/87	189.5	2662	1.000	-4.5	-63.3	15.92	901.1	63.48	27.331	4.494	1.852	1.780
H-17	28/09/88	144	2662	1.000	-3.48	-68.2							
H-18	22/10/87	195.0	2667	1.000	-2.0	-49.4	41.74	862.2	40.25	31.850	57.213	4.095	4.385
H-19	22/10/87	138.0	2667	1.000	-4.3	-68.8	30.03	963.7	25.89	7.613	0.070	1.175	1.580
H-23	22/10/87	145.0	2667	0.735	-2.5	-66.4	25.02	777.8	153.77	56.911	0.958	1.737	8.838

Tabla 1. Composición isotópica de las descargas totales y composición química de fase vapor de pozos de Los Humeros. [TS: temperatura de separación de muestra de vapor; H: entalpía específica; y: fracción de vapor a condiciones de separación (adimensional); Xg: relación gas/vapor (milimoles de gases no condensables/mol de agua en el vapor); SMOW: Standard Mean Ocean Water; DT: Descarga total].

Origen de los fluidos del yacimiento

La composición isotópica de fluidos de pozos del campo de Los Humeros se relacionó con la de manantiales aledaños (Barragán *et al.*, 1998), con el objeto de investigar el origen posible de los fluidos del yacimiento. La Tabla 2 presenta la composición isotópica de manantiales relacionados con el sistema, mientras la Figura 2 muestra la relación entre las composiciones isotópicas de los fluidos de pozos y las de los manantiales, en una gráfica δD vs $\delta^{18}\text{O}$. En la figura se observa que los datos de manantiales se alinean en la recta correspondiente a la “línea meteórica mundial” mientras que los fluidos de Los Humeros resultan de una mezcla entre aguas magmáticas “andesíticas” y fluidos meteóricos de composición isotópica muy ligera (-

14.5 para $\delta^{18}\text{O}$ y -105 para δD) o paleofluidos. Según el método establecido por Giggenbach (1992), la fracción de componente andesítico en los fluidos del yacimiento de Los Humeros se estima entre 0.35 y 0.5. El ajuste por mínimos cuadrados de los puntos correspondientes a las descargas totales de pozos del campo de Los Humeros (Tabla 1) proporciona un coeficiente de correlación de 0.93 y una pendiente de 3.3. La pendiente obtenida es propia de una mezcla.

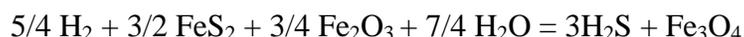
Nombre	Fecha	$\delta^{18}\text{O}$ (‰) _{SMOW}	δD (‰) _{SMOW}	Nombre	Fecha	$\delta^{18}\text{O}$ (‰) _{SMOW}	δD (‰) _{SMOW}
Huichotita	02/02/1998	-9.7	-66	Chignautla	04/02/1998	-9.9	-66
Atoluca	05/02/1998	-7	-46	Sn. Juan X.	02/02/1998	-9.9	-69
Mixquiapan	11/02/1998	-9.5	-65	Zoatzingo	04/02/1998	-7.8	-48
Zotola	06/02/1998	-11.3	-78	Tres Ocotes	07/02/1998	-9	-59
Huitzilpopo	07/02/1998	-11.6	-83	Cuauhtlam	05/02/1998	-9.6	-65
Pizarro	13/02/1998	-9.4	-71	El Rancho	03/02/1998	-7.4	-47
Xicalahua	10/02/1998	-10.6	-79	El Atrio	03/02/1998	-8.2	-53
Sn. Miguel	09/02/1998	-9.9	-72	La Barranca	14/02/1998	-9.4	-63
Sn. Roque	09/02/1998	-10.1	-73	Ahuacatlán	03/02/1998	-7	-43
Cuyuaco	13/02/1998	-11.2	-81	La Pasada	03/02/1998	-8.9	-59
El Trébol	12/02/1998	-10.1	-78	La Cueva	02/02/1998	-8.5	-58
Pochintoc	10/02/1998	-8.1	-61	Huitzililapa	06/02/1998	-10.5	-76
Temoxixa	05/02/1998	-9.8	-66	Xaltipanapa	09/02/1998	-10.4	-74
Mazapa	12/02/1998	-9.5	-67	Calzacate	05/02/1998	-10	-66
El Tesoro	05/02/1998	-10.7	-77	PGH-4	11/02/1998	-11.6	-83
La Calera	16/02/1998	-12.4	-89	El Cisne	07/02/1998	-10.2	-76
Loma Larga	04/02/1998	-10.8	-79	VPH-1	10/02/1998	-11.1	-81
Pepsi Cola	14/02/1998	-11.9	-82	Sta. Rosa	09/02/1998	-10.3	-73
Sn. Pizarro	07/02/1998	-10	-76				

Tabla 2. Composición isotópica de manantiales aledaños al campo geotérmico de Los Humeros.

Composición isotópica de fluidos de yacimiento

Método de cálculo

Se obtuvo la composición isotópica de los fluidos a condiciones de yacimiento corrigiendo la composición de la descarga total por el porcentaje de vapor de yacimiento presente en el fluido alimentador de los pozos. La temperatura de yacimiento se obtuvo mediante el método FT-HSH2 (D'Amore, 1998; Arellano *et al.*, 1998; Barragán *et al.*, 2000). Este método se basa en el equilibrio de la reacción de Fischer-Tropsch ($\text{CO}_2 + 4\text{H}_2 = \text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$) y el equilibrio mineral pirita-magnetita-hematita como *buffer* que controla la concentración de H_2S en los fluidos producidos, de acuerdo con la reacción:



Los parámetros FT y HSH2 se calculan a partir de la composición gaseosa tomando las concentraciones en la descarga total:

$$\text{FT} = 4 \log (\text{H}_2/\text{H}_2\text{O}) + \log (\text{CO}_2/\text{H}_2\text{O}) - \log (\text{CH}_4/\text{H}_2\text{O})$$

$$\text{HSH2} = 3 \log (\text{H}_2\text{S}/\text{H}_2\text{O}) - 5/4 \log (\text{H}_2/\text{H}_2\text{O})$$

Los resultados FT y HSH2 se grafican en una malla de referencia para obtener de forma gráfica tanto la temperatura de yacimiento como el exceso de vapor.

El porcentaje de vapor en los fluidos de alimentación (también denominado “exceso de vapor”) se obtuvo por medio del programa SCEXVAP (Nieva *et al.*, 1987) que considera el equilibrio de la reacción de Fischer-Tropsch ($CO_2 + 4H_2 = CH_4 + 2H_2O$) empleando datos de composición gaseosa de los fluidos. El programa SCEXVAP provee además la concentración de CO_2 en la fase líquida del yacimiento.

El método de cálculo del exceso de vapor fue propuesto por Giggenbach (1980) y modificado por Nieva *et al.* (1987) para aplicarlo a datos de fluidos con alta concentración de gases no condensables. De acuerdo con el método, se asume que las desviaciones de las proporciones relativas de los reactantes con respecto a los valores esperados del equilibrio se deben a la adición de una fracción másica “y” de vapor de yacimiento que fluye junto con la fase líquida para alimentar al pozo. Entonces, “y” se obtiene de acuerdo a:

$$K_c = [X_{CO_2} X_{H_2}^4 B_{CO_2} B_{H_2}^4 D_{CH_4} P_{H_2O}^2] / [X_{CH_4} B_{CH_4} D_{CO_2} D_{H_2}^4], \text{ donde:}$$

$$D_i = 1 - y + y B_i/F \quad y \quad F = 1 + X_{CO_2} B_{CO_2}$$

X_i representa la fracción molar de la especie i en la descarga total; K_c es el valor de la constante de equilibrio de la reacción de Fischer-Tropsch a la temperatura del yacimiento; B_i es el coeficiente de distribución (dependiente de la temperatura) de la especie i ; P_{H_2O} es la presión parcial del agua a la temperatura del yacimiento y y es el exceso de vapor de yacimiento, expresado en fracción molar.

La concentración molar de alguna especie volátil i en la fase líquida del yacimiento se calcula por:

$$X_{l,i} = [1 - y + (y B_i) / (1 + B_{CO_2} X_{l,CO_2})]^{-1} X_{td,i}$$

Donde los subíndices l y td indican fase líquida y descarga total, respectivamente.

La composición isotópica (por ejemplo oxígeno-18) en el líquido del yacimiento se obtiene por:

$$\delta^{18} O_l = [(\delta^{18} O_{td} + y (\alpha - 1/\alpha) \times 1000) / (1 - y + y/\alpha)]$$

Donde α es el factor de fraccionamiento del oxígeno-18 entre líquido y vapor a la temperatura del yacimiento.

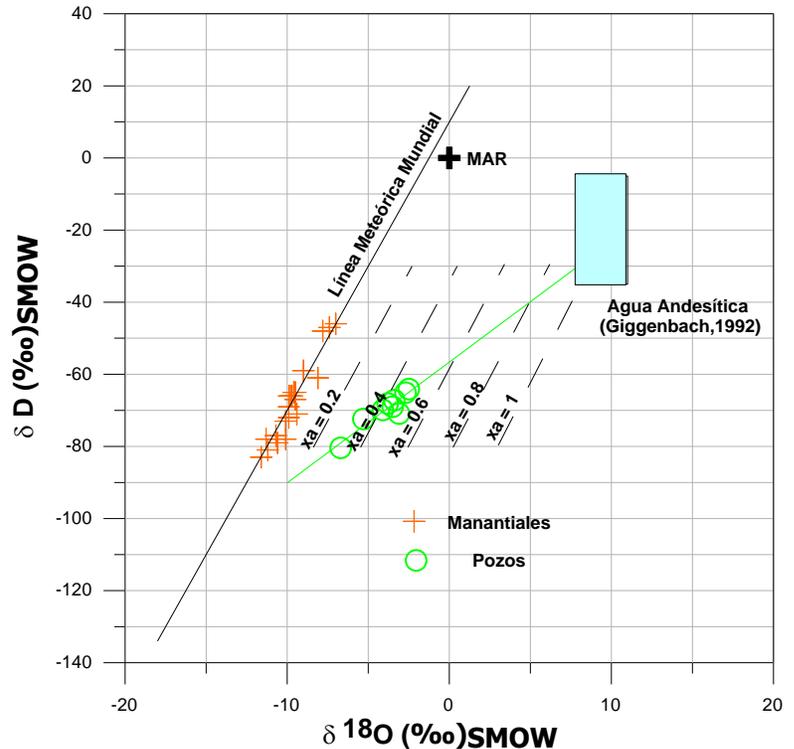


Figura 2. δD vs $\delta^{18}O$ de las descargas totales de pozos del campo de Los Humeros y de manantiales relacionados.

Cuando se calcula un déficit de vapor (valor de y negativo), esto se interpreta como una pérdida de vapor del fluido de alimentación por ebullición antes de alimentar al pozo. En este caso el cálculo de la concentración de componentes volátiles (i) y especies isotópicas (oxígeno-18) en la fase líquida del yacimiento se obtienen por:

$$X_{l,i} = [1 - y + (y B_i)/(1 + B_{CO_2} X_{i,CO_2})] X_{td,i}$$

$$\delta^{18} O_l = \delta^{18} O_{td} (1 - y + y/\alpha) + 1000 y (1 - \alpha/\alpha)$$

Resultados

Aplicando la metodología descrita y los datos correspondientes a los pozos enlistados en la Tabla 1, se obtuvieron las composiciones isotópicas de los fluidos a condiciones de yacimiento. Asimismo, se obtuvieron las concentraciones de CO_2 tanto en las descargas totales de los pozos como en la fase líquida del yacimiento. Los resultados se presentan en la Tabla 3.

Pozo	Fecha	Elevación de zona productora (msnm)	Temperatura de yacimiento (°C)	Exceso de vapor "y" (%)	(CO_2) _{DT} (fracción mol x 1000)	(CO_2) _{LY} (fracción mol x 1000)	($\delta^{18} O$) _{LY} (‰) _{SMOW}	(δD) _{LY} (‰) _{SMOW}
H-1	21/10/87	1442	280	-0.2	2.317	2.523	-2.7	-65.1
H-6	22/10/87	347	310	11.4	6.117	1.754	-3.0	-71.3
H-7	21/10/87	560	305	14.0	7.440	1.660	-3.3	-67.6
H-8	22/10/87	512	300	12.1	8.610	1.975	-3.4	-69.4
H-10	21/10/87	742	312	4.0	1.441	0.778	-5.3	-72.5
H-11	22/10/87	512	322	10.3	17.800	0.709	-3.7	-68.3
H-12	22/10/87	1160	318	21.4	16.180	0.343	-2.4	-64.6
H-16	14/05/87	790	312	25.0			-4.1	-69.9
H-16	14/07/87	790	332	20.6	16.59	4.721		
H-16	27/09/88	790	320	6.0			-6.7	-80.4
H-16R	13/10/89	1400	330	2.1	6.073	4.705		
H-16R	05/04/94	1400	330	-0.6	7.021	6.698		
H-16R	24/11/94	1400	330				-8.2	-84.8
H-17	21/10/87	635	295	37.9	14.190	1.062	-4.2	-63.7
H-18	22/10/87	0	280	70.6	36.840	1.000	-1.2	-52.2
H-19	22/10/87	608	280	66.9	28.100	0.859	-3.6	-71.4
H-23	22/10/87	200	320	99.8	13.970	0.767	-1.8	-68.4

Subíndices: DT: descarga total; LY: líquido del yacimiento; SMOW: Standard Mean Ocean Water.

Tabla 3. Elevaciones de las zonas productoras de los pozos, estimaciones de temperatura de yacimiento, resultados de exceso de vapor, concentraciones de CO_2 en la descarga total y en la fase líquida del yacimiento y composición isotópica ($\delta^{18}O$, δD) de la fase líquida del yacimiento, según datos tempranos de pozos de Los Humeros.

La Figura 3 muestra la composición isotópica de la fase líquida del yacimiento que alimenta los pozos del campo de Los Humeros, en una gráfica δD vs $\delta^{18}O$. El ajuste general de los puntos por mínimos cuadrados provee una pendiente de 3.5 (que indica una relación de mezcla) con un coeficiente de correlación de 0.86. Como puede observarse, el fluido isotópicamente más enriquecido es el que produjo el pozo H-18 (actualmente no productor) localizado en el área del Xalapazco, en el sur del campo. El extremo isotópicamente más ligero corresponde al pozo H-16 Reparado (según datos de 1994); esta composición isotópica sugiere la presencia de condensado de vapor en su zona de alimentación. El pozo H-16 produjo en

1988 fluidos isotópicamente más ligeros que en 1987 aunque los tres datos del pozo H-16 respetan la tendencia de mezcla.

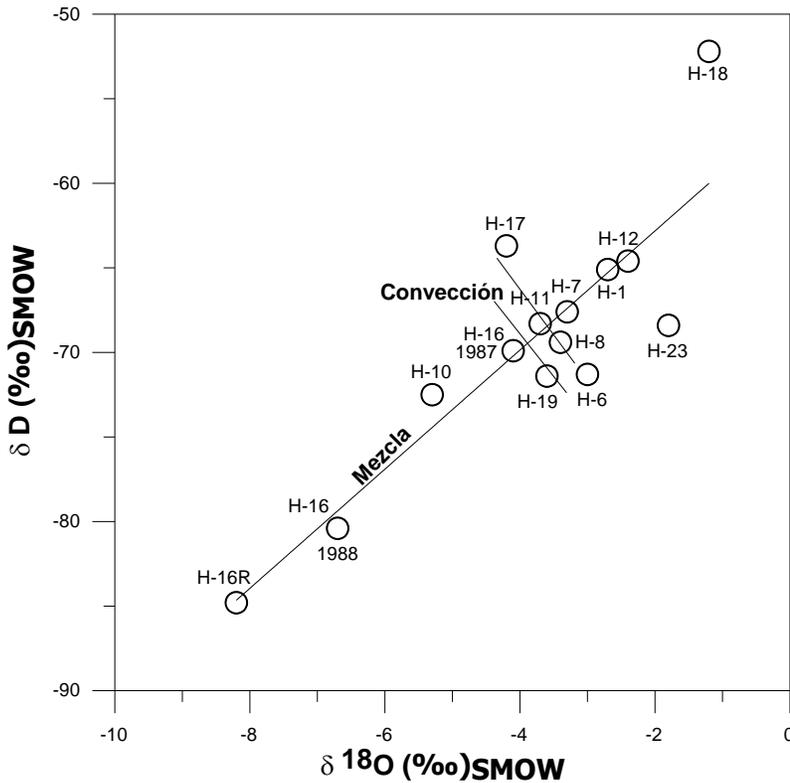


Figura 3. δD vs $\delta^{18}O$ de la fase líquida del yacimiento de Los Humeros.

En la figura se observa que las composiciones isotópicas de los pozos H-1 y H-12 son muy parecidas y que es probable que se alimenten del mismo estrato productor. El pozo H-12 es un pozo muy profundo aunque resultados de simulación han evidenciado que el aporte principal de fluidos ocurre a una elevación de 1160 msnm (CFE, 1987; Flores y Ramírez, 2006).

También se observan en la figura tendencias de pendiente negativa que indican procesos de tipo convectivo, en los que el vapor que se separa del líquido se enriquece ligeramente en δD y se agota en $\delta^{18}O$. El comportamiento isotópico de los fluidos del yacimiento de Los Humeros sugiere que existe un proceso general de mezcla de fluidos básicamente entre dos componentes, teniendo el extremo más ligero las características de un condensado de vapor.

Con objeto de investigar la ocurrencia de condensado de vapor en la zona de alimentación del pozo H-16 Reparado, en la Figura 4 se relacionó la concentración de CO_2 en la fase líquida del yacimiento con la elevación de las zonas productoras de los pozos. Como puede observarse, el perfil de CO_2 indica una concentración muy elevada en el pozo H-16 Reparado confirmando la presencia de condensado de vapor en su zona de alimentación. Los datos del pozo H-16 correspondientes a 1987 y a 1989 (antes de su reparación) indican un contenido relativamente alto de CO_2 en su zona de alimentación, si se comparan con los datos de los demás pozos estudiados.

Es interesante notar que aunque los pozos H-1 y H-16 Reparado se alimentan de zonas de profundidades similares, los fluidos que producen ambos son isotópicamente muy diferentes entre sí, así como en su contenido de CO_2 .

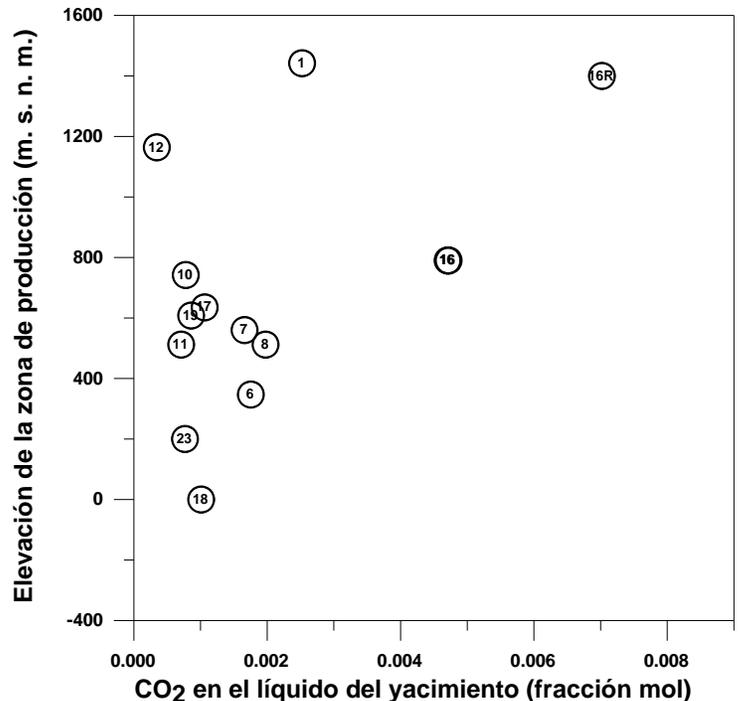


Fig. 4. Elevación de zonas productoras de pozos del campo de Los Humeros vs concentración de CO_2 en el líquido del yacimiento.

Como es de esperar, la tendencia general del CO_2 en el líquido del yacimiento indica que éste decrece a mayor profundidad, hallándose el valor mínimo en el fluido que alimenta al pozo más profundo, el H-23. La concentración de CO_2 en el líquido del yacimiento que alimentaba al pozo H-1 era más alta que la del fluido de alimentación del H-23, lo que sugiere cierta presencia de condensado en el estrato alimentador del pozo H-1. La distribución de CO_2 en el líquido del yacimiento podría deberse a una trayectoria preferencial de condensado de vapor profundo en su ascenso hacia la parte central de la zona norte del campo, específicamente hacia donde se localiza el pozo H-16.

Por su parte, la Figura 5 muestra el perfil de $\delta^{18}\text{O}$ en la fase líquida del yacimiento. Como puede observarse según la tendencia general observada, los fluidos están más enriquecidos isotópicamente a mayor profundidad con excepción del líquido alimentador de los pozos H-1 y H-12, que no respeta la tendencia y presenta un valor de $\delta^{18}\text{O}$ característico del estrato más profundo.

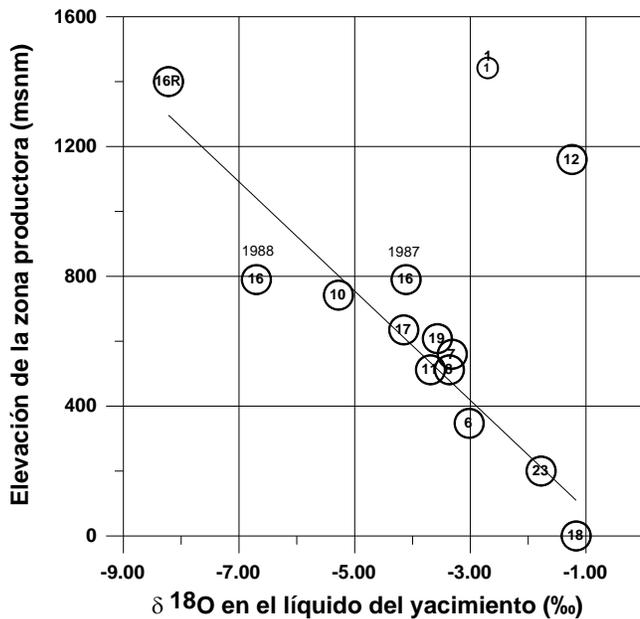


Figura 5. Elevación de zonas productoras de pozos del campo de Los Humeros vs concentración de $\delta^{18}\text{O}$ en el líquido del yacimiento.

La tendencia general observada podría ser resultante de un proceso convectivo producido por separación y ascenso de vapor con reflujo de condensado (“*heat pipe*”). Este fenómeno fue propuesto por Arellano *et al.*, (1998; 2003) como dominante en el yacimiento en el estado natural. Los perfiles de CO_2 y $\delta^{18}\text{O}$ en la fase líquida del yacimiento muestran que el condensado producido parece seguir una trayectoria preferente hacia la parte central de la zona norte del campo. De ocurrir el proceso mencionado, éste podría ser el responsable de la acidez observada en el pasado en pozos localizados en la parte mencionada (Barragán *et al.*, 1989; Truesdell, 1991).

Conclusiones

El origen de los fluidos del yacimiento de Los Humeros se define como resultante de una mezcla entre paleofluidos y agua “andesítica”; la fracción de ésta se estimó entre 0.35 y 0.5.

La correlación δD vs $\delta^{18}\text{O}$ de los fluidos de alimentación de los pozos indica que existe una mezcla de fluidos, siendo los más ligeros probablemente un condensado de vapor. Estos fluidos fueron producidos por el pozo H-16 después de su reparación. Sin embargo, antes de ser reparado este pozo también constituyó el extremo más ligero de la correlación, lo que probablemente indica una trayectoria preferencial de condensado de vapor profundo en su ascenso hacia la parte central de la zona norte del campo. Esto se corroboró por el perfil obtenido para el CO_2 en la fase líquida del yacimiento, el cual presentó los valores más altos en el pozo H-16R (y en el H-16 antes de su reparación). El perfil del $\delta^{18}\text{O}$ en el líquido del yacimiento también indica la presencia de condensado de vapor en este pozo.

Se observó que en el estrato más somero existen fluidos de diferentes características. Los fluidos de los pozos H-1 y H-12 que provienen del estrato somero resultaron ser más parecidos a los del estrato profundo, mientras que los producidos por el pozo H-16 presentaron características de condensado de vapor. Estos resultados pueden apoyar el modelo conceptual del yacimiento.

Referencias

- Arellano, V.M., A. García, R.M. Barragán, G. Izquierdo, A. Aragón, D. Nieva, E. Portugal e I. Torres, 1998. Desarrollo de un modelo básico actualizado del yacimiento de Los Humeros, Puebla. Informe IIE/11/11459/I01/F para la Comisión Federal de Electricidad, Instituto de Investigaciones Eléctricas, Temixco, Mor., 450 p. Inédito.
- Arellano, V.M., A., García, R.M. Barragán, G. Izquierdo, A. Aragón, and D. Nieva, 2003. An updated conceptual model for the Los Humeros geothermal reservoir. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, Vol. 124, pp. 67-88.
- Arellano, V.M., R.M. Barragán, A. Aragón, K.M. Aguilar y P. García, 2006. Respuesta del yacimiento de Los Humeros a la explotación. Informe IIE/11/13121 para la Comisión Federal de Electricidad, Instituto de Investigaciones Eléctricas, Cuernavaca, Mor., México, 560 p. Inédito.
- Barragán, R.M., E. Santoyo, D. Nieva, E. Portugal y M.P. Verma, 1988. Caracterización de yacimientos geotérmicos por medio de la determinación de parámetros físico-químicos. Capítulo 7, Parte 2, Observaciones geoquímicas preliminares de los fluidos del campo geotérmico de Los Humeros. Informe interno, Instituto de Investigaciones Eléctricas, Cuernavaca, México, IIE/11/2386/I 01/F, pp. 195-239. Inédito.
- Barragán, R.M., M. Cervantes, R. Díaz, V.H. Garduño, E. González, S. Holguín, F. Meza, D. Nieva, R. Oliver, N. Rosas y J.A. Sampedro, 1989. Caracterización del fenómeno de corrosión-obturación de pozos de Los Humeros. Instituto de Investigaciones Eléctricas, Cuernavaca, México, Informe IIE/11/3753/I, para la Comisión Federal de Electricidad, 83 p. Inédito.
- Barragán, R.M., D. Nieva G., E. Santoyo G., M.P. Verma y E. González P., 1991. Geoquímica de fluidos del campo geotérmico de Los Humeros, Pue., (México). *Geotermia*, Vol. 7, No. 1, pp. 23-47.
- Barragán, R.M., E. Portugal y J. Martínez, 1998. Estudio isotópico de fluidos de pozos productores del campo geotérmico de Los Humeros, Puebla. Informe IIE/11/11173/I 02/F, 45 p. Inédito.
- Barragán, R.M., V.M. Arellano, D. Nieva, E. Portugal, A. García, A. Aragón, R. Tovar, and I. Torres-Alvarado, 2000. Gas geochemistry of the Los Humeros geothermal field, México. *Proc. World Geothermal Congress 2000*, Kyushu-Tohoku, Japón, pp. 2527-2532.
- Barragán, R.M., V.M. Arellano, M. Flores, and R. Tovar, 2007. Intermittent recharge processes at the Los Humeros (México) geothermal reservoir indicated by analysis of gas data. *Transactions of the Geothermal Resources Council*, Vol. 31, pp. 545-550.
- Comisión Federal de Electricidad, 1987. Características y comportamiento de los Pozos H-06 y H-12 del Campo Geotérmico Los Humeros, Pue. Informe interno 1387-013, CFE, Departamento de Evaluación y Yacimientos, Residencia de Perforación Los Humeros. Inédito.
- D'Amore, F., 1998. Time evolution of chemical and physical parameters of the reservoir fluid in Ahuachapan geothermal field (El Salvador). Informe para la International Atomic Energy Agency, 125 p. Inédito.
- Flores, M., y M. Ramírez, 2006. Análisis de los pozos productores de la zona centro y sur del Campo Geotérmico Los Humeros, Pue. CFE, Informe interno del Departamento de Ingeniería de Yacimientos, No. DINYAC-017-2006. Inédito.

- Giggenbach, W. F., 1980. Geothermal gas equilibria. *Geochim. Cosmochim. Acta*, 44, pp. 2021-2032.
- Giggenbach, W.F., 1992. Chemical techniques in geothermal exploration. En: *Applications of geochemistry in geothermal reservoir development*, F. D'Amore (Coordinador). UNITAR/UNDP, pp. 119-144.
- Gutiérrez-Negrín, L.C.A., 2007. 1997-2006: A decade of Geothermal power generation in Mexico. *Transactions of the Geothermal Resources Council*, Vol. 31, pp. 167-172.
- López Romero, O., 2006. Actualización del modelo geoquímico de Los Humeros, Pue., México. *Geotermia*, Vol. 19, No. 1, pp. 23-32.
- Nieva, D., M. Verma, E. Santoyo, R.M. Barragán, and E. Portugal, 1987. Chemical and isotopic evidence of steam upflow and partial condensation in Los Azufres reservoir. *Proceedings of the Twelfth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford, CA., pp. 253-260.
- Portugal, E., M.P. Verma, R.M. Barragán y A. Mañón, 1994. Geoquímica de carbono, oxígeno y deuterio de fluidos del sistema geotérmico de Los Humeros, Puebla, México. *Geofísica Internacional*, Vol. 33, No. 4, pp. 607-618.
- Prol-Ledesma, R.M., 1998. Pre- and post-exploitation variations in hydrothermal activity in Los Humeros geothermal field, Mexico. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 83, pp. 313-333.
- Tello H., E., 1992. Características geoquímicas e isotópicas de los fluidos producidos por los pozos de Los Humeros, Puebla. *Geotermia*, Vol. 8, pp. 3-48.
- Torres-Rodríguez, M., 1995. Characterization of the reservoir of the Los Humeros, Mexico, Geothermal Field. *Proceedings of the World Geothermal Congress 1995*, Florence, Italy, Vol. 3, pp. 1561-1567.
- Truesdell, A.H., 1991. Origins of acid fluids in geothermal reservoirs. *Transactions of the Geothermal Resources Council*, Vol. 15, pp. 289-296.

Estudios para recuperar la capacidad de aceptación en pozos inyectores del campo geotérmico de Cerro Prieto, BC

Julio Álvarez Rosales

Comisión Federal de Electricidad, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, Residencia General de Cerro Prieto, Mexicali, BC, México. Correo: julio.alvarez@cfe.gob.mx.

Resumen

Al igual que en diversos campos geotérmicos en el mundo, en el de Cerro Prieto, BC, se han utilizado tanto pozos inyectores perforados *ex profeso* como antiguos pozos exploratorios y productores para inyectar el fluido residual al subsuelo. Desde la década de los 80 se han realizado diversos estudios y acciones en ese campo geotérmico para recargar al yacimiento y para disponer del fluido residual, sin ocasionar daños al ambiente ni a los cuerpos hídricos del subsuelo, que van desde la infiltración hasta la inyección en frío y en caliente. Este artículo presenta los diferentes estudios realizados con ese objetivo en el campo, incluyendo el análisis de litofacies, de núcleos de formación, de registros de presión, temperatura y *spinner*, las pruebas en pozos y análisis de tasas de aceptación, así como los efectuados en el acuífero superficial. Todos ellos han sido de utilidad para atender los requerimientos de las autoridades ambientales. Finalmente, y en virtud de que las tasas de aceptación de los pozos disminuyen constantemente debido a daños a la formación, se propone incorporar una técnica adicional para reducir el daño, prolongar la vida útil de los pozos de inyección en frío y en caliente, y al mismo tiempo continuar asegurando que no se afecta el medio ambiente ni los acuíferos someros.

Palabras clave: Acuíferos, Cerro Prieto, inyección, salmuera residual.

Studies for recovering injection capacity in wells of the Cerro Prieto, BC, geothermal field

Abstract

As in geothermal fields around the world, at Cerro Prieto geothermal field, BC, former exploratory and production wells are used to inject residual brine. Since the 1980s, studies and activities have been carried out to find ways to recharge the reservoir and dispose of brine without harming the environment or underground aquifers. These include infiltration and cold-and-hot injection. Some of the studies are presented here, including analyses of litho-facies; core samples; pressure, temperature and spinner logs; well tests and injection rates—plus some studies on the shallow aquifer. All have been useful in fulfilling requirements made by environmental authorities. Because injection rates constantly decrease due to formation damage, it is proposed an additional technique be used to reduce such damages and prolong the lifetime of cold-and-hot injection wells—while ensuring the environment and shallow aquifers are not affected.

Keywords: Aquifers, Cerro Prieto, injection, residual brine.

1. Introducción

A la fecha se han realizado diversos estudios para reinyectar el fluido residual en el Campo Geotérmico de Cerro Prieto (CGCP). De manera similar a otros campos geotérmicos del mundo, han sido utilizados antiguos pozos exploratorios y productores, y se han construido pozos *ex profeso*. Al inicio, la reinyección se enfocó

para recargar el yacimiento y disponer el fluido residual sin ocasionar daños al medio ambiente. Sin embargo, esto último tiene mayor relevancia en la actualidad por sus implicaciones ecológicas y porque ya se ha registrado el efecto de la reinyección en pozos productores (Truesdell *et al.* 1999).

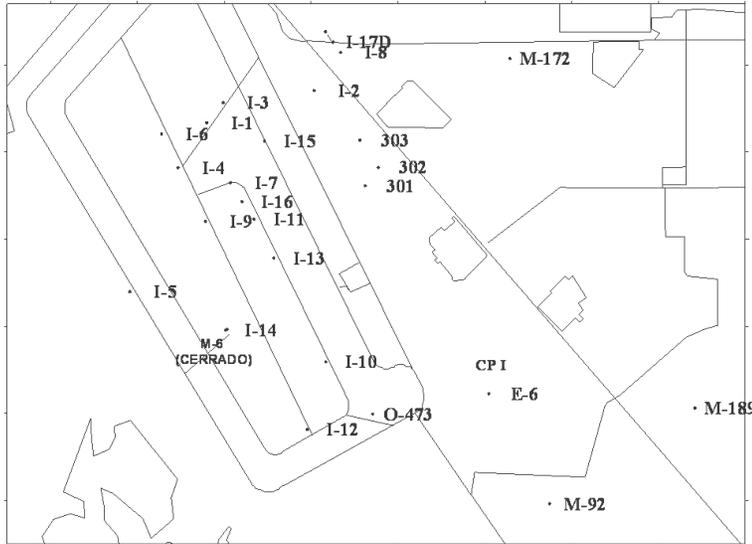


Fig. 1. Ubicación de pozos inyectoros (I) en el campo de Cerro Prieto.

disminuir el efecto de la reinyección en la zona productora.

2. Estudios realizados

En la búsqueda de alternativas para el manejo y disposición de la salmuera excedente de la laguna de evaporación solar, en 1986 se realizaron pruebas de inyección en pozos antiguos (M-6, M-9 y Q-757). También se realizó un estudio de prefactibilidad para evaluar el desecho de salmuera mediante su infiltración en la porción occidental del campo. Esta porción está cubierta por abanicos aluviales y en su subsuelo existe un acuífero somero que contiene salmuera no apta para ningún uso doméstico o agrícola. El estudio no fue conclusivo.

Subsecuentemente se han perforado pozos inyectoros pero algunos han registrado bajas tasas de aceptación, por lo que ha sido necesario estudiarlos para determinar las causas. Asimismo, estos estudios también se han utilizado para seleccionar nuevos sitios de inyección. A continuación se indican las principales conclusiones de algunos de ellos.

2.1 Análisis de litofacies

Los resultados obtenidos en algunos pozos llevaron a estudiar en detalle los cuerpos de arenas-areniscas, y a reinterpretar la geología de la zona de reinyección, echando mano de nueva información litológica proveniente de pozos, muestras de núcleos, registros eléctricos y de temperatura. En resumen se determinó lo siguiente.

- Existe una definida diferencia litológica entre las zonas de producción de vapor y las de reinyección. En las primeras las unidades de lutitas y areniscas están consolidadas y las zonas mineralógicas (con cementantes de minerales hidrotermales) bien definidas. En cambio hacia la zona de reinyección hay una transición de las

El CGCP se localiza en el Valle de Mexicali, Baja California, México, a 30 km al sureste de la ciudad de Mexicali, y la zona de reinyección es la porción occidental (Fig. 1). Actualmente la salmuera residual es inyectada tanto en frío como en caliente.

El objetivo de este trabajo es presentar los principales estudios realizados para explicar la baja tasa de aceptación de algunos pozos desde el punto de vista geológico y el punto de vista relacionado con la construcción y operación de los mismos.

Además, se realizan recomendaciones de mejora para disminuir el daño a la formación de los pozos e incrementar sus tasas de aceptación, así como algunas estrategias para

areniscas hacia facies de arenas no consolidadas y arenas arcillosas, mientras que las lutitas se convierten en arcillas y arcillas arenosas igualmente sin consolidación.

- Los factores geológicos relacionados con la baja aceptación de los pozos son: presencia de sedimentos finos (arcillas y limos) en los intersticios de las areniscas y las arenas, así como auto-sellamiento de las areniscas por mineralización hidrotermal (pirita, clorita y sílice) ocasionado por la descarga natural del yacimiento geotérmico.

- Se definieron para la zona de reinyección del CGCP dos tipos de litofacies: Lutita-Arcilla y Arenisca-Arena (Álvarez y Camacho, 2003), de forma similar a lo definido en los estudios previos de Lyons y Van de Kamp (1980) y Halfman *et al.* (1984, 1986) para explicar el movimiento de fluidos en el subsuelo. Finalmente, se obtuvo el modelo de litofacies de la zona de reinyección.

2.2 Estudios de muestras de núcleos

Se realizó un estudio sobre muestras de núcleos de formación recuperados en 1988 obteniéndose un mayor detalle sobre la litología de la zona de reinyección (Álvarez, 2001). En general el subsuelo en esta zona está constituido por arenas, areniscas, arenas arcillosas, areniscas limolíticas, arcillas y lutitas. La escasa compactación que llega a ocurrir se debe a la carga litostática y a la cohesión debida a arcillas y limos intersticiales. Además, se confirmó el efecto de descarga del yacimiento que provoca el auto-sellamiento de la formación y la formación de horizontes semi-compactos aislados.

Se realizaron análisis de propiedades petrofísicas en estas muestras de núcleo, que confirman la amplia variación de las propiedades en la zona de reinyección. En Tabla 1 se presentan algunos resultados en núcleos de los pozos inyectoros I-4 e I-7, los cuales contribuyen a explicar por qué el pozo I-7 tiene mayor tasa de aceptación que el I-4.

Pozo	Profundidad (m)	ρ_t	ϕ	kw
I-4	1253 - 1254	2.04 - 2.07	20.5 - 22.6	171
	1257 - 1258	2.07 - 2.09	21.1 - 21.8	3.04
	1293 - 1294	2.09	19.8 - 20.4	-
I-7	647 - 652	1.79 - 1.97	27.8 - 31.2	1070 - 1373

ρ_t : Densidad total de la roca seca en g/cm³.

ϕ : Porosidad en %.

kw : Permeabilidad absoluta, salmuera a condiciones de yacimiento, en milidarcys.

Tabla 1. Resumen de las determinaciones petrofísicas en núcleos de formación de los pozos inyectoros I-4 e I-7 (Datos de Contreras, 1999).

El efecto de los sedimentos finos intersticiales en los horizontes de arena sobre la capacidad aceptación de los pozos se evaluó en el laboratorio de petrofísica (Contreras, 1999; Contreras y García, 2003). Se ensayaron muestras para determinar la permeabilidad empleando agua pura y salmuera como fluidos de medición, resultando que la permeabilidad al agua resultó ser mucho menor que la permeabilidad a la salmuera, llegando éstas a diferir entre sí en tres órdenes de magnitud debido al hinchamiento de arcillas activas. Lo anterior explica la baja aceptación de algunos pozos, ya que el hinchamiento de las arcillas obstruye los conductos de flujo y afecta la permeabilidad.

2.3 Análisis de historia de inyección

Actualmente la reinyección en el campo de Cerro Prieto se realiza por gravedad (sin bombeo) y en frío. La salmuera separada de los pozos productores se envía por drenes o tuberías a la Laguna de Evaporación Solar ubicada al occidente del campo, donde su temperatura se reduce y se depositan parte de los compuestos que lleva en solución, particularmente sílice. Después se toma la salmuera directamente de la laguna y se conduce hacia los pozos inyectores, utilizándose bombas cuando el pozo está alejado, como es el caso de los pozos I-8 e I-17D (Fig. 1).

Se analizó el comportamiento histórico de las tasas de aceptación de 19 pozos inyectores y se lograron definir básicamente dos tipos de tendencia histórica: a) Una declinación bien definida en la capacidad de aceptación, como ocurre con el pozo inyector I-1 cuya historia de inyección entre octubre de 1992 y marzo de 2007 se reproduce en la Figura 2 (izquierda), y b) Una tendencia a mantener constante la capacidad de aceptación, es decir sin declinación, como ocurre por ejemplo con el pozo inyector E-6 cuya historia de inyección entre mayo de 1990 y febrero de 2008 aparece también en la Figura 2 (derecha). Estos comportamientos se atribuyen principalmente a la permeabilidad y al efecto ocasionado por el agua reinyectada que contiene alto contenido de sólidos totales disueltos.

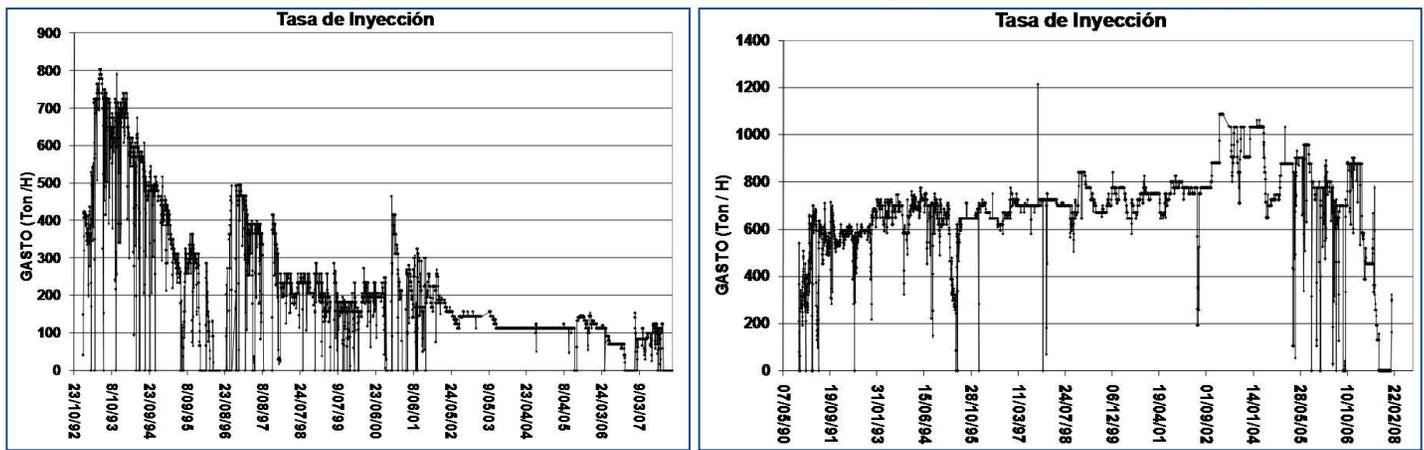


Fig. 2. Historia de inyección en los pozos I-1 (izquierda) y E-6 (derecha) del campo geotérmico de Cerro Prieto (tasa de inyección o gasto en toneladas por hora).

Por su parte, el pozo M-6 fue perforado hasta 2042 m de profundidad y terminado con disparos en la tubería de revestimiento (T.R.) de 11 $\frac{3}{4}$ " \varnothing entre 534 y 740 m de profundidad y un tapón mecánico a 766 m. Este pozo fue de los primeros utilizados para reinyección a lo largo de casi cinco años. Del análisis y reinterpretación del comportamiento de la inyección en él se definió lo siguiente:

- El intervalo disparado corresponde a una intercalación de cuerpos poco consolidados de lutitas y areniscas.
- Mediante análisis de muestras de núcleo y de registros se determinaron dos horizontes permeables: de 400 a 800 m y 1750 a 2042 m de profundidad.
- Con una transmisibilidad (KH) de 22,334.79 md-m y un índice de inyectividad entre 19.4 y 23.85 $\text{m}^3/\text{H}/\text{kg}/\text{cm}^2$ a diferentes gastos, calculados mediante pruebas, se clasificó como buen pozo inyector por su alta permeabilidad (Ribó, 1987; Aragón y Acosta, 1987).
- En 1991 se realizaron pruebas de acidificación en el pozo, lográndose incrementar favorablemente la tasa de inyección de 25 a 250 t/h, y llegando hasta 300 t/h (Fig. 3). Sin embargo, posteriormente se registró una declinación de 65.7 t/h por año, hasta que el pozo debió salir de operación en 1995 y actualmente está cerrado.

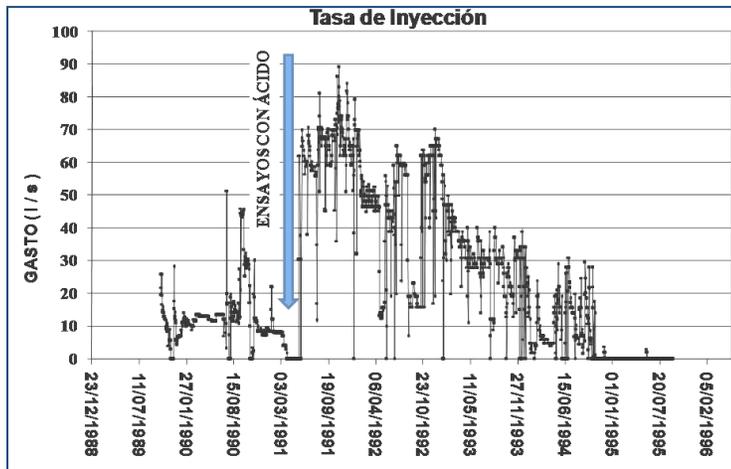


Fig. 3. Historia de inyección del pozo M-6.

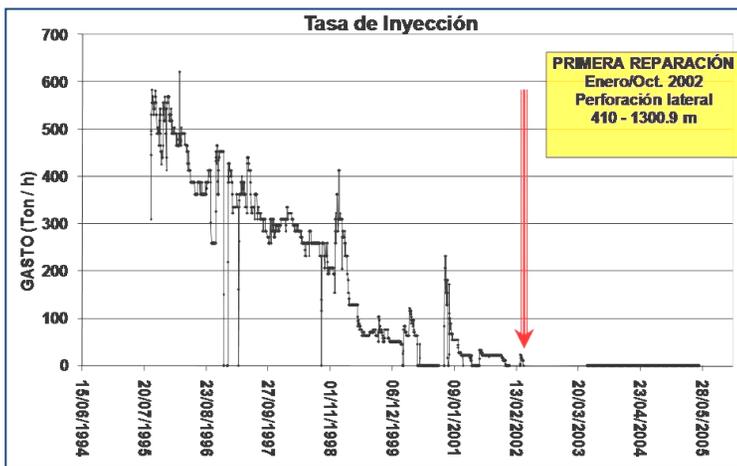


Fig. 4. Historia de inyección del pozo I-4.

mezcla de agua y vapor. Sin embargo, el pozo I-16 que casi no admitía inyección por gravedad, a partir de julio de 2006 incrementó su tasa de entre 10-49 t/h hasta 280 t/h. Esto implica que en la zona de reinyección actual del CGCP se está presentando saturación y reactivación térmica en algunos sectores.

En noviembre de 2005 se calibraron 23 pozos y se corrieron registros de temperatura y presión, se midió la profundidad del nivel estático y en algunos se realizaron pruebas de inyección-recuperación. Como un producto de todo ello, se obtuvieron configuraciones de isotermas (Fig. 5), de presión, de profundidad de nivel estático y el factor de daño de la formación en algunos pozos.

Debido a que desde agosto de 2003 el pozo inyector I-9 presenta presión en el cabezal y flujo intermitente de agua y vapor, en 2005 se realizaron análisis químicos e isotópicos de sus fluidos, en conjunto con los del I-4. La conclusión es que los fluidos son una mezcla de salmuera inyectada y de la descarga hidrotermal proveniente del yacimiento geotérmico.

2.6 Registros de *spinner*

Se corrieron registros con *spinner* en algunos pozos inyectores, a fin de definir los cuerpos permeables dentro del intervalo inyector, así como contar con elementos técnicos adicionales para programar la terminación y selección de nuevos sitios en el futuro.

2.4 Reparación de pozos inyectores

Para mejorar la tasa de aceptación, a la fecha se han intervenido cinco pozos. La intervención ha consistido principalmente en la calibración y limpieza de las tuberías, la desviación del pozo y su profundización.

Sin embargo, en algunos casos los resultados no han sido los esperados, como en el caso del pozo I-4 (Fig. 4), por lo que se propone incorporar técnicas de estimulación ácida para mejorar la capacidad de aceptación, considerando los buenos resultados obtenidos con las pruebas en el pozo M-6 (Fig. 3).

2.5 Perforación de pozos inyectores

En 2004 se construyeron cuatro pozos con objetivos específicos de inyección (pozos I-14, I-15, I-16 e I-17D, ver Fig. 1). A partir de los resultados obtenidos con su perforación, se puede concluir que la mejor opción para reinyección es la porción noroeste del CGCP, donde se ubican los pozos I-8 e I-17D.

Los pozos I-14, I-15 e I-16 no resultaron adecuados para reinyección por gravedad, ya que registraron presión positiva y los dos primeros fluyeron en forma intermitente produciendo una

A partir de esos registros se determinó que en ciertos casos el intervalo de tubería ranurada resulta ser mayor que el espesor de los cuerpos permeables. Por ejemplo, en el pozo I-8 el intervalo de tubería ranurada es de 856 m mientras que el espesor permeable es de sólo 382 m.

Adicionalmente, durante la toma de esos registros se observó que en algunos pozos se podría inyectar un gasto mayor al actual, por lo que resulta recomendable el uso de bombas a boca de pozo.

2.7 Inyección en caliente

En abril de 2005 se iniciaron las pruebas para inyectar en caliente en el pozo 626, mismo que actualmente está en operación.

Asimismo, desde febrero de 2006 se reinyecta en el pozo 303 la salmuera separada proveniente de los pozos 301 y 302, con un gasto promedio de 200 t/h a una temperatura de 150 a 170°C y una presión de 5 a 8 bar (Fig. 6). A la fecha el pozo 303 no ha presentado mayor problema.

Por otro lado, en 2008 dos pozos ubicados en el sector Cerro Prieto II fueron intervenidos con el objetivo de utilizarlos como pozos inyectoros en caliente. Tampoco con estos pozos se esperan mayores problemas.

3. Conclusiones y recomendaciones

Las bajas tasas de aceptación en algunos pozos inyectoros se deben principalmente a la interferencia de sedimentos finos intersticiales en los cuerpos de arena y arenisca, así como al auto-sellamiento de la formación por los minerales depositados por la descarga hidrotermal natural del yacimiento en la porción oeste del CGCP.

Los pozos inyectoros presentan dos tipos principales de tendencia en el comportamiento de las tasas de inyección: a) con declinación definida, atribuida al efecto ocasionado por el contenido de sólidos totales disueltos del agua, y b) sin declinación, que se asocia a formaciones con alta permeabilidad.

En el pozo M-6 se realizaron pruebas de acidificación en 1991, con lo cual se logró un incremento notable en su tasa de inyección. Aunque esta tasa declinó de nuevo posteriormente, es recomendable incorporar la estimulación ácida como otra opción para reparar pozos inyectoros.

Con base en los resultados obtenidos en los últimos pozos inyectoros construidos y en su comportamiento, se confirma que las condiciones de presión y temperatura de la zona de inyección actual están cambiando, por lo que se recomienda continuar con el monitoreo con registros, iniciado en 2005.

Para mejorar la tasa de aceptación de los pozos inyectoros se propone:

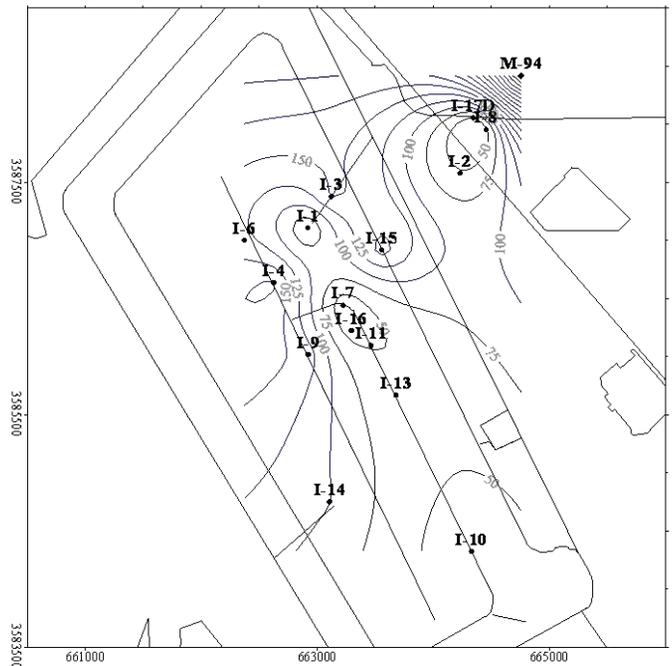


Fig. 5. Isotermas a 500 m de profundidad en la zona de inyección de Cerro Prieto.

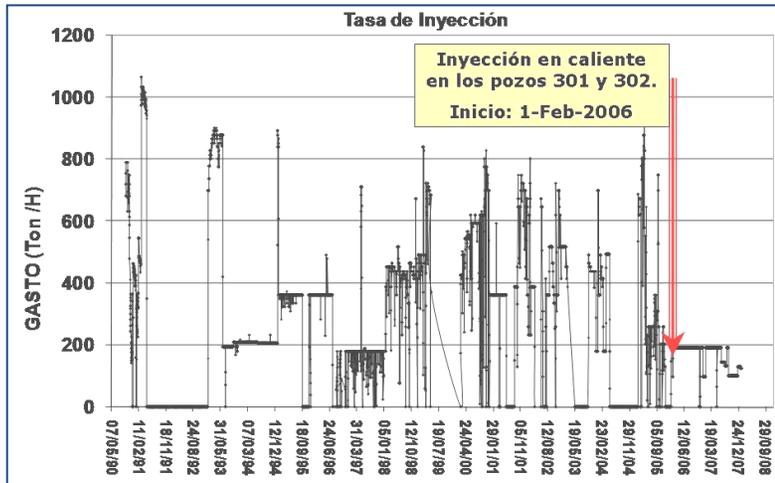


Fig. 7. Historia de inyección del pozo 303.

- a. Incorporar la técnica de estimulación ácida para disminuir el daño de la formación. Esta técnica ya ha sido utilizada satisfactoriamente en los campos geotérmicos de Los Azufres y Las Tres Vírgenes, para no mencionar a otras partes del mundo.
- b. De acuerdo a los resultados de los registros *spinner* y lo observado durante su corrida, se recomienda el uso de bombas a boca de pozo para incrementar la aceptación de los pozos inyectoros.

- c. Se recomienda el tratamiento químico de la salmuera residual previamente a su inyección, para disminuir el contenido de sólidos disueltos que pueden depositarse en la formación, dañándola, y provocando una paulatina disminución de la tasa de inyección.
- d. Considerando el resultado de los últimos pozos inyectoros perforados y la evidencia de presión positiva y flujo de agua y vapor en algunos de ellos, se concluye que la zona de inyección debe reubicarse, y localizarse preferencialmente hacia la porción noroeste del campo, donde se ubican los pozos I-8 e I-17D (véase Fig. 1).

Con el objeto de evitar y/o disminuir el efecto no deseado de la salmuera reinyectada en el yacimiento se propone lo siguiente.

- a. Probar el esquema de reinyección con bombas a boca de pozo en pozos nuevos, fuera de los límites del campo. Por ejemplo, hacia el norte del pozo I-17D y al sur, alrededor del pozo M-92.
- b. Calibrar, correr registros, rehabilitar y realizar pruebas en los pozos M-92 y M-189 para definir la posibilidad de integrarlos al grupo de pozos inyectoros.
- c. Continuar con el programa de inyección en caliente para disminuir y eliminar paulatinamente la que se realiza en frío.

Finalmente, la reinyección en Cerro Prieto debe enfocarse principalmente a la disposición de la salmuera residual para prevenir todo tipo de afectación al medio y evitar además observaciones o requerimientos por parte de las autoridades ambientales. Para esto se recomienda incrementar la eficiencia del sistema de reinyección, adoptando por lo menos algunas de las medidas recomendadas.

Referencias

- Álvarez R., J., 2001. Geological description of cores from the Cerro Prieto geothermal field, Mexico. *Transactions of the Geothermal Resources Council Transactions*, Vol. 25, pp.
- Álvarez R., J., and J. Camacho H., 2003. Lithofacies of the injection zone in the Cerro Prieto geothermal field, Mexico. *Transactions of the Geothermal Resources Council*, Vol. 27, pp.

- Aragón A., A., y J. Acosta S., 1987. Resultados de las pruebas de inyección en el pozo M-6 del campo geotérmico de Cerro Prieto. CFE, Reporte interno No. 1387-012, Subgerencia Estudios Geotérmicos. Inédito.
- Contreras L., E., 2003. Determinación de propiedades en núcleos del Campo Geotérmico de Cerro Prieto. Estudio del Instituto de Investigaciones Eléctricas bajo contrato con CFE, No. 800112392. Inédito.
- Contreras L., E., y P. García M., 1999. Determinaciones petrofísicas en muestras de núcleos de pozos del Campo Geotérmico de Cerro Prieto. Estudio del Instituto de Investigaciones Eléctricas bajo contrato con CFE, No. RGCP-CLS-003/99. Inédito.
- Halfman, S.E., M.J. Lippmann, R. Zelwer, and J.H. Howard, 1984. A Geologic interpretation of geothermal fluid movement in Cerro Prieto Field, Baja California, México. *Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull.*, Vol. 68, No. 1.
- Halfman, S.E., A. Mañón, and M.J. Lippmann, 1986. Update of the hydrogeological model of the Cerro Prieto Field based on recent well data. *Transactions of the Geothermal Resources Council*, Vol. 10.
- Lyons, D.J., and P.C. Van de Kamp, 1980. Subsurface geological and geophysical study of the Cerro Prieto geothermal field, Baja California, México. LBL Report 10540, Lawrence Berkeley Laboratory, Berkeley, CA. Inédito.
- Ribó M., M., 1987. Informe sobre pruebas de inyección-recuperación efectuadas en el pozo M-6. CFE, Informe interno No. SEG/E/YAC/PIR-02/87, Coordinadora Ejecutiva de Cerro Prieto. Inédito.
- Truesdell, A., M.J. Lippmann, J. De León, and M. Rodríguez, 1999. Cerro Prieto cold water injection: Effects on nearby production wells. LBL Report N-44025, Earth Sciences Division, Lawrence Berkeley Laboratory, Berkeley, CA. Inédito.

Mejora en el aprovechamiento del vapor para generar energía eléctrica en el campo geotérmico de Los Azufres, Mich.

Marco A. Torres-Rodríguez, Magaly Flores Armenta y Alfredo Mendoza Covarrubias

Comisión Federal de Electricidad, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, Morelia, Mich., México.

Correo: magaly.flores@cfe.gob.mx

Resumen

En 1982 empezó la explotación comercial del campo geotérmico de Los Azufres, Mich., México, con la instalación y puesta en servicio de las primeras cinco unidades turbogeneradoras a contrapresión de 5 MW cada una. Actualmente la capacidad instalada es de 188 MW, con catorce unidades: cinco en la zona sur, alimentadas por el vapor de 18 pozos productores, más dos unidades de ciclo binario que utilizan salmuera residual, y siete unidades en la zona norte, alimentadas por 22 pozos. Hay siete unidades a contrapresión con un consumo específico elevado [entre 14.5 y 13.6 toneladas por hora (t/h) de vapor por MW], tres de las cuales se localizan en la zona sur y cuatro en la zona norte. En este documento se presenta un proyecto para hacer más eficiente el aprovechamiento del recurso geotérmico, que consiste en la sustitución de esas siete unidades a contrapresión, que además de su consumo específico elevado ya han cumplido o están próximas a cumplir sus periodos de vida útil, por dos nuevas unidades a condensación, de menor consumo específico: una de 50 MW, ubicada en la zona norte, y otra de 25 MW en la zona sur, sin necesidad de perforar nuevos pozos para empezar su operación. De esta manera el consumo específico se reduciría a entre 8.8 y 7.2 t/h por MW (un ahorro del 47%), incrementando los ingresos por generación de energía sin requerir aumentos en la extracción de masa del yacimiento.

Palabras clave: Desarrollo geotermoeléctrico, ingeniería de yacimientos, Los Azufres, unidades de generación, uso eficiente del vapor.

Improvement in using steam for electric generation at the Los Azufres, Mich., geothermal field

Abstract

Commercial exploitation in the Los Azufres geothermal field, Michoacán, Mexico, started in 1982 when the first five backpressure-power units of 5-MW each were commissioned. Nowadays the installed capacity is 188 MW from 14 units: five in the South Zone fed by steam produced from 18 production wells plus two binary-cycle power units fed by residual brines; and seven in the North Zone with steam supplied by 22 production wells. There are seven backpressure-power units with high specific consumption [between 14.5 and 13.6 tons per hour of steam (t/h) per MW]. Three operate in the South Zone and four in the North Zone. This paper shows a way to achieve more efficient use of the geothermal resource by replacing the seven backpressure units, which have completed their useful lifetime—or are close to do it—with two, new condensing power units with lower specific consumption: one unit of 50 MW to be located in the North Zone and the other of 25 MW to be placed in the South Zone. No new wells need be drilled. In this way, the average specific consumption would be reduced to 8.8-7.2 t/h per MW (saving 47% of the steam), the income for electric generation would be increased and the steam-extraction rate would remain the same.

Keywords: Geothermal-electric development, reservoir engineering, Los Azufres, power units, efficient use of steam.

Introducción

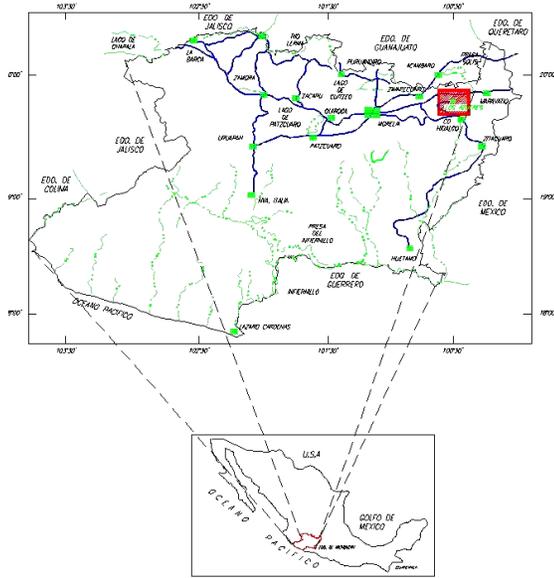


Fig. 1. Ubicación de Los Azufres.

El campo geotérmico de Los Azufres se localiza en la Sierra de San Andrés, en el límite oriental del Estado de Michoacán, a 80 km al oriente de la ciudad de Morelia y a 250 km de la Ciudad de México (Fig. 1). Está enclavado en un complejo volcánico a una elevación promedio de 2800 metros sobre el nivel del mar. La zona es boscosa, considerada desde 1979 como Zona de Protección Forestal. El sector estudiado comprende un área de 56 km².

En 1982 empezó la explotación comercial del campo con la instalación y puesta en servicio de las primeras cinco unidades turbogeneradoras a contrapresión, de 5 MW cada una, con el objetivo de probar las nuevas zonas bajo condiciones de explotación comercial continua, y se fue incrementando en forma gradual hasta el año 2003, cuando se pusieron en servicio cuatro unidades de 25 MW cada una.

Actualmente, la capacidad instalada es de 188 MW, consistiendo en catorce unidades distribuidas de la siguiente manera: cinco en la zona sur, alimentadas por el vapor de un grupo de 18 pozos productores, más dos unidades de ciclo binario que utilizan salmuera residual, y siete unidades en la zona norte alimentadas por el vapor de 22 pozos. Para mantener operando las unidades se producen anualmente 14 millones de toneladas de vapor endógeno, en promedio, y 6.9 millones de toneladas de salmuera que son inyectadas en el yacimiento a través de seis pozos inyectoros, con la finalidad de recargarlo, además de evitar impactos negativos en el medio ambiente. En la Tabla 1 se muestran las fechas de entrada en operación de todas las unidades que operan en la actualidad en el campo.

Unidad	Fabricante	Potencia neta (MW)	Entrada en operación
U-2	Mitsubishi	5	04-Ago-1982
U-3	Mitsubishi	5	10-Ago-1982
U-4	Mitsubishi	5	17-Ago-1982
U-5	Mitsubishi	5	26-Ago-1982
U-6	Toshiba	5	23-Dic-1986
U-7	General Electric	50	12-Nov-1988
U-9	Ansaldo	5	24-Abr-1990
U-10	Ansaldo	5	14-Oct-1992
U-11*	Ormat	1.5	03-Jul-1993
U-12*	Ormat	1.5	07-Oct-1993
U-13	Alstom	25	30-Ene-2003
U-14	Alstom	25	07-Feb-2003
U-15	Alstom	25	10-May-2003
U-16	Alstom	25	02-Jul-2003

* Unidades de ciclo binario que operan con salmuera residual.

Tabla 1. Fechas de entrada en operación de las unidades que operan actualmente en Los Azufres

A la fecha se han perforado 80 pozos con una profundidad entre 600 y 3500 m, de los cuales 42 están en producción actualmente, 6 son inyectores, 4 se emplean como pozos de monitoreo, 21 son no productores, 5 han sido abandonados por diversas causas y 2 fueron pozos exploratorios.

Con la finalidad de utilizar de una manera más eficiente el vapor que ya se dispone actualmente en superficie y asegurar la sustentabilidad del proyecto de Los Azufres, se plantea en este trabajo la sustitución de las unidades a contrapresión, que por su diseño tienen altos consumos específicos de vapor, por unidades a condensación de bajo consumo específico, sin necesidad de perforar nuevos pozos.

Capacidad del yacimiento

El esquema actual de suministro de vapor de las unidades que operan en Los Azufres se presenta en la Tabla 2. En resumen, en la Zona Sur del campo hay cinco unidades instaladas que requieren un suministro continuo de 838 t/h de vapor, el cual es suministrado por 19 pozos que producen en conjunto 866 t/h. Es decir, la zona sur cuenta con el vapor suficiente para operar a la capacidad nominal de las unidades, pero con un respaldo mínimo de apenas 28 t/h.

La Zona Norte, por su parte, tiene 7 unidades en operación que funcionan con un consumo total de 812 t/h de vapor, el cual se suministra con 23 pozos que producen 973 t/h. Es decir, en esta zona hay un excedente de 161 t/h de vapor, debido a que la estimulación ácida realizada en 2005 y 2006 mejoró la producción de los pozos Az-9AD, Az-9A y Az-56R. En la práctica estos pozos (marcados con color rojo en la Tabla 2) se están operando con una producción menor a la máxima posible reportada en esa tabla, a fin de reducir su ritmo de declinación.

Con la finalidad de evaluar el potencial energético del yacimiento y de establecer las estrategias de explotación más adecuadas se han realizado varios estudios de simulación numérica del yacimiento geotérmico de Los Azufres, elaborados tanto por firmas de ingeniería externas como por la misma CFE. El penúltimo estudio de simulación numérica se efectuó en 2003 por la compañía GeothermEx (2003) y fue actualizado en 2004 (Molina, 2004). Se utilizó un modelo de doble porosidad en el simulador de yacimientos comercial TETRAD. Los resultados indican que el campo puede sostener una generación de 185 MW durante al menos 30 años, con únicamente 4 pozos de reposición (sin considerar que algún pozo actual deje de producir o se incruste). Estos pozos de reposición se perforarían en la zona norte del campo a razón de aproximadamente un pozo cada 1.5 a 2 años, comenzando en 2010. La simulación pronostica una tendencia general de aumento en la entalpía, sobre todo en la zona sur. Asimismo, pronostica una declinación en la producción mayor en la zona norte que en la sur, debido a que la permeabilidad en la zona norte es menor que en la sur.

En abril de 2007 la empresa japonesa West Japan Engineering Consultants (2007) presentó el Estudio de Factibilidad del Proyecto de Expansión de Energía Geotérmica Los Azufres III, en donde analiza el incremento de la capacidad instalada a 227 MW. Los resultados indican que el proyecto es factible desde los puntos de vista técnico, económico y financiero, y que el yacimiento tiene capacidad suficiente para soportar el incremento en la potencia.

A continuación se presenta el esquema, en cada una de las zonas del campo, para aprovechar de una manera más eficiente el vapor sin necesidad de construir más infraestructura para la extracción de fluido del yacimiento.

Propuesta para la Zona Sur del campo

ZONA	UNIDAD(ES)	CONSUMO DE VAPOR (t/h)	POZOS	PRODUCCIÓN DE VAPOR* (t/h)
SUR	U-2	68	AZ-17	39
			AZ-34	43
	U-7 U-13	440 180	AZ-2A	50
			AZ-1A	48
			AZ-6	25
			AZ-16	11
			AZ-16D	20
			AZ-22	101
			AZ-25	16
			AZ-33	42
			AZ-35	43
			AZ-36	16
			AZ-37	28
			AZ-38	84
			AZ-46	50
	AZ-62	88		
	AZ-23	22		
U-6	75	AZ-18	73	
U-10	75	AZ-26	67	
TOTAL	5	838	19	866
NORTE	U-15 U-16	180 180	AZ-41	10
			AZ-56R	53
			AZ-67	23
			AZ-69D	59
			AZ-66D	38
			AZ-65D	39
			AZ-57	20
			AZ-28A	23
			AZ-28	75
			AZ-19	66
			AZ-4	23
	AZ-30	14		
	U-5	68	AZ-09	10
			AZ-09A	49
			AZ-9AD	69
			AZ-45	20
	U-3 U-4 U-9 U-14	65 63 76 180	AZ-43	57
			AZ-42	60
			AZ-48	45
			AZ-32	48
AZ-51			28	
AZ-13			68	
AZ-5	76			
TOTAL	7	812	23	973

* Producción promedio de vapor de cada pozo reportada para el mes de julio de 2007.

Tabla 2. Esquema actual de suministro de vapor a las unidades de Los Azufres.

En la zona sur operan actualmente tres unidades a contrapresión de 5 MW cada una, que son las unidades 2, 6 y 7 (Tabla 3), cuyo consumo total de vapor es de 218 t/h para un consumo específico promedio de 14.5 t/h por MW. El balance de vapor actual se muestra en la Tabla 3.

Esquema actual		Esquema propuesto	
Producción total de vapor:	866 t/h	Producción total de vapor:	866 t/h
Consumo U-7 y U-13:	620 t/h	Consumo U-7 y U-13:	620 t/h
Consumo U-2, U-6 y U-10:	218 t/h	Consumo nueva unidad de 25 MW:	220 t/h
Pérdidas (1%):	9 t/h	Pérdidas (1%):	9 t/h
Vapor de respaldo:	19 t/h	Vapor de respaldo:	17 t/h
Potencia:	90 MW	Potencia:	100 MW
Porcentaje de respaldo de vapor:	2.2%	Porcentaje de respaldo de vapor:	2.0%

Tabla 3. Esquemas actual y propuesto de suministro de vapor en la Zona Sur.

Con la finalidad de hacer más eficiente el uso del vapor disponible, en la misma Tabla 3 se muestra el balance de vapor que se tendría al sustituir las tres unidades a contrapresión que operan actualmente por una unidad a condensación de 25 MW. Así, la potencia aumentaría a 100 MW (10 más de los actuales), sin necesidad de perforar pozos nuevos. El consumo específico promedio se reduciría de 14.5 t/h por MW en las unidades a contrapresión a 8.8 t/h por MW en la nueva unidad de 25 MW, ya que con 2 t/h más de vapor se podrían generar 10 MW adicionales. Esto permitiría una operación más racional de los pozos y un uso más eficiente del vapor.

Las unidades a contrapresión que se propone sustituir son la U-2, localizada en la plataforma del pozo Az-17, la U-6, ubicada en la plataforma del pozo Az-18, y la U-10, localizada en la plataforma del pozo Az-26. De acuerdo con la Tabla 1, la U-2 ha estado en operación por 25 años, la U-6 por 21 años y la U-10 por 15 años. Por lo tanto, las unidades 2 y 6 han rebasado ya su tiempo de vida útil mínimo de 20 años, y la unidad 10 lo hará en el año 2012.

Por otro lado, deberá tomarse en cuenta en el diseño de la unidad a condensación de 25 MW a instalarse en la zona sur, que el porcentaje promedio de gases incondensables en la zona sur es de 10%, lo que implicaría un costo adicional para esta unidad.

Propuesta para la Zona Norte del campo

En la zona norte operan actualmente cuatro unidades a contrapresión de 5 MW cada una, que son las unidades 3, 4, 5 y 9. De acuerdo con los datos presentados en la Tabla 2, estas unidades consumen un total promedio de 272 t/h de vapor, para un consumo específico de 13.6 t/h por MW. Las unidades 3, 4 y 9 se localizan en las inmediaciones de la Unidad 14, de 25 MW, y la unidad 5 cerca de la Unidad 16, en el sector conocido como El Chino. El balance de vapor actual en esta parte del campo se muestra en la Tabla 4.

La producción total de vapor actual es de 973 t/h con la que se alimenta a las cuatro unidades de 5 MW y a tres unidades de 25 MW (unidades 14, 15 y 16). Con la finalidad de hacer más eficiente el uso del vapor disponible, en la misma Tabla 4 se muestra el balance de vapor que se tendría al sustituir las cuatro unidades a contrapresión que actualmente operan por una unidad a condensación de 50 MW. En este sector del campo se incrementaría la capacidad instalada en 30 MW netos sin necesidad de perforar nuevos pozos, y se lograría abatir el consumo específico actual de 13.6 t/h de vapor por MW de las cuatro unidades a contrapresión a 7.2 t/h por MW en la nueva unidad a condensación de 50 MW.

Esquema actual		Esquema propuesto	
Producción total de vapor:	973 t/h	Producción total de vapor:	973 t/h
Consumo U-14, U-15 y U-16:	540 t/h	Consumo U-14, U-15 y U-16:	540 t/h
Consumo U-3, U-4, U-5 y U-9:	272 t/h	Consumo nueva unidad de 50 MW:	360 t/h
Pérdidas (2.7%):	26 t/h	Pérdidas (2.7%):	26 t/h
Vapor de respaldo:	135 t/h	Vapor de respaldo:	47 t/h
Potencia:	95 MW	Potencia:	125 MW
Porcentaje de respaldo de vapor:	13.9%	Porcentaje de respaldo de vapor:	4.8%

Tabla 4. Esquemas actual y propuesto de suministro de vapor en la Zona Norte.

Como se observa en la Tabla 1, las unidades 3, 4 y 5 estarían cumpliendo 30 años de operación en el año 2012, mientras que la unidad 9 habría llegado a 22 años de servicio. Por lo tanto, las cuatro unidades a contrapresión habrían rebasado ya su vida útil mínima de 20 años para cuando fueran reemplazadas por una nueva unidad.

5. Conclusiones

- Las unidades a contrapresión de 5 MW fueron adquiridas con el objetivo primario inicial de probar el comportamiento del yacimiento geotérmico sometido a una explotación comercial continua. Una vez que se comprobara la capacidad del yacimiento para sostener la generación comercial, la siguiente etapa era instalar unidades a condensación más eficientes. Evidentemente, ese propósito inicial ya se alcanzó tiempo atrás en el campo de Los Azufres.
- Las unidades a contrapresión operando actualmente tienen antigüedades entre los 15 y 25 años. Algunas ya alcanzaron su vida útil y otras lo harán en los próximos cinco años.
- Con la sustitución de las unidades a contrapresión por unidades a condensación, se lograría un uso más eficiente del vapor actualmente disponible en superficie, al reducir los consumos específicos de entre 14.5 y 13.6 t/h por MW a entre 8.8 y 7.2 t/h por MW y sin necesidad de nuevas inversiones en pozos adicionales.
- El reemplazo de las cuatro unidades a contrapresión que operan actualmente en la Zona Norte por una de 50 MW a condensación, permite aprovechar el vapor de respaldo actualmente disponible en esa zona, que es de 135 t/h.
- La sustitución de las tres unidades a contrapresión de la Zona Sur por una de 25 MW a condensación, sólo requiere 2 t/h adicionales a las que se consumen actualmente, que ya están disponibles en el vapor de respaldo en esa zona, que es de 19 t/h de vapor.
- La capacidad instalada total del campo se incrementaría de 185 MW (sin contar a las dos unidades de ciclo binario) a 225 MW, lo que representa 40 MW netos adicionales, es decir un 22%, utilizando el mismo vapor actualmente disponible en superficie. Con ello se tendrían ingresos adicionales por concepto de generación de energía eléctrica.

Referencias

- Comisión Federal de Electricidad, 2006. Plan de Expansión 2006 del Campo Geotérmico Los Azufres. CFE, informe interno. Inédito.
- GeothermEx, 2003. Actualización del modelo conceptual y numérico del Campo Geotérmico de Los Azufres, Michoacán, México. Informe preparado para la CFE. Inédito.
- Molina, A., 2004. Actualización del modelo numérico del Campo Geotérmico de Los Azufres. CFE, informe interno No. DINYAC-039-2004. Inédito.
- West Japan Engineering Consultants, 2007. Estudio de Factibilidad del Proyecto de Expansión de Energía Geotérmica Los Azufres III. Informe interno preparado para la CFE. Inédito.

Un método inverso para estimación de la temperatura inicial de yacimientos geotérmicos

Alfonso García-Gutiérrez¹, José R. Ramos-Alcántara² y Víctor M. Arellano-Gómez¹

¹Instituto de Investigaciones Eléctricas, Gerencia de Geotermia, Av. Reforma 113, Col. Palmira, Cuernavaca, Morelos, 62490, México. E-mail: aggarcia@ie.org.mx. ²Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico, Departamento de Ingeniería Mecánica, Av. Palmira Esq. Apatzingán, Col. Palmira, Cuernavaca, Mor., 62490, México.

Resumen

Se presenta un método para la estimación de la temperatura inicial en las formaciones de yacimientos geotérmicos. El método se basa en la teoría de control donde las temperaturas medidas o registros de temperatura se comparan con las correspondientes temperaturas simuladas a diferentes tiempos con el pozo cerrado. La comparación se hace usando un algoritmo de control el cual hace cambios a las temperaturas de yacimiento originalmente supuestas y realiza iteraciones hasta que se obtiene el mejor ajuste entre los registros de temperatura y las temperaturas simuladas. La simulación del transporte de fluidos y calor en el pozo incluye los procesos de circulación y paro en presencia de pérdidas de circulación, modelados a partir de balances macroscópicos de *momentum* y energía. Los procesos de transporte en la formación consideran al yacimiento como un medio poroso isotrópico y el flujo de fluidos es descrito mediante la Ley de Darcy. Con este modelo se genera el campo de temperaturas, presiones y velocidades como función del tiempo y del espacio. El método se probó usando datos del pozo LV-3 del campo geotérmico de Las Tres Vírgenes, Baja California Sur, México. Las temperaturas estimadas de la formación no perturbada o iniciales se comparan dentro de $\pm 15^{\circ}\text{C}$ con las temperaturas medidas, lo cual es un resultado aceptable desde el punto de vista ingenieril.

Palabras clave: Ingeniería de yacimientos, pozos, registros de temperatura, temperatura inicial, teoría de control.

A reverse method to estimate initial temperatures in geothermal reservoirs

Abstract

A method is presented for estimating the initial temperature in geothermal-reservoir formations. The method is based on *control theory* where the measured temperatures or temperature logs are compared with corresponding simulated temperatures for different times with the well closed. The comparison is made using a control algorithm that makes changes to the originally assumed reservoir temperatures and performs iterations until the best fit between the temperature logs and the simulated temperatures is obtained. The simulation of fluid transport and heat in the well includes the processes of circulation and stop in the presence of circulation losses, modeled on macroscopic balances of momentum and energy. The transport processes in the formation regard the reservoir as an isotropic porous medium and fluid flow is described by Darcy's law. This model generates the fields of temperatures, pressures and speeds as a function of time and space. The method was tested with data from well LV-3 in Las Tres Vírgenes geothermal field, Baja California Sur, Mexico. The estimated temperatures of the undisturbed formation—or initial temperatures—are compared within $\pm 15^{\circ}\text{C}$ with the measured temperatures, which is an acceptable outcome from an engineering point of view.

Keywords: Reservoir engineering, wells, temperature logs, initial temperature, control theory.

1. Introducción

Las temperaturas de formación de los yacimientos geotérmicos constituyen un parámetro importante para su adecuada explotación en la generación de energía eléctrica y/o en el uso directo del calor. Estas temperaturas se emplean en actividades tales como la ubicación de zonas permeables en pozos, la evaluación de reservas energéticas y gradientes geotérmicos, el apoyo a la interpretación de registros de pozo, el diseño de fluidos de perforación y lechadas cementantes, entre otras (e.g., Grant *et al.*, 1969; Ascencio *et al.*, 1994; Takahashi *et al.*, 1997; García *et al.*, 1998a,b, 2000; Santoyo *et al.*, 2000).

Las temperaturas de formación en un pozo geotérmico se obtienen a partir de (1) los registros de temperatura (Dowdle and Cobb, 1975; Ascencio *et al.*, 1994); (2) las temperaturas de entrada y salida de los fluidos de circulación (Osato and White, 2003); (3) correlaciones empíricas (Farris, 1941; Kutasov and Targhi, 1987), y (4) estudios de inclusiones fluidas (Fujino and Yamasaki, 1985). Las correlaciones empíricas fueron desarrolladas en la industria petrolera y tienden a sobreestimar las temperaturas de las formaciones geotérmicas, mientras que el estudio de inclusiones fluidas puede no resultar económico. Los demás métodos pueden agruparse en:

- Clase A, o métodos analíticos sencillos, que se concentran en la parte más profunda del pozo donde se miden directamente las temperaturas de pozo mediante registros. El método de Horner es quizá el más representativo y usado (Dowdle and Cobb, 1975; Kritikos and Kutasov, 1988; Hasan and Kabir, 1994; Ascencio *et al.*, 1994).
- Clase B o métodos de simulación, los cuales tratan de reproducir toda o gran parte de la historia térmica del pozo y la formación circundante (e.g., Raymond, 1969; Luhesi, 1983; Arnold, 1990; Beirute, 1991; García-Gutiérrez *et al.*, 1998a,b, 2000; Ramos-Alcántara, 2004; Olea-González, 2007). En esta clase de métodos hay dos enfoques: (1) A partir de las temperaturas de entrada y salida del fluido de perforación (Osato and White, 2003), y (2) A partir de registros de temperatura medidos a pozo cerrado (e.g., García-Gutiérrez *et al.*, 2002; Ramos-Alcántara, 2004; Olea-González, 2007). Matemáticamente, ambas clases son del tipo de métodos inversos o mal planteados (*ill-posed*) donde la condición inicial, es decir la temperatura no perturbada de la formación, es desconocida.

En el presente trabajo se describe un método para la estimación de la temperatura inicial de las formaciones de yacimientos geotérmicos basado en teoría de control y en registros de temperatura, derivado de los trabajos de Ramos-Alcántara (2004) y Ramos-Alcántara *et al.* (2005).

2. Temperaturas de Yacimiento o Formación

2.1. Metodología

Se simularon los campos de temperatura, velocidad y presión en el pozo y en la formación durante la circulación de fluidos de perforación y durante los paros de perforación, usando una versión modificada de *Geotrans* (García-Gutiérrez *et al.*, 2000). Enseguida, se ajustaron las temperaturas de los lodos de perforación a los registros de temperatura corridos a diferentes profundidades y tiempos de reposo usando un algoritmo de control. Debido a la naturaleza transitoria del proceso simulado, se requiere de una condición inicial de temperatura, la cual se desconoce, por lo que la simulación empieza con valores supuestos de la temperatura inicial del yacimiento, la porosidad y las pérdidas de circulación, los cuales se varían

automáticamente para mejorar el ajuste. Los valores finales se obtienen cuando se satisface un criterio de error (Ramos-Alcántara, 2004).

2.2. Modificaciones a *Geotrans*

El nuevo código de *Geotrans* incluye un balance macroscópico de *momentum* para estimar la presión y velocidad en el pozo. La formación se considera como un medio poroso mediante una ecuación de energía promediada en volumen para estimar el campo de temperaturas, mientras que los campos de velocidad y presión se obtienen de un modelo *darciiano* promediado en volumen. El código modificado es ejecutado como subrutina desde el programa principal que contiene al algoritmo de control (Ramos-Alcántara, 2004).

2.3. Algoritmo de control para inversión de temperaturas

El proceso de inversión para estimar la temperatura inicial de formación a partir de temperaturas registradas y simuladas, consiste en simular la circulación de fluidos y el paro de la perforación partiendo de un perfil supuesto de temperatura inicial y de datos del pozo y de las pérdidas de circulación. Las temperaturas del lodo simuladas durante el reposo se ajustan a los registros de temperatura a diferentes profundidades y tiempos usando el algoritmo de control, el cual varía la temperatura inicial y otras variables independientes, si se usan, hasta que se satisfaga un criterio de error. Las temperaturas iniciales de la última iteración se toman como la verdadera temperatura inicial de la formación o del yacimiento. El algoritmo se basa en el control proporcional que ofrece una acción de control sobre el error de regulación:

$$\frac{dT_{ift}}{dt} = -\frac{e_{reg}}{\tau} \quad (1)$$

donde τ es una constante de tiempo y e_{reg} es un error de regulación, el cual se define en el punto de ajuste (*set-point*) como $e_{reg} = (T_{log} - T_{sim})$. Con esta expresión y el uso de una aproximación de diferencias finitas para la derivada de la ecuación (1), se obtiene:

$$T_{ift}^{t+\Delta t} = T_{ift}^t - \frac{(T_{log} - T_{sim})}{\tau^*}; \quad \tau^* = \frac{\tau}{\Delta t} \quad (2)$$

donde $t+\Delta t$ indica tiempo presente y t denota tiempo pasado.

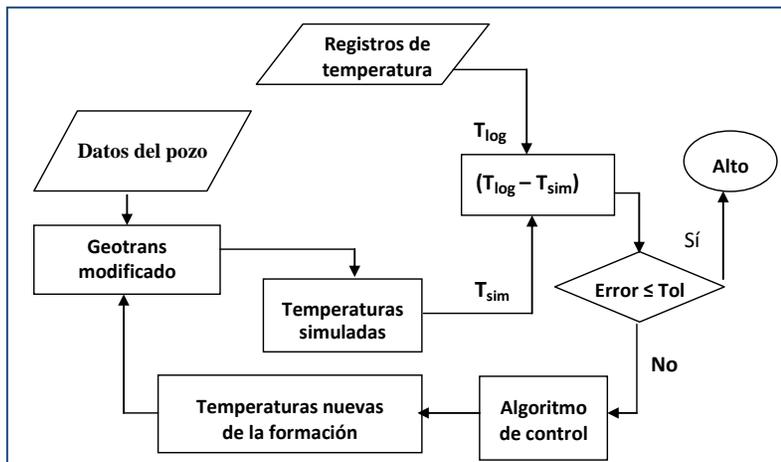


Fig. 1. Algoritmo de control del problema inverso

La Figura 1 muestra la idea del algoritmo, el cual indica que se dispone de temperaturas simuladas y registros de temperatura en aproximadamente las mismas condiciones. Ambos conjuntos de temperatura se comparan punto a punto hasta que se ajustan el uno al otro. El proceso depende de muchas variables, especialmente de la temperatura inicial de la formación, es decir, de la condición inicial del problema matemático.

3. Estimación de T_{sim}

3.1. Modelo térmico del pozo

El modelo térmico del pozo incluido en la versión original de *Geotrans* se describe en detalle por García-Gutiérrez *et al.* (2000). Sin embargo, en la versión modificada, las temperaturas de formación se obtienen a partir de un modelo de una ecuación promediada en volumen, considerando a la formación como un medio poroso isotrópico con conducción y en dos dimensiones. Se incluyen además modelos de la hidrodinámica del pozo y de la formación circundante para estimar las distribuciones de presión y velocidad.

3.2. Hidrodinámica del pozo

La presión y velocidad en el cilindro de perforación y en el espacio anular se obtienen a partir de balances macroscópicos de *momentum* bajo las siguientes suposiciones (Ramos-Alcántara, 2004):

- (i) Un flujo estacionario desarrollado completamente,
- (ii) Un fluido de perforación incompresible con propiedades constantes, y
- (iii) Un área transversal constante en dirección axial.

Las ecuaciones gobernantes en términos de masa son:

$$\frac{1}{A} \frac{\partial W}{\partial z} - \phi = 0 \quad (3)$$

$$\frac{1}{A^2} \frac{\partial W^2}{\partial z} = -\partial z - \frac{fW^2}{2A\rho} - \rho g \quad (4)$$

donde W es el flujo másico, f es un coeficiente de pérdidas por fricción y ϕ es un término fuente de masa que representa las pérdidas de circulación y es nulo en el tubo de perforación. Las pérdidas por fricción están dadas por:

$$f = [1.82 \log(\text{Re}) - 1.64]^{-2} \quad (5)$$

donde Re es el número de Reynolds. Un balance de masa en el espacio anular da:

$$W_1 = W_2 + W_3 \quad (6)$$

donde W_1 y W_2 son los flujos de entrada y salida del fluido de perforación, y W_3 representa el flujo másico que se pierde hacia la formación. Este modelo se resolvió usando diferencias finitas implícitas.

3.3. Modelo térmico de la formación

Matemáticamente, el promediado en volumen permite derivar rigurosamente ecuaciones del *continuum* para sistemas de varias fases. El presente modelo se basa en conservación de masa, *momentum* y energía para un medio poroso efectivo (Ramos-Alcántara, 2004). La ecuación de energía considera conducción y convección bidimensional debido a que el flujo de fluidos se localiza en los intersticios de los poros de la roca del yacimiento.

El sistema físico del yacimiento bajo consideración es un medio fracturado como el ilustrado en la Figura 2, donde la fase σ representa una fase sólida rígida impermeable y la fase o representa un fluido incompresible. El volumen escogido es utilizado para desarrollar las ecuaciones promediadas en volumen que describen el transporte de masa, el *momentum* y la energía. El modelo de transporte de energía promediado en volumen en un sistema geotérmico se obtiene como un modelo de una ecuación a partir de las ecuaciones de transporte de las fases individuales del sólido y líquida, y aplicando el principio de equilibrio térmico local (Quintard y Whitaker, 2000; Ramos-Alcántara, 2004):

$$\langle \rho \rangle C_p \frac{\partial \langle T \rangle}{\partial t} + (\rho C_p)_o \langle \mathbf{v}_o \rangle \cdot \nabla \langle T \rangle = \nabla \cdot [\mathbf{K}^* \cdot \nabla \langle T \rangle] \quad (7)$$

donde $\langle \mathbf{v}_o \rangle$ es la velocidad superficial promedio, $\langle T \rangle$ es la temperatura espacial promedio, $\langle \rho \rangle C_p$ es el producto de la densidad promedio y el calor específico del medio, $(\rho C_p)_o$ es el producto de la densidad promedio y el calor específico de la fase fluida, y $\mathbf{K}^* (= \mathbf{K}_{eff} + \mathbf{K}_D)$ es el tensor total efectivo de conductividad térmica que incluye la contribución de la dispersión térmica. La ecuación (7) permite obtener las temperaturas espaciales promedio si se conocen las velocidades.

Para la solución del tensor efectivo de conductividad térmica y del problema de cerradura, se usan las ecuaciones de Kaviany (1999):

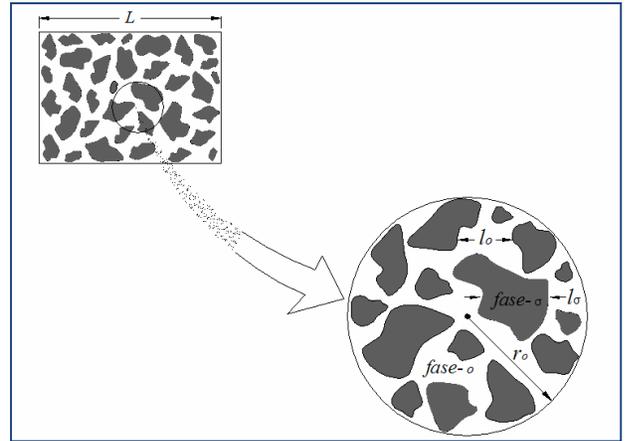


Fig. 2. Volumen promediante de dos fases en un yacimiento geotérmico.

$$\mathbf{K}_{\parallel}^* = (k_{\sigma} + k_1 Pe k_o); \quad k_1 = 0.7 - 0.8 \quad (8)$$

$$\mathbf{K}_{\perp}^* = (k_{ef} + k_2 Pe k_o); \quad k_2 = 0.1 - 0.3 \quad (9)$$

donde

$$k_{ef} = \frac{2\varepsilon_o + (3 - 2\varepsilon_o)(k_R)}{3 - 2\varepsilon_o * \varepsilon_o k_R} (k_o); \quad k_R = (k_{\sigma} / k_o) \quad (10)$$

donde \mathbf{K}_{\parallel}^* y \mathbf{K}_{\perp}^* son los componentes longitudinal y transversal del tensor total efectivo de conductividad térmica, k_o y α_o son la conductividad y difusividad térmicas de la fase fluida, respectivamente, k_{σ} es la conductividad térmica de la fase sólida, y Pe es el número de Peclet. Este modelo se resolvió mediante diferencias finitas implícitas y el algoritmo ADI para obtener las temperaturas promediadas en volumen de la formación (Ramos-Alcántara, 2004).

3.4. Hidrodinámica de la formación del yacimiento – Flujo Darcy

Las ecuaciones gobernantes en 2D promediadas en volumen del transporte de un fluido incompresible en un medio poroso son (Ramos-Alcántara, 2004) son:

(i) Conservación de Masa:
$$\frac{1}{r} \frac{\partial r \langle u_r \rangle}{\partial r} + \frac{\partial \langle u_z \rangle}{\partial z} + \frac{q}{\rho_o} = 0 \quad (11)$$

(ii) Conservación de *momentum* en dirección radial:

$$\langle u_r \rangle = -\frac{K}{\mu_o} \left(\frac{\partial \langle p_o \rangle^o}{\partial r} \right) \quad (12)$$

(iii) Conservación de *momentum* en dirección axial:

$$\langle u_z \rangle = -\frac{K}{\mu_o} \left(\frac{\partial \langle p_o \rangle^o}{\partial z} - \rho_o g \frac{\partial Z}{\partial z} \right) \quad (13)$$

donde g es la aceleración de la gravedad, μ_o es la viscosidad dinámica, ρ_o es la densidad, $\langle p_o \rangle^o$ es la presión intrínseca, $K (= \mathbf{K}_o = K_r = K_z)$ es la permeabilidad absoluta del medio poroso isotrópico y q es un

término fuente de masa. Despreciando la velocidad axial promedio, caso práctico, en comparación con la velocidad axial del fluido, se obtiene:

$$\frac{K}{\mu_o} \frac{\partial^2 \langle p_o \rangle^o}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{K}{\mu_o} \frac{\partial \langle p_o \rangle^o}{\partial r} + \frac{q}{\rho_o} = 0 \quad (14)$$

con condiciones de frontera impermeables dadas por:

$$\frac{\partial \langle p_o \rangle^o}{\partial r} = 0 \text{ en } r = R \quad \forall z \quad (15)$$

$$\frac{\partial \langle p_o \rangle^o}{\partial r} = 0 \text{ en } r \rightarrow \infty \quad \forall z \quad (16)$$

Las presiones se obtienen de las ecuaciones (14), (15) y (16), y enseguida se obtienen las velocidades superficiales promedio con la ecuación (13). La permeabilidad se obtiene del modelo de un arreglo de esferas (Whitaker, 1999). La Figura 3 muestra el dominio computacional usado para la estimación de presiones por el método de volumen finito (Patankar, 1980).

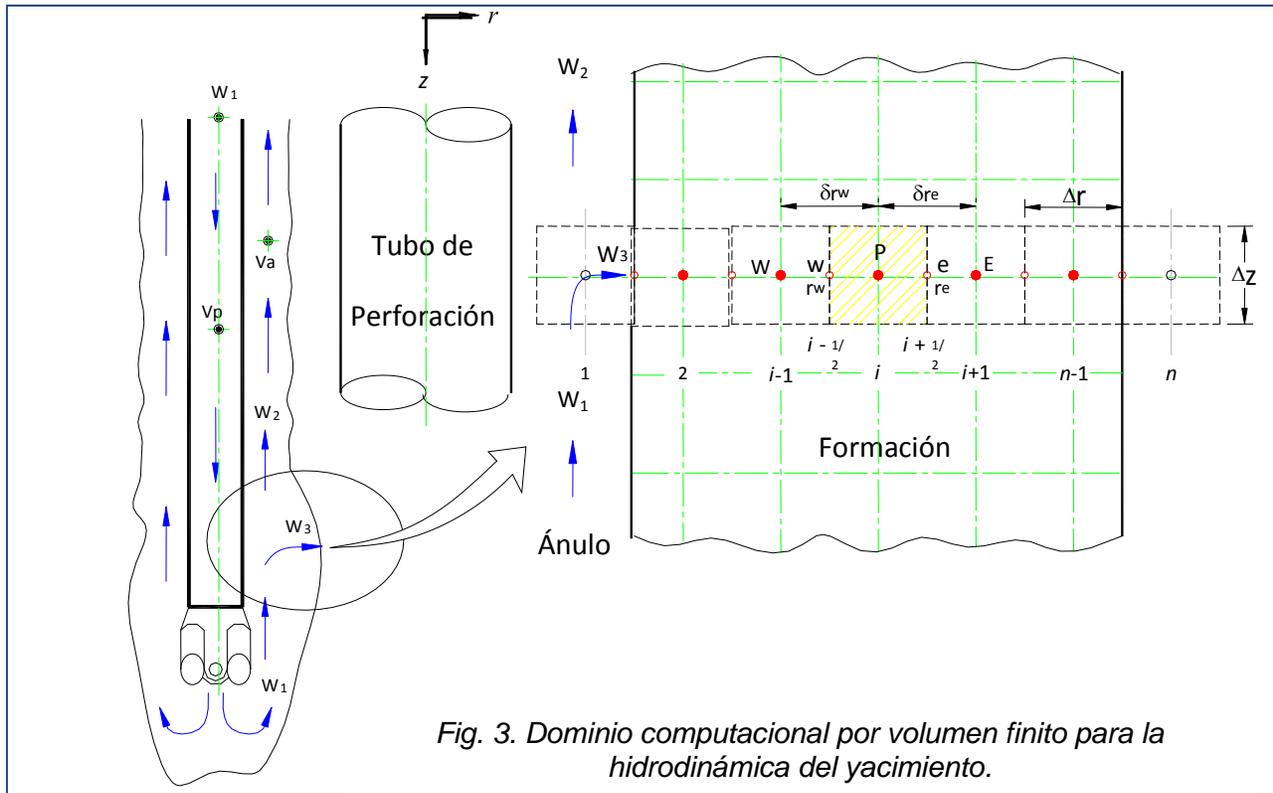


Fig. 3. Dominio computacional por volumen finito para la hidrodinámica del yacimiento.

4. Resultados y discusión

El método presentado fue aplicado para estimar las temperaturas iniciales de formación del pozo LV-3, perforado en el campo geotérmico de Las Tres Vírgenes, Baja California Sur. Se centró en el intervalo de profundidades de interés para la producción de fluidos geotérmicos, es decir, en la zona del yacimiento que corresponde a la etapa cuatro de perforación con barrena de 0.22 m de diámetro, entre los 1281 m y los 1671

m de profundidad. Los registros de temperatura disponibles se tomaron entre 6 y 24 horas de reposo hasta 1996 m de profundidad. Los datos del pozo se muestran en la Tabla 1.

Terminación del Pozo LV-3				
Etapa	1	2	3	4
Diámetro de agujero, m	0.66	0.44	0.31	0.22
Longitud, m	48.00	354.00	879.00	719.00
Diámetro de TP, m	0.1143	0.11430.0	0.1143	0.1143
Espesor de TP, m	0.0074	074	0.0074	0.0074
Propiedades térmicas y de transporte				
Material	K W/(m ² -K)	Cp J/(kg-K)	ρ kg/m ³	μ Pa-s
Formación	1.86	930.00	2620.0	0
Cemento	0.7	2000.00	3140.0	0
Metal	43.3	440.00	7800.0	0
Fluido de perforación	0.23	1990.00	0	0.000076
			282.00	
Datos de temperatura y flujo				
Temperatura de entrada °C	Temperatura de superficie °C	Flujo másico kg/s	Gradiente geotérmico °C/m	
30.00	30.00	24.72	0.12	

Tabla 1. Datos del pozo LV-3.

4.1. Hidrodinámica de la formación

Los campos de presión y velocidad del tubo de perforación y ánulo se calcularon primero considerando las pérdidas de circulación. Enseguida, las presiones del ánulo se usaron como condiciones de frontera para resolver el modelo hidrodinámico de la formación. Se usó una permeabilidad de yacimiento (medio poroso isotrópico) de $6.858 \times 10^{-12} \text{ m}^2$, estimada para un diámetro de partícula de $10 \times 10^{-3} \text{ m}$ y porosidades ente 4 y 10% (Ramos-Alcántara, 2004).

La Fig. 4 muestra la distribución de velocidades en el yacimiento alrededor del pozo LV-3, obtenido con el moldeo de flujo *darciiano* promediado en volumen. Se observa flujo del fluido de perforación en los nodos axiales 18, 21, 22, 23 y 24, que corresponden a las profundidades del pozo donde ocurrieron las pérdidas de circulación: 1281 m, 1416 m, 1460 m, 1506 m y 1685 m, de acuerdo al reporte de perforación. Las velocidades calculadas están en el intervalo de 10^{-6} a 10^{-7} m/s . Esto indica la existencia de flujo reptante o de Stokes en la formación del yacimiento de este pozo, y confirma las suposiciones del modelo y el modelado satisfactorio de las pérdidas de circulación.

4.2. Estimación de las temperaturas de la formación no perturbada

Los registros de temperatura del pozo LV-3 con 6, 12, 18 y 24 horas de reposo se muestran en la Figura 5. También se incluyen las temperaturas obtenidas del gradiente geotérmico como referencia.

La Figura 6 muestra una comparación de las temperaturas medidas, o registros de temperatura, y las temperaturas simuladas, las cuales se obtuvieron usando el modelo matemático y el algoritmo de control

descrito antes. También se incluyen las temperaturas medidas y calculadas iniciales o no perturbadas del yacimiento.

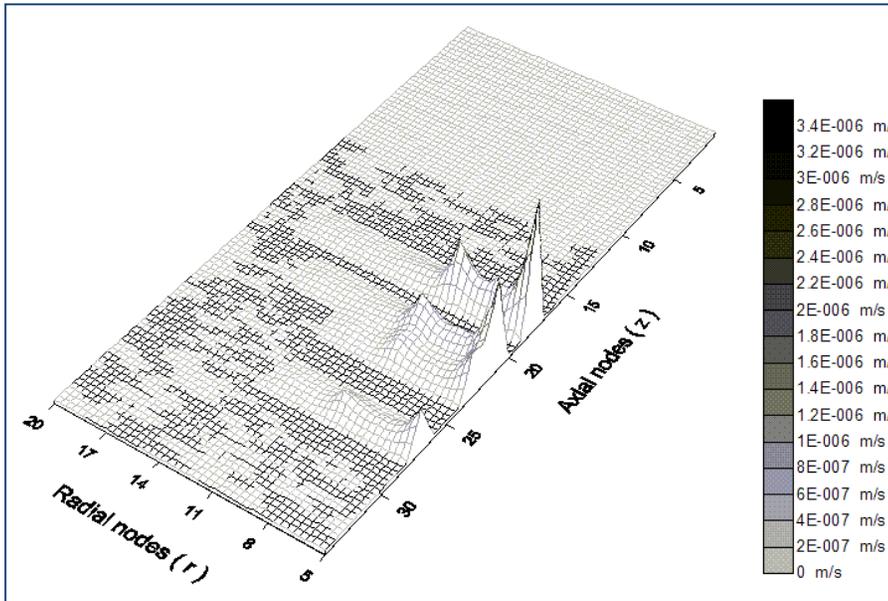


Fig. 4. Campo de velocidades en la formación alrededor del pozo LV-3.

En la Figura 6 se observa que los perfiles de temperatura simulados con el pozo en reposo se ajustan satisfactoriamente a los registros de temperatura con una diferencia máxima de unos 15°C, la cual ocurrió entre 1000 m y 1200 m de profundidad con un tiempo de reposo de 6 horas. Sin embargo, los ajustes mejoran a mayor tiempo de reposo.

Para tiempos cortos de reposo la recuperación térmica observada en las mediciones de temperatura parece ser más lenta que la simulada. Esto puede deberse al efecto pronunciado que la temperatura tiene sobre las propiedades termo-físicas de los

fluidos de perforación, y en menor grado de los materiales sólidos del pozo y del yacimiento que intervienen en el intercambio de calor, efectos no considerados en el presente trabajo.

En las figuras 5 y 6 también se observa que la forma del registro de temperatura con 6 horas de reposo difiere de los demás registros en los intervalos de profundidad de 0 a 600 m y de 900 a 1200 m. Estos intervalos están por encima de la zona permeable del yacimiento (1300 a 2000 m), y por ende este hecho puede ser marginal desde el punto de vista de producción de fluidos geotérmicos.

Por el contrario, se obtuvo un ajuste satisfactorio entre las temperaturas simuladas y los registros de temperatura en la zona de pérdidas, de 1281 a 1685 m de profundidad.

En la Figura 6 se observa también que las temperaturas iniciales o no perturbadas del yacimiento, tanto las medidas como las obtenidas mediante la presente inversión matemática son semejantes. La diferencia típica es de un 7% ($\approx 13^\circ\text{C}$) desde los 500 m hasta la profundidad total del pozo. Sin embargo, a 100 m y a 400 m las diferencias son mayores, con un máximo de 26% ($\approx 19.8^\circ\text{C}$) a 331 m de

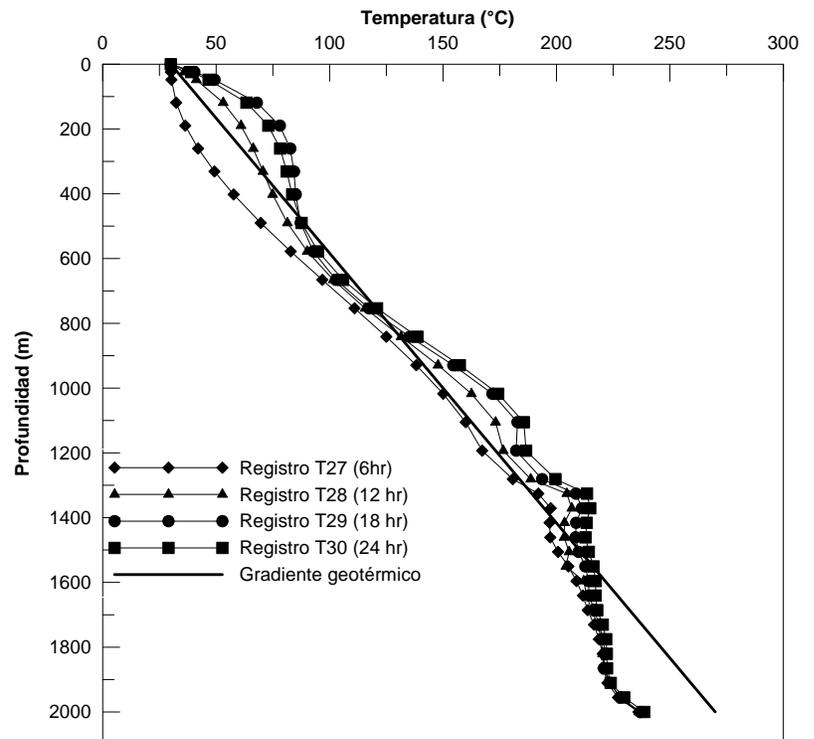


Fig. 5. Registros de temperatura en el pozo LV-13 y gradiente geotérmico.

En la Figura 6 se observa que los perfiles de temperatura simulados con el pozo en reposo se ajustan satisfactoriamente a los registros de temperatura con una diferencia máxima de unos 15°C, la cual ocurrió entre 1000 m y 1200 m de profundidad con un tiempo de reposo de 6 horas. Sin embargo, los ajustes mejoran a mayor tiempo de reposo.

profundidad. Estas elevadas diferencias se localizan lejos de la zona productiva del yacimiento y se consideran aceptables desde un punto de vista práctico.

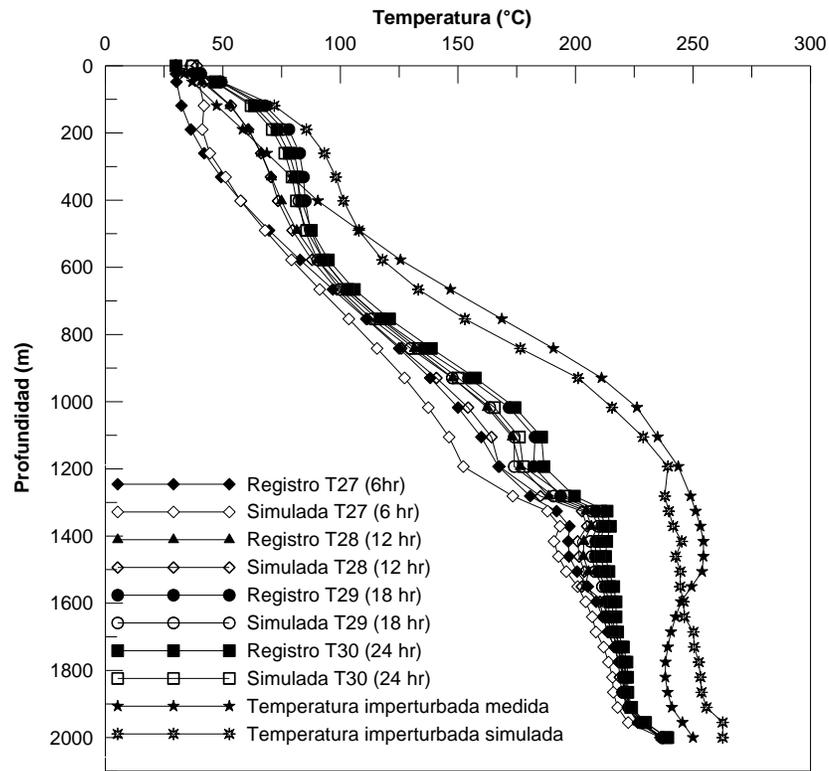


Fig. 6. Ajuste de temperaturas simuladas a los registros de temperatura del pozo LV-3 y a las temperaturas iniciales del yacimiento medidas y estimadas con el presente método.

El modelado en detalle de la zona del yacimiento donde ocurren las pérdidas de circulación resulta en una mejor estimación de las temperaturas no perturbadas del yacimiento, aunque aún se requieren modelos más detallados y extensos para mejorar las estimaciones. También es deseable realizar más pruebas de la presente metodología.

6. Conclusiones

Se desarrolló una metodología para estimar las temperaturas no perturbadas de los yacimientos geotérmicos, la cual consiste en un modelo mejorado de la circulación y suspensión de la perforación de un pozo en presencia de pérdidas de circulación, y de un problema inverso basado en teoría de control para su solución. La formación se consideró como un medio poroso isotrópico, y su modelado mediante promedios volumétricos permitió entender mejor y con más detalle los fenómenos de transporte en el yacimiento. La aplicación del modelo y del algoritmo de inversión para la estimación de las temperaturas iniciales del yacimiento en el pozo LV-3 del campo geotérmico de Las Tres Vírgenes se realizó satisfactoriamente. La diferencia entre temperaturas medidas y estimadas resultó típicamente en un 7% ($\approx 13^{\circ}\text{C}$) desde los 500 m de profundidad hasta el fondo del pozo, con diferencias máximas de 26% ($\approx 19.8^{\circ}\text{C}$) a 331 m de profundidad. Estos resultados son aceptables para aplicaciones prácticas, aunque se requiere realizar más pruebas con el presente método.

5. Discusión

Los resultados del presente trabajo indican que el método es adecuado para la estimación de las temperaturas iniciales de un yacimiento geotérmico a partir de datos de registros de temperatura tomados durante la perforación de un pozo, y que el modelo matemático empleado es una aproximación razonable de los procesos de circulación y paro en presencia de pérdidas de circulación.

El algoritmo de inversión proporciona un ajuste adecuado de las temperaturas simuladas a los registros de temperatura cambiando la temperatura inicialmente supuesta del yacimiento, es decir la condición inicial desconocida del problema inverso, y la temperatura no perturbada resultante del yacimiento se compara satisfactoriamente con las temperaturas estabilizadas medidas en el pozo.

Agradecimientos

Los autores agradecen a las autoridades del Instituto de Investigaciones Eléctricas y del Centro Nacional de Investigación y Desarrollo por su permiso y apoyo para publicar el presente trabajo.

Referencias

- Arnold, F.C., 1990. Temperature variation in a circulating wellbore fluid. *Journal of Energy Resources Technology*, 112, pp. 79-83.
- Ascencio, F., A. García, J. Rivera, y V. Arellano, 1994. Estimation of undisturbed formation temperatures under spherical radial heat flow conditions. *Geothermics*, 23(4), pp. 317-326.
- Beirute, R.M., 1991. A circulating and shut-in well-temperature-profile simulator. *Journal of Petroleum Technology*, September 1991. pp. 1140-1146.
- Dowdle, W. L., and W.M. Cobb, 1975. Static formation temperatures from well logs – an empirical method. *Journal of Petroleum Technology*, November 1975, pp. 1326-1330.
- Farris, R.F., 1941. A practical evaluation of cement for oil wells. In: *Drilling Production Practice*, American Petroleum Institute, 11, pp. 283-292.
- Fujino, T., and T. Yamasaki, 1985. The use of fluid inclusion geothermometry as an indicator of reservoir temperature and thermal history in the Hatchobaru geothermal field, Japan. *Transactions of the Geothermal Resources Council*, Vol. 9, pp. 429-433.
- García-Gutiérrez, A., E. Santoyo, G. Espinosa, and I. Hernández, 1998a. Estimation of temperatures in geothermal wells during circulation and shut-in in the presence of lost circulation. *Journal of Transport in Porous Media*, 33(12), pp. 103-127.
- García-Gutiérrez, A., I. Hernández, G. Espinosa, and E. Santoyo, 1998b. TEMLOPI: A thermal simulator for estimation of drilling mud and formation temperatures during drilling of geothermal wells. *Computers and Geosciences*, 24(5), pp. 465-477.
- García-Gutiérrez, A., G. Espinosa, E. Santoyo, P. Mendoza, and I. Hernández, 2000. GEOTRANS: A computer code for estimating transient temperatures in the completion of geothermal wells with drilling losses. *Proceedings of the World Geothermal Congress*, Kyushu – Thohoku, Japan, May 28-June 10, 2000, pp. 4023-4028.
- García-Gutiérrez, A., G. Espinosa, A. Vázquez, J. De León, M. Rodríguez, and V. Arellano, 2002. Estimation of formation temperatures using simulation and optimization techniques of circulation and shut-in processes. In: *Proceedings of the International Conference on the Earth's Thermal Field and Related Research Methods*, Moscow, Russia, 17-20 June 2002, pp. 73-77.
- Grant, M.A., I.G. Donaldson, and P.F. Bixley, 1969. *Geothermal Reservoir Engineering*, Academic Press, New York.
- Hasan, A.R., and C.S. Kabir, 1994. Static reservoir temperature determination from transient data after mud circulation. *SPE Drilling and Completion*, March, 1994, pp. 17-24.

- Kaviany, M., 1999. *Principles of heat transfer in porous media*. Springer-Verlag, New York, USA.
- Kritikos, W.R., and I.M. Kutasov, 1988. Two-point method for determination of undisturbed reservoir temperature. *SPE Formation Evaluation Journal*, March 1988, pp. 222-226.
- Kutasov, I. M., and A.K. Targhi, 1987. Better deep-hole BHTC estimations possible. *Oil and Gas Journal*, May 1987, pp. 71-73.
- Luhesi, M.N., 1983. Estimation of formation temperature from borehole measurements. *Geophysical Journal of the Royal Astronomical Society*, 74, pp. 747-776.
- Olea-González, U., 2007. Transferencia de Calor en la Construcción de Pozos Petroleros: Método Inverso. Tesis Doctoral, Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico, Cuernavaca, México. Inédito.
- Osato, K., S. Ujo, and S.P. White, 2003. Prediction of formation equilibrium temperature while drilling based on drilling mud temperature: inverse problem using TOUGH2 and wellbore thermal model. *Proceedings of TOUGH Symposium 2003*, Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, California, USA.
- Patankar, S.V. 1980. *Numerical heat transfer and fluid flow*. McGraw-Hill, New York, USA.
- Quintard, M., and S. Whitaker, 2000. Theoretical analysis of transport in porous media. *In: Handbook of Heat Transfer in Porous Media* (Hadim, H. and Kambiz V., Eds.). Marcel Decker, Inc., New York, USA.
- Ramos-Alcántara, J.R., 2004. Estimación de temperaturas de yacimientos geotérmicos a partir de las temperaturas de entrada y salida de los fluidos de perforación. Tesis de Maestría, Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico, Cuernavaca, México. Inédito.
- Ramos-Alcántara, J.R., A. Vázquez-Rodríguez, R. Salazar-Mendoza, and O. Cázares-Candia, 2005. Estimation of unperturbed formation temperatures of geothermal reservoirs by mud temperature logs taken while drilling a geothermal well (inverse problem). *Transactions of the Geothermal Resources Council*, Vol. 31, pp. 575-579.
- Raymond, L.R., 1969. Temperature distribution in a circulating drilling fluid. *Journal of Petroleum Technology*, March 1969, pp. 333-341.
- Santoyo, E., A. García, G. Espinosa, I. Hernández, and S. Santoyo, 2000. STATIC_TEMP: A useful computer code for calculating static formation temperatures in geothermal wells. *Computers and Geosciences*, 26, pp. 01-217.

Análisis espacial de emisión de ruido en el campo geotérmico de Los Azufres, Mich.

Emilio Camarena Magaña y Christian A. Ordaz Méndez

Comisión Federal de Electricidad, Residencia de Los Azufres. Correo: emilio.camarena@cfe.gob.mx

Resumen

Se realizaron mediciones sónicas en un área de 4.2 km² localizada en la zona sur del campo geotérmico de Los Azufres, Mich., a fin de verificar la emisión de ruido asociada a las actividades usuales en un campo geotérmico en operación. En esta área se encuentran siete pozos productores en operación y tres pozos abandonados. La emisión promedio de ruido en estos últimos fue de 36.5 decibeles (dB), considerándose como la condición natural de emisión de ruido ambiental. En el árbol de válvulas de los pozos productores en operación el ruido va de los 70.9 a los 91.7 dB, mientras que en válvulas abiertas de descarga de vaporductos la emisión puede llegar hasta los 118 dB. En México el límite máximo permisible de ruido en la periferia de un predio es de 68 dB en horario diurno y de 65 dB en horario nocturno. A partir de las mediciones realizadas en la periferia de los predios ocupados por los pozos geotérmicos, se concluye que cuatro de los siete pozos productores medidos no rebasan el máximo permisible, mientras que los otros tres sí parecen hacerlo aunque no existe un límite definido para sus predios. Se recomienda re-establecer los puntos de medición de conformidad a lo indicado por la norma oficial en materia ambiental, lo que posibilitará que la emisión de ruido de varios de los pozos que actualmente se han venido reportando como fuera de la norma, quede dentro de ella.

Palabras clave: Impacto ambiental, Los Azufres, medición de ruido, pozos geotérmicos, normas oficiales.

Spatial analysis of noise emission at the Los Azufres geothermal field, Mich.

Abstract

To verify noise emissions from the usual activities in an operating geothermal field, noise measurements were carried out in a 4.2 km² area in the southern zone of the Los Azufres, Mich., geothermal field. There are seven production wells operating here and three abandoned wells. The average noise emission in the southern zone was 36.5 decibels (dB), regarded as the natural reading of environmental-noise emission. In the Christmas (valves) tree for operating production wells, the noise ranges from 70.9 to 91.7 dB, while in open discharging valves for steam-pipes, the noise can reach 118 dB. In Mexico the maximum permissible limit of noise on the periphery of a property is 68 dB in daytime and 65 dB at night. Based on measurements made at the periphery of lots where the geothermal wells are located, four out of seven production wells measured do not exceed the maximum allowable level, while the other three seem to exceed it. However no definite limits exist for the lots. It is recommended that the measurement points as indicated by the official standard in environmental matters be re-established, which will enable noise emissions by several wells that have exceeded the permissible limit, to actually fall within it.

Keywords: Environmental impact, Los Azufres, noise measurement, geothermal wells, official regulations.

1. Introducción

El campo geotérmico de Los Azufres se localiza en el estado de Michoacán, a 92 km al este de la Ciudad de Morelia y a 30 km al NNW de Ciudad Hidalgo, que es la población importante más cercana. Se ubica dentro de la provincia fisiográfica de la Faja Volcánica Mexicana y cubre una superficie aproximada de 90 km²

(Pérez y Gómez, 1994). Tiene actualmente una capacidad geotermoeléctrica instalada de 188 MW y tanto el campo como las unidades generadoras son operados por personal de la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

Para este estudio se realizaron lecturas de las emisiones sónicas en la parte sur del campo (Figura 1) abarcando un área aproximada de 4.2 km² con la finalidad de cuantificar los niveles de ruido emitidos en las plataformas de los pozos, hacer una representación espacial de estas mediciones y evaluar cuáles de ellos cumplen con las especificaciones técnicas en la materia.

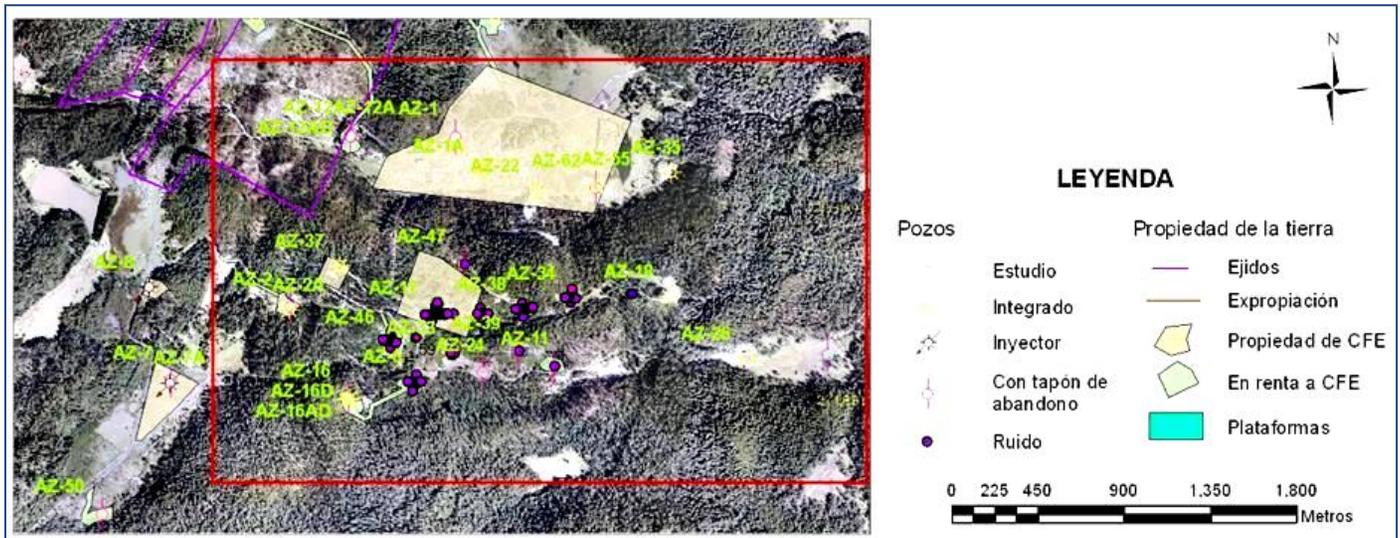


Fig. 1. Localización de la zona de estudio en la parte sur del campo geotérmico de Los Azufres.

De acuerdo a Samir (1992), el sonido es una forma de energía que se trasmite por la colisión de las moléculas del medio, unas contra otras, sucesivamente. Teóricamente el sonido se representa en forma de ondas a partir de su fuente emisora, influyendo en su propagación condiciones y elementos ambientales como la temperatura, presión atmosférica y el viento, así como barreras estructurales artificiales (edificios, bardas) o naturales (vegetación). La escala para medir la intensidad sónica es logarítmica y su unidad es el decibel (dB), presentando una mejor correlación con la audibilidad humana que la escala absoluta con unidades en N-m².

El término ruido puede aplicarse a todo sonido no deseado por el receptor. Bajo esta definición, incluso una pieza maestra de música puede ser calificada de ruido por quien en cierto momento no desee escucharla. Por otra parte, contaminación acústica es el exceso de sonido que altera las condiciones normales del medio ambiente en una determinada zona. Si bien el ruido no se acumula, traslada o mantiene en el tiempo como otros tipos de contaminantes, también puede causar daños en la calidad de vida de las personas si no es controlado. Las principales causas de la contaminación acústica son las relacionadas con las actividades humanas como el transporte, la construcción de edificios y la actividad industrial.

En México la Norma Oficial Mexicana NOM 081-ECOL-1994 (SE, 1994) es la que establece los límites máximos permisibles de emisión de ruido de fuentes fijas y su método de medición. La norma indica que las emisiones sónicas de fuentes fijas deben medirse obteniendo su nivel sonoro en ponderación "A", y expresarse en dB, y que el límite máximo permisible de nivel sonoro emitido por fuentes fijas es de 68 dB entre las 6 y las 22 horas y de 65 dB entre las 22 y las 6 horas.

2. Metodología y mediciones especiales

El área del campo que se escogió para realizar el análisis sónico incluye 10 pozos de la zona sur: AZ-6, AZ-11, AZ-17, AZ-33, AZ-34, AZ-36, AZ-38, AZ-39, AZ-46 y AZ-47) (Fig. 1). Estos pozos se encuentran en distintas condiciones, ya que algunos están en operación como pozos productores, otros están en estudio y otras más son pozos abandonados, encontrándose con tapón de abandono. Los pozos inyectores no se consideraron para el presente trabajo, debido a que generan un sonido comprendido entre 49 y 61.8 dB, el cual está dentro de los máximos permisibles de la norma mencionada (Castillo, 1996).

La NOM 081 establece textualmente en su punto 5.3.2.4.3: “Si la fuente fija no se halla limitada por confinamientos, pero se encuentran claramente establecidos los límites del predio (cercas, mojoneras, registros, etc.), los puntos de medición deben situarse lo más cerca posible a los límites exteriores del predio, a una altura del piso no inferior a 1.20 m” (SE, 1994).

Para el presente estudio la fuente fija de emisión de ruido se consideró que era el árbol de válvulas de los pozos geotérmicos. Tradicionalmente, el “predio” ha sido considerado como la plataforma del pozo, pero para el presente estudio el predio se definió como el área, que incluye a la plataforma del pozo, comprendida por el perímetro cercado con malla ciclónica alrededor del pozo. Este predio o es propiedad de la CFE o es usufructuado por esta institución mediante contratos de renta con sus propietarios. En algunos casos el predio carece de cerca, y en estos el límite del mismo se consideró como la zona del derredor del pozo hasta donde llega el material originalmente removido para construir la plataforma del pozo.

Los pozos con tapón de abandono se consideraron como fuentes de no emisión de ruido, ya que no existe en el predio ninguna fuente fija. En las plataformas de los otros tipos de pozos (en operación o en estudio), se tomaron lecturas a cada 5 metros a partir del árbol de válvulas hasta que la lectura quedó dentro del límite máximo de emisión permisible; se tomó como tal el límite máximo permisible en horario nocturno (65 dB), que es el más bajo. Las lecturas se tomaron con un sonómetro *Soundpro SE/DL* fabricado por *Quest Technologies*, a una altura de 1.20 m del suelo, siguiendo aproximadamente cada una de las cuatro direcciones cardinales a fin de registrar los posibles cambios debidos al viento y tomar en cuenta el modelo teórico de la dispersión del sonido que es en forma radial.

Las lecturas sónicas en las plataformas de los pozos abandonados resultaron ser de un promedio de 36.3 dB (ver Tabla 1). Este promedio se consideró como la condición natural de emisión de ruido ambiental en este trabajo.

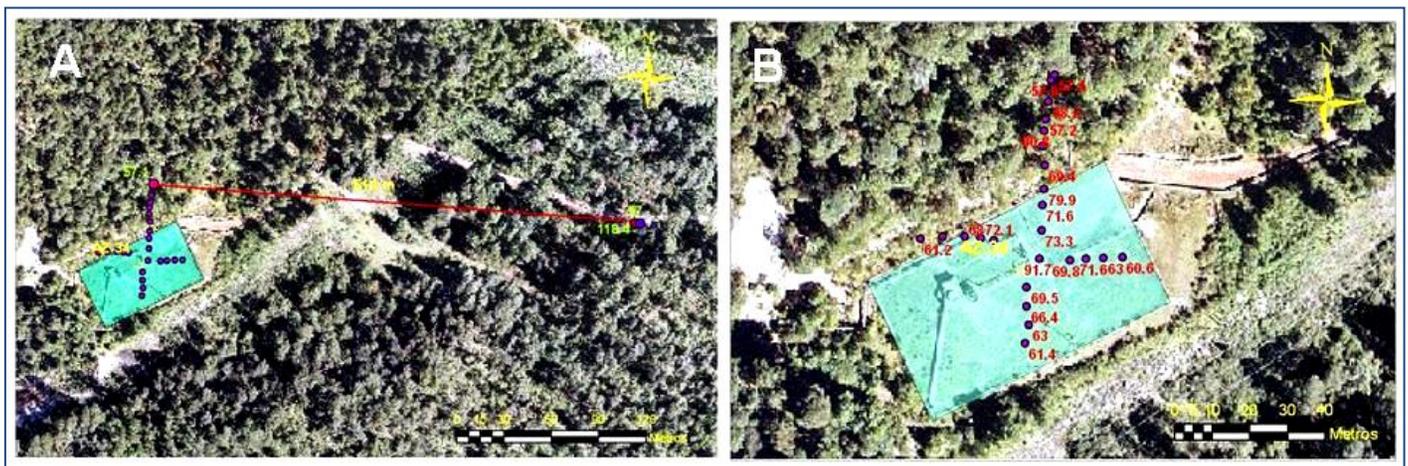


Figura 2. A) Plataforma del pozo Az-34, puntos de muestreo y en rojo la distancia a una purga del vaporducto. B) Acercamiento a la plataforma y emisiones de ruido en dB. Misma leyenda que en Fig. 1.

Además de los pozos, se tomaron mediciones especiales de ciertos elementos de interés. El primero fue una *purga* o válvula de escape de vapor abierta en una tubería de conducción de vapor (vaporducto) que va del pozo AZ-34 a la Unidad 6 (5 MW). Este elemento era una fuente fija de emisión de ruido, aunque no permanente como en el caso de los pozos. En esta fuente la emisión registrada fue de 118 dB (Tabla 1), descendiendo a 57.1 dB a una distancia aproximada de 630 m del pozo AZ-34 (Fig. 2A), bajo cobertura vegetal. Por lo tanto, la purga abierta tenía un impacto de 81.7 dB sobre la condición sónica ambiental. Por otra parte, cuando la purga se encuentra cerrada la lectura promedio de ruido ambiental fue de 56.7 dB (Tabla 1), la cual también está por encima del valor esperado para las condiciones naturales, pero dentro del máximo permisible. Esto se explica porque este sitio se ve afectado también por el ruido que proviene de la Unidad 6 (de 5 MW) y del pozo productor AZ-18.

El segundo elemento de interés fue un punto sobre la carretera frente a la entrada de un balneario (“Puentecillas”). La lectura obtenida en este sitio fue de 59 dB (Tabla 1), la cual también rebasó los 36.3 dB de las condiciones naturales, lo que se atribuyó a la influencia de diversos pozos productores (AZ-6, AZ-17, AZ-33, AZ-36 y AZ-46, entre otros) localizados en el derredor. En este lugar también se registró el tránsito de un vehículo obteniéndose una lectura de 67.5 dB (Tabla 1) (Fig. 3).

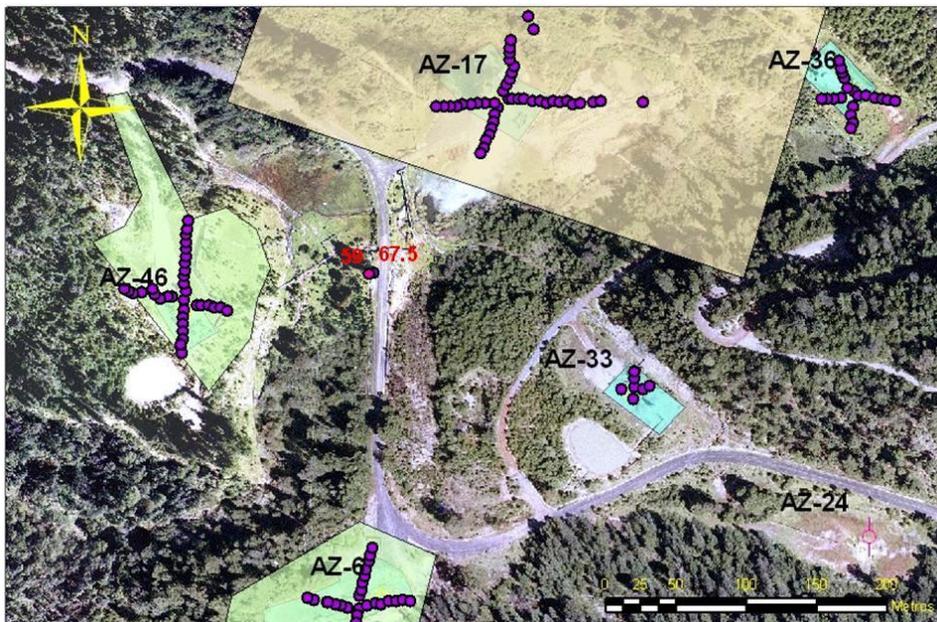


Fig. 3. Mapa con una de las mayores concentraciones de pozos de la zona (Pozos AZ-6, AZ-17, AZ-24, AZ-33, AZ-36 y AZ-46). Aparecen los puntos de muestreo y los valores obtenidos cerca del balneario Puentecillas. Misma leyenda que en la Fig. 1.

El tercer elemento de interés fue un sitio fuera de la zona de estudio, con el objetivo de medir un ambiente libre de emisiones provenientes de las instalaciones geotérmicas. El sitio elegido se encuentra en el llano de la presa “Llano Grande” con coordenadas $X = 327902.66$, $Y = 2189604.95$, donde se obtuvieron 46.8 dB con viento moderado y de 31 dB sin viento y bajo cobertura vegetal (Tabla 1). La diferencia de 15.8 dB se atribuyó al sonido que se genera cuando el viento mueve las ramas de los árboles.

Por último, el cuarto registro especial se tomó en los límites de la plataforma del pozo AZ-38, ya que algunas partes de su periferia cuentan con vegetación. El objetivo aquí fue determinar el papel de la vegetación, obteniéndose una lectura de 70.1 db detrás de la vegetación y de 73.2 dB al lado de la misma (Tabla 1). Por lo tanto, en este punto la vegetación solamente atenuó el ruido en 3.1 dB, lo que representa apenas un 4%.

Las lecturas obtenidas en estos sitios y en los árboles de válvulas de cada pozo, considerados como la fuente fija de emisión de ruido, se presentan en la Tabla 1.

Sitio	Condición	Lectura en dB
Purga en vaporducto	Abierta	118.0
	Cerrada	56.7
Entrada a balneario	Sin tránsito	59.0
	Con tránsito	67.5
Fuera de instalaciones geotérmicas	Con viento	46.6
	Sin viento	31.0
Límite de la plataforma del pozo AZ-38	Con vegetación	70.1
	Sin vegetación	73.2
Árbol de válvulas Pozo AZ-6	Pozo productor	87.2
Árbol de válvulas Pozo AZ-11	Pozo abandonado	35.4
Árbol de válvulas Pozo AZ-17	Pozo productor	87.3
Árbol de válvulas Pozo AZ-33	Pozo productor	70.9
Árbol de válvulas Pozo AZ-34	Pozo productor	91.7
Árbol de válvulas Pozo AZ-36	Pozo productor	82.5
Árbol de válvulas Pozo AZ-38	Pozo productor	91.0
Árbol de válvulas Pozo AZ-39	Pozo abandonado	37.2
Árbol de válvulas Pozo AZ-46	Pozo productor	84.5
Árbol de válvulas Pozo AZ-47	Abandonado con purga	56.9

Tabla 1. Lecturas de emisión de ruido en sitios del campo de Los Azufres.

3. Análisis de emisiones de los pozos productores

Pozo AZ-6

Este pozo se ubica en las coordenadas X = 325393, Y = 2188065.9, es un pozo productor en operación y emite 87.2 dB en su árbol de válvulas (Tabla 1). En el límite norte de su plataforma se midieron 70.2 dB, que rebasaron el límite permisible de 65 dB, aunque sólo 10 metros adelante el valor había descendido a 62.2 dB. En el límite sur el registro fue de 79.2 dB, quedando dentro del límite permisible 30 metros adelante, por lo que ésta es la zona crítica de este pozo. En el borde occidental se registró un valor de 65.5 dB que coincide exactamente con el límite máximo (Figura 4, A y B).

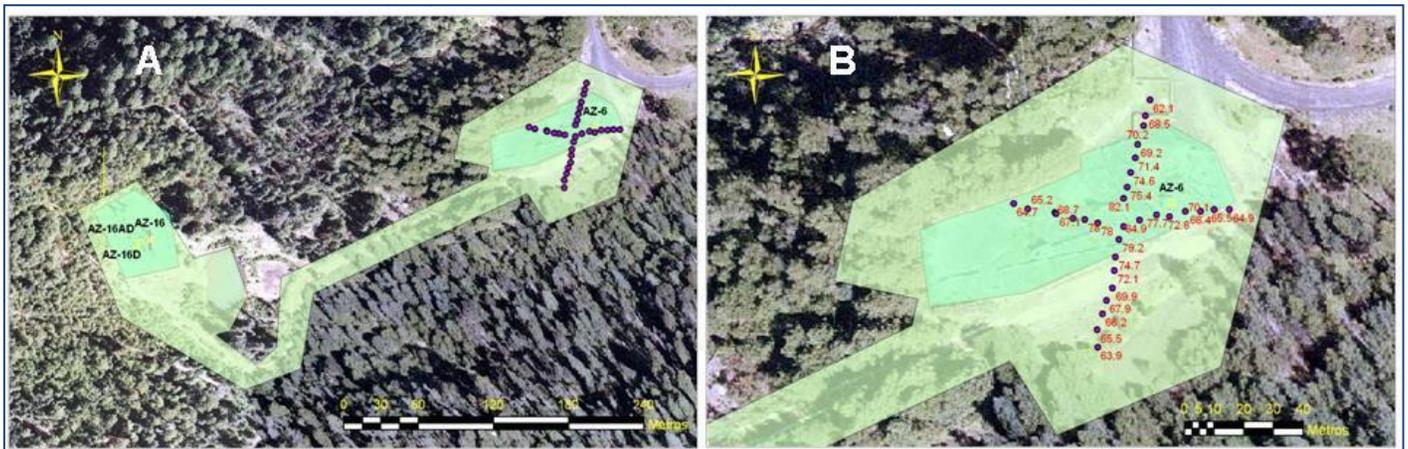


Fig. 4. A) Plataformas de los pozos AZ-6, AZ-16, AZ-16D y AZ-16AD. B) Plataforma del pozo AZ-6, con puntos de muestreo y valores de ruido en dB. El área de color verde claro es rentada por CFE.

Pozo AZ-17

Este pozo es productor y se localiza en las coordenadas $X = 3205480$, $Y = 2188421.2$. En el árbol de válvulas emite 87.3 dB (Tabla 1). Las lecturas obtenidas en el límite de su plataforma rebasan el máximo permisible por los cuatro puntos cardinales, lo cual se debe en parte al ruido producido por la Unidad 2 (5 MW) que se encuentra junto a él. La zona crítica se detectó en la parte norte con 79.7 dB, aunque en esta dirección se encuentra un afloramiento que sirve como barrera natural para mitigar la emisión de ruido hacia este sector. En el límite oriental de la plataforma la lectura fue de 68.2 dB y en el occidental se alcanza un valor de 64.5 dB sólo 40 metros más allá del borde de la plataforma, ya que no hay barrera natural que impida la dispersión del sonido (Fig. 5, A y B).

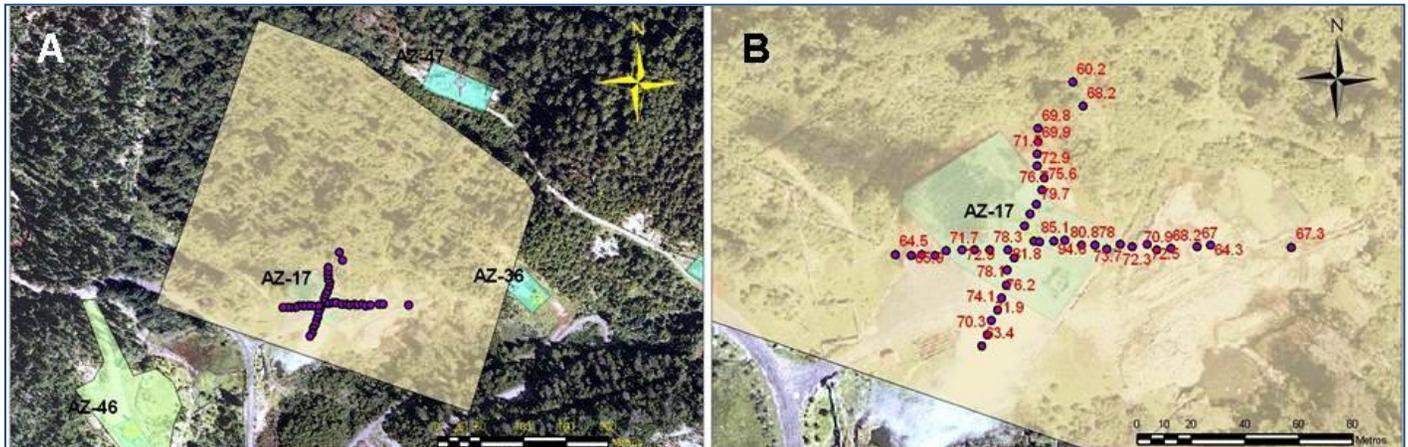


Fig. 5. A) Plataformas de los pozos AZ-17, AZ-36, AZ-38 y AZ-47, y puntos de muestreo de ruido. B) Plataforma del pozo AZ-17 con valores de ruido (dB). El área en color beige es propiedad de CFE.

Pozo AZ-33

Es un pozo productor localizado en las coordenadas $X = 325569.5$, $Y = 2188212.3$. En el árbol de válvulas la lectura fue de 70.9 dB (Tabla 1) y todas las lecturas en los límites de su plataforma se encuentran por debajo del máximo permisible (Figura 6).

Pozo AZ-34

Pozo productor con coordenadas $X = 326189.6$, $Y = 2188496.3$, cuya localización está desplazada del centro de su plataforma (ver Fig. 2B), lo que propicia que sus emisiones sónicas rebasen el máximo en los límites norte y oeste. En el árbol de válvulas se registró un valor de 91.7 dB (Tabla 1), y en el borde norte de la plataforma se encuentra su zona crítica con 79.9 dB. Sin embargo a 5 m de este punto se encuentra un afloramiento que impide la dispersión del ruido, obteniendo en la cima de este una lectura de 63.8 dB. De igual forma, hacia el oeste (68 dB) las emisiones de ruido son interrumpidas por el mismo afloramiento (Fig. 2B.)

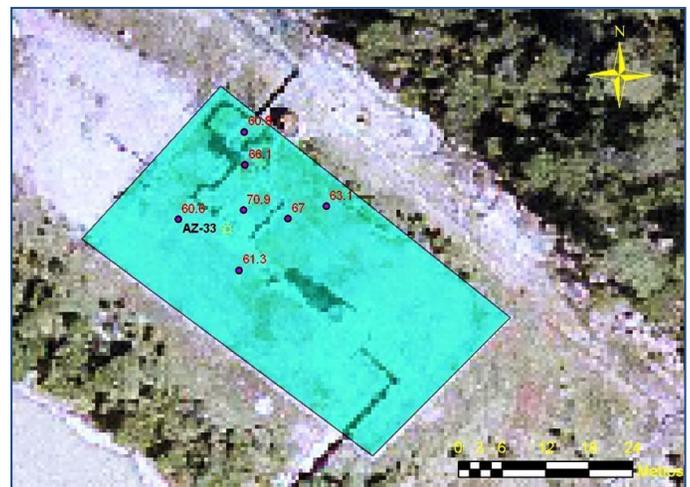


Fig. 6. Plataforma del pozo AZ-33 y puntos de muestreo con valores de ruido en dB. El área es propiedad de CFE.

Pozo AZ-36

Las emisiones de ruido pueden ocurrir en el árbol de válvulas de los pozos, en los vaporductos, separadores, silenciadores, purgas, válvulas, y aun en los soportes de vaporductos, entre otros. Sin embargo, el impacto sónico puede mitigarse mediante aislantes sónicos, cambios en el diseño, apertura o cierre de purgas y válvulas y/o el reemplazo de soportes y equipos. Es decir, en las instalaciones superficiales se puede prevenir la contaminación sónica en términos de esa norma y de la norma oficial NOM-081 (SE, 1994).

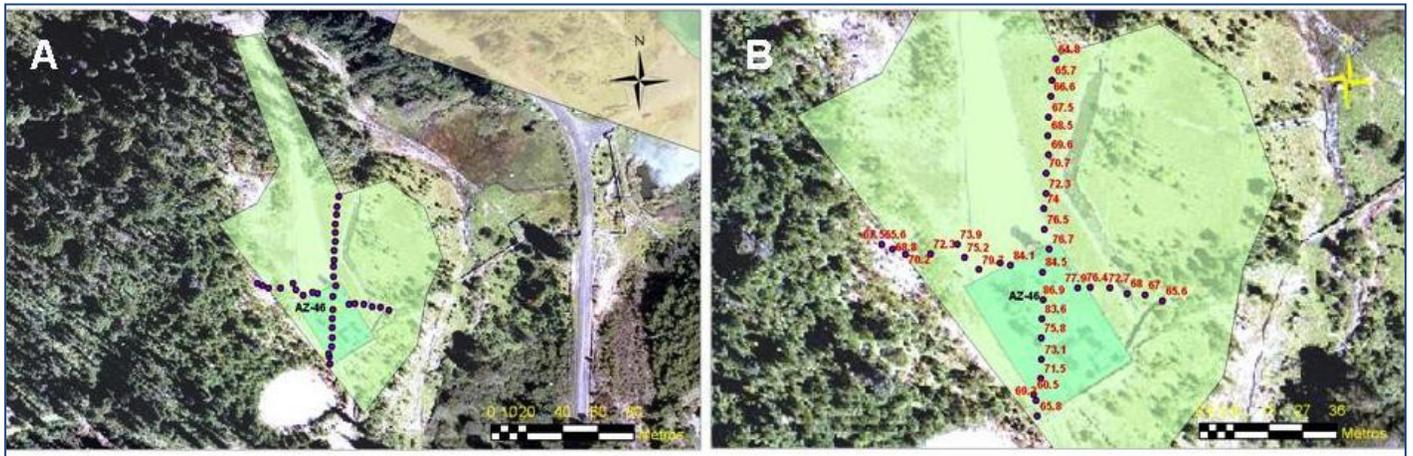


Fig. 8. A) Plataforma del pozo AZ-46. El área en color verde claro es el predio rentado por CFE. B) Aumento de la imagen con los puntos de muestreo y los valores de ruido en dB.

Por ejemplo, el pozo AZ-46 se encuentra localizado en la porción sur del predio que se destinó para él (Fig. 9A y 9B); esta ubicación dificulta el cumplimiento de lo establecido en la Norma 081 (SE, 1994). Con una ubicación más céntrica el pozo no tendría problemas para cumplir con ello. Otro caso semejante es el del pozo AZ-16.

Otro aspecto importante a considerar a partir de este estudio, es el cambio de la línea considerada como límite para tomar las lecturas que se registran en los reportes que se han venido entregando a las autoridades ambientales. Hasta el año 2007 el límite del predio se consideró como el borde de la plataforma de cada pozo de acuerdo con el procedimiento interno GG-SE-T-004 (Castillo, 1996). Pero, como se indicó, la norma NOM 081 (SE, 1994) permite tomar las lecturas en el límite del predio, que no necesariamente coincide con el de la plataforma definida de acuerdo a ese procedimiento. Por ejemplo, la plataforma del mismo pozo AZ-46, definida según el procedimiento mencionado, puede verse en color verde en las figuras 8A y 8B, pero el predio usufructuado por la CFE es el área marcada con color verde más claro en las mismas figuras. Por lo tanto, los puntos de medición de ruido deben ubicarse en la periferia de este predio, y no en la del área más pequeña como se ha venido haciendo, de acuerdo con lo dispuesto por la NOM 081 en su punto 5.3.2.4.1 (SE, 1994). En el ejemplo mencionado, es claro que la emisión de ruido en la periferia del predio ocupado por la fuente fija queda dentro del máximo permisible en todas direcciones, excepto en la occidental.

Ese simple cambio haría que las mediciones tomadas en muchos pozos (que se reportan fuera de norma) se sitúen dentro de los límites permitidos. Con ello, el desempeño ambiental del campo se incrementaría considerablemente.

5. Conclusiones y recomendaciones

Las principales conclusiones de este estudio son las siguientes:

- Los pozos productores incluidos en este estudio que cumplen con los límites máximos permisibles de emisión de ruido, después de ser analizados espacialmente bajo los criterios de la NOM 081, son cuatro: AZ-6, AZ-17, AZ-33 y AZ-47.
- Los pozos AZ-11 y AZ-39 también cumplen con la norma ya que no emiten ruido debido a que tienen tapón de abandono.
- En los pozos AZ-34, AZ-36 y AZ-38 no se pudo determinar si cumplen o no, bajo la metodología establecida, por no contar con un registro de la propiedad actualizado e ignorarse, por tanto, los límites prediales.
- El ruido emitido por los árboles de válvulas de los pozos es mitigado por la vegetación en cuando menos 3 dB.

Las recomendaciones son las siguientes:

- Realizar plantaciones de vegetación arbustiva en los perímetros exteriores de las plataformas y en las partes superiores de los afloramientos que se encuentren cerca de estas. Cuando las plantaciones maduren reducirán como mínimo 3 dB de ruido.
- Cambiar la ubicación de los puntos de medición en conformidad con lo establecido en el punto 5.3.2.4.3 de la NOM 081 (SE, 1994).
- Modificar el procedimiento interno GG-SE-T-004 (Castillo, 1996) para la evaluación de ruido en instalaciones geotermoeléctricas para que se apegue a la NOM 081 (SE, 1994).
- Al planear la ubicación de futuros pozos se recomienda tratar en lo posible de que estos queden ubicados lo más cerca del centro de la futura plataforma y del centro del predio que la incluye.
- Actualizar y detallar el registro de la propiedad para definir las colindancias de todos los predios que incluyen a las plataformas de los pozos.

Referencias

- Castillo, D., 1996. Procedimiento para la evaluación de ruido en instalaciones geotermoeléctricas. CFE, Procedimiento interno No. GPG-SE-T-004, 28 pp. Inédito.
- IMNC, 2004. *Norma NMX-SAA-14001-IMNC-2004*. Sistema de gestión ambiental - Requisitos con orientación para su uso. Publicación del Instituto Mexicano de Normalización y Certificación. 35 p.
- Pérez, H. y Gómez-López, J., 1994. Excursión geológica del campo geotérmico Los Azufres, Michoacán. CFE, reporte interno, Residencia de Los Azufres. 10 pp. Inédito.
- Samir, N.Y., 1992. *Ruido: Fundamentos y Control*. Ed. Fabio F. Núñez, México, 553 pp.
- SE, 1994. *Norma Oficial Mexicana NOM 081-ECOL-1994, que establece los límites máximos permisibles de emisión de ruido de las fuentes fijas y su método de medición*. Secretaría de Economía, México. 55 p.

Perforación de pozos bilaterales: análisis y selección de pozos en el campo geotérmico de Los Humeros, Pue.

Magaly del Carmen Flores Armenta y Miguel Ramírez Montes

Comisión Federal de Electricidad, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos.

Alejandro Volta 655, Col. Electricistas, Morelia, Mich., México. Correo: miguel.ramirez02@cfe.gob.mx

Resumen

La perforación de pozos bilaterales se ha venido realizando de manera exitosa en campos geotérmicos de Estados Unidos, Filipinas y Japón, entre otros. El objetivo de perforar una “segunda pierna” en un mismo pozo es incrementar su producción, ya que habrán más zonas de producción. En este reporte se presentan los criterios para la selección de pozos del campo geotérmico de Los Humeros, Pue., candidatos para una “segunda pierna”, considerando el estado mecánico de los mismos, los objetivos geológicos, la distancia entre pozos, sus características de producción y sus condiciones termodinámicas. Para ello se revisaron los casos de los pozos H-3, H-8, H-11, H-16, H-33, H-34 y H-36, que presentan una producción baja. Posteriormente, aplicando los criterios de evaluación y con la información obtenida de cada pozo, se seleccionaron los pozos H-3, H-8 y H-34 como los que presentan mejores condiciones para la perforación bidireccional. Finalmente, se estableció un diseño para la construcción de una “segunda pierna” en el pozo H-8.

Palabras clave: Características de pozos, Los Humeros, perforación de pozos, pozos bilaterales.

Drilling of bilateral wells: analysis and selection of wells in the Los Humeros, Pue., geothermal field

Abstract

Drilling bilateral geothermal wells has been conducted successfully in fields in the U.S., the Philippines and Japan, among other places. The reason for drilling a “second leg” in a well is to increase production by penetrating additional production zones. In this report, criteria are presented for selecting wells in Los Humeros, Pue., geothermal field to be considered for a “second leg”, taking into account the mechanical condition of the wells, geological targets, distances between wells, production characteristics and thermodynamic conditions. The cases of wells H-3, H-8, H-11, H-16, H-33, H-34 and H-36—which have low production—were reviewed. Wells H-3, H-8 and H-34 were selected as the best subjects for bi-directional drilling. A design is proposed for constructing a “second leg” in well H-8.

Keywords: Well characteristics, Los Humeros, well drilling, bilateral (“legged”) wells.

1. Introducción

Un pozo bilateral se puede definir como aquel en el que a partir de un mismo agujero superficial, se tiene acceso con más de una pierna a uno o varios horizontes productivos. Los agujeros de pozos multilaterales planeados (ML) son parte de las prácticas modernas de terminación de pozos, y permiten una producción simultánea desde dos o más zonas sin el costo adicional del agujero superior y de las instalaciones superficiales. El segundo agujero y los subsiguientes se pueden perforar a un 30% del costo original (GeothermEx, 2006). Este método de perforación es aplicable sólo a yacimientos con buena estabilidad mecánica.

Se ha establecido una clasificación basada en el mecanismo de unión entre los agujeros del pozo (el principal y los laterales). La unión determina una clasificación de pozo ML. Un esquema común de clasificación contiene seis variantes, con una complejidad en aumento.

Los primeros pozos multilaterales se perforaron en la ex Unión Soviética en la década de los 50. En Estados Unidos se perforaron solamente siete pozos de este tipo entre 1986 y 1989, pero para 1990 se habían perforado alrededor de 85 pozos, principalmente en la industria petrolera. En la década de los 70 está documentado el primer pozo multilateral de tipo geotérmico, perforado en el campo geotérmico de Raft River, Idaho, pero los datos estadísticos o cuantitativos son insuficientes para determinar si la perforación multilateral produjo una mejora significativa en la productividad del pozo, debido a que el proyecto fue cerrado. Los siguientes casos documentados de pozos geotérmicos multilaterales son a partir de 1990 en Italia (Larderello) y The Geysers, Estados Unidos. En los últimos años ha habido un avance en la perforación de pozos bilaterales en la geotermia, aplicando tecnología usada en la industria del petróleo, lo que ha permitido examinar los métodos, costos y beneficios potenciales de este tipo de perforación (Maurer, 1978; Richard *et al.*, 1989; Macr, 1993; Henneberger *et al.*, 1995).

En la Comisión Federal de Electricidad (CFE), los primeros antecedentes para el diseño de un pozo multilateral datan de 2004, cuando se hacen los primeros estudios en el campo geotérmico de Cerro Prieto, BC, con la asesoría de la compañía Baker Hughes, y se designa al Pozo M-73 como un candidato potencial, aunque al final no hubo consenso para ejecutar el trabajo.

Los estudios continuaron y en 2006 se definieron, de acuerdo a la literatura existente, tres condiciones para la selección de yacimientos en los que esta tecnología resultaba aplicable: yacimientos de vapor dominante, yacimientos no sobre-explotados y roca no deleznable. Bajo estas consideraciones se decidió continuar con los estudios para el diseño de un pozo bilateral en el campo geotérmico de Los Humeros, debido a que el yacimiento reúne las tres condiciones mencionadas. A finales del mismo año, la compañía GeothermEx, por encargo de la CFE, realizó un estudio para seleccionar pozos candidatos para la construcción de agujeros adicionales en ese campo.

Antecedentes

El campo geotérmico de Los Humeros se localiza en la parte noreste del estado de Puebla, colindando con el Estado de Veracruz, en la provincia del Eje Neovolcánico y a 20 km, aproximadamente, al noroeste de la ciudad de Perote, Ver. (Fig. 1.)

El campo se encuentra dentro de un complejo de calderas geológicas de edad cuaternaria, en la intersección de la Faja Volcánica Mexicana con la Sierra Madre Oriental. La primera caldera, conocida como Los Humeros, es una estructura volcánica que se originó hace unos 500 mil años, con la expulsión de 180 km³ de la Ignimbrita Xaltipan. Posteriormente, durante su desarrollo se extravasaron domos riolíticos y dacíticos, acompañados de nuevos eventos piroclásticos (Ignimbrita Zaragoza, 0.1 Ma), que dieron lugar a la formación de una segunda caldera, llamada Los Potreros, dentro de la que se ubica la zona productora del campo. La actividad volcánica culminó hace 20 mil años con la efusión de basaltos muy fluidos emitidos en el borde sur de la caldera. Este vulcanismo es la evidencia de una cámara magmática en el subsuelo, que constituye la fuente del calor para el sistema geotérmico.

La caldera está afectada por tres sistemas de fallas de dirección principal N-S, NW-SE y E-W. Los dos primeros (que incluyen a las fallas Malpaís, Antigua, Los Humeros y Maztaloya) son las más importantes, pues permiten el movimiento de fluidos geotérmicos. El sistema E-W incluye a las fallas Las Papas y Las Cruces.

Hasta la fecha la CFE ha perforado 40 pozos geotérmicos cuyas profundidades van de 1388 a 2300 metros, aunque hay dos pozos que rebasan los 3100 metros. De ellos, hay 20 pozos productores integrados actualmente al sistema de suministro de vapor, y cuatro inyectores. Debido a problemas de obturación y corrosión de pozos debido a la producción de fluidos ácidos ocurrida en el pasado, siete pozos fueron desviados y tres más cementados en su tubería profunda para recibir fluidos desde estratos más someros (CFE, 1998; Arellano *et al.*, 2006). Debido a la baja permeabilidad del yacimiento, los pozos producen con una alta entalpía. La producción de vapor promedio de los pozos del campo es de 28 t/h como promedio en los últimos diez años (Gutiérrez-Negrín, 2007).

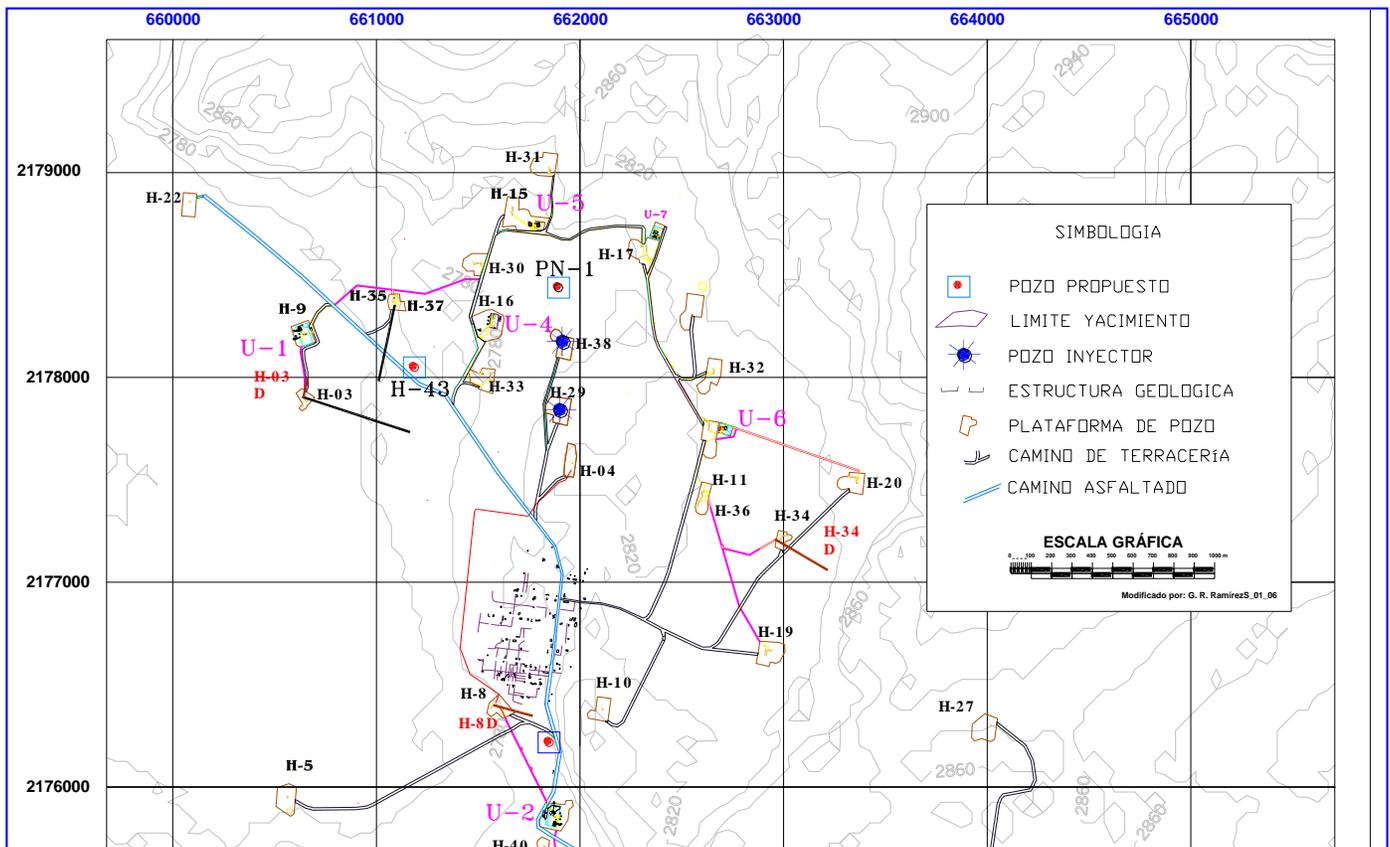


Figura 1.- Localización de pozos en el campo geotérmico Los Humeros, Pue.

La principal razón para considerar la construcción de pozos bilaterales es la oportunidad de incrementar la productividad de un pozo, a un costo menor al de perforar un pozo completo nuevo (Maurer, 1978). La expectativa de aumentar la productividad se debe a que múltiples “piernas” permiten penetrar un intervalo más grande de las zonas productoras en el yacimiento, elevando la posibilidad de interceptar una o más zonas productoras. Además, el área seccional efectiva del agujero aumenta como resultado de la presencia de piernas de producción múltiples, reduciéndose así el riesgo de una producción nula.

El incremento en la productividad del pozo es el factor más importante a considerar en la construcción de un pozo bilateral. En este trabajo, se ha calculado un aumento de productividad asumiendo valores conocidos de temperatura, permeabilidad, capacidad de almacenamiento, índice de productividad del pozo original y relación del índice de productividad. En la Figura 2 se grafica el incremento en la productividad calculado para cierta “altura de desviación”, observándose que el factor de incremento de productividad es mayor mientras más grande sea la distancia entre el punto de desviación del pozo y la zona productora, y mayor sea el ángulo de desviación del pozo (GeothermEx, 2006).

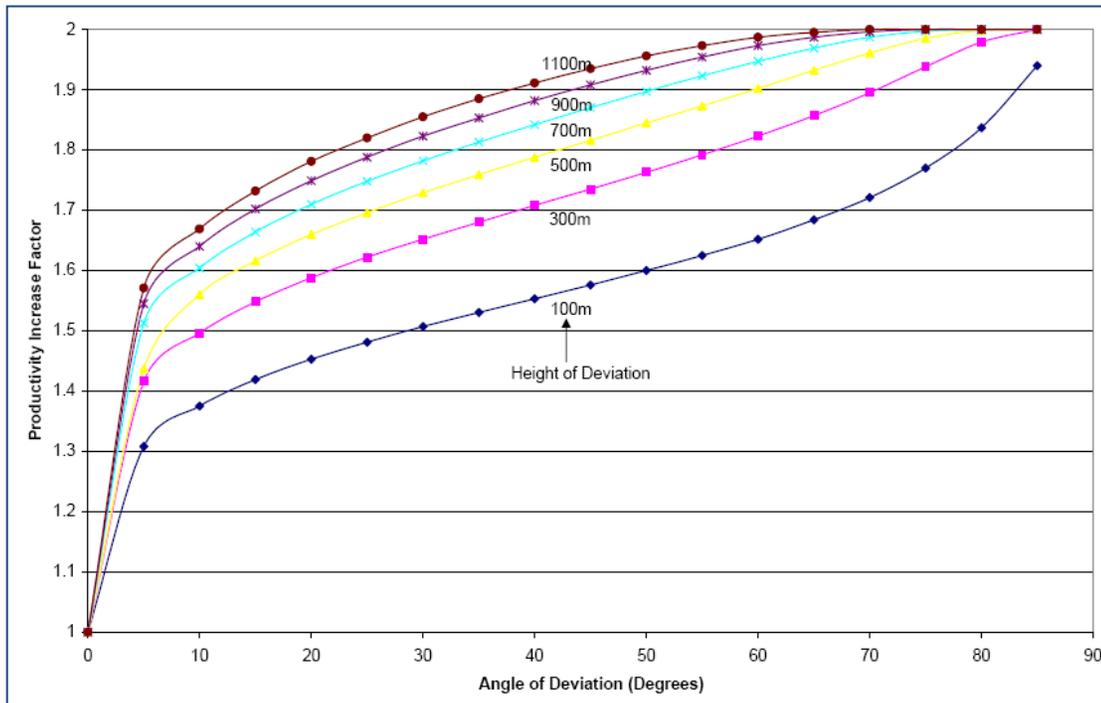


Figura 2. Factor de incremento de productividad en perforación direccional (tomado de GeothermEx, 2006).

Riesgos de la perforación bilateral

La operación durante la construcción de un pozo bilateral lleva ciertos riesgos que pueden incrementar el costo original del pozo u ocasionar la pérdida de productividad del pozo, pero son riesgos similares a los que se presentan durante la construcción de un pozo típico, con un solo agujero. Entre los riesgos más significativos pueden mencionarse los siguientes (GeothermEx, 2006).

- Las operaciones de perforación adicional (para añadir uno o más agujeros de producción) incrementan en general el tiempo de perforación con respecto a un pozo típico, aumentando también los riesgos acumulados de problemas como pegaduras y atrapamiento de la sarta de perforación. Además, la perforación por tiempos prolongados aumenta la posibilidad de desgaste en la tubería de producción causada por la rotación de la tubería de perforación. Para mitigar este efecto puede ser necesario el uso de protectores de tubería de perforación, la instalación de una tubería de producción más gruesa, o el uso de motores de fondo para la perforación.
- El uso y funcionamiento de herramientas especiales, como el empacador recuperable, cuyo empleo es más riesgoso que las herramientas típicas usadas en la perforación tradicional.
- La zona de bifurcación entre los dos agujeros puede ser menos estable que un agujero normal, incrementando el riesgo de problemas como el colapso de tuberías.
- La operación para re-entrar y limpiar el agujero después de perforar una pierna adicional puede ser particularmente difícil, y lleva el riesgo de atrapamiento de la herramienta de perforación en la zona de la bifurcación o la pérdida de una de las piernas perforadas.
- Si se requiere inyección química de un inhibidor de incrustación por debajo del punto de bifurcación, probablemente resulte impráctico inhibir la incrustación en ambas piernas, lo que aumenta el riesgo de pérdida de producción en la pierna que no se vaya a inhibir.

- El uso de equipo para perforación direccional puede ser mayor que cuando se construye un pozo tradicional.
- Si resulta imposible o excesivamente difícil y costoso volver a entrar en una de las piernas, ya sea en el momento de la construcción o después de que el pozo está en operación, puede haber varias consecuencias negativas, como la pérdida de producción (si es necesario limpiar el pozo), costos adicionales para la rehabilitación del pozo, e imposibilidad de correr registros.

Estos riesgos, así como el mayor costo de la operación, deben tomarse en cuenta al evaluar la relación costo-beneficio de los pozos bilaterales. Ante la falta de experiencia en la construcción de pozos de este tipo en México, puede ser difícil hacer una evaluación objetiva de los riesgos y de los costos y beneficios. Pero en general la relación costo-beneficio de un pozo bilateral será mayor en un pozo donde la producción original se haya reducido mucho. Los pozos perforados en medios donde no es necesaria la instalación de *liner* son menos arriesgados y costosos para construir agujeros adicionales, aunque las nuevas herramientas de perforación hacen que este factor no sea tan importante como en el pasado (Richard *et al.*, 1989; Henneberger *et al.*, 1995; GeothermEx, 2006).

Como se indicó antes, la construcción de pozos multilaterales es menos complicada y riesgosa en yacimientos de vapor seco que en los de dos fases o en los de agua caliente.

En pozos cuya zona de producción es profunda, por debajo de la zona seleccionada para la bifurcación, habrá efectos de interferencia mínimos y por consiguiente la producción se incrementará al máximo. En campos geotérmicos donde la distribución de la permeabilidad del yacimiento está bien definida, esta consideración puede utilizarse para optimizar la selección de pozos candidatos y el diseño de construcción de pozos multilaterales.

Selección de pozos candidatos en Los Humeros

Algunos de los pozos actuales de este campo son más adecuados que otros para la perforación multilateral. Para determinar los pozos candidatos para ser evaluados en este estudio, se utilizaron como criterios: (a) las condiciones mecánicas actuales de las tuberías de revestimiento del pozo, que en principio permitan la construcción de una nueva pierna y proporcionen una producción importante a largo plazo, (b) los objetivos estructurales que podrían atravesarse con una nueva “pierna”, (c) una distancia mínima entre las zonas productoras de las “piernas” del pozo que resulte suficiente para minimizar los efectos de interferencia, (d) una producción actual del pozo mínima o nula, para poner en riesgo la menor cantidad posible de vapor durante la perforación bilateral, (e) la factibilidad de la perforación direccional, y (f) otros factores, como la acidez que pudiera presentarse en la zona donde se localiza el pozo, o la necesidad de limpiar frecuentemente el pozo debido a incrustación en sus tuberías.

Con esas bases se decidió realizar un análisis multi-criterio, asignando un valor de 0 a la condición más favorable y un valor de 3 para la menos favorable en cada uno de los criterios analizados. Al final del análisis, el pozo con el valor más bajo sería en principio el seleccionado para hacer un diseño de construcción de un agujero bilateral.

Previamente a la aplicación del análisis multi-criterio, se analizó la información existente de todos los pozos del campo (CFE, 1998; Ramírez y Flores, 2006; CFE, 2007) y se fueron descartando los pozos que no cumplieran con los criterios mencionados, empezando por los pozos que presentan una baja producción. Así,

se escogieron como candidatos a los pozos H-3D, H-8, H-11D, H-16, H-33, H-34 y H-36. En la Tabla 1 se presentan los resultados del análisis multi-criterio en cada uno de esos pozos.

Criterio \ Pozo	H-03D	H-08	H-11D	H-16	H-33	H-34	H-36
Condición mecánica	2	1	Rechazado	2	3	1	2
Objetivos estructurales alcanzables	0	0	-	0	0	1	2
Producción actual	0	1	-	1	1	0	0
Posibilidad de perforación direccional	1	1	-	1	1	1	0
Riesgo de interferencia	1	0	-	1	1	1	1
Otros factores (Acidez)	0	0	-	2	1	0	2
Puntos totales	4	3	Rechazado	7	7	4	7

Tabla 1. Resultados del análisis multi-criterio (0 para la condición más favorable).

A partir de los datos mostrados en la Tabla 1, los pozos más atractivos para el diseño de la construcción de un pozo bilateral son el H-8, el H-3D y el H-34, con valores de 3, 4 y 4 respectivamente, siendo el primero el mejor. Los demás pozos considerados en el análisis presentan condiciones desfavorables en algunos criterios; por ejemplo, el H-11D fue rechazado de entrada debido a que tiene un daño mecánico a 77 m de profundidad, dentro de la tubería de 177.8 mm de diámetro, la cual está instalada desde la superficie y hasta la zona productora.

Características y diseño del pozo bilateral propuesto

Coordenadas	
Origen	Objetivo
X: 661582	661832
Y: 2176392	2176370
Z: 2780 msnm	530 msnm
Tipo de pozo: Desviado. KOP: 950 m de profundidad.	
Rumbo de la desviación: S 85° E	
Desplazamiento horizontal: 250 m.	
Profundidad total desarrollada: 2280 m.	
Profundidad total vertical (máxima): 2250 m.	
Objetivos:	
a) Interceptar a la Falla Los Humeros.	
b) Dirigirse a zona de anomalía termal (280° C) de 1300 msnm (<i>liner</i> ranurado).	
c) Cortar la secuencia calcárea a 2150-2250 m.	
Zona de interés: 1320-2250 m de profundidad.	

Para el campo de Los Humeros, independientemente del tipo de terminación que se elija para perforar el agujero adicional, el procedimiento deberá seguir los pasos similares debido a que la diferencia básica entre la perforación de una o más piernas es la decisión sobre si es necesario preservar el agujero o se taponan, abandona y se reemplaza por una nueva pierna con un rumbo diferente para alcanzar otra zona permeable del yacimiento.

Como se dijo, de los tres pozos que presentan condiciones idóneas para la construcción de un agujero adicional en Los Humeros de acuerdo con el análisis realizado, se seleccionó al pozo H-8 para elaborar un diseño bilateral.

Tabla 2. Características de la propuesta para perforación bilateral del pozo H-8.

Para realizar el diseño del agujero bilateral, se recopiló y analizó la información existente, entre ella: datos de perforación, intervalos permeables, localización y profundidad de la sismicidad, análisis multi-criterios,

concentración de mecanismos focales, rango de profundidad con la mayor densidad de eventos sísmicos, alteración hidrotermal, etc. (CFE, 2007).

El objetivo estructural para la perforación bilateral en el pozo H-8 es una falla de dirección N-S conocida como Falla Los Humeros. Se estimó que el pozo actual está a unos 250 m al poniente de la traza de esa falla, la cual tiene una inclinación de 82°. Con ello, el nuevo agujero la interceptaría a partir de los 1700 m de profundidad. En la Tabla 2 se presentan las características de la propuesta del bilateral del pozo H-8, tentativamente denominado como pozo H-8D, y en la Figura 3 sus objetivos estructurales y diseño general.

Dado que el objetivo elegido para el pozo está relativamente cerca del pozo original (250 metros), el punto de la desviación quedará dentro de la tubería de 244 mm de diámetro.

Generalmente se requieren tres condiciones ideales para el diseño mecánico del pozo:

- Conectividad del agujero principal con cada uno de los ramales o piernas.
- Posibilidad de reingresar a los ramales en forma selectiva.
- Sello hidráulico entre el pozo “padre” y los ramales.

En la medida en que alguna de estas condiciones no sea indispensable, el proyecto decrece en complejidad y costo. Es así que nacen los distintos grados de complejidad para los pozos multilaterales, a los que se divide en cinco tipos (GeothermEx, 2006):

- Pozo principal y laterales abiertos.
- Pozo principal entubado y laterales abiertos.
- Pozo principal entubado y cementado.
- Laterales entubados pero no cementados.
- Pozo principal y laterales entubados con sello hidráulico en las uniones a través de cementación.

Para el diseño mecánico del pozo bilateral, se deben considerar los siguientes eventos (Richard *et al.*, 1989; Macr, 1993; Henneberger *et al.*, 1995; GeothermEx, 2006):

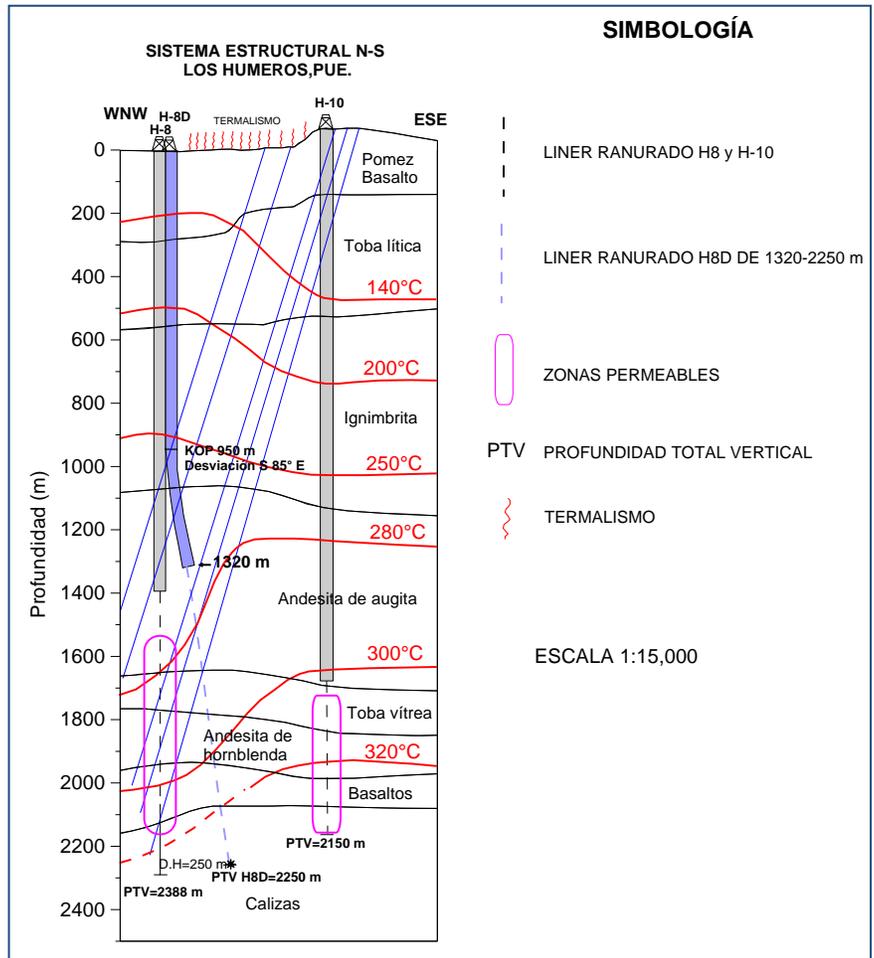


Figura 3. Objetivos estructurales del pozo propuesto H-8D.

- Fijar un empacador temporal perforable en el pozo original para aislar las zonas de producción del pozo.
- Poner un tapón de cemento por encima del empacador perforable.
- Instalar una cuchara desviadora recuperable donde empezará la perforación direccional del pozo.
- Abrir una ventana en el pozo original, utilizando los equipos de molienda.
- Iniciar la perforación direccional hasta alcanzar los objetivos originalmente planteados en la construcción del pozo.

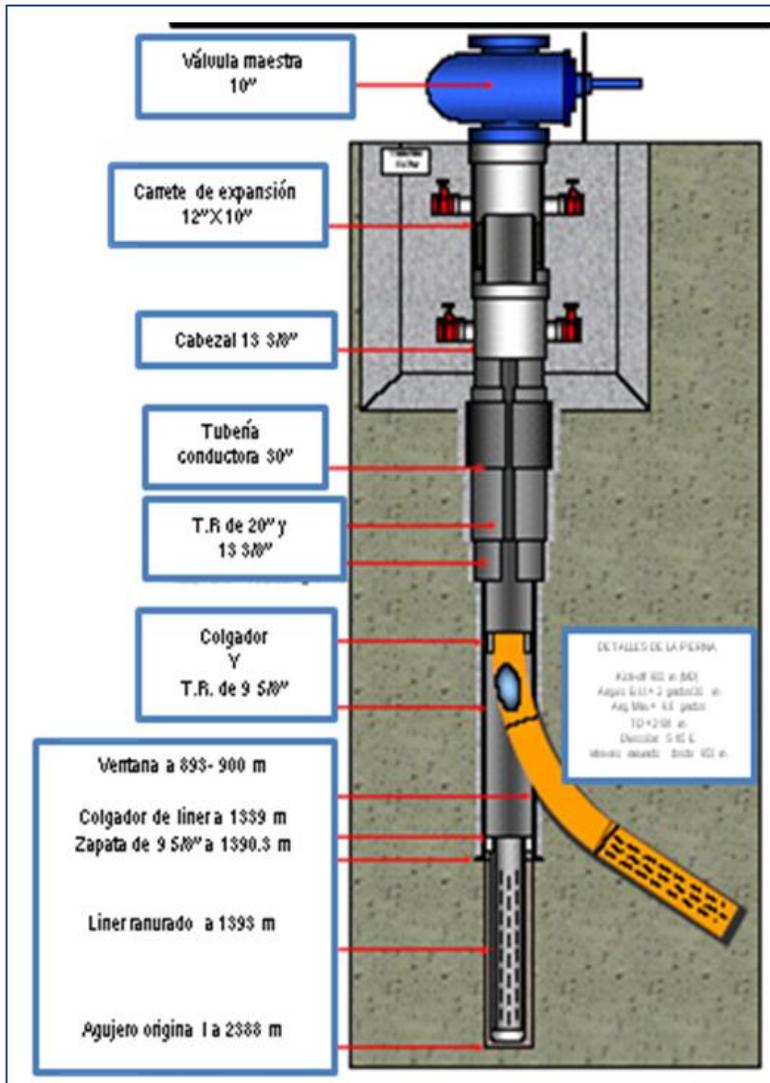


Figura 4. Propuesta de diseño mecánico del pozo bilateral H-8D.

los tres criterios requeridos para hacerlo, que son: yacimientos de vapor dominante, no sobre-explotados y con rocas no deleznales.

Dentro de ese campo, el pozo H-8 presenta las condiciones más favorables para la perforación de un agujero bilateral, de acuerdo al análisis multi-criterio realizado.

- Recuperar la cuchara desviadora.
- Instalar la combinación de *liner* y colgador dentro de la tubería de revestimiento del pozo original considerando que será necesario volver a entrar en agujero original con el fin de limpiar y rehabilitar la producción original del pozo.
- Remover el cemento y el empacador perforable.
- Evaluar la productividad del pozo.

En la Figura 4 se presenta una propuesta de diseño mecánico preliminar para el pozo bilateral H-8D, aunque el diseño final quedaría sujeto a las especificaciones del área responsable de la perforación.

Conclusiones

La perforación de pozos bilaterales aún no es común en los campos geotérmicos, pero se ha realizado en campos como The Geysers en Estados Unidos y Larderello, Italia.

El campo geotérmico de Los Humeros es idóneo para aplicar esta tecnología. De acuerdo a la literatura existente, cumple con

Se definieron los objetivos estructurales para un pozo bilateral a construir en el pozo H-8 y las características de la “pierna” adicional, la cual tendría un rumbo S 85° E, con el objetivo de interceptar a la falla Los Humeros en una anomalía resistiva de interés medio y con presencia de eventos sísmicos. La zona de interés se localiza en el intervalo de 1300 a 2200 m de profundidad.

Referencias

- Arellano, V.M., R.M. Barragán, A. Aragón, K.M. Aguilar y P. García, 2006. Respuesta del yacimiento de Los Humeros a la explotación. Informe del Instituto de Investigaciones Eléctricas No. IIE/11/13121 para la Comisión Federal de Electricidad. Inédito.
- CFE, 1998. Información general de los pozos del Campo Geotérmico Los Humeros, Pue. CFE, Informe interno s/n. Inédito.
- CFE, 2007. Selección de sitios para la perforación de tres pozos productores e intervención de un pozo en el Campo Geotérmico Los Humeros, Pue. CFE, informe interno No. DEX-HM-05-2007. Inédito.
- GeothermEx, 2006. Estudio para la determinación de zonas factibles para perforación de pozos bilaterales en el Campo Geotérmico de Los Humeros, Puebla. Informe preparado para la Comisión Federal de Electricidad. Inédito.
- Gutiérrez-Negrín, L.C.A., 2007. 1997-2006: A decade of geothermal power generation in Mexico. *Transactions of the Geothermal Resources Council*, Vol. 31, pp. 167-171.
- Henneberger, R.C., M.C. Gardner, and D. Chase, 1995. Advances in multiple-legged well completion methodology at the Geysers geothermal field, California. *Proceedings of the World Geothermal Congress 1995*, Florence, Italy, Vol. 2, pp. 1403-1408.
- Marc, W.S., 1993. Designing and drilling multiple leg completions in The Geysers. *Transactions of the Geothermal Resources Council*, Vol. 17, pp. 53-59.
- Maurer, W.C., 1978. Advanced turbodrills for geothermal wells. *Transactions of the Geothermal Resources Council*, Vol. 2, pp. 411-414.
- Ramírez, M., y M. Flores, 2006. Análisis de los pozos productores de la zona centro y sur del campo Geotérmico Los Humeros, Pue. CFE, informe interno No. DINYAC-017-2006, GPG, Departamento de Ingeniería de Yacimientos. Inédito.
- Richard, E.Y., P.E. Cavote, and D.G. Quinn, 1989. Forked wellbore completions improve development strategy. *Transactions of the Geothermal Resources Council*, Vol. 13, pp. 431-437.

Foro

Sección con artículos y colaboraciones tipo ensayo que pueden no cumplir con alguno o algunos de los requisitos de los artículos técnicos usuales y que no han sido sometidos a arbitraje técnico.

Nuestro mundo podría ser un holograma gigante

Marcus Chown

(Reproducido de *New Scientist*, No. 2691. Traducción de Luis C.A. Gutiérrez Negrín)

Al pasar por la campiña del sur de Hannover, Alemania, es difícil notar el experimento GEO600. Desde fuera no parece gran cosa: en la esquina de un descampado se observa una gran variedad de edificios provisionales cuadrados, de los cuales salen un par de zanjas en ángulo recto entre sí, cubiertas de hierro corrugado. Sin embargo, debajo de las láminas de metal se encuentra un detector que se extiende por 600 metros.

Durante los últimos siete años, este experimento alemán ha estado buscando ondas gravitacionales, es decir ondulaciones del espacio-tiempo emitidas por objetos astronómicos súper-densos tales como estrellas de neutrones y agujeros negros. El GEO600 no ha detectado ninguna onda gravitacional hasta ahora, pero sin advertirlo podría haber hecho el descubrimiento en física más importante en el último medio siglo.

Durante meses, los investigadores del GEO600 se habían preguntado qué podría ser un ruido inexplicable que plagaba su detector gigante. De pronto, un investigador les propuso una explicación. De hecho, este investigador había predicho el ruido antes de saber que se estaba detectando. Según Craig Hogan, físico del Laboratorio de Física de Partículas del Fermilab en Batavia, Illinois, el GEO600 ha tropezado con el límite fundamental del espacio-tiempo, esto es, el punto donde el espacio-tiempo deja de comportarse como el suave continuum descrito por Einstein y se disuelve en “granos”, más o menos como una foto del periódico se disuelve en puntos al agrandarla cada vez más. “Al parecer el detector GEO600 está siendo sacudido por las convulsiones cuánticas microscópicas del espacio-tiempo”, dice Hogan.

Si esto no lo impresiona mucho, Hogan, que acaba de ser nombrado director del Centro de Astrofísica de Partículas del Fermilab, tiene todavía más: “Si el resultado del GEO600 es lo que sospecho que es, todos estamos viviendo en un holograma cósmico gigante.”

La idea de que vivimos en un holograma probablemente suena absurda, pero es una extensión natural de nuestra mejor explicación de lo que son los agujeros negros, y tiene una base teórica muy firme. También ha sido sorprendentemente útil para los físicos enredados con las teorías sobre cómo funciona el universo en su nivel más fundamental.

Los hologramas que se encuentran en tarjetas de crédito y billetes se graban en películas de plástico bidimensionales. Cuando la luz rebota en ellos, recrean la aparición de una imagen tridimensional. En la década de 1990, los físicos Leonard Susskind y el premio nobel Gerard ‘t Hooft sugirieron que el mismo principio podría aplicarse al universo como un todo. Nuestra experiencia cotidiana puede ser una proyección holográfica de procesos físicos que tienen lugar en una superficie bidimensional distante.

El “principio holográfico” desafía nuestros sentidos. Es difícil creer que uno se despierta, se cepilla los dientes y lee este artículo debido a que algo está pasando en el límite del universo. Nadie sabe qué significaría para nosotros vivir realmente en un holograma, pero los teóricos tienen buenas razones para creer que muchos aspectos del principio holográfico son ciertos.

La extraordinaria idea de Susskind y ‘t Hooft fue motivada por el trabajo pionero sobre agujeros negros de Jacob Bekenstein de la Universidad Hebrea de Jerusalén, en Israel, y de Stephen Hawking de la Universidad de Cambridge. A mediados de la década de 1970, Hawking demostró que los agujeros negros no son, de

hecho, del todo “negros” sino que emiten radiación lentamente, lo que los lleva a evaporarse y eventualmente a desaparecer. Esto plantea un enigma, ya que la radiación de Hawking no transmite ninguna información sobre el interior de los agujeros negros. Cuando el agujero negro se ha ido, toda la información sobre la estrella que se colapsó para formarlo ha desaparecido, lo que contradice el principio ampliamente aceptado de que la información no puede ser destruida. Esto es lo que se conoce como la paradoja de la información del agujero negro.

El trabajo de Bekenstein proporcionó una clave importante para resolver esa paradoja. Él descubrió que la entropía de un agujero negro, la cual es un sinónimo de su contenido de información, es proporcional al área de su evento-horizonte. El evento-horizonte es la superficie teórica que cubre un agujero negro y marca el punto de no retorno para la materia o la luz que cae en él. Desde entonces, los teóricos han demostrado que ondas cuánticas microscópicas en el evento-horizonte pueden codificar la información del interior del agujero negro, con lo que no hay ninguna pérdida misteriosa de información conforme el agujero negro se evapora.

Crucialmente, esto conlleva una consideración física de fondo: la información tridimensional sobre la estrella precursora puede ser completamente codificada en el horizonte bidimensional del agujero negro subsecuente, es decir, algo no muy diferente de la imagen tridimensional de un objeto codificada en un holograma bidimensional. Susskind y 't Hooft ampliaron la visión del universo en su conjunto, sobre la base de que el cosmos también tiene un horizonte, que es el límite más allá del cual la luz no ha tenido tiempo de llegar hasta nosotros en los 13,700 millones de años desde la formación del universo. Adicionalmente, el trabajo de varios investigadores de la teoría de cuerdas, sobre todo Juan Maldacena del Instituto de Estudios Avanzados de Princeton, ha confirmado que la idea va en el camino correcto. Él demostró que la física dentro de un universo hipotético de cinco dimensiones y en forma de ‘Pringle’ (papa frita) es la misma que la física que ocurre en un universo limitado por cuatro dimensiones.

Según Hogan, el principio holográfico cambia radicalmente nuestra visión del espacio-tiempo. Por mucho tiempo, los físicos teóricos han creído que los efectos cuánticos hacen que el espacio-tiempo se convulsione violentamente a la escala más diminuta. A esta escala, el tejido espacio-temporal se vuelve granular y compuesto en última instancia por unidades más pequeñas, como el píxel, pero 10^{22} veces más pequeñas que un protón. Esta distancia es conocida como la longitud de Planck, de apenas 10^{-35} metros. La longitud de Planck está mucho más allá del alcance de cualquier experimento concebible, por lo que nadie se atrevía a soñar que pudiera discernirse la granulometría del espacio-tiempo.

Es decir, no hasta que Hogan se dio cuenta de que el principio holográfico cambia todo. Si el espacio-tiempo es un holograma compuesto por granos, entonces se puede considerar al universo como una esfera cuya superficie exterior está tapizada de diminutos cuadrados del tamaño de la longitud de Planck, cada uno con un bit de información. El principio holográfico afirma que la cantidad de información que tapiza el exterior debe coincidir con el número de bits contenidos dentro del volumen del universo.

Dado que el volumen del universo esférico es mucho mayor que su superficie externa, ¿cómo podría ser cierto eso? Hogan dedujo que para tener el mismo número de bits dentro del universo que en su periferia, el mundo interior debería estar compuesto por granos mayores que la longitud de Planck. “O, para decirlo de otra manera, el universo holográfico es borroso”, dice Hogan.

Esta es una buena noticia para quien trate de probar la unidad más pequeña de espacio-tiempo. “Contrariamente a lo que se pensaba, esto implica que la estructura cuántica microscópica estaría al alcance de los experimentos actuales”, dice Hogan. Así, mientras que la longitud de Planck es demasiado pequeña para ser detectada experimentalmente, la proyección holográfica de sus gránulos puede ser mucho más grande, de unos 10^{-16} metros. “Uno podría decir si vive dentro de un holograma, midiendo la borrosidad”, comenta.

Cuando Hogan comprendió esto por primera vez, se preguntó si algún experimento podría ser capaz de detectar la borrosidad holográfica del espacio-tiempo. Ahí es donde entra en juego el arreglo GEO600.

Los detectores de ondas gravitacionales como el GEO600 son esencialmente reglas fantásticamente sensibles. La idea es que si una onda gravitacional pasa a través del GEO600, el espacio se extenderá en una dirección y se contraerá alternativamente en la otra. Para medir eso, el equipo del GEO600 dispara un láser único a través de un espejo semi-plateado llamado divisor de haz. Esto divide la luz en dos haces, que pasan por las ramas perpendiculares de 600 metros del instrumento y regresan. Al regresar, los haces de luz se fusionan en el divisor de haz y crean un patrón de interferencia de regiones claras y oscuras, donde las ondas de luz o se anulan o se refuerzan mutuamente. Cualquier cambio en la posición de estas regiones indica que la longitud relativa de las ramas ha cambiado.

“El elemento clave es que estos experimentos son sensibles a cambios más pequeños que el diámetro de un protón en la longitud de las reglas”, explica Hogan.

Por lo tanto, ¿serían capaces de detectar la proyección holográfica de un espacio-tiempo granulado? De los cinco detectores de ondas gravitacionales en el mundo, Hogan concluyó que el experimento anglo-alemán GEO600 debería ser el más sensible a lo que él tenía en mente. Predijo que si el divisor de haz del experimento era sacudido por las convulsiones cuánticas del espacio-tiempo, esto tendría que reflejarse en sus mediciones (*Physical Review D*, vol. 77, p. 104031). “Esta fluctuación aleatoria provocaría ruido en la señal de luz del láser”, afirma Hogan.

En junio de 2008 Hogan envió su predicción al equipo del GEO600. “Increíblemente, descubrí que el experimento estaba registrando ruido inesperado”, menciona Hogan. El principal investigador del GEO600, Karsten Danzmann del Instituto Max Planck de Física Gravitacional en Potsdam, Alemania, y también de la Universidad de Hannover, admite que el exceso de ruido, con frecuencias de entre 300 y 1500 Hertz, había estado molestando al grupo durante mucho tiempo. Él le respondió a Hogan y le envió una muestra del ruido. “Lucía exactamente como lo que yo había predicho”, dice Hogan. “Era como si el divisor de haz tuviera una fluctuación lateral extra”.

Nadie, incluyendo a Hogan, afirma todavía que el GEO600 haya encontrado pruebas de que vivimos en un universo holográfico. Es demasiado pronto para decirlo. “Todavía podría haber una fuente mundana para ese ruido,” admite Hogan.

Los detectores de ondas gravitacionales son extremadamente sensibles, de modo que quienes los operan tienen que trabajar más duro que otros para descartar el ruido. Tienen que tomar en cuenta las nubes pasajeras, el tráfico lejano, el ruido sísmico y muchas otras fuentes que podrían enmascarar una señal real. “El trabajo cotidiano de mejorar la sensibilidad de estos experimentos siempre produce un poco de exceso de ruido”, dice Danzmann. “Trabajamos para identificar su causa, deshacerse de él y evaluar la siguiente fuente de exceso de ruido”. Actualmente no hay fuentes claras para explicar el ruido que el GEO600 está registrando. “En este sentido, yo consideraría la situación actual como desagradable, pero no como realmente preocupante”.

Durante un tiempo, el equipo de GEO600 pensó que el ruido que le interesaba a Hogan era causado por fluctuaciones de temperatura a lo largo del divisor de haz. Sin embargo, el equipo concluyó que esto podría explicar cuando mucho sólo una tercera parte del ruido.

Danzmann dice que varias mejoras planeadas deberán aumentar la sensibilidad del GEO600 y eliminar algunas posibles fuentes experimentales de exceso de ruido. “Si el ruido sigue como hasta ahora después de esas mejoras, lo tendremos que considerar de nuevo”, explica.

Si el GEO600 realmente ha descubierto ruido holográfico producido por convulsiones cuánticas del espacio-tiempo, representaría un arma de doble filo para los investigadores de ondas gravitacionales. Por un lado, ese ruido disminuiría la posibilidad de detectar ondas gravitacionales. Por otro, podría representar un descubrimiento aún más fundamental.

No sería la primera vez que pasa esto en física. Detectores gigantes construidos para buscar una forma hipotética de radiactividad en la que decaen los protones nunca pudieron encontrarla. En cambio, descubrieron que los neutrinos pueden cambiar de un tipo a otro, lo cual quizá es más importante ya que podría indicarnos cómo el universo quedó lleno de materia y no de antimateria (*New Scientist*, 12 de abril de 2008, p. 26).

Sería irónico que un instrumento diseñado para detectar algo tan vasto como fuentes astrofísicas de ondas gravitacionales haya detectado de manera inadvertida la minúscula granularidad del espacio-tiempo. “Hablando como un físico fundamental, veo el descubrimiento de ruido holográfico como algo mucho más interesante”, dice Hogan.

Un pequeño precio a pagar

A pesar de que si Hogan está en lo cierto, y el ruido holográfico impide que el GEO600 pueda detectar ondas gravitacionales, Danzmann es optimista. “Incluso si esto limita la sensibilidad del GEO600 en un cierto rango de frecuencias, sería un precio que yo estaría dispuesto a pagar a cambio de la primera detección de la granularidad del espacio-tiempo”, dice. “Estaría encantado de hacerlo. Sería uno de los descubrimientos más notables en mucho tiempo.”

Sin embargo, Danzmann es cauteloso sobre la explicación de Hogan y cree que hay que hacer más trabajo teórico. “Es intrigante”, dice. “Pero todavía no es realmente una teoría sino sólo una idea”. Como muchos otros, Danzmann coincide en que es demasiado pronto para hacer cualquier declaración definitiva. “Vamos a esperar y ver”, dice. “Creemos que falta al menos un año para emocionarnos.”

Sin embargo, mientras más dure el enigma más fuerte se volverá el estímulo para construir un instrumento dedicado a investigar el ruido holográfico. John Cramer de la Universidad de Washington en Seattle, está de acuerdo. Fue “un accidente afortunado” que las predicciones de Hogan se pudieran asociar con el experimento GEO600, dice. “Pero es claro que podrían diseñarse experimentos mucho mejores si estos se centraran específicamente en la medición y caracterización del ruido holográfico y sus fenómenos conexos”.

Una posibilidad, según Hogan, sería utilizar un dispositivo llamado interferómetro atómico. Este funciona bajo el mismo principio que los detectores a base de láser, pero utiliza haces de átomos ultra-enfriados en lugar de luz láser. Puesto a que los átomos se pueden comportar como ondas con una longitud de onda mucho menor que la luz, los interferómetros atómicos son significativamente más pequeños y por lo tanto más baratos de construir que sus contrapartes para detectar ondas gravitacionales.

Entonces, ¿qué podría significar que en efecto se detectara ruido holográfico? Cramer lo compara con el descubrimiento de ruido inesperado en una antena en los Laboratorios Bell en Nueva Jersey en 1964. Ese ruido resultó ser el ruido micro-ondulatorio de fondo cósmico, remanente de la explosión inicial del Big Bang. “Esto no sólo le trajo un premio nobel a Arno Penzias y Robert Wilson, sino que confirmó el Big Bang y abrió todo un campo en la cosmología”, comenta Cramer.

Hogan es más específico. “Olvídense de *Quantum of Solace* (la más reciente película del agente 007): habríamos observado un cuanto de tiempo”, dice Hogan. “Este es el mínimo intervalo posible de tiempo: la longitud de Planck dividida por la velocidad de la luz.”

Y lo que es más importante, la confirmación del principio holográfico constituiría una gran ayuda para los investigadores que tratan de unir la mecánica cuántica y la teoría gravitatoria de Einstein. Hoy en día el método más popular de tratar la gravedad cuántica es la teoría de cuerdas, que los investigadores esperan podría describir lo que sucede en el universo en su nivel más fundamental. Pero no sólo eso. “El espacio-tiempo holográfico se utiliza en ciertos enfoques para dividir la gravedad en cuantos, y estos enfoques tienen una fuerte conexión con la teoría de cuerdas”, dice Cramer. “En consecuencia, algunas teorías sobre la gravedad cuántica podrían ser descartadas y otras reforzadas”.

Hogan coincide en que si el principio holográfico se confirma, descartaría todos los enfoques de la gravedad cuántica que no lo incorporan. Por el contrario, sería un estímulo para los que sí lo hacen, incluyendo algunos derivados de la teoría de cuerdas y algo llamado la teoría de la matriz. “En última instancia, podríamos tener nuestra primera indicación de cómo emerge el espacio-tiempo de la teoría cuántica.” Como todos los descubrimientos fortuitos, es difícil conseguir algo más innovador que eso.

Un repaso a las bombas de calor

Alfredo Mañón Mercado

Geocónsul, S.A. de C.V. Correo: a.manon@gmail.com

1. Conceptos básicos

Una bomba de calor es una máquina térmica que permite transferir energía en forma de calor de un lugar a otro, y según se requiera. Para lograrlo, es necesario un aporte de trabajo, dado que de acuerdo a la segunda ley de la termodinámica el calor se dirige de manera espontánea de un punto caliente a otro frío, y no al revés, hasta que sus temperaturas se igualan. Este fenómeno de transferencia de energía se realiza por medio de un sistema de refrigeración por compresión de gases refrigerantes cuya particularidad radica en su válvula inversora de ciclo, la que puede invertir el sentido del flujo de refrigeración transformando el condensador en evaporador y viceversa.

Usos

El principio de la bomba de calor se utiliza en sistemas de calefacción, ventilación y aire acondicionado (HVAC, por sus siglas en inglés), debido a que el ciclo reversible de este sistema ofrece la posibilidad de extraer o ingresar energía al medio (“enfriar” o “calentar”) con un mismo equipo, controlando arranques, paradas y el ciclo reversible en forma automática. Debido a su versatilidad es posible encontrar bombas de calor para mantener temperaturas adecuadas en piscinas e invernaderos. En la actualidad, y para fines de ahorro energético y de reducción de emisiones de gases con efecto invernadero, cada vez es más usual encontrar arreglos de bombas de calor asociados a muy diversas fuentes de calor, como el calor geotérmico y el solar.

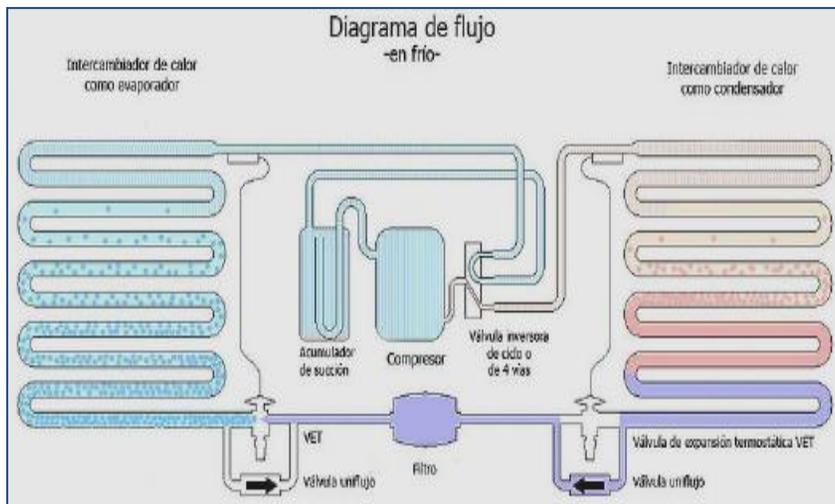


Fig. 1. Diagrama de flujo de una bomba de calor.

ser comprimido, enfriándose bruscamente. Entonces pasa por otro intercambiador de calor, el **evaporador**, donde absorbe calor del foco frío, se calienta y cambia su condición de líquido a vapor. El fluido, que se ha evaporado, regresa al compresor cerrándose el ciclo.

La válvula inversora de ciclo, o **válvula inversora de cuatro vías**, se encuentra a la salida (descarga) del compresor y, según la temperatura del medio a climatizar, invierte automáticamente la dirección en la que

Funcionamiento

Una *bomba de calor de refrigeración por compresión* emplea un fluido con un bajo punto de ebullición. Este fluido a baja presión y temperatura, entra en forma de vapor a un **compresor**, el cual incrementa la medida de ambos parámetros. El vapor, al pasar por el intercambiador de calor llamado **condensador**, transfiere calor al foco caliente –se enfría–, y cambia su condición de vapor a líquido. Después, este fluido líquido se hace pasar por una **válvula de expansión**, donde regresa a la presión que tenía antes de

fluye el fluido refrigerante. Esto lo logra mediante un dispositivo que mide la presión del refrigerante sobrecalentado localizado en la succión del compresor y envía la señal a la válvula de expansión.

Rendimiento

La cantidad de calor que se puede bombear depende de la diferencia de temperatura entre los focos frío y caliente. Cuanto mayor sea esta diferencia menor será el rendimiento de la máquina.

Las bombas térmicas tienen un rendimiento denominado COP (*Coefficient of Performance*) mayor que la unidad. Aunque esto puede parecer imposible, se debe a que en realidad se está transportando calor usando energía, en lugar de producir calor como en el caso de las resistencias eléctricas. Una parte muy importante de este calor se toma del aire atmosférico. En toda bomba de calor se verifica que el calor transmitido al foco caliente es la suma del calor extraído del foco frío más la potencia consumida por el compresor, que se transmite al fluido. Es decir: $Q_C = Q_F + W$

Dado que el efecto útil de una bomba de calor depende de su uso, hay dos expresiones distintas del COP. Si la máquina se está usando para refrigerar un ambiente, el efecto útil es el calor extraído del foco frío:

$$COP = \frac{Q_F}{W}$$

Si la bomba de calor se está usando para calentar un espacio, el efecto útil es el calor introducido:

$$COP = \frac{Q_C}{W} = \frac{Q_F + W}{W}$$

Una bomba de calor típica tiene un COP de entre dos y seis, dependiendo de la diferencia entre las temperaturas de ambos focos.

Fuentes: <http://es.wikipedia.org/w/index.php?oldid=31853774>
<http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2008/09/geothermal-heat-pumps-53531>

2. Bombas de calor geotérmico

William Thomson, el primer Lord Kelvin, describió las bases teóricas para las bombas de calor en 1852. Fue un notable librepensador y es probable que, como tal, anticipara que algún día esta sería una herramienta significativa en la lucha para reducir las emisiones de CO₂. Su avance teórico fundamental fue revertir la idea de que sólo podía fluir calor cuesta abajo, es decir de un foco caliente a uno frío. Una bomba de calor “cosecha” calor de bajo grado y lo entrega a una temperatura más alta, pero requiere un poco de ayuda con energía importada para poder hacerlo. Lord Kelvin sin duda previó su primera aplicación para enfriamiento de edificios, y actualmente millones de acondicionadores de aire, refrigeradores y neveras (es decir, bombas de calor) se fabrican e instalan cada año. De hecho, el aumento de la demanda, sobre todo en climas muy calientes, es uno de los principales motores del rápido aumento del consumo de energía en edificios de todo tipo en los últimos 50 años.

Sin embargo, las bombas de calor también puede hacer exactamente lo que su nombre dice: bombear calor. Para usarlas como aparatos de calefacción se requiere obtener calor de bajo grado de la atmósfera (el aire), cuerpos de agua (lagos o ríos) o del subsuelo. Utilizando un circuito de refrigeración, el contenido de calor se incrementa por medio de un compresor eléctrico, y se puede entregar a una temperatura adecuada para

calefacción. Para enfriamiento este proceso simplemente se invierte: el calor se recoge desde el interior de un edificio y se descarga a la atmósfera, al agua o al subsuelo.

La clave para asegurarse de que vale la pena instalar una bomba de calor, en términos de eficiencia global y emisiones de carbono, es el mencionado coeficiente de rendimiento (COP). En términos prácticos, este coeficiente expresa la relación entre las unidades de calor (en kWh térmicos) que el equipo entrega entre las unidades de electricidad (en kWh eléctricos) consumidos. Un buen diseño, y una adecuada selección del tamaño del sistema con componentes modernos, deben proporcionar un COP de 2.5 a 4.5.

Evidentemente, la eficiencia de con la que se genera la electricidad a utilizar en la bomba de calor es importante para el valor global del sistema. Si la electricidad proviene de una central eléctrica convencional con 35% de eficiencia y la bomba de calor tiene un COP de 3.5, la bomba de calor será 1.4 veces más eficiente que un calentador de gas. Si la electricidad proviene de una central de ciclo combinado que opere con 45% de eficiencia, y la bomba de calor tiene un COP de 4, el sistema será dos veces más eficiente que una caldera. Por supuesto, si la electricidad proviene directamente de fuentes de energía renovable, la bomba de calor es un excelente medio para generar calor sin ninguna emisión de bióxido de carbono.

Para calefacción y calentamiento de agua en edificios, la fuente de calor principal es el aire, el agua o el subsuelo. En algunas partes del mundo, especialmente en América del Norte, el calor es suministrado como aire a través de conductos, el cual se entrega más caliente en invierno y más frío en verano. En Europa generalmente el calor se suministra como agua caliente, a través de un radiador o debajo del suelo.

El aire es la fuente de calor más disponible, y en climas moderados con edificios bien aislados las bombas de calor que utilizan esta fuente de aire son capaces de satisfacer todas las necesidades de calefacción. Pero en días de frío intenso, cuando la demanda de calefacción es más elevada, la bomba de calor funciona de manera ineficiente, o no entrega el calor suficiente para satisfacer la demanda. En esos casos puede ser necesario utilizar una fuente de calor adicional.

Las bombas de calor de agua tienen una gran ventaja, pues el agua tiene mayor capacidad de transporte de calor que el aire, mejores características de transferencia de calor y puede ser transportada fácilmente y con eficiencia. Sin embargo, relativamente pocos edificios disponen de fuentes adecuadas de agua.

Como resultado, se ha disparado el interés en las bombas de calor geotérmico, es decir aquellas cuya fuente de calor es el subsuelo. Normalmente se trata de sistemas de circuito cerrado que utilizan el terreno circundante al edificio o el que se encuentra debajo de él. Mediante la instalación en el subsuelo de un serpentín de tubería del tamaño adecuado, se hace circular agua u otro fluido para recoger el calor almacenado ahí y entregarlo a una bomba de calor.

Las bombas de calor geotérmico utilizan normalmente un sistema agua/agua o salmuera/agua y se emplean para calefacción, refrigeración, recuperación de calor y producción de agua caliente. Los sistemas agua/agua se utilizan cuando se dispone de una fuente natural de agua, como un lago o un pozo. Los sistemas salmuera/agua deben ser sistemas cerrados, entendiendo por salmuera cualquier fluido líquido con anticongelante. Por lo general son unidades compactas para uso en interiores, equipadas con un compresor hermético que funciona silenciosamente. Algunos sistemas incluyen aislamiento acústico y mitigador de vibraciones. Utilizan generalmente intercambiadores de acero de placa plana en el evaporador y el condensador, aunque también se emplean intercambiadores de coraza y tubo o coaxiales. Comúnmente se utiliza un refrigerante libre de cloro y un controlador integrado o montado externamente. El sistema de calefacción de la bomba de circulación debe integrarse dentro de la carcasa de la bomba de calor, y para mantener el sistema compacto se integra también el tanque de agua caliente.

Es difícil reunir estadísticas fidedignas sobre el número de bombas de calor geotérmico para calefacción doméstica o distrital. En el Congreso Geotérmico Mundial de 2005 un estudio concluyó que había más de 1.3 millones en todo el mundo (Curtis *et al.*, 2005)

En la revista *Renewable Energy World*, Eric Martinot del Worldwatch Institute da una cifra de más de dos millones de bombas de calor geotérmico empleadas para calefacción o refrigeración que operaban en más de treinta países a fines de 2008.

Fuentes:

<http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2008/09/geothermal-heat-pumps-53531>

Curtis, R., J. Lund, B. Sanner, L. Rybach and G. Hellström, 2005. Ground Source Heat Pumps - Geothermal Energy for Anyone, Anywhere: Current Worldwide Activity. Proceedings of the World Geothermal Congress 2005. Antalya, Turkey, 24-29 April 2005.

Ochsner, K., 2007. Geothermal Heat Pumps – A guide for planning and installing. Earthscan, London, UK, 224 p. <http://www.earthscan.co.uk/?tabid=415>

3. Bombas de calor geotérmico para climatización

El sistema de bombas de calor geotérmico (BCG) más utilizado para climatizar espacios es mediante pozos. Es el sistema más caro, pero hay que tomar en cuenta que entre los 10 y los 20 metros de profundidad la temperatura del subsuelo es constante durante todo el año, rondando entre los 7 y 14°C, e independiente de la temperatura ambiental.

Estos sistemas de BCG pueden ser “abiertos” o “cerrados”. Los sistemas abiertos se utilizan donde se sabe que existe algún acuífero o corriente subterránea de agua, que se aprovecha como líquido portador hasta la bomba y una vez extraída su temperatura se devuelve al acuífero (Fig. 2). El sistema utiliza un líquido refrigerante en el interior del edificio, que circula dentro de un sistema cerrado.

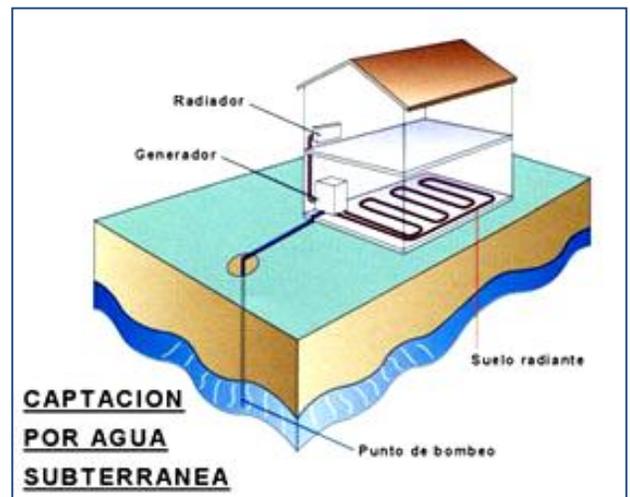


Fig. 2. Sistema de BCG con pozos y utilización de un acuífero somero.

En los sistemas cerrados el líquido se introduce desde la superficie y se hace circular a través de tuberías para recoger el calor (o el frío) del subsuelo. Estos sistemas pueden tener dos tipos de arreglos: verticales y horizontales (Fig. 3). El arreglo más empleado en viviendas es sin duda el horizontal. Este tipo consiste en uno o varios circuitos compuestos de una tubería de polipropileno reticulado y enterrado en el jardín a una profundidad de hasta 1 metro. En el interior de la tubería se bombea un líquido refrigerante que actualmente es de los conocidos como de nueva generación, compuesto de hidrofluorocarbonos (HFC) e hidrocarburos. Los HFC son fluidos refrigerantes sin cloro, y por tanto sin efectos sobre la capa de ozono. En Europa, los más utilizados en las BCG son los líquidos R-134-A, R-152-A, R-32, R-125, R-143-A y R-407-C.

Los grupos generadores o intercambiadores geotérmicos son de muy variadas funciones, precios y diseños, siendo capaces de abastecer calor para calefacción y ACS (agua caliente sanitaria). Para calefacción se recomienda utilizar un radiador por zócalo o muro radiante, pero también es posible usarlos con suelo radiante o incluso con radiadores comunes de aluminio.

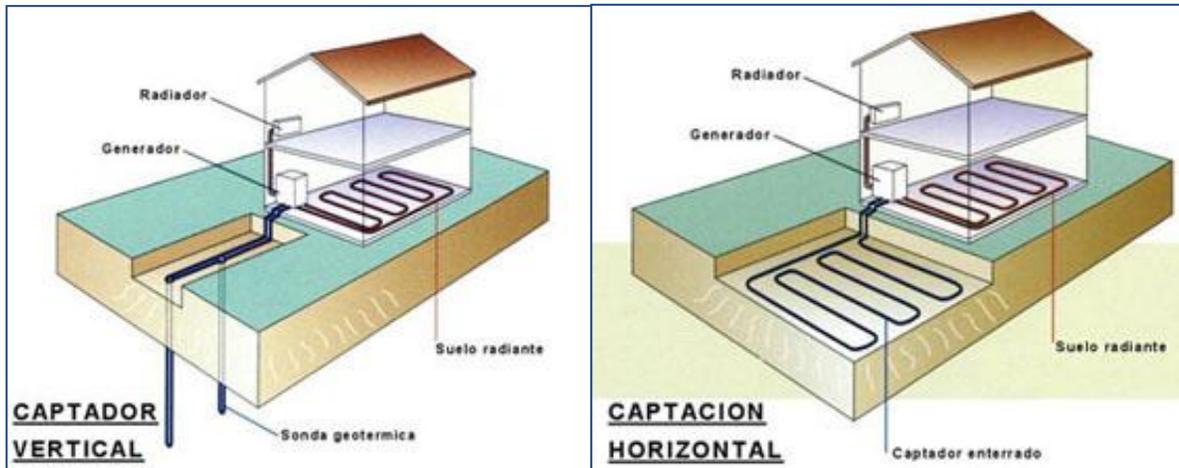


Fig. 3. Arreglo vertical (izquierda) y horizontal (derecha).

El precio de una instalación de BCG bien calculada dependerá de la zona climática y la superficie de la vivienda. Para una vivienda de unos 200 m² puede estar entre 12 mil y 13 euros en una zona con temperatura ambiente de -5°C, y de unos 10 mil euros con una temperatura de cálculo de 0°C. Aunque parezca un desembolso importante, esta cantidad es aceptable, ya que estos equipos no sólo sirven para introducir calor dentro de la vivienda sino también para sacarlo con sólo invertir el sentido del bombeo. Así, pueden aclimatar la vivienda sin necesidad de disponer de otro equipo climatizador o aire acondicionado. Por lo tanto, una instalación de BCG funciona como varios equipos en uno, ya que con ella sola se tiene cubierta la calefacción en invierno, la climatización en verano, el agua caliente de la piscina, etc.

Fuente: <http://www.ecohabitar.org/articulos/tecnoapropiadas/geotermica.html>

4. Beneficios de las bombas de calor

Durante millones de años los bosques y plantas del planeta han producido el oxígeno que respiramos hoy. Las plantas y bosques en descomposición fueron enterrados y transformados durante largos periodos de tiempo en carbón, petróleo y gas natural. Estos son los combustibles fósiles que se queman en la actualidad. Durante el proceso de combustión se consume oxígeno y se produce bióxido de carbono. Pero además la producción y uso excesivo del gas natural a escala mundial ha dado lugar a una creciente concentración de metano. Éste y el CO₂ intensifican el efecto invernadero natural y constituyen una amenaza climática.

Según estudios del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC por sus siglas en inglés) de la ONU, el resultado previsto es un aumento de la temperatura media global de 1.5 a 6°C en el próximo siglo, lo que dará lugar a cambios climáticos dramáticos: tormentas, granizos y precipitaciones más fuertes e impredecibles, así como sequías y un aumento del nivel del mar.

La calefacción con combustibles fósiles se logra principalmente por la quema de petróleo y gas natural. Todos los tipos de combustión, incluida la de gas natural y los bio-combustibles, producen bióxido de carbono además de cantidades variables de bióxido de azufre, óxidos de nitrógeno, hollín y otros contaminantes. La calefacción de una vivienda media produce alrededor de 6 mil kilogramos de CO₂ al año si se utiliza petróleo y de unos 4 mil kilogramos si se usa gas natural.

Las bombas de calor proporcionan calor libre de contaminantes. Los principales fabricantes de bombas de calor sólo emplean refrigerantes libres de cloro que no afectan la capa de ozono. La calefacción con bombas de calor requiere mucho menos energía que la calefacción con gas o petróleo, debido a que aquellas extraen

hasta el 75 por ciento de la energía necesaria de su entorno. Con la ayuda de un intercambiador de calor, la bomba de calor aumenta la energía extraída del medio ambiente a la temperatura requerida para la calefacción.

La calefacción con bombas de calor ofrece mayor comodidad y facilidad de operación. Los sistemas de distribución de calor, como el suelo radiante a baja temperatura y la calefacción de pared, garantizan una vida saludable. Las bombas de calor reversibles también pueden enfriar espacios durante el verano. En todos los casos funcionan en silencio, de forma automática y no requieren mantenimiento. Con el uso de bombas de calor se elimina la entrega de combustible, el desecho de cenizas y la limpieza de chimeneas.

Las bombas de calor de calefacción operan por medio de un ciclo termodinámico, sin combustión ni flamas, y con refrigerantes no inflamables. Esto reduce el riesgo de accidentes.

La instalación de bombas de calor es promovida por las autoridades como una tecnología ecológica y económicamente importante. Esa promoción puede incluir subvenciones gubernamentales, de la comunidad y los servicios públicos, créditos fiscales y tasas preferentes de interés para financiar créditos. Por ejemplo, la Ley de Conservación de la Energía, de Alemania, la *Building Directive* de la Unión Europea o el Sistema de Certificación de Energía Renovable de Australia (RECS), promueven el empleo de las bombas de calor estableciendo límites en el consumo de energía primaria.

Fuente:

Ochsner, K., 2007. Geothermal Heat Pumps – A guide for planning and installing. Earthscan, London, UK, 224 p. <http://www.earthscan.co.uk/?tabid=415>

5. Centro de bombas de calor de la Agencia Internacional de Energía

El *Heat Pump Centre* (HPC), es un servicio de información internacional sobre tecnologías de bombas de calor, sus aplicaciones y mercados patrocinado por la Agencia Internacional de Energía (*International Energy Agency*). El HPC constituye la actividad central de información del programa de bombas de calor de la IEA (HPP: *Heat Pump Programme*).

Organizado desde 1978, el HPP no tiene fines de lucro y sus participantes en diferentes países cooperan en proyectos de bombas de calor y tecnologías afines como acondicionamiento de aire, refrigeración y líquidos refrigerantes. Bajo la gestión de un Comité Ejecutivo que representa a los países miembros, el programa lleva a cabo estrategias para acelerar el uso de bombas de calor en toda aplicación donde pueden reducir el consumo de energía en beneficio del medio ambiente. Actualmente los países miembros son Austria, Canadá, Finlandia, Francia, Alemania, Italia, Japón, Holanda, Noruega, Corea del Sur, Suecia, Suiza y Estados Unidos.

En algunos de los países miembros existen equipos nacionales (*National Teams*), cuyo trabajo incluye la difusión nacional de información y la promoción y generación de ideas para nuevas actividades/proyectos del HPP de interés para su país.

Los proyectos del HPP se conocen como “Anexos” que son dirigidos según los países socios que participen en las actividades y costos de los mismos. Según este principio, un país elige un Agente Operativo para gestionar los Anexos. La mayor parte de estos operan durante un periodo limitado de tiempo y sus objetivos pueden variar desde el intercambio de información hasta el desarrollo e implementación de nuevas tecnologías.

Por su parte, la tarea del HPC es agilizar la implementación de tecnologías de bombas de calor y optimizar el uso de recursos energéticos en beneficio del medio ambiente. Esto incluye servicios de información de extensión mundial en beneficio de quienes pueden desempeñar una parte en la implementación de estas tecnologías, tanto a nivel internacional como nacional. Los grupos objetivo incluyen diseñadores de normas, agencias, fabricantes, investigadores, empresas de servicio público, diseñadores, usuarios finales, instaladores y otras organizaciones.

Una de las actividades principales del HPC es la publicación de un boletín trimestral. Cada número se dedica a un tema específico pero además contiene artículos, noticias, eventos y un editorial o artículo de fondo. El boletín es gratuito para los países miembros del HPP, pero también pueden suscribirse personas o instituciones de países no asociados. Además, se puede recibir una versión resumida del boletín de manera electrónica (*e-Newsletter*), que contiene las noticias más interesantes y resúmenes de los artículos.

Otra importante actividad es la de su portal electrónico que se actualiza continuamente con noticias, eventos e información de contactos.

Fuente:

<http://www.heatpumpcentre.org/>

6. Fabricación de bombas de calor geotérmico (BCG) en Estados Unidos en 2008

El uso de BCG en Estados Unidos continuó aumentando en 2009 debido al costo creciente de la energía y a presupuestos más ajustados. Este crecimiento fue impulsado en parte por la Ley de Estabilización Económica de Emergencia de 2008 (H.R. 14241). Esta ley, que entró en vigor el 3 de octubre de 2008, establece incentivos fiscales a largo plazo para fomentar el uso de tecnologías de energías renovables que incluyen a las BCG para el hogar y para aplicaciones comerciales. Por ejemplo, los incentivos para instalar sistemas certificados de BCG incluyen un crédito fiscal del 10% de la inversión para una empresa y hasta un 30% de la inversión, con un tope de 2 mil dólares, para un consumidor residencial. Los criterios son: un sistema de circuito cerrado, un índice de eficiencia energética (EER) de 14.1 y un coeficiente de rendimiento (COP) de al menos 3.3. Para un sistema de BCG abierto el EER debe ser de 16.2 y el COP mínimo de 3.6. Para un sistema de expansión directa, el EER debe ser 15 y el COP de 3.5. Además, las bombas de calor geotérmico deben incluir un sistema integrado de calentamiento de agua.

De acuerdo con el Departamento de Energía, durante 2008 se instalaron en Estados Unidos 121,243 unidades nuevas de BCG, lo que representó un incremento del 40%. La industria de BCG se vio fuertemente presionada por retrasos en el surtido de pedidos por parte de los fabricantes, falta de instaladores capacitados y altos costos de inversión para los consumidores.

Los equipos de BCG más comerciales son los conocidos como ARI-320, que utilizan agua como fuente de calor, ARI-325 que emplean específicamente agua subterránea, y ARI-330 que también utilizan agua subterránea como fuente de calor, pero en ciclo cerrado. En conjunto, los equipos ARI-325 y 330 representaron más del 70% del total instalado en 2008. De los 23 fabricantes de BCG activos en Estados Unidos durante ese año, ocho estaban planeando introducir nuevos equipos tipo ARI-320, nueve planeaban nuevos equipos tipo ARI-325, otros nueve estaban planeando introducir nuevos equipos tipo ARI-330 y tres más esperaban introducir las nuevas bombas no-ARI en 2009. Desde luego, algunos de los fabricantes tenían planes en más de uno de los tipos mencionados.

La demanda pública de sistemas alternativos de energía en general, y en particular de BCG, es cada vez mayor. Los fabricantes norteamericanos se han posicionado para proporcionar una amplia gama de bombas

de calor geotérmico diseñadas para satisfacer las necesidades de prácticamente todas las dimensiones y tipos de edificios.

Fuente: <http://www.eia.doe.gov/cneaf/solar.renewables/page/ghpsurvey/ghpssurvey.html>

7. Fuentes de información

Para mayor información sobre bombas de calor en general y BCG en particular, visite los portales siguientes:

Organismos internacionales

[International Ground Source Heat Pump Association \(IGSHPA\)](#)
[IEA Heat Pump Centre](#)
[International Council of Air-Conditioning and Refrigeration Manufacturers' Associations](#)
[International Energy Agency](#)
[International Electrotechnical Commission](#)
[International Geothermal Association](#)
[International Institute of Refrigeration - IIR](#)
[International Organization for Standardization - ISO](#)
[Natural Refrigerants Fund](#)

Organismos regionales

[American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers](#)
[Geothermal Heat Pump Consortium](#)
[National Research Council Canada](#)

Institutos y universidades

[Centro de Investigación en Energía](#)
[Oklahoma State University](#)
[Oak Ridge National Laboratory](#)
[Tennessee Valley Authority](#)
[Instituto de Investigaciones Eléctricas](#)
[Instituto de Investigaciones Científicas Universidad de Guanajuato](#)

Construcción

[Build.com \(The Building and Home Improvement Directory\)](#)
[Buildings.com \(The Source for Facilities Decision-Maker\)](#)
[HomeIdeas.com \(The Ultimate Research Tools Your Home Project\)](#)
[Institute for Research in Construction \(IRC\)](#)

Calculadores de ahorros y costos

[Geo SUN NRG](#)
[OG+E \(Oklahoma City area\)](#)

Energía:

[Alliant Energy Integrated Services](#)
[DOE Energy Efficiency and Renewable Energy \(EERE\)](#)
[Deep Heat Mining Project \(DHM\)](#)
[Ecoiq.com \(Energy Conservation & Renewable\)](#)
[Edison Electric Institute \(EEI\)](#)
[Electric Power Research Institute \(ERPI\)](#)
[Energy Research Centre of the Netherlands \(ECN\)](#)
[Energy Star](#)
[The Association of Energy Engineers \(AEE\)](#)
[The Electrification Council \(TEC\)](#)

[Database of State Incentives for Renewables & Efficiency \(DSIRE\)](#)
[US Department of Energy Consumer Energy Tax Incentives](#)

Medio Ambiente

[BuildingGreen.com \(Publishers of Environmental Building News\)](#)
[Center of Excellence Sustainable Development](#)
[Global Network of Environmental & Technology \(GNET\)](#)
[Idaho National Engineering and Environmental Laboratory \(INEEL\)](#)
[International Institute for Sustainable Development \(IISD\)](#)
[National Center for Appropriate Technology \(NCAT\)](#)
[The EcoGateway \(Your Guide to Sustainability Online\)](#)
[The Envirolink Network \(Online Environmental Community\)](#)

Investigación

[Oklahoma State University - Building & Environmental Thermal Systems Research Group](#)
[Oak Ridge National Laboratory - Building Technologies Research and Integration Center](#)
[Zero Energy Building Research Alliance](#)

Geotermia y Aire Acondicionado

[Air Conditioning Contractors of America \(ACCA\)](#)
[American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers \(ASHRAE\)](#)
[Air conditioning and Refrigeration Institute \(ARI\)](#)
[Energy User News \(Online Newspaper\)](#)
[Geothermal Heat Pump Consortium \(GHPC\)](#)
[IRC Information Service \(Bibliography of Papers on GHPs/ Also available in French\)](#)
[National Rural Electric Cooperatives Association \(NRECA\)](#)
[Preston's Guides \(HVAC Manufacturer's Specifications\)](#)

Entrenamiento (Fuentes Subterráneas para Bombas de Calor)

[Alabama Power Company Heat Pump Training Center](#)
[GeoExchange Design Principles Seminar](#)
[Geothermal Systems for Water Source Heat Pumps and Central Systems](#)
[University of Wisconsin Design of Geothermal Heat Pump Systems](#)

Software para Diseño de Sistemas (Intercambiadores Subterráneos de Calor)

[Building Life Cycle Cost Program \(BLCC\) does federal CFR computations](#)
[Elite Software \(HVAC design\)](#)
[Ground heat exchanger design tool for Residential \(CLGS\)](#)
[Wrightsoft \(GHP system design software\)](#)
[Software Advice \(site that reviews and compares construction software\)](#)

Información sobre Fuentes de Calor Subterráneas para Bombas de Calor

[Alliant Energy Geothermal Information Office](#)
[Canadian Earth Energy Association \(CEEA\)](#)
[Environmental Protection Agency \(EPA\)](#)
[EPRI/ Geothermal Heat Pump \(EPRI/ GHP\)](#)
[Geothermal-The Energy Under Our Feet](#)
[International Energy Agency \(IEA\) Heat Pump Centre](#)
[International Geothermal Association](#)
[U.S. Department of Energy, Geothermal Technologies Program](#)

Empresas

[Calor y Frio.com](#)
[Geotermia Solar SI](#)
[Geothermal Heat Pumps for Residential and Commercial Applications](#)
[Geothermal Comfort Systems](#)

Centros de entrenamiento

[HVAC Training](#)

[Design of Geothermal Systems University of Wisconsin-Madison](#)

Revistas especializadas:

[Renewable energy world](#)

[The Air Conditioning, Heating & Refrigeration News](#)

El Mundo de la Energía

□ Etanol: las lecciones brasileñas

Brasil lleva 30 años produciendo etanol. Ha desarrollado una alternativa económica al uso de la gasolina y actualmente es el segundo productor mundial de este bio-combustible, sólo detrás de Estados Unidos. De acuerdo con el Banco Mundial, su costo de producción estimado es de aproximadamente 1 dólar por galón (unos 3.50 pesos mexicanos por litro), inferior al promedio mundial de 1.50 dólares por galón. Casi el 40% del combustible total utilizado por los casi 23 millones de vehículos automotores que circulan en Brasil es etanol. Sus exportaciones anuales se duplicarán en cinco años, al pasar de unos 600 millones de dólares en 2005 a un estimado de 1300 millones en 2010. Como la combustión del etanol emite menos bióxido de carbono unitario que cualquier otro combustible fósil, su uso está ayudando a Brasil a cumplir sus compromisos bajo el Protocolo de Kyoto.

En 1970 Brasil estaba en una situación bastante precaria: el precio del azúcar de caña iba en picada y el del petróleo en ascenso. En esa época importaba la mayor parte del petróleo que consumía (aunque actualmente es el productor número 16 del mundo). El país se dio cuenta de que tendría que tomar medidas drásticas si quería mantener su estabilidad, hacer crecer su economía y mejorar su calidad de vida. Algunas de esas medidas clave fueron: (a) construir plantas procesadoras de etanol muy cerca de las plantaciones de caña de azúcar para abatir costos de transporte; (b) fabricar automóviles capaces de funcionar con etanol y/o con gasolina (actualmente el 70% de los carros nuevos tienen esta capacidad); (c) construir estaciones de servicio que pudieran bombear tanto etanol como gasolina; y (d) convertir sus ingenios azucareros para utilizar el bagazo de la caña como combustible.

Los sucesivos gobiernos brasileños crearon una visión de largo plazo para su independencia energética pero también tuvieron el liderazgo

necesario para llevarla a la práctica. Implementaron una amplia campaña publicitaria para persuadir a las armadoras, cañeros, inversionistas y al público en general de las ventajas del cambio. Volkswagen, General Motors y Toyota estuvieron entre las primeras armadoras que produjeron automóviles que podían usar gasolina o etanol. Hubo incentivos a taxistas y dueños de flotas de carga que aceptaran convertir sus vehículos. Todos los vehículos del gobierno fueron convertidos también. En pocos años el empleo del bagazo como bio-combustible en los ingenios azucareros los volvió autosuficientes, e incluso han sido capaces de vender sus excedentes de energía eléctrica a la red nacional: actualmente se estima que de cada 600 MW de capacidad eléctrica instalada a base de bagazo 100 MW se venden como excedentes. Todas son medidas lógicas y sensatas, producto del sentido común y no de inspiración divina, que sin duda México y muchos otros países de América Latina podrían también poner en práctica.

Con información de Fred Kesinger. *EnergyPulseWeekly*, 05/12/09. Más información: <http://energypulse.net>

□ Tendencias actuales en la generación eoloeléctrica

La generación eoloeléctrica sigue expandiéndose a nivel mundial, siendo el diseño de turbinas de tres álabes montadas en torres el más popular. No obstante, diseños a pequeña escala, en el rango de 200 watts a 5 kilowatts, representan el segmento de mayor crecimiento en el mercado eoloeléctrico. Buena parte de la tecnología en estos rangos puede producirse en masa, incluyendo aparatos piezoeléctricos sin álabes en los que la vibración inducida por el viento genera energía eléctrica.

Hay numerosos desarrolladores de aerogeneradores a pequeña escala que buscan llegar a vientos con más energía que soplan a grandes alturas de hasta mil metros. La mayoría de estas

tecnologías de generación eoloelectrónica aérea a pequeña escala combina un papalote o cometa que vuela a una altura de entre 150 y 1000 metros con equipos de generación eléctrica fijos en el terreno. El papalote convierte la energía eólica en una fuerza cíclica que jala repetidamente a una correa que hace rotar a un generador, mientras le da cuerda a su poderoso resorte de retorno.

A gran escala, el modelo Enercon E-126 de tres álabes de 126 metros de diámetro y con centro a 100 metros de altura, es el que ofrece actualmente la más alta generación (7 MW). Se sabe que este diseño de tres álabes produce una onda sónica de baja frecuencia cada vez que uno de los álabes pasa frente a la torre, y además implica riesgos de golpear a las aves. Además, residentes en vecindarios costeros se han venido oponiendo a la instalación de aerogeneradores mar adentro por razones estéticas.

Grupos de investigadores y desarrolladores buscan generar energía eléctrica a mayor altura y transmitir la energía al terreno mediante tecnologías especializadas de cuerdas. Otros pretenden combinar la generación a nivel del terreno con cometas que llevan un sistema convertidor aéreo. Un grupo del sur de Estados Unidos está tratando de desarrollar un globo reciprocante que podría obtener energía de la corriente de jet y activar un sistema generador eléctrico en el terreno. Una tecnología adicional consiste en un globo inflable que gira en un eje transversal, y otra emplea una cometa que contiene los rotores y el equipo de generación. Algunos de esos grupos han construido prototipos que ya han volado y generado energía, aunque su desarrollo comercial todavía se ve lejos.

El tipo de terreno donde se instalan los aerogeneradores puede mejorar la generación y reducir el costo del megawatt. Los aerogeneradores montados en techos de edificios son un ejemplo de diseño mejorado por el terreno, ya que la pendiente del techo puede acelerar la velocidad del viento. A mayor escala, la naturaleza de cañadas y valles en montañas puede incrementar la generación y bajar los costos efectivos de aerogeneradores montados en torres y en otros diseños posibles.

Así, mientras la mayoría de las instalaciones aerogeneradoras siguen utilizando la clásica turbina de tres álabes montada en una torre, otros diseños que prometen más generación a menor costo, que producen menor ruido y que son menos dañinos para las aves, están empezando a aparecer. Los aerogeneradores a pequeña escala para usarse en residencias también han experimentado una gran expansión y representan, junto con las tecnologías aéreas de cometas, el segmento de mercado que más crecerá en los próximos años.

Más información:

http://www.energypulse.net/centers/article/article_display.cfm?a_id=2219

□ **Compuestos de nanotubos de carbono más resistentes**

Ningún otro elemento de la tabla periódica se enlaza consigo mismo en redes extensas con la fuerza del enlace carbono-carbono. Esta naturaleza especial del carbón, combinado con la perfección molecular de nanotubos de carbono de una sola pared (SWCNT: *Single-walled Carbon Nanotubes*) –que son en esencia hojas enrolladas de capas de un solo átomo de espesor de redes de carbono, como el grafeno–, dota a estos nanotubos con propiedades materiales excepcionales, tales como una elevada conductividad eléctrica y térmica, resistencia, rigidez y dureza. Como resultado, los SWCNT son el material más resistente conocido por la ciencia y pueden agregar increíble resistencia, rigidez y conductividad eléctrica a todo tipo de materiales compuestos.

Desafortunadamente, los SWCNT se mantienen unidos en forma de largas cadenas debido a sus dimensiones extremadamente pequeñas y a la atracción de van der Waals, y por tanto su resistencia no puede ser explotada ni medida, debido a que se deslizan fácilmente entre sí cuando están sometidos a carga. Sin embargo, si varios SWCNT se alojan concéntricamente en un espacio confinado, puede evitarse el deslizamiento y pueden compartir la carga de tensión aplicada para producir materiales a escala nanométrica considerablemente más fuertes que los SWCNT individuales. Así, un nanotubo de carbón de pared

múltiple (MWCNT: *Multi-walled Carbon Nanotube*), compuesto de varios SWCNT y con la estructura deseada, puede constituir un laboratorio único para producir fibras más fuertes. A diferencia de los SWCNT, los MWCNT pueden existir individualmente y recibir la carga aplicada, aunque presentan una débil resistencia al esfuerzo cortante entre paredes (ISR: *Interwall Shear Resistance*).

Para resolver ese inconveniente debe crearse una mayor ISR en la estructura del MWCNT, pero todavía no hay tecnologías adecuadas para ello. Un grupo del Departamento de Procesado de Materiales de la Universidad de Tohoku, Japón, logró producir recientemente una mayor ISR en la estructura completa de los MWCNT impregnándolos en un medio cerámico resistente a la compresión. Esto aumenta notablemente la resistencia de los MWCNT al distribuir la carga entre las paredes internas. El reforzamiento de los MWCNT en un ambiente de materiales sólidos es un hallazgo muy importante y prometedor para los investigadores e ingenieros de materiales que trabajan en la fabricación de nuevos tipos de compuestos avanzados.

Más información:

http://www.nanowerk.com/spotlight/spotid=14142.php?utm_source=feedburner&utm_medium=email&utm_campaign=Feed%3A+Nanowerk+NanotechnologySpotlight+%28Nanowerk+Nanotechnology+Spotlight%29

□ **Centrales eléctricas de Estados Unidos logran metas ambientales**

De acuerdo con autoridades de la Agencia de Protección Ambiental norteamericana (*EPA: Environmental Protection Agency*), las emisiones atmosféricas causantes de lluvia ácida en Estados Unidos se han reducido en más de la mitad a partir de los niveles que tenían en 1990, y ya casi han llegado a los límites establecidos para 2010. Las emisiones de bióxido de azufre de las centrales eléctricas de ese país totalizaron 7.6 millones de toneladas en 2008, cantidad que ya está por debajo del límite de 8.95 millones de toneladas fijado como meta máxima para 2010. El Programa de Lluvia Ácida establecido por la Ley de Aire

Limpio de 1990 (*Clean Air Act*) determinó los objetivos de calidad del aire para el SO₂, definiendo como meta final para 2010 la mitad aproximadamente de las emisiones que el sector eléctrico norteamericano producía en 1980. La EPA reportó que todas las 3,572 centrales eléctricas sometidas a ese programa cumplieron sus límites en 2008. También informó que cuerpos de agua ambientalmente sensibles en el oriente de Estados Unidos ya están presentando evidencias de una menor acidificación, y que la mejora en la calidad del aire ha tenido un impacto significativo en la salud humana.

Más información:

<http://www.renewablesbiz.com/article/09/12/us-power-plants-meeting-emissions-goal>

□ **La Asociación Geotérmica Mexicana realizó su XVII congreso y asamblea general**

Como se había programado, el pasado 13 de noviembre de 2009 la Asociación Geotérmica Mexicana llevó a cabo su XVII Congreso Anual y Asamblea General Ordinaria en las instalaciones de la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), en Morelia, Mich. Como parte del congreso se presentaron diez trabajos técnicos sobre los campos geotérmicos mexicanos de Cerro Prieto, Los Azufres y Las Tres Vírgenes y sobre la zona geotérmica de Aocolco, así como trabajos generales sobre estimulación ácida, sismología en campos geotérmicos, termoporaelasticidad y el impacto económico de la generación geotermoeléctrica en una red de distribución aislada.

En la asamblea general se entregó por quinta ocasión el Premio Pathé, el cual se reconoce anualmente los méritos de una persona que de manera destacada se haya desempeñado un mínimo de 15 años en el ámbito de la geotermia mexicana y cuya trayectoria, merecimientos o aportes se consideran relevantes. El beneficiario del Premio Pathé 2009 fue el Ing. Alfredo Mañón Mercado, distinguido colaborador de esta revista con una larga trayectoria en la geotermia. El Ing. Mañón es ingeniero químico, nacido en El Oro,

México, en 1941. De 1966 a 1968 trabajó en la entonces Comisión de Energía Geotérmica y en 1971 ingresó a la CFE como Superintendente de Laboratorio en el campo geotérmico de Cerro Prieto, donde fue posteriormente Superintendente General de Estudios de 1977 a 1981, y Coordinador Ejecutivo de 1982 a 1989. De 1989 a 1993 fue Jefe de la Oficina de Geoquímica de la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos en

Morelia, Mich., y de 1993 a 1995 Jefe del Departamento de Protección Ambiental de esa misma gerencia. Durante 1996 se desempeñó como Jefe del Centro de Entrenamiento Geotérmico de Los Azufres, y ese mismo año se jubiló de la CFE. Actualmente es consultor privado y socio de la compañía Geocónsul, S.A. de C.V. Nuestras felicitaciones al Ing. Alfredo Mañón.



Asistentes al XVII Congreso Anual de la Asociación Geotérmica Mexicana.

Geothermal History

Geothermal History, es una columna regular del Boletín del GRC (*Geothermal Resources Council*), coordinada por nuestra colaboradora Susan Hodgson, quien también es la editora de ese Boletín. Susan solicita permanentemente colaboraciones de todo el mundo. Si usted tiene alguna historia, anécdota o foto, relativa a la geotermia, compártala con la comunidad y envíele un mensaje a la dirección: cosmos@dcn.org.

INSTRUCCIONES DE PUBLICACIÓN EN LA REVISTA GEOTERMIA

Geotermia está abierta a la participación de investigadores de instituciones tanto nacionales como del extranjero quienes deben dirigir sus contribuciones a:

GEOTERMIA, REVISTA MEXICANA DE GEOENERGÍA

Alejandro Volta 655, Col. Electricistas.

Morelia, Mich., C.P. 58290, México

Atención: José Luis Quijano-León y/o Luis C.A. Gutiérrez-Negrín

l.g.negrin@gmail.com, luis.quijano@geotermia.org.mx, luis.gutierrez@geotermia.org.mx

Los trabajos deberán cumplir con las siguientes instrucciones de publicación.

1. El artículo debe ser inédito y relacionado con la geotermia, las fuentes alternas no convencionales de energía o con ramas afines.
2. Enviar una copia impresa a doble espacio, así como disquete con el archivo en formato MS-Word. También puede enviarse el archivo por correo electrónico a las direcciones indicadas arriba. Se aceptan trabajos en español con resumen en inglés, o en inglés con resumen en español.
3. Las tablas, cuadros y figuras deberán incluirse al final del texto. Las figuras y gráficas pueden ser en color o en blanco y negro, tener buena calidad y no rebasar el tamaño carta. Su cantidad deberá ser la suficiente para la comprensión o ilustración del trabajo expuesto. Deberán incluirse en las copias impresas, al final del texto, así como en el disquete en forma de archivos independientes en formato de imagen (*.gif, *.tif, *.jpg) que puedan importarse como tales desde MS-Word.
4. *Geotermia* es una revista virtual que se publica en formato *.pdf en el portal interno de la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos y en otros portales públicos. Por lo tanto, es importante que todas las figuras y gráficas tengan la resolución suficiente para poder apreciarse al convertirse a archivos de imagen.
5. Todo artículo será sometido a revisión y arbitraje de un mínimo de dos especialistas en la materia. Para facilitar la imparcialidad de la revisión se mantendrá el anonimato entre autores y árbitros. Se enviarán reconocimientos escritos a quienes colaboraron como árbitros.
6. Se ofrecerá apoyo especial a los autores sin hábitos de publicar resultados por no constituir la publicación una parte rutinaria de su trabajo, y que, en consecuencia, requieran de indicaciones adicionales. El Consejo Editorial se encargará de hacer las modificaciones o correcciones pequeñas que no justifiquen la aplicación de un nuevo arbitraje.
7. El contenido de los trabajos deberá abordar los temas que se indican a continuación. Se subrayan las partes consideradas como indispensables, aunque su contenido pueda aparecer bajo otra sección o con otro título. Las otras secciones son opcionales, aunque pudiera haber otras a juicio del autor: Título, Autor, Adscripción laboral, Dirección de correo electrónico, Resumen en español, Palabras Clave en español, Título en inglés, Resumen (Abstract) en inglés, Palabras Clave (Keywords) en inglés, Antecedentes o Introducción, Objetivo, Metodología, Datos, Procesamiento, Interpretación, Interpretaciones alternativas, Conclusiones, Verificación, Agradecimientos, Referencias, Apéndices.
8. Todas las referencias deberán estar citadas en el texto y todas las citas deberán estar incluidas en las referencias. En el texto se empleará el sistema Harvard (apellido y año): "Algunos autores (González, 1995)...", o bien "González (1995) reporta que...". En caso de dos autores la cita deberá incluirlos a ambos (González y Rodríguez, 1995) y en caso de más autores deberá utilizarse la convención *et al.* (González *et al.*, 1995). La lista de referencias irá en orden alfabético y deberá incluir a todos los autores con todos los detalles de la publicación; si se emplean abreviaturas de publicaciones científicas, deberán estar de

acuerdo con el *World List of Scientific Periodicals*. Solamente las iniciales del primer autor irán después del apellido. El título de la revista o libro referenciado deberá escribirse en cursivas. Ejemplos:

Cedillo-Rodríguez, F., 1999. Modelo hidrogeológico de los yacimientos geotérmicos de Los Humeros. *Geotermia*, Vol. 15, No. 3, 159-170.

Gutiérrez-Negrín, L., A. López-Martínez and M. Balcázar-García, 1984. Application of dating for searching geothermic sources. *Nuclear Tracks and Radiation Measurements*, Vol. 8, Nos. 1-4, 385-389.

Allen, J.R.L., 1970. *Physical Processes of Sedimentation*. London, Allen and Unwin, 248 pp.

9. Si lo desea, puede solicitar una copia de los formatos de arbitraje y utilizar como guía para el contenido de su contribución los artículos ya publicados en esta revista.

10. Eventualmente aparecerá como parte de la revista una sección intitulada FORO, la cual dará cabida a artículos y colaboraciones tipo ensayo que pueden no cumplir con alguno o algunos de los requisitos precedentes, pero que a juicio del Consejo Editorial pueden resultar de interés para los lectores de la misma. Estas colaboraciones no serán sometidas a arbitraje técnico. Si desea que su colaboración sea considerada para publicarse en FORO, por favor indíquelo así al remitirla.

DIRECTIONS FOR CONTRIBUTORS

Geotermia is open to Mexican and foreign contributors, who should send all contributions to:

GEOTERMIA, REVISTA MEXICANA DE GEOENERGÍA

Alejandro Volta 655, Col. Electricistas.

Morelia, Mich., C.P. 58290, México

Atención: José Luis Quijano-León y/o Luis C.A. Gutiérrez-Negrín

l.g.negrin@gmail.com, luis.quijano@geotermia.org.mx, luis.gutierrez@geotermia.org.mx

Contributions must follow these guidelines:

1. A submitted paper must be unpublished and related to geothermics, nonconventional energy sources or similar subjects.
2. Submit a printed copy, double spaced, and a diskette with the file in MS-Word format. The file may be sent by e-mail to an e-address indicated above. Contributions in Spanish with abstracts in English, or in English with abstracts in Spanish, are acceptable.
3. Tables, figures and graphs must be placed at the end of the text. They must be of good quality, either in color or black and white, and not larger than letter-sized paper. Include all tables, figures and graphs needed by a reader to understand the paper. Place them on the diskette as independent files in image-format (*.gif, *.tif, *.jpg), which can be imported from MS-Word.
4. *Geotermia* is a digital magazine published in a *.pdf format at the internal website of the Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos and at other public websites. Therefore, all figures and graphs must have enough resolution to be clear when they are converted to image-files.
5. All contributions will undergo review and arbitration by at least two specialists in the field. To encourage fair evaluations, the authors will receive anonymous reviews. The reviewers will receive an acknowledgement letter from the editorial board.

6. *Geothermia* offers special support to first-time authors for whom publishing papers is not part of their jobs. The editorial board can make small modifications or corrections to such papers without a new peer-review process.
7. All papers must include the following sections. Those considered as indispensable are underlined, yet they can be included under other chapters or subtitles. The other parts are optional, plus authors can include additional sections: Title, Author(s), Company or institution, Address, Abstract in Spanish, Keywords in Spanish, Title in English, Abstract in English, Keywords in English, Introduction or background, Objective, Methodology, Data, Processing, Interpretation, Alternative interpretations, Conclusions, Verification, Acknowledgement, References, Appendix.
8. All references must be cited in the text, and all citations must be included in the References. In the text, the Harvard citation system (last name and year) must be used: "Some authors (González, 1995)...", or: "González (1995) indicates that..." In the case of two authors, the citation must include both (González and Rodríguez, 1995), and in the case of more than two authors the convention *et al.* (González *et al.*, 1995) must be used. The list of references must be arranged alphabetically and include all the authors and details of the cited publication. All abbreviations must be from the *World List of Scientific Periodicals*. Initials of the first author must follow the last name. The title of a magazine or book must be written in italics. Examples:

Cedillo-Rodríguez, F., 1999. Modelo hidrogeológico de los yacimientos geotérmicos de Los Humeros. *Geothermia*, Vol. 15, No. 3, 159-170.

Gutiérrez-Negrín, L., A. López-Martínez and M. Balcázar-García, 1984. Application of dating for searching geothermic sources. *Nuclear Tracks and Radiation Measurements*, Vol. 8, Nos. 1-4, 385-389.

Allen, J.R.L., 1970. *Physical Processes of Sedimentation*. London, Allen and Unwin, 248 pp.
9. You may ask for a copy of the review of any paper published in *Geothermia* and use it as a guide for your contribution.
10. Eventually, a section named FORO will constitute the last part of the magazine. The section will include contributions, notes and essays that may or may not meet any or all of the stipulations for papers, but that the editorial board considers of interest to the readers. Contributions included in FORO will not undergo peer review. If you want a contribution be placed in FORO, please indicate this upon submission.