

GEOTERMIA

REVISTA MEXICANA DE GEOENERGÍA

ISSN 0186-5897

Volumen 24, No. 1

Enero-Junio de 2011

CONTENIDO

Editorial	1
Presencia de flujo cruzado en el campo geotérmico de Cerro Prieto, BC Marco Helio Rodríguez Rodríguez	2
Evolución del sistema geotérmico de Aocolco, Pue., México: un estudio con base en estudios petrográficos del pozo EAC-2 y en otras consideraciones Julio César Viggiano-Guerra, Magaly del C. Flores Armenta y Germán R. Ramírez Silva	14
Impactos económicos, ambientales y sociales del desarrollo geotérmico y del ahorro y uso eficiente de la electricidad en Baja California, México Héctor E. Campbell R., Gisela Montero A., y Alejandro A. Lambert A.	25
Estudio con trazadores de líquido y vapor en el área Tejamaniles del campo geotérmico de Los Azufres, Mich. Eduardo R. Iglesias, Magaly Flores-Armenta, Rodolfo J. Torres, Miguel Ramírez-Montes, Neftalí Reyes-Picasso y Lisette Reyes-Delgado	38
Potencial geotérmico de la República Mexicana Christian Arturo Ordaz Méndez, Magaly Flores Armenta y Germán Ramírez Silva	50
Caracterización de un yacimiento de roca seca caliente en la zona geotérmica de Aocolco, Pue. Cecilia Lorenzo Pulido, Magaly Flores Armenta y Germán Ramírez Silva	59
Foro	70
Nuevos consejos directivos en la IGA y en la AGM Luis C.A. Gutiérrez-Negrín	71
Panorama de la energía eléctrica en el mundo en 2010 Selección de Alfredo Mañón Mercado	74
El Mundo de la Energía Información recopilada por Alfredo Mañón Mercado y Luis C.A. Gutiérrez-Negrín	84

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:

Filho Enrique Borjas García

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

En este primer número de 2011 se presentan artículos técnicos sobre los campos geotérmicos de Cerro Prieto y de Los Azufres y sobre la zona geotérmica de Acapulco, en el estado de Puebla, así como dos artículos con temas más generales. Los dos trabajos sobre Acapulco abordan aspectos distintos pero complementarios sobre esta zona geotérmica, que es la más recientemente explorada con pozos profundos en México. Uno de ellos, presentado originalmente en el XVII congreso de la Asociación Geotérmica Mexicana (AGM), realizado en 2009, se refiere al estudio petrográfico del segundo de los pozos exploratorios perforados en Acapulco y, con base en él y en otros datos relacionados, interpreta la evolución del probable yacimiento geotérmico. El otro trabajo fue presentado en la IV Reunión Interna de Mejora Continua (RIMC), organizada por la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos (GPG) de la CFE también en 2009, y hace un resumen de las características típicas de los yacimientos geotérmicos de roca seca caliente, ahora mejor conocidos como Sistemas Geotérmicos Mejorados (o Artificiales) [EGS: Enhanced (or Engineered) Geothermal Systems], y los compara con lo que se conoce sobre la zona de Acapulco. Una versión modificada de este trabajo se presentó en la pasada Reunión Anual 2010 del Geothermal Resources Council, donde se dedicaron varias sesiones técnicas a los yacimientos tipo EGS, cuya relevancia e interés mundial se ha multiplicado ampliamente en los últimos años, especialmente después del trabajo seminal del profesor Tester y colaboradores publicado en 2006. A pesar de que hasta la fecha sólo hay unos cuantos prototipos de plantas operando en este tipo de yacimientos, su potencial geotermoeléctrico es varios órdenes de magnitud mayor que el de los yacimientos de tipo hidrotermal que se han venido explotando comercialmente en el mundo hasta la fecha. Y, además, en teoría los yacimientos tipo EGS podrían ser construidos en cualquier parte del mundo, sin la limitación geográfica de los de tipo hidrotermal que, como se sabe, se circunscriben a los límites entre placas tectónicas y a ciertos puntos calientes intraplacas. Como se deduce de los dos artículos que aquí presentamos sobre esta zona, Acapulco podría ser el primer yacimiento tipo EGS de México.

El trabajo sobre el llamado flujo cruzado en pozos de Cerro Prieto se presentó también en el XVII congreso anual de la AGM, y aborda un problema relativamente común, sobre todo en yacimientos alojados en rocas sedimentarias, así como la manera en que se ha resuelto en ese campo. El artículo con el estudio de trazadores en la zona sur del campo de Los Azufres fue igualmente presentado en el XVII congreso, lo mismo que el que se refiere a los estudios de diagnóstico y prospectiva de la generación de electricidad en Baja California. En la porción norte de este estado mexicano opera un sistema de distribución aislado de la red eléctrica nacional, en el que la generación de energía geotermoeléctrica del campo de Cerro Prieto ha venido suministrando más de la mitad del consumo total. Es interesante constatar cómo en un sistema con estas características la geotermia juega un rol crucial, que debe ser considerado en los diversos escenarios que se construyeron para el año 2025 y que se mencionan en el artículo.

Este número incluye un trabajo también presentado en la IV RIMC mencionada, con el más reciente trabajo de evaluación del potencial geotérmico de México realizado por la GPG, que contrasta y complementa otros trabajos publicados en números anteriores de esta revista sobre los recursos geotérmicos de temperaturas bajas e intermedias en el país. Este tipo de recursos geotérmicos empiezan a concitar una atención mayor en Estados Unidos y Canadá, como reporta una de las notas incluidas en la sección El Mundo de la Energía, y tal vez pronto ocurra lo mismo en México.

El Consejo Editorial aprovecha este mensaje para expresar sus parabienes en este año 2011.

Luis C.A. Gutiérrez-Negrín

Presencia de flujo cruzado en el campo geotérmico de Cerro Prieto, BC

Marco Helio Rodríguez Rodríguez

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

Resumen

Durante el desarrollo del campo geotérmico de Cerro Prieto, BC, la explotación se ha incrementado en forma gradual provocando una continua caída de presión, que en las porciones central y oriente ha sido de casi 100 bars. Esto ha ocurrido a pesar de la enorme recarga natural inducida por la explotación, favorecida por la alta permeabilidad del yacimiento y la gran disponibilidad de recarga natural de agua de baja temperatura en los alrededores del mismo. Los estratos ubicados encima de las zonas productoras presentan temperaturas significativamente menores que éstos, pero debido a las características particulares del yacimiento, no han presentado abatimiento en su presión. En la medida en que la presión de los estratos productores declina, el diferencial de presión hidráulica entre ellos y los estratos sobreyacentes ha sido mayor. Esto ha propiciado que durante los últimos años el fenómeno de flujo cruzado se presente con mayor frecuencia y severidad. En este trabajo se analiza este fenómeno, detallando los mecanismos particulares que lo favorecen e identificando la etapa de perforación o reparación de pozos en la que comúnmente se presenta. La supervisión rigurosa durante esas etapas resulta crucial para poder identificar el flujo cruzado y para tomar las medidas necesarias para salvar el pozo. Se presentan también algunos casos de flujo cruzado en las diferentes etapas de un pozo: perforación, reparación, antes y durante la etapa de estimulación y durante la etapa productiva.

Palabras clave: Cerro Prieto, flujo cruzado, producción de vapor, pozos productores, ingeniería de yacimientos.

Presence of cross flow in the Cerro Prieto geothermal field, BC

Abstract

During the development of Cerro Prieto geothermal field, BC, exploitation has increased gradually, causing a continuous drop in pressure to almost 100 bars in the central and eastern parts of the field. This has occurred despite the high natural recharge induced by the reservoir exploitation and helped by the high permeability of the reservoir and the wide availability of natural recharge of low-temperature water in the vicinity. The strata above the production zones have significantly lower temperatures than these zones, but due to the particular characteristics of the reservoir, do not have pressure drops. As the pressure of producing strata declines, the hydraulic pressure differential between them and the overlying strata increases. Thus in recent years the phenomenon of cross flow occurs with greater frequency and severity. In this paper, this phenomenon is analyzed, detailing the specific mechanisms favoring it and identifying the stage (drilling or workover) in which it commonly occurs. Rigorous supervision during these stages is crucial to identifying cross flow and to taking necessary measures to save the well. Cross flow cases are presented at different stages in the history of a well: during drilling, repair, before and during the stimulation, and during production.

Keywords: Cerro Prieto, cross flow, steam production, production wells, reservoir engineering.

Introducción

El campo geotérmico de Cerro Prieto ha estado en explotación comercial desde 1973, cuando entraron en operación comercial las dos primeras unidades generadoras con una capacidad instalada de 75 MW. La capacidad instalada se ha ido incrementando hasta llegar a los 720 MW a partir del año 2000 con la entrada en operación de la central CP-IV. El yacimiento ha presentado diversas respuestas a la explotación, dependiendo de la localización de la zona y el tiempo que se esté analizando, pues la respuesta es evolutiva. Sin embargo, la respuesta dominante ha sido una invasión de fluidos de menor temperatura hacia los estratos productores y una significativa caída de presión del yacimiento. Al extraer fluidos de los estratos productores, estos presentan un déficit de masa que provoca un abatimiento de la presión, induciendo la recarga de los fluidos circunvecinos.

La mayor parte del calor almacenado en un yacimiento geotérmico está en la roca y sólo una pequeña porción está en el fluido geotérmico; sin embargo, éste es el único que puede ser transportado o extraído a la superficie para su aprovechamiento. Cuando hay recarga de agua de menor temperatura y esta se desplaza a través de las formaciones geológicas de mayor temperatura, la roca transfiere calor al agua gracias a lo cual se puede continuar explotando el calor del yacimiento; por ello, la recarga es el sustento productivo del sistema (Truesdell and Lippmann, 1990; Truesdell *et al.*, 1998). Sin embargo, durante este proceso la roca se va enfriando, lo cual provoca un abatimiento gradual en la entalpía del fluido producido así como en la cantidad de vapor producido, como se ha observado en el sector de Cerro Prieto I (CPI), que es el que ha estado más tiempo en explotación.

Diferente a esa recarga que provoca un abatimiento gradual de la producción de vapor, es el arribo repentino de agua fría hacia la zona productora, la cual provoca una caída súbita de la producción de vapor y eventualmente la reduce a cero (muerte del pozo). El mecanismo por el cual ocurre esta última situación es el denominado flujo cruzado. El flujo cruzado en pozos en producción se ha presentado con muy baja frecuencia, pero durante las etapas de perforación y/o reparación ha ocurrido con frecuencia creciente. Su detección oportuna permite tomar medidas inmediatas para salvar al pozo.

El objetivo de este trabajo es presentar un panorama general del mecanismo por el que se presenta el flujo cruzado en Cerro Prieto. Para ello se presentan las características y evolución del yacimiento que han favorecido la presencia del flujo cruzado, la etapa crítica durante la perforación y reparación de los pozos y las medidas adoptadas para evitarlo, mostrando los resultados obtenidos.

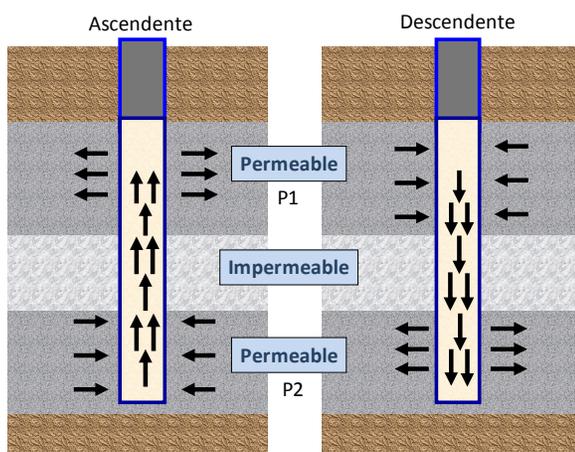


Fig. 1. Mecanismos de flujo cruzado.

Flujo cruzado

Se denomina flujo cruzado al paso del fluido del yacimiento de una a otra formación permeable a través del pozo. Cuando la presión hidráulica de una formación es mayor que la del pozo hay aportación del fluido contenido en esa formación hacia el pozo. El fluido que entra al pozo se desplaza verticalmente y se dirige hacia una formación de menor presión hidráulica. La magnitud del flujo cruzado depende de varios factores, entre ellos el diferencial de presión hidráulica entre las dos formaciones permeables y la permeabilidad de cada una. No existe flujo cruzado cuando la presión de los diferentes estratos está balanceada hidráulicamente. En la Figura 1 se muestran esquemáticamente dos situaciones de flujo cruzado en un pozo: un flujo ascendente (cuando $P2 > P1$) y otro descendente (cuando $P1 > P2$).

En la Figura 1 se muestran esquemáticamente dos situaciones de flujo cruzado en un pozo: un flujo ascendente (cuando $P2 > P1$) y otro descendente (cuando $P1 > P2$).

Es posible que en la industria petrolera se presente con mayor frecuencia flujo cruzado ascendente, porque los estratos productores de petróleo usualmente tienen una presión mayor que los estratos superiores, que pueden contener gas (Petricola and Watfa, 1993). Para el caso de yacimientos geotérmicos se han reportado casos de flujo cruzado ascendente (Menzies *et al.*, 2007), pero también hay referencias de flujo cruzado descendente (Bauer *et al.*, 2005). Para definir si en un caso específico el flujo cruzado es ascendente o descendente se hace un balance de energía mecánica entre los estratos permeables que se comunican, aplicando la ecuación de Bernoulli. Si la energía mecánica del fluido del estrato superior es mayor el flujo será descendente y si es menor será ascendente.

La ecuación de Bernoulli considera que la energía mecánica en un punto depende de tres componentes: 1) Cinético: es la energía debida a la velocidad que posee el fluido; 2) Energía de flujo: es la energía que un fluido contiene debido a su presión; y 3) Potencial gravitacional: es la energía debido a la altitud o elevación a la que está el fluido. Si se aplica la ecuación de Bernoulli para un flujo real o viscoso entre el estrato superior 1 y el estrato inferior 2 en las proximidades del pozo y cuando estos estratos están comunicados a través del mismo, se debe considerar la componente de pérdida de presión por el efecto de la fricción H_f , por lo que la ecuación queda de la siguiente forma:

$$(\rho V_1^2 / 2g) + P_1 + \rho g h_1 = H_f + (\rho V_2^2 / 2g) + P_2 + \rho g h_2 \dots\dots\dots (1)$$

Donde:

ρ = densidad del fluido

V = velocidad del fluido en el punto considerado

P = presión del fluido

g = aceleración gravitacional

h = altura en la dirección de la gravedad, desde un punto de referencia

H_f = caída de presión debida a la fricción del fluido durante su recorrido entre los puntos analizados

Subíndices 1 y 2 = condiciones en los estratos somero y profundo, respectivamente.

Si se considera que $\Delta z = z_1 - z_2$, ($z_1 > z_2$) y que las velocidades del fluido en la formación cercanas al pozo son bajas y similares, por ejemplo si $V_1 = V_2$, la componente cinética puede ser eliminada de la ecuación, quedando de la siguiente forma:

$$P_1 + \rho g \Delta z = P_2 \dots\dots\dots (2)$$

Considerando la ecuación 2, se pueden presentar los siguientes tres escenarios:

1) $P_1 + \rho g \Delta h = H_f + P_2$. En este caso no ocurre flujo cruzado, pues la energía mecánica en los estratos superior e inferior está balanceada.

2) $P_1 + \rho g \Delta h < H_f + P_2$. En este caso habría flujo cruzado de tipo ascendente.

3) $P_1 + \rho g \Delta h > H_f + P_2$. En este caso el flujo cruzado sería descendente.

Características del yacimiento

Las características del yacimiento en Cerro Prieto que han jugado un papel determinante para que ocurra flujo cruzado de manera severa son: estratos con alta permeabilidad, enorme disponibilidad de agua de recarga, la distribución de la temperatura en el yacimiento (en particular el perfil de la temperatura de formación) y la evolución del diferencial de la presión entre los estratos productores y los sobreyacentes. Una de las propiedades más determinantes de todo sistema geotérmico es la temperatura, por lo que conocer su

distribución en el yacimiento puede tener varias aplicaciones. Por ejemplo, conocer el perfil de temperatura típico de un pozo del campo y el proceso de producción yacimiento-pozo ha sido de gran utilidad para determinar la terminación más idónea de los pozos productores (Rodríguez *et al.*, 2005).

El perfil de la temperatura de formación y la columna litológica de un pozo típico del campo guardan una estrecha relación, como se puede observar en la Figura 2. El perfil de temperatura en los Sedimentos Clásicos No Consolidados (SCNC) presenta un gradiente térmico muy bajo, pues se incrementa de la temperatura ambiente en superficie hasta alrededor de unos 100°C en la base de los SCNC. Tomando en cuenta que dentro del campo productor el espesor de los SCNC varía de 800 a 2200 m, es común que no se alcancen 100°C a profundidades de 1500 ó 2000 m, en particular en los pozos localizados hacia la parte oriental del campo. Esto indica un gradiente térmico prácticamente normal de 1°C por cada 24 metros de profundidad. Subyaciendo a los SCNC se puede

encontrar a la unidad de Lodolita, a la Lutita Café o en algunos casos a la Unidad de Lutita Gris, ya que tanto el paquete de la Lodolita como el de Lutita Café aparecen de manera errática, estando ausentes en algunas partes del yacimiento. La unidad de Lutita Gris, que consiste de lutitas con intercalaciones lenticulares de areniscas, es la que conforma el yacimiento geotérmico, cuya cima se identifica con la Cima Mineralógica de Sílice y Epidota (CMSyE). Sin embargo, lo más significativo para este análisis es resaltar que el perfil de temperatura presenta un gradiente muy alto en el intervalo entre la base de los SCNC y la cima de la CMSyE, pues la temperatura se incrementa de 100°C a más de 320°C, en un intervalo de profundidad que varía de 300 a 600 m. Es decir, el gradiente promedio es de 1°C por cada 2.3 metros de profundidad. El perfil de temperatura a lo largo de la zona mineralógica de sílice y epidota se mantiene constante, lo cual es indicativo de zona convectiva, por lo que los pozos se terminan cuidando que su intervalo productor quede dentro de esa zona mineralógica. El inicio del intervalo productor para los pozos localizados en la parte oriental del campo varía de 2300 m a 2700 m de profundidad en promedio. Para el caso del pozo de la Figura 2, el intervalo productor está de los 2500 m a los 2900 m de profundidad.

El perfil de presión observado en los pozos correspondía, antes de la explotación del yacimiento, al generado por una columna de agua con el nivel de espejo cercano a superficie y con una densidad de columna dependiente de la temperatura de formación, como lo muestra la gráfica P1 de la Figura 2. La presión de los estratos productores como respuesta a la explotación se ha abatido en más de 100 bars, pero prácticamente no ha habido abatimiento en la presión de los estratos ubicados encima de los productores, como lo indica la gráfica P2 de la misma Figura 2. Esto puede explicarse si se tiene presente que el yacimiento de Cerro Prieto está en rocas sedimentarias cuya permeabilidad dominante es la primaria y cuya permeabilidad horizontal es diez veces mayor que la vertical. Por ello, es razonable esperar que el mayor abatimiento de presión ocurra en sentido predominantemente horizontal, y que el abatimiento de la presión sea significativamente menor en

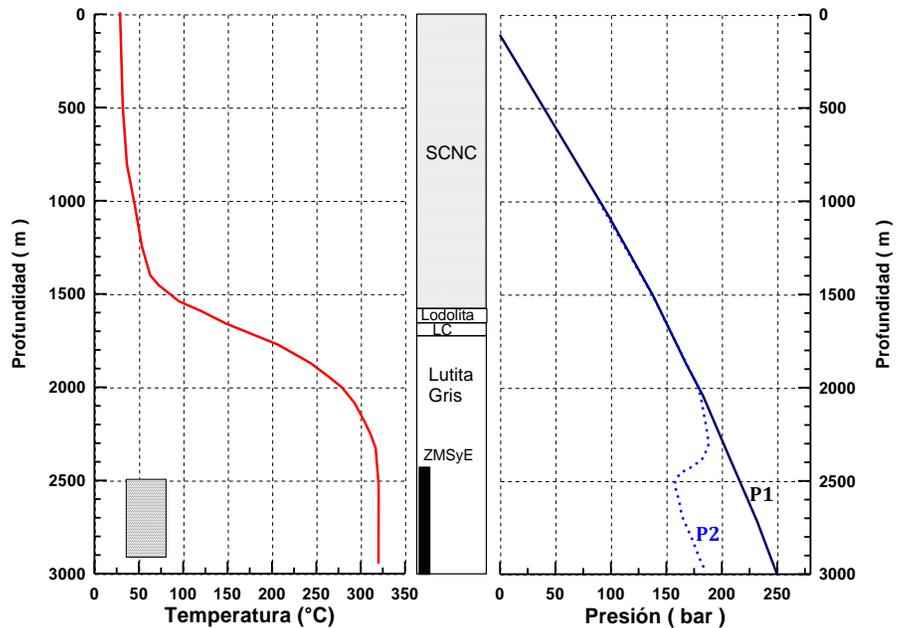


Fig. 2. Perfil de temperatura de formación típico para un pozo, columna litológica y perfiles de presión representativos de la formación, pre-explotación (P1) y observada en el año 2009 (P2). SCNC: Sedimentos clásicos no consolidados. ZMSyE: Zona mineralógica de sílice y epidota.

sentido vertical. Lo anterior parecería corroborarse con la evolución de los niveles de espejo de agua de los pozos exploratorios localizados a varios kilómetros hacia el este de la zona en explotación, cuya presión se ha venido abatiendo significativamente debido a la propagación horizontal de la caída de presión del yacimiento.

En síntesis, el yacimiento de Cerro Prieto en 2009 se caracteriza porque hacia el centro y oriente del campo los estratos productores presentan un gradiente térmico diez veces mayor al normal, temperatura promedio de 320°C y abatimiento de la presión promedio de 100 bars, mientras que los estratos sobreyacentes presentan un gradiente térmico diez veces menor, una temperatura menor de 250°C y sin abatimiento de presión significativo.

Etapa crítica de perforación

La construcción típica de un pozo productor en Cerro Prieto empieza perforando con barrena de 26 pulgadas de diámetro (Φ) hasta 150 m de profundidad, para instalar y cementar una tubería de revestimiento (TR) de 20" Φ desde la superficie hasta unos 148 m de profundidad. La perforación continúa con barrena de 17½" Φ desde los 150 m de profundidad hasta unos 30 m por debajo de la cima de la unidad de Lutita Gris, la cual puede aparecer a más de 2150 m de profundidad en pozos localizados al sur y al oriente del campo. Posteriormente se corre y cementa una TR de 13 3/8" Φ desde superficie hasta dos metros por arriba del fondo del agujero. Por tanto, antes de que se instale esta TR se tiene un largo intervalo en agujero descubierto (de hasta 2000 metros), a través del cual es posible que se puedan comunicar los diferentes estratos atravesados en ese agujero. Sin embargo, debido a que estos estratos no han sido despresurizados por efecto de la explotación, su presión hidrostática se encuentra balanceada; por ello durante la perforación de estos estratos comúnmente no se presentan pérdidas de circulación ni flujo cruzado.

La etapa en la que sí ha ocurrido flujo cruzado es la siguiente, cuando se perfora el agujero de 12 ¼" Φ . Aunque su longitud es más corta (300 a 600 m) que la del agujero de 17½" Φ , el flujo cruzado ocurre porque a través de ese agujero se ponen en comunicación estratos que no han sido despresurizados (ubicados en las partes menos profundas) con otros con fuerte abatimiento debido a la explotación (localizados en las porciones más profundas).

Un primer indicio de que puede estar presentándose flujo cruzado durante la perforación de un pozo son las pérdidas totales de circulación (PTC). El fluido de circulación tiene como funciones principales las siguientes:

- Transportar los recortes desprendidos de la formación por la acción de la barrena, desde el fondo del agujero hasta la superficie.
- Mantener en suspensión los recortes de la formación, cuando se interrumpe la circulación.
- Controlar las presiones de la formación.
- Limpiar, enfriar y lubricar la barrena y la sarta de perforación.
- Prevenir derrumbes de la formación soportando las paredes del agujero.
- Formar un enjarre liso, delgado e impermeable para proteger la productividad de la formación.
- Ayudar a soportar, por flotación, el peso de la sarta de perforación y de las tuberías de revestimiento.
- Transmitir la potencia hidráulica a la formación por debajo de la barrena.

Cuando ocurre una PTC no es posible mantener controladas las presiones de la formación con las del pozo, ya que la presión en el interior del pozo disminuye en función de la profundidad a la que se localiza el nivel del lodo y de su densidad; el nivel puede bajar hasta 1000 m de profundidad, por lo que la presión en el interior del pozo puede disminuir cerca de 100 bars. Si la presión hidráulica de algún estrato comprendido en el agujero descubierto es mayor a la del lodo de circulación en el interior del pozo a la misma profundidad de ese estrato, este empezará a aportar fluidos hacia el pozo. El fluido que entra al pozo se desplazará hacia un estrato permeable cuya presión sea menor a la del lodo de circulación. Cuando empieza la aportación de fluidos de la formación al interior del pozo, el lodo se va mezclando con el fluido invasor, con lo cual irá modificando sus propiedades. Al modificarse sus propiedades también se pueden perder algunas de sus funciones, como la de formar un enjarre impermeable en la pared del pozo, por lo que una vez iniciada la PTC y el subsecuente flujo cruzado, es posible que éste se vaya incrementando con el tiempo. De ahí que resulte muy importante tratar de identificar oportunamente el momento de inicio del flujo cruzado, para tomar las medidas necesarias para controlarlo.

Identificación de flujo cruzado

Para poder identificar si está ocurriendo flujo cruzado en un pozo, es necesario correr registros de presión y temperatura de fondo, e interpretarlos. La interpretación de los registros de fondo es todo un arte, ya que antes de tener los resultados es necesario construir una representación mental del perfil que se va a obtener. Y para ello es preciso conocer las condiciones termodinámicas generales del pozo o de la zona donde éste se localiza, así como las condiciones del pozo en las que se corre el registro, por ejemplo, si el registro se corrió cuando el pozo estaba en producción, en inyección o estático. Si el pozo está estático es necesario conocer las etapas previas del pozo, por ejemplo, si el registro se corre después de que el pozo dejó de fluir o después de haber suspendido la inyección de agua. Para este último caso es necesario conocer la temperatura del agua inyectada, ya que la inyección pudo ser en frío o en caliente. También es necesario conocer el tiempo de reposo después de que el pozo dejó de fluir o después de haber suspendido la inyección. Si el registro se corre durante la perforación, aparte de conocer el tiempo de reposo del lodo es preciso conocer las zonas en las que se perforó con pérdida parcial o total de circulación y el volumen del lodo perdido. Toda esta información debe tomarse en cuenta para tener una idea de lo que se puede esperar del registro.

Una vez obtenido el registro se debe comparar con el perfil mental que se elaboró y con el perfil típico o representativo de la formación, ya sea el estimado o el real de la zona, para poder identificar las anomalías que se presenten. Se debe tener presente que el perfil obtenido no es producto de la casualidad pues todo debe tener una explicación basada en los principios básicos de la física, y en particular de la mecánica de fluidos para el caso de los perfiles de presión y de la termodinámica, específicamente de la transferencia de calor, para el caso de los registros de temperatura.

Finalmente, es necesario combinar las interpretaciones del perfil de presión y el de temperatura, hasta lograr una interpretación consistente y concordante con ambos perfiles. Para la interpretación de registros de fondo se debe de partir de la información elemental de las condiciones del yacimiento y aplicar los principios básicos, recordando que las explicaciones simples y sencillas son regularmente las correctas.

Por la evolución del yacimiento de Cerro Prieto, en particular la de su presión, las anomalías encontradas en los registros de presión y temperatura cuando ocurre flujo cruzado son muy significativas, lo cual facilita su identificación. Aunque las anomalías térmicas no sean tan significativas en los pozos petroleros, comparadas con el alto gradiente geotérmico de los yacimientos geotérmicos, en la industria petrolera esas anomalías se utilizan para diagnosticar problemas de pozos como el flujo cruzado, pérdidas o fugas de producción, entre otros (Johnson *et al.*, 2006; Petricola and Watfa, 1993).

Durante la perforación de pozos geotérmicos, antes de correr una tubería de revestimiento es importante identificar si existe flujo cruzado, con el objeto de eliminarlo si es el caso. De lo contrario el pozo no quedará bien cementado, por lo cual puede presentar una canalización del agua por el espacio anular que invadirá la zona productora, con lo que se perderá la producción del pozo. Algunas de las medidas implementadas en Cerro Prieto, como la de colocar tapones de cemento para obturar la zona de pérdidas, han sido ampliamente documentadas (Pelayo Ledesma *et al.*, 2009).

Para identificar si existe flujo cruzado antes de instalar una tubería de revestimiento, se debe correr una serie de cuando menos dos registros de presión-temperatura, con diferente tiempo de reposo. Por lo regular se deja un lapso de 4 horas entre cada registro, tiempo suficiente para que el lodo del pozo aumente su temperatura unos grados centígrados por la transferencia de calor de la formación.

En la Figura 3 se muestran los perfiles de presión y temperatura de la formación (P-f y T-f respectivamente) y una serie de dos registros de presión y temperatura, con 6 y 10 hrs de reposo. También se incluye información relevante como el diagrama de terminación del pozo, la base de los SCNC y la cima de la Lutita Gris, así como el intervalo de PTC. En este ejemplo el intervalo en agujero descubierto de 12 $\frac{1}{4}$ " Φ es de 2000 m a 2500 m de profundidad, y en él se determinará si existe o no flujo cruzado.

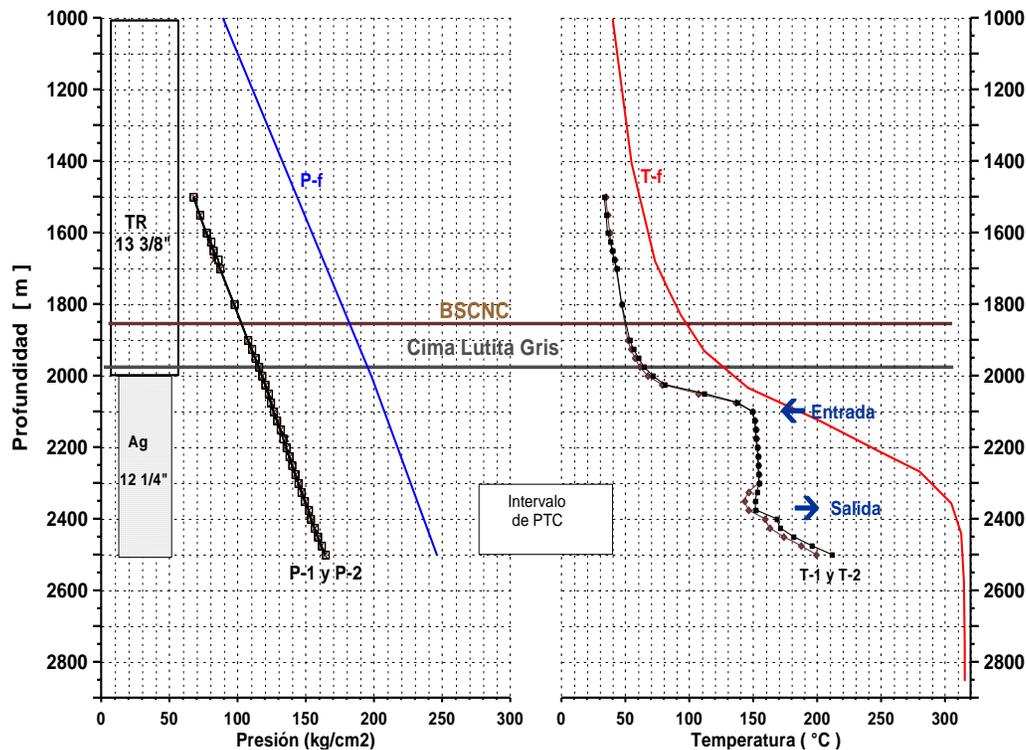


Fig. 3. Registros de presión y temperatura en agujero descubierto, previamente a la corrida de la TR, incluyendo los perfiles de presión y temperatura estimados de la formación.

El perfil estimado de presión de la formación considera que el nivel de lodo se encuentra en superficie, con una densidad relativa de 1. El perfil de temperatura fue estimado considerando la relación con la litología y con registros de temperatura de pozos aledaños. Se puede observar en la figura que los registros P-1 y P-2 dan valores similares ya que se enciman, pero si se comparan con el perfil estimado de la presión de la formación, se observa que existe un desfase aproximado de 75 kg/cm². Extrapolando el gradiente de presión de los registros P-1 y P-2, se determina que el nivel del lodo se localiza a 800 m, debido a que el lodo se perdió en la formación probablemente en la zona de PTC. Los registros de presión no permiten determinar si existe flujo cruzado, pero permiten definir que existe un diferencial hidráulico entre los estratos menos profundos del agujero de 12 $\frac{1}{4}$ " Φ , donde no se presentaron pérdidas de circulación, con respecto a los estratos inferiores, donde sí hubo PTC.

El perfil del registro de temperatura T-1, con 6 horas de reposo, muestra una temperatura considerablemente menor respecto a la temperatura estimada de la formación, T-f, como era de esperar. Sin embargo, a los 2100 m la diferencia de temperatura entre esos perfiles es menor, y justamente a partir de esa profundidad la temperatura se mantiene constante hasta los 2300 m. Se observa una ligera inversión de temperatura en los siguientes 50 m que se recupera gradualmente hasta alcanzar los 200°C a 2500 m. El registro T-2, con 10 horas de reposo, muestra una ligera recuperación de temperatura de un par de grados a profundidades menores de 2100 m y de aproximadamente 10°C a profundidades mayores de 2300 m. Pero en el intervalo de 2100 m a 2300 m su recuperación fue prácticamente nula (menor a 1°C), lo cual se interpreta como flujo cruzado descendente con aportación de fluido de la formación hacia el pozo a los 2100 m de profundidad, descendiendo dentro del pozo hasta los 2300 m, donde el fluido se introduce en otro estrato.

Estrategia para eliminar el flujo cruzado

Antes de implementar cualquier medida para eliminar el flujo cruzado se debe tener presente que, como se dijo, debe existir un estrato permeable que aporte fluidos al pozo y otro que los reciba. Por ello, una estrategia común ha sido obturar alguno de esos estratos permeables. Como es más fácil obturar los estratos que aceptan fluido que los que lo aportan, se ha implementado la obturación con tapones de cemento de la zona permeable de aceptación, la cual se localiza por lo regular en la parte inferior del agujero. Una inmediata indicación de la efectividad de los tapones es observar que se recupera la circulación de lodo.

Para evaluar la efectividad de los tapones de cemento debe correrse otra serie de registros de presión-temperatura con 6 y 10 horas de reposo del lodo, como los que se muestran en la Figura 4. En esta aparecen los registros P-3 y P-4 corridos después de colocar los tapones de cemento y haber reconocido el agujero, los cuales presentan una recuperación de la presión de aproximadamente 60 kg/cm² respecto a los registros previos.

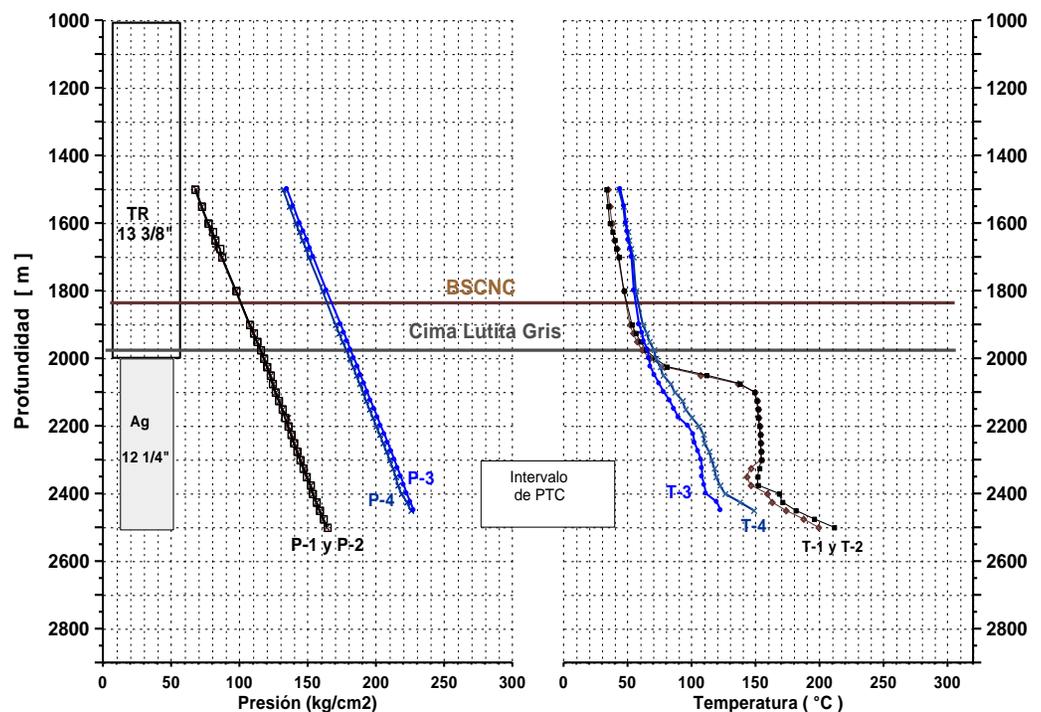


Fig. 4. Registros de presión y temperatura antes y después de colocar tapón de cemento y reconocer el agujero de 12 1/4" Φ .

Con los registros de presión no se puede identificar si el flujo cruzado fue eliminado, aunque sí ofrecen algunos indicios. En cambio, son los registros de temperatura T-3 y T-4 lo que determinan que ya no ocurre flujo cruzado, pues en ellos no se observa ningún intervalo de profundidad con temperatura constante.

Además se observa una recuperación de temperatura de más de 10°C a lo largo del intervalo en agujero descubierto, lo cual contrasta con los perfiles previos, cuando ocurría flujo cruzado.

Casos presentados en el campo

Los casos más comunes de flujo cruzado en los pozos de Cerro Prieto ocurren durante la perforación del agujero de 12¼" Φ , como el presentado en la sección anterior. Sin embargo, los primeros casos de flujo cruzado en el campo se presentaron durante los trabajos de reparación de pozos, particularmente cuando la reparación consistió en abrir una ventana y perforar agujero a profundidades cercanas al antiguo intervalo productor del pozo, como el caso que se muestra en la Figura 5.

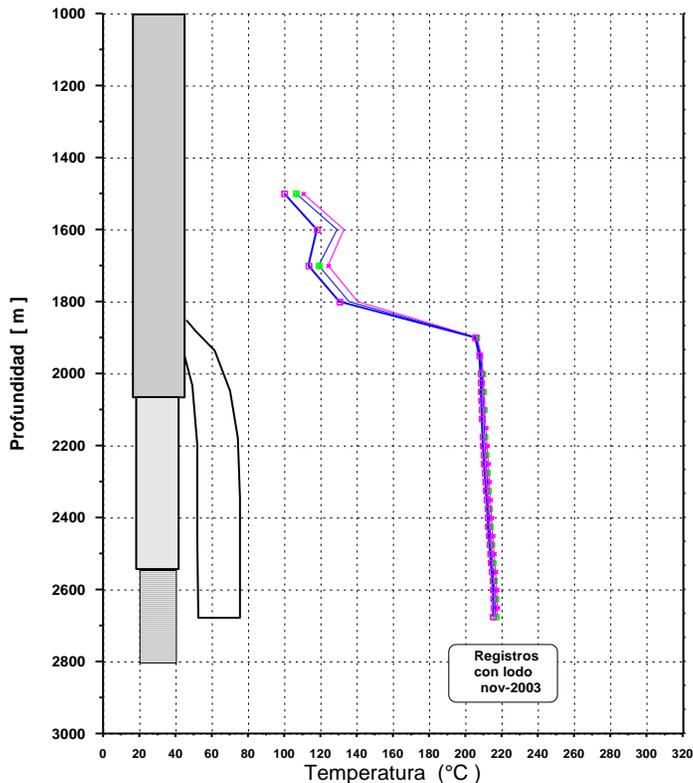


Fig. 5. Caso de flujo cruzado presentado durante la reparación de un pozo, al abrir ventana y perforar lateralmente hasta la profundidad del intervalo productor anterior.

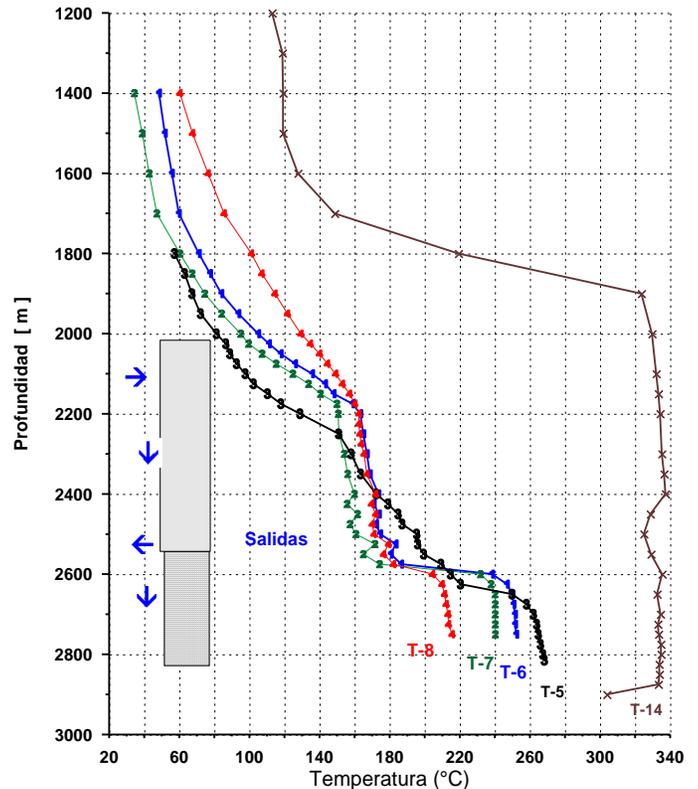


Fig. 6. Registros de temperatura del pozo 234D. La temperatura de los registros T-5 al T-8 era influenciada por flujo cruzado. El registro T-14 fue corrido después de su reparación.

Para los siguientes casos se omiten los registros de presión por cuestiones del alcance del presente artículo, y debido a que los registros de temperatura son más útiles para identificar flujos cruzados.

Cuando el flujo cruzado se presenta durante la perforación o reparación de un pozo la situación no es tan crítica, debido a que estando el equipo instalado se pueden hacer las operaciones para controlarlo. El problema se vuelve más crítico cuando el flujo cruzado ocurre durante las etapas de observación, antes de la estimulación del pozo, o durante la etapa productiva.

Cuando el flujo cruzado ocurre en la etapa previa a la estimulación del pozo es muy difícil que éste logre fluir, aunque esto dependerá de lo severo del flujo cruzado. Este fue el caso del pozo 234D, que en el año 2008 se estimuló sin lograr que fluyera. El registro de temperatura previo al de la estimulación corresponde al T-5, corrido 40 horas después de haberse lavado el pozo. Este registro no presenta evidencia de flujo

cruzado, con temperaturas máximas en la zona del intervalo ranurado de 265°C. El registro T-6, con más de 2.5 meses de reposo, muestra temperaturas menores al registro previo en la zona del intervalo ranurado, como se puede observar en la Figura 6. Los registros T-7 y T-8 fueron corridos al suspenderse la inducción, observándose que la temperatura disminuía, por lo que se determinó que la inducción estaba contribuyendo a que descendiera un mayor flujo de fluidos menos calientes hacia la zona productora. Se determinó que el flujo era por el espacio anular, por lo que la reparación del pozo consistió en hacer disparos a la TR de 9 5/8" Φ y a través de los agujeros de los disparos se realizaron cementaciones forzadas, encamisando el intervalo con TR ciega de 7" Φ (Castillo y Navarro, 2009). Las operaciones fueron exitosas, ya que se logró eliminar el flujo cruzado como se puede observar por el perfil T-14, corrido con 15 días de reposo y antes de la nueva estimulación. Finalmente el pozo fluyó integrándose a producción con unas 80 t/h de vapor.

Finalmente, aunque con muy baja frecuencia, es posible que se presenten desprendimientos o rupturas en pozos en producción, provocando un flujo cruzado severo que de forma fulminante provoca la muerte del pozo, aunque éste presentara alta presión de cabezal y producción. En la Figura 7 se presentan los registros de temperatura en dos pozos que dejaron de fluir, el pozo 431D, en 2008, y el pozo 446D, en 2009. En ambos casos se determinó flujo cruzado al comparar estos registros con el registro estimado del perfil de la temperatura de la formación, y en los dos la reparación consistió en obturar con cemento la zona de aportación y encamisar la zona con tubería ciega de menor diámetro, logrando eliminar el flujo cruzado. El pozo 431D actualmente está en producción, con más de 60 t/h de vapor, mientras que el pozo 446D entrará a estimulación a finales de 2009.

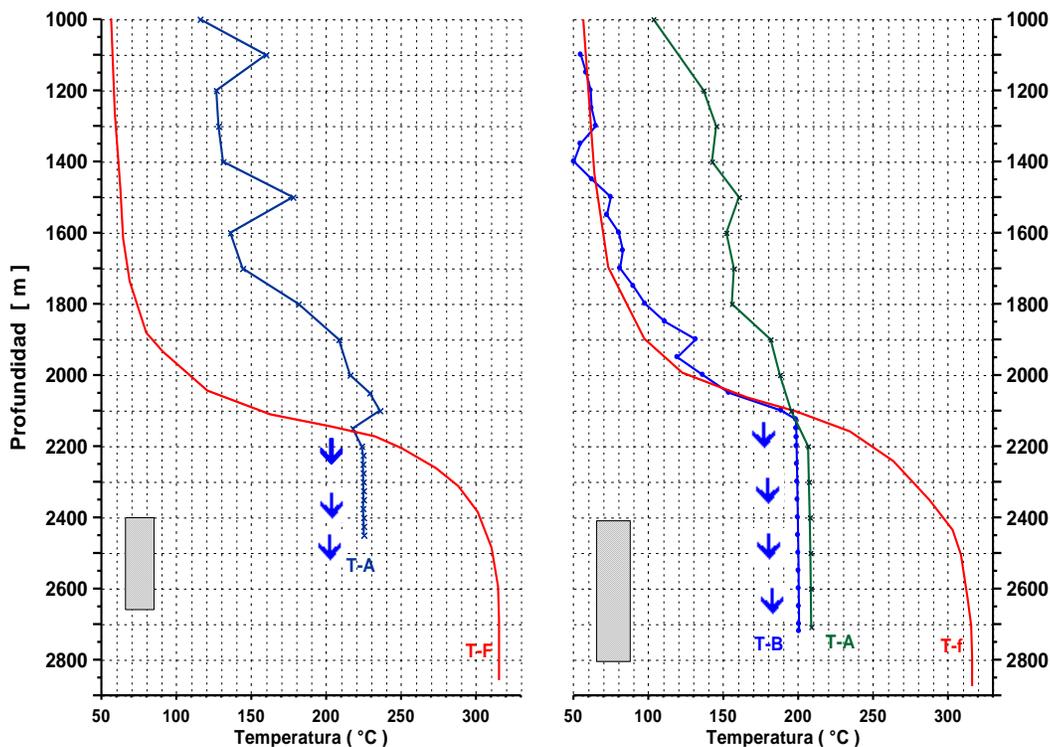


Fig. 7. Registros de temperatura de los pozos 431D (izquierda) y 446D (derecha) mostrando los registros indicativos de flujo cruzado (T-A) y los de la temperatura de formación (T-f).

Para el caso del pozo 431D se determinó de manera preliminar que el flujo de agua de 222°C en fase líquida que provocó la muerte fulminante, debió ser de unos 800 t/h, ya que las condiciones del pozo previas a su muerte eran: $P_{cab} = 70$ bar, $Q_{mezcla} = 85$ t/h y $Ent = 2600$ kJ/kg. Para el caso del pozo 446D, el cual dejó de producir por la entrada de agua a 205°C en fase líquida, se calculó un gasto aproximado de 200 t/h, ya que las condiciones del pozo previas a su muerte fueron: $P_{cab} = 50$ bar, $Q_{mezcla} = 65$ t/h y $Ent = 2400$ kJ/kg, las cuales son menores a las presentadas por el pozo 431D. Estos cálculos preliminares deben evaluarse con diferentes métodos, en especial utilizando simuladores de flujo vertical en dos fases y calculando los índices

de productividad de estos pozos, ya que se tienen registros de presión a la profundidad del intervalo productor durante el flujo cruzado.

Finalmente es importante señalar que los casos de flujo cruzado presentados en Cerro Prieto, difícilmente se pueden presentar en otros campos en donde no se tiene un diferencial de presión entre los estratos que se explotan y los estratos localizados a profundidades relativamente más someras a estos. Asimismo, es posible que en otros campos geotérmicos puedan existir desprendimientos o rupturas de la tubería sin que ocurra flujo cruzado, ya que si el desprendimiento se da en una formación impermeable, es de esperarse que no exista ni entrada ni salida de flujo del pozo a la formación impermeable.

Conclusiones

- Las características del yacimiento de Cerro Prieto y su evolución han favorecido que el fenómeno de flujo cruzado descendente se presente con mayor frecuencia y severidad durante los últimos años.
- Los tradicionales registros de fondo temperatura y presión han demostrado su gran utilidad en el diagnóstico de problemas del pozo y en particular los de flujo cruzado.
- Cuando se logra identificar el flujo cruzado durante la etapa de perforación o reparación de un pozo, es posible tomar acciones como obturar las zonas de pérdidas, las cuales pueden eliminar las condiciones para que se presente el flujo cruzado, lo cual ha dado resultados satisfactorios en Cerro Prieto.
- Cuando el flujo cruzado ocurre por el espacio anular (entre el agujero y la tubería del pozo), los disparos y la cementación forzada han mostrado resultados satisfactorios.
- Cuando el flujo cruzado se presenta durante la etapa productiva de un pozo, se produce la muerte fulminante del pozo, requiriéndose una pronta intervención del mismo para evitar enfriamientos severos a la formación, por medio de cementaciones forzadas y de encamisar la zona del daño.
- La supervisión técnica y el análisis de la información generada durante la perforación y reparación de un pozo, son cruciales para la toma de decisiones asertivas, por lo que es necesario mantener una adecuada comunicación y cooperación entre las áreas involucradas.
- Se debe continuar la búsqueda de nuevas técnicas, herramientas y materiales que permitan eliminar o reducir las condiciones para que se presente el flujo cruzado durante las etapas de perforación, por ejemplo, tipos de lodos que logren obturar la zona cuando se presentan PTC o cementos ligeros.
- Se debe continuar con la búsqueda de métodos para cuantificar el flujo descendente, para poder evaluar el enfriamiento provocado y sus repercusiones productivas.

Referencias

- Bauer, S., P. Gronewald, J. Hamilton, A. Mansure, 2005. High-temperature plug formation with silicates. *Proceedings 30th Workshop of Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford, California.
- Castillo Méndez, E., y R. Navarro Jerez, 2009. Pozo 234D: un caso de “flujo cruzado” en el campo geotérmico de Cerro Prieto. CFE, *Memorias de la IV Reunión Interna de Mejora Continua – Morelia, Mich., Septiembre de 2009*.
- Johnson D., J. Sierra, D. Gualtieri, and J. Kaura, 2006. DTS Transient Analysis: A New Tool to Assess Well-Flow Dynamics. *SPE 103093. SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 24-27 September 2006, San Antonio, Texas, USA.
- Menzies, A.J., R.J. Swanson and J.A. Stimac, 2007. Design Issues for Deep Geothermal Wells in the Bulalo Geothermal Field, Philippines. *Transactions of the Geothermal Resources Council*, Vol. 31.

- Pelayo Ledesma, A., A. Chow Escobedo, A. Panti Argáez, A. Torres Castillo, F. Pérez Pérez y J.C. Campos, 2009. Cementación de la tubería de revestimiento de 0.244 m Ø en pozos de Cerro Prieto donde se ha detectado flujo entre zonas. CFE, *Memorias de la IV Reunión Interna de Mejora Continua – Morelia, Mich., Septiembre de 2009*.
- Petricola, M.F.J., and M. Watfa, 1993. Multiwell Application of Downhole Temperature Profiles for Crossflow Analysis. *SPE 25630. Middle East Oil Show*, 3-6 April 1993, Bahrain.
- Rodríguez R., M.H., J.S. de León V., A. Pérez H. y M. Corona R, 2005. Relación entre la terminación de pozos y la producción de vapor para el campo geotérmico de Cerro Prieto, BC. *Memorias del Congreso Anual 2005 de la AGM*, Los Azufres, Mich., Noviembre de 2005.
- Truesdell, A.H., and M.J. Lippmann, 1990. Beneficial Effects of Groundwater Entry into Liquid-Dominated Geothermal Systems. *Transactions of the Geothermal Resources Council*, Vol. 14, pp. 721-727.
- Truesdell, A.H., M.J. Lippmann, H. Gutiérrez, and J.S. de León, 1998. The importance of natural fluid recharge to the sustainability of the Cerro Prieto resource. *Transactions of the Geothermal Resources Council*, Vol. 22, pp. 529-536.

Evolución del sistema geotérmico de Acoculco, Pue., México: un estudio con base en estudios petrográficos del pozo EAC-2 y en otras consideraciones

Julio César Viggiano-Guerra¹, Magaly Flores Armenta² y Germán R. Ramírez Silva³

¹Fac. de Ing. Civil, Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, E-mail: cesar.viggiano@live.com.

²CFE, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos. ³Actualmente jubilado de la CFE.

Resumen

La zona geotérmica de Acoculco, Pue., se localiza a 180 km de distancia de la ciudad de México, DF. Exhibe dos áreas alteradas hidrotermalmente con descargas ácido-sulfatadas frías y algunas mofetas, asociadas a una red estructural compleja configurada en un espesor de 2000 m de rocas volcánicas del Cuaternario-Terciario, calizas metamorizadas del Cretácico e incluso granitos del Cretácico. Esta particularidad parece encajar conceptualmente en los denominados yacimientos tipo *kaipohan*. Dos pozos exploratorios se han perforado en la zona: en 1995 el EAC-1 a 1810 m de profundidad y en 2008 el EAC-2 a 1900 m de profundidad. En este reporte se discuten los resultados e interpretación de los estudios petrográficos del segundo pero se emplea parte de la información del primero para la interpretación de la evolución del sistema hidrotermal. De manera sintética se puede establecer que la zona geotérmica de Acoculco se encuentra en su etapa hidrotermal senil dado que se ha verificado, de acuerdo con los estudios de mineralogía hidrotermal y con otras consideraciones, un cambio en el régimen de convectivo hacia convectivo forzado o conductivo. Sobresale el hecho de que el sistema no se ha reciclado, quizá porque las rocas no lo han permitido y, por lo tanto, está feneciendo. Esto, naturalmente, no ha sido óbice para la presencia de un importante volumen de masa caliente (300°C) hornfésica y granítica en el subsuelo que abre un espectro de posibilidades para la explotación de un sistema geotérmico mejorado (EGS, por sus siglas en inglés). Quedaría por investigar la factibilidad del proyecto en el tema de la vulnerabilidad de las rocas de yacimiento (hornfels y granito) para su mejora de permeabilidad por los medios convencionales experimentados en estos proyectos, ya que parece ser que la naturaleza fracasó en ese intento.

Palabras clave: Acoculco, petrografía, mineralogía, alteración hidrotermal, exploración, EGS.

Evolution of the geothermal system in Acoculco, Pue., Mexico: Study based on petrography of well EAC-2 and other information

Abstract

Acoculco, Pue., geothermal area is located 180 km away from Mexico City. It includes two hydrothermally altered areas with acid-sulphate cold springs and some mofettes, associated with a complex structural framework presented in an area 2000 m thick of Tertiary-Quaternary volcanic rocks, Cretaceous metamorphized limestone and even Cretaceous granite. The field seems to resemble *kaipohan* type geothermal fields. Two exploratory wells have been drilled in the area. In 1995, well EAC-1 was drilled to a depth of 1810 m and in 2008 well EAC-2 was drilled to a depth of 1900 m. We discuss results and interpretations of petrographic studies made on the second well, and how some information from the first well is used to interpret the evolution of the hydrothermal system. It can be concluded the Acoculco geothermal area is in its final hydrothermal stage, since a change in the hydrothermal regime from convective to forced-convective or conductive has occurred, according to studies of hydrothermal mineralogy and other considerations. It is notable that the system is not recycling, perhaps because the rocks have not allowed it to, and therefore is ending. This, of course, has not been an obstacle to the presence of large volumes of hot

(300°C) hornfels and granite opening up possibilities for the exploitation of an Enhanced (or Engineered) Geothermal System (EGS). The possibility of improving reservoir rocks permeability (hornfels and granite) by conventional means remains to be investigated.

Keywords: Acoculco, petrography, mineralogy, hydrothermal alteration, exploration, EGS.

1. Introducción

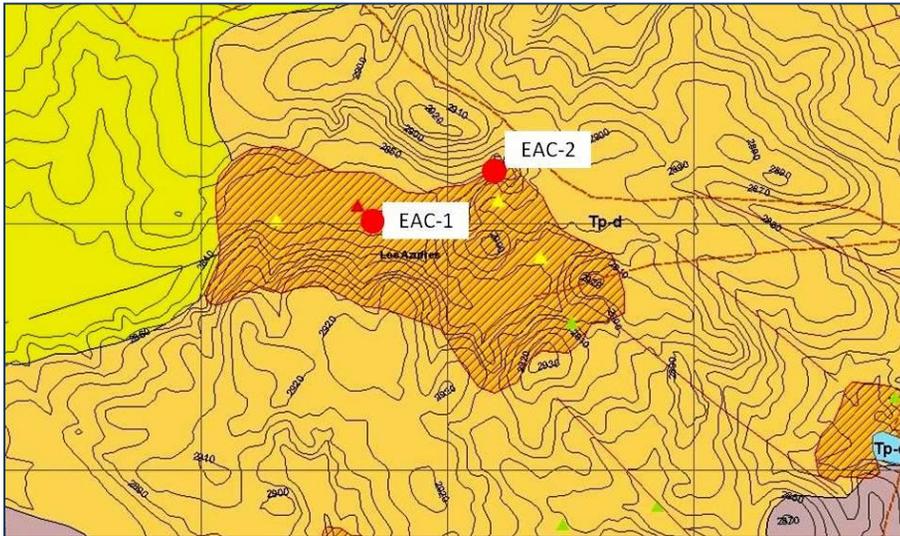


Fig. 1. Ubicación de los pozos EAC-1 y EAC-2 del área de Acoculco.

La zona geotérmica de Acoculco, Pue., se localiza 85 km al noreste de la Ciudad de Puebla y 180 km de la ciudad de México, D.F. El área, que abarca una superficie de 1290 km² e incluye 39 manantiales, casi todos “fríos” (Tello-Hinojosa, 1994) y algunas emanaciones frías de CO₂ (mofetas), se ubica en la zona limítrofe entre el Cinturón Volcánico Mexicano y la Sierra Madre Oriental (Fig. 1). Esta zona, constituida por rocas volcánicas terciarias y cuaternarias, incluye dos áreas de interés alteradas hidrotermalmente por fluidos de tipo ácido sulfatado. Las áreas son:

Los Azufres-El Potrero Colorado y La Alcaparroza y están asociadas a estructuras NW-SE, si bien en la región la red estructural es muy compleja incluyendo casi todas las orientaciones (Rocha-López *et al.*, 2006). Además, se caracteriza por ser el único campo geotérmico en México que presenta manifestaciones termales muy peculiares, ya que carece de termalismo evidente. La manifestación más caliente tiene apenas 49°C y se ubica a unos 18 km al SE de Los Azufres-El Potrero y La Alcaparroza, ya en la parte sedimentaria de la Sierra Madre Oriental (Rocha-López *et al.*, 2006). Como podrá inferirse, esta manifestación está bastante distante del sitio donde se perforaron los dos pozos exploratorios, a saber, el EAC-1, perforado en 1995, y el EAC-2, perforado en 2008, este último objetivo de este estudio.

2. Estudios previos

Los estudios de exploración geotérmica que incluyen reconocimientos preliminares de geología, geofísica y geoquímica de la zona geotérmica en cuestión se remontan a la década de los 80. En 1994 se elaboró un estudio geoquímico que aunque no daba cuenta exacta de la evolución del sistema (Tello-Hinojosa, 1994) sí contaba con las bases para llevar a cabo esta tarea, e incluso ya era una advertencia para calibrar las expectativas de la zona. Para la realización del estudio de geoquímica a detalle se muestrearon en total 39 manantiales, cuyas temperaturas superficiales varían de 13°C a 49°C (Tello-Hinojosa, 1994). A continuación se discuten sucintamente los puntos más importantes de dicho estudio.

a) Los fluidos ubicados dentro de la zona de Acoculco son de tipo sulfatado-ácido y se originan por la mezcla de H₂S de origen geotérmico con H₂O superficial (Fig. 2, Tello-Hinojosa, 1994). Cuando estos fluidos reaccionan con la roca circundante a temperaturas cercanas al punto de ebullición originan que se altere a caolinita, sílice residual, sulfuros, azufre nativo, etc. La baja temperatura actual de los manantiales hace suponer que ya no están reaccionando con la roca circundante.

b) La composición química de los gases de la zona de Acoculco corresponde a la esperada en un ambiente geotérmico, debido a que el CO_2 , es el más abundante. La temperatura máxima estimada por medio del geotermómetro de gases es de 173°C y corresponde al manantial de La Alcaparroza (M14).

c) La composición isotópica del agua de los manantiales para las muestras de Los Azufres (M21 y M23) que se ubican también dentro de la zona de Acoculco presenta un enriquecimiento en oxígeno-18 producto de la interacción agua-roca a altas temperaturas. El resto de los manantiales presenta una composición isotópica característica de agua de origen meteórico.

d) De la relación entre el Log K/Ca versus el Log K/Mg en la que también se incluye la temperatura K/Mg y la presión parcial del CO_2 (P_{CO_2} , Fig. 2) se deduce de manera simple que el sistema es de roca dominante, es decir, la roca predomina sobre el fluido, y se encuentra muy cerca del equilibrio total. Esto ocurrirá cuando la interacción agua-roca está por fenecer o ha fenecido. Los dos pozos que se perforarían posteriormente, corroborarían esta predicción.

Es de recordar que hoy en día los manantiales son fríos, y las emanaciones de gas también. Sin embargo, en un pasado geológico no muy remoto fueron muy calientes si se toma en cuenta que el remanente reactivo es una vasta alteración hidrotermal de tipo ácido sulfatada representada por la existencia de una fuerte caolinización, silicificación (sínter) y oxidación, asociados con la precipitación de sulfosales, pirita y azufre nativo. Evidentemente este tipo de alteración ocurrió a temperaturas muy cercanas al punto de ebullición del fluido geotérmico, a presión atmosférica e incluso a mayor temperatura un poco debajo de la superficie. Para este tipo de reservorios se ha acuñado el término *kaipohan* (Bogie *et al.*, 1986) sin que ello conlleve *per se* el hecho de que sean rentables.

A pesar de ello el interés geotérmico del área se ha basado, con mucho, en la existencia de la emanación de gases de origen magmático, tales como CO_2 , H_2S , H_2 , y He , N_2 , Ar , Ne , así como la alta concentración isotópica de He en los manantiales de Los Azufres ($3\text{He}/4\text{He} = 8.5$) considerada como una de las más altas del Cinturón Volcánico Mexicano, lo que ha sugerido un alto potencial geotérmico que vale la pena explorar (Rocha-López *et al.* 2006).

3. Pozo Acoculco 1 (EAC-1)

En 1995 se perforó el pozo EAC-1 en la zona de Los Azufres-El Potrero Colorado, cuyos resultados fueron realmente preocupantes porque aunque la temperatura era muy atractiva (260°C a 1500 m de profundidad) la permeabilidad era literalmente nula: un binomio muy común en la exploración geotérmica. En la Figura 3 se observan la distribución de la temperatura y la presión con respecto a la profundidad, tanto para el pozo EAC-1 como para el EAC-2, que se discutirá más adelante.

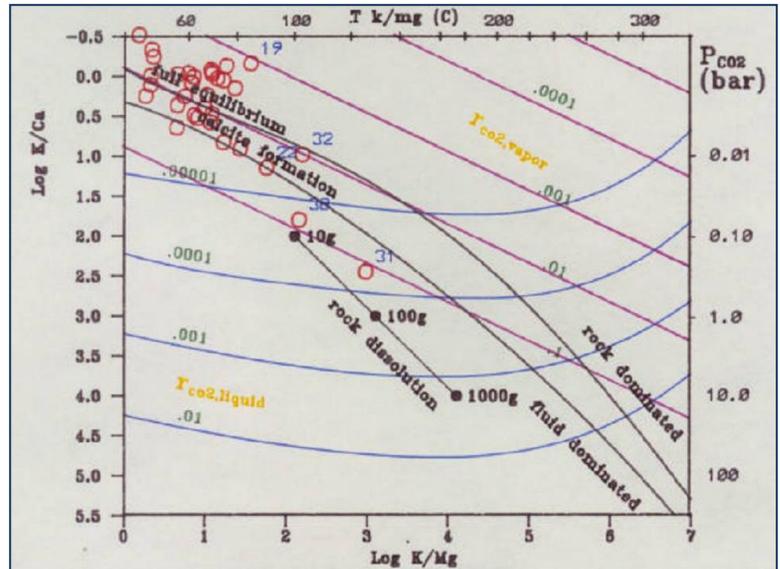


Fig. 2. Log K/Ca versus el Log K/Mg para muestras de fluidos de la región de Acoculco, Pue. (Tello-Hinojosa, 1994)

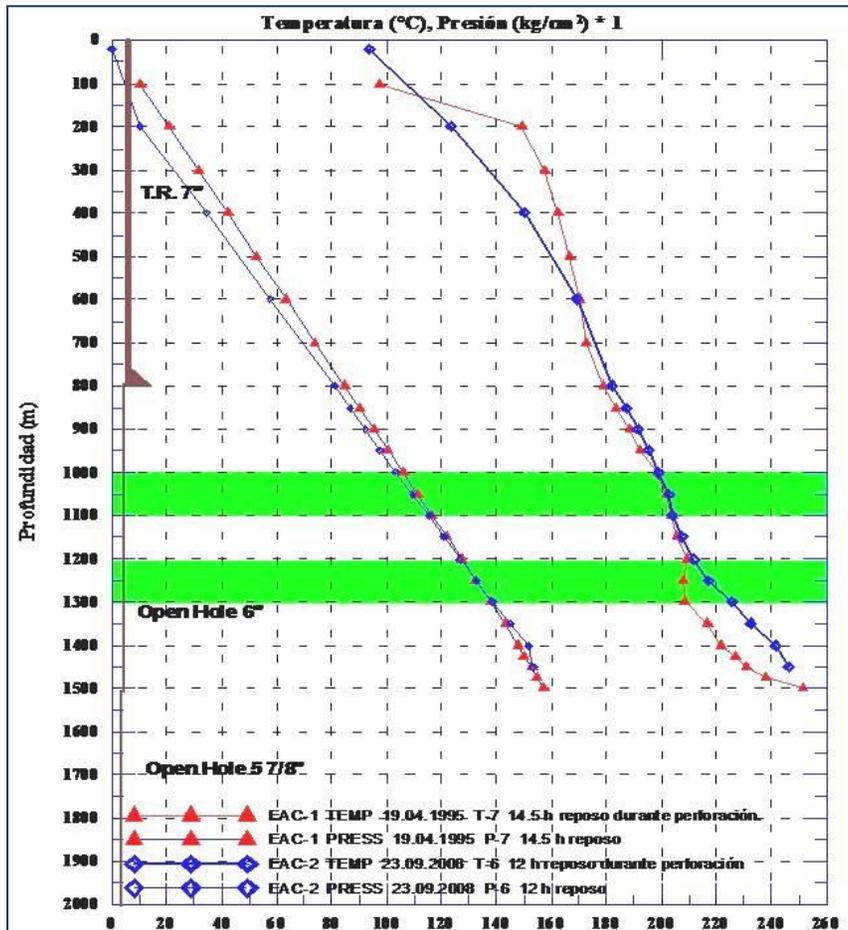


Fig. 3. Presión y temperatura en los pozos EAC-1 y EAC-2. Obsérvese que en ambos pozos la presión corresponde a una columna hidrostática y las temperaturas, muy parecidas, se ajustan a regímenes conductivos. Ambos pozos están ubicados casi a la misma altitud: entre 2840 y 2850 msnm.

con el objetivo de interceptar un cruce de los sistemas estructurales E-W, NW-SE: Chignahuapan y NE-SW, a partir de los 900 m de profundidad, con lo cual la zona de interés se definió entre los 900 y los 1900 m. Durante su perforación se obtuvieron 183 muestras de canal colectadas a intervalos de 10 m mismas que fueron analizadas bajo el microscopio petrográfico con el fin de:

- Caracterizar los rasgos mineralógicos primarios y texturales de las rocas.
- Caracterizar la mineralogía hidrotermal y así poder interpretar el fenómeno hidrotermal con miras ingenieriles. En este rubro se determinaron parámetros como: temperatura e historia térmica, permeabilidad, pH, presión, ebullición (o flasheo), etc.

5. Petrografía primaria en el pozo EAC-2 (unidades litológicas): breve historia geológica

Las unidades litológicas encontradas y descritas petrográficamente se distribuyen de la siguiente manera:

De 2 a 340 m de profundidad el intervalo es una secuencia de rocas ácidas o silíceas fuertemente alteradas por fluidos hidrotermales. Se trata de ignimbritas vítreas desvitrificadas y fuertemente alteradas, dacitas alteradas e incluso rocas menos ácidas como andesitas, también fuertemente alteradas. Debido a la enorme intensidad de alteración de este intervalo las texturas son relictas y por lo tanto sólo fueron inferidas.

Las características petrológicas de las rocas atravesadas por este pozo se proveen en la Tabla 1 (Rocha-López *et al.*, 2006).

4. Pozo Acoculco 2 (EAC-2)

La ubicación de este pozo, que dista del EAC-1 unos 500 m hacia el NE (Fig. 1), se fundamentó en minuciosos levantamientos de geología estructural, principalmente en la zona del pozo EAC-1, es decir, en la zona de Los Azufres-Potrero Colorado. También se propuso otra localización en la zona de La Alcaparroza para la perforación futura, si así fuese, del pozo EAC-3. Con la recopilación e integración de datos de campo y la elaboración de estereogramas se puede establecer la presencia de cuatro sistemas estructurales dentro de las zonas termales de Los Azufres-Potrero Colorado y La Alcaparroza, estructuras que crean las condiciones favorables de permeabilidad, que sin lugar a dudas controlan el flujo de los fluidos termales a profundidad (Rocha-López *et al.*, 2006).

El pozo EAC-2 se perforó a 1900 m,

De 350 a 450 m de profundidad se atravesó un paquete sedimentario del Cretácico constituido por rocas calcáreas arcillosas y limolíticas cuya apariencia esquistosa es muy rara quizá porque se encuentran en el borde de la influencia del cuerpo intrusivo, es decir en el borde de la aureola de metamorfismo, además de que están afectadas por el hidrotermalismo reciente. En todos los casos las arcillas montmorilloníticas están recristalizadas por el metamorfismo de contacto originado por el intrusivo más profundo y por el hidrotermalismo reciente. En algunos especímenes se observó la alternancia de calcita recristalizada con arcillas sedimentarias tipo hidrotermales (Tabla 2).

Profundidad	Litología	Mineralogía	Origen	Alteración
0-130m. Textura piroclástica	Toba vitrea dacítica alterada	Vidrio, feldespato potásico, líticos de dacita.	Freatomagmático Explosivo freático.	Arcillas, calcita cuarzo, pirita
50-150m	Sistema Falla	Chignahuapan	NW-SE	
140-200m Textura holocristalina microporfídica	Dacita microporfídica matriz microfítica	Fenocristales de oligoclasa, en una matriz microfítica, feldelato, plagioclasa, y cuarzo.	Volcanismo efusivo	Arcilla, calcita, pirita, cuarzo y hematita.
210-230m Textura piroclástica.	Ignimbrita dacítica	Vidrio, fragmentos cristales y roca	Base de formación brechosa. Explosivo.	Oxidación rojiza
240-390m	Riodacita porfídica y microporfídica.	Cuarzo, feldespato potásico y plagioclasa. Holocristalina	Volcánico a subvolcánico Explosivo.	Cuarzo, calcita arcillas, pirita hematita.
400-790m	Pórfido riodacítico. grano fino. 740m metamorfismo incipiente	Oligoclasa-andesina, ortoclasa y cuarzo.	Subvolcánico. Domo Pórfido Riodacítico	Disminuye alteración. A partir de los 580m Óxidos
790-1660	Skarn calcáreo. Mezcla calcita, micrita, microespatita, espatita, y fragmentos de pórfidos riodacíticos y cuarzo. Aplitas.	FACIES Calcárea: 790-900m.: calcita, cuarzo, microespatita, micrita Granate: 910-1010m. Diopsida-epidota (1010-1200m) Mármol: 1210-1290m Diopsida-epidota	Metamorfismo Contacto (termal). De carácter local	Sobreposición de eventos metasomáticos. Wollastonita, reacción del $\text{SiO}_2 + \text{CaCO}_3 \rightleftharpoons \text{CaSiO}_3 + \text{CO}_2$

Tabla 1. Petrografía del pozo EAC-1 (Rocha-López et al., 2006).

De 450 a 1580 m de profundidad se presenta el cuerpo metamórfico de contacto propiamente dicho (Tabla 2). Se trata de un hornfels de calcita-wollastonita-granate-cuarzo y diópsida de textura granoblástica que se originó por metamorfismo de contacto de rocas calcáreo-silíceas (por ejemplo calizas arenosas, pero no margas). El metamorfismo de contacto se genera por la influencia calorífica de la roca intrusiva en la roca calcárea encajonante y de los cuerpos diasquísticos de cuarzomonzonita porfídica (véase adelante). A partir de 470 m de profundidad se detectaron con bastante frecuencia unos cuerpos intrusivos cuarzomonzoníticos de textura porfídica (probablemente corresponden a las mal clasificadas riodacitas del pozo EAC-1 que aparecen a 400 m, ver Tabla 1) cuyos minerales contienen abundantes inclusiones de vapor del estadio neumatolítico-magmático, pero no del hidrotermal reciente. Las fases mineralógicas máficas (como la hornblenda) de estas rocas están ausentes debido a procesos de alteración hidrotermal. Estos cuerpos cuarzomonzoníticos están relacionados genéticamente con el granito subyacente y fueron derivados de él por diferenciación magmática e inyectados en forma de sills o láminas (a través de los planos de estratificación) y/o diques (a través de fallas o fracturas). Una roca ígnea con estas características se denomina diasquística, es decir, tiene una composición diferente a la del plutón del cual se deriva.

En términos de diferenciación magmática, se podría especular respecto a la incongruencia genética de un cuerpo ígneo relativamente más básico (la cuarzomonzonita) sobreyaciendo a su magma madre menos básico (el granito). Los fenómenos de diferenciación magmática son muy complejos y, paradójicamente, muy versátiles, de tal suerte que pueden facilitar la explicación: aun no bien estático el cuerpo magmático, es decir, aun en ascenso, y por lo tanto no bien diferenciado, intrusionó a las rocas más someras con una composición cuarzomonzonítica. Ya después, estacionado, evolucionó a granito.

Así, estos cuerpos cuarzomonzoníticos fueron inyectados desde el granito subyacente durante su etapa neumatólica adquiriendo incluso texturas cuasi-fluidales al alojarse en la caliza a través de planos de estratificación o fallas o fracturas quebradizas que no se difundieron más arriba por la naturaleza arcillosa y menos quebradiza del paquete previo, es decir de las rocas calcáreo-lutíticas (350-450 m), o simplemente por falta de ímpetu del líquido magmático intrusivo.

Profundidad (m)	Descripción petrográfica simplificada	Observaciones
2-340	Ignimbritas, dacitas y andesitas de rasgos primarios relictos por exceso de alteración.	Vulcanismo terciario-cuaternario e hidrotermalismo reciente.
350-450	Calizas lutítico-limolíticas metamorfizadas y alteradas.	Borde del cuerpo metamórfico de contacto cretácico sin intrusiones diasquísticas salvo en la parte superior.
450-1580	Hornfels de calcita-wollastonita-granate y diópsida intrusionado por cuerpos cuarzo-monzoníticos y micrograníticos	Metamorfismo de calizas silíceas del Cretácico producido por el intrusivo subyacente y por abundantes cuerpos diasquísticos cuarzo-monzoníticos y por microgranitos.
1580-1900	Granito de hornblenda intrusionando a las calizas. Contiene fragmentos de hornfels derivados de las calizas asimiladas.	Granito post-cretácico o cretácico.

Tabla 2. Unidades litológicas y evolución simplificada en el pozo EAC-2.

La ausencia de un zoneamiento metamórfico de contacto gradual a partir de la aparición de las rocas calcáreas (350 m) y en cambio una súbita aparición del hornfels de calcita-wollastonita-granate-diópsida (450 m), cuya mineralogía pertenece a una zona de alto grado de metamorfismo de contacto, se debe a la presencia de los cuerpos diasquísticos. El intervalo comprendido entre 1130 y 1590 m está cubierto por las mismas rocas metamórficas de contacto de tipo hornfels pero ahora atravesadas por rocas graníticas de grano muy fino (microgranitos). Estrictamente hablando ya no es un cuerpo diasquístico porque su composición es la misma que la del granito del cual se deriva y que la subyace, aun cuando su emplazamiento sea similar a las cuarzomonzonitas de más arriba. La roca microgranítica también se inyectó en los planos de fallas o en fracturas asociadas y debe de ser la parte marginal del cuerpo intrusivo granítico propiamente dicho, que fue encontrado a mayor profundidad (1580 m). Su enfriamiento brusco en ese espacio relativamente reducido le ha conferido ese tamaño tan fino de grano, casi como el de una riolita o riolacita microcristalina. Estas rocas tampoco muestran la fase máfica (Tabla 2).

De 1580 a 1900 m de profundidad se cortó el cuerpo intrusivo (Tabla 2). Es una roca de textura granular alotriomórfica constituida por feldespato potásico, hornblenda muy abundante y reactiva con el feldespato circundante y cuarzo, mostrando una gran variedad de texturas como la gráfica, mirmequítica, micropegmatítica, etc. Estas rocas contienen abundantes trozos de caliza que al ser asimilada se metamorfizó y dio como resultado el susodicho hornfels. En este paquete, como es de esperarse, desaparecen los cuerpos diasquísticos, pero la evidencia de fallamiento de acuerdo a la identificación de texturas cataclásticas continúa vigente.

La Orogenia Laramide desarrollada a finales del Cretácico y a principios del Terciario deformó a las rocas calcáreas marinas depositadas en los mares mexicanos mesozoicos, que de hecho predominaban en el territorio. De manera concomitante, las rocas fueron intrusionadas por cuerpos plutónicos silíceos o ácidos que dieron lugar a metamorfismo de contacto en sus bordes o aureolas y a la mineralización terciaria. El primer fenómeno ocurrió en el pozo pero el segundo no, aunque en el área está presente. Después, ya durante

el Plioceno, se formó el Cinturón Volcánico Mexicano originando grandes centros eruptivos y sus sistemas hidrotermales asociados cuya vigencia es hasta el presente, como el caso del hidrotermalismo de Acoculco.

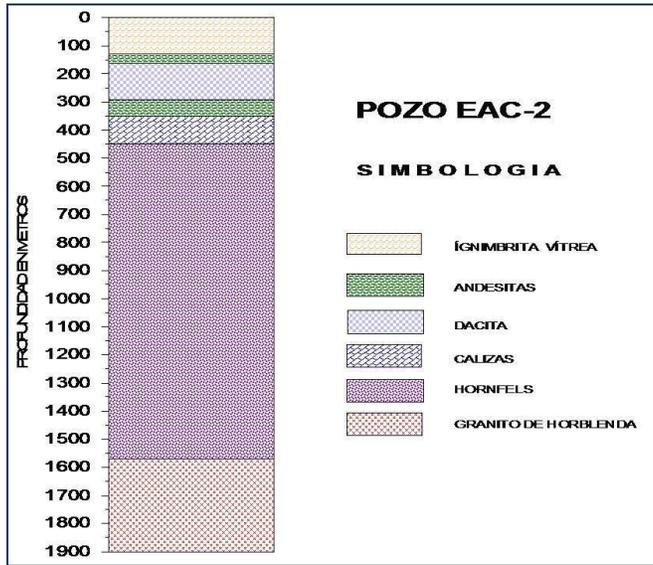


Fig. 4. Columna litológica basada en estudios microscópicos del pozo EAC-2.

La Figura 4 es la columna litológica del pozo EAC-2, basada en estudios petrográficos.

6. Mineralogía hidrotermal e interpretación en el pozo Acoculco-2 (EAC-2)

Los minerales hidrotermales encontrados en las rocas cortadas por el pozo EAC-2 y su distribución porcentual relativa se muestran en la Figura 5. Las asociaciones y su evolución se explican enseguida.

El paquete de rocas silíceas más somero está fuertemente alterado a cuarzo+pirita+arcillas de tipo caolínico hasta la profundidad de 190 m. Esta alteración se debe a fluidos generados por vapores ricos en H_2S mezclados con agua meteórica, es decir, se ha originado en la zona vadosa a temperaturas de al menos $100^\circ C$. A partir de 200 m hace su aparición la

calcita, para hacerse omnipresente a lo largo del pozo, lo cual significa que, a partir de ahí, inicia la zona bifásica, todavía en las rocas más recientes. Las arcillas gradualmente se transforman en montmorillonita sola o en montmorillonita/illita interdigitadas o bien en illita sola.

A partir de 390 m de profundidad aparece la anhidrita si bien desaparece a 520 m y después ya es muy esporádica su presencia. La wairakita sólo se detectó a 640, 650 y quizá a 990 m de profundidad. El cuarzo hojoso (*bladed*), que es una típica evidencia de ebullición, se encontró en las siguientes profundidades: 670, 710, 1160, 1170, 1190, 1200 y 1210 m, asociados a fallas mineralizadas y por lo tanto activas.

La epidota asociada a calcita+cuarzo=pirita aparece a 70 m pero en los cuerpos diasquísticos cuarzomonzoníticos que intrusionan al hornfels y que están comúnmente asociados a fallas. En la medida que desaparecen los cuerpos cuarzomonzoníticos o micrograníticos desaparece la epidota al grado de que en el intrusivo granítico sólo se presenta en fallas activas, predominando la asociación calcita+pirita.

El único mineral verdaderamente omnipresente y abundante es la pirita (PY) que muy a menudo se observa como post-impresiones (*overprints*) de otros minerales férricos tanto primarios como hidrotermales (como es el caso de la epidota. También se le encuentra diseminada con profusión y de manera fortuita sin aparente conexión con otros minerales. Esto se debe a que algo de H_2S líquido puede estancarse en algunas oquedades y así reaccionar con el hierro de algunos minerales para dar lugar a la formación de pirita. Su presencia, por lo tanto, no siempre es indicativa de buena permeabilidad ya que puede derivarse de un fluido tardío quizá remanente y estancado que reacciona de manera aislada con algún mineral férrico primario o incluso secundario, en cuyo caso muy a menudo se encontraría reemplazada por pirrotita.

Así la alteración hidrotermal que está representada por calcita+cuarzo+pirita+epidota cristalina y esporádicamente anhidrita, se ha originado en el microgranito y a través de los planos de falla que son abundantes. De esta manera el hornfels sufrió una incipiente alteración hidrotermal. Es decir, primero se inyectó el granito en las fracturas del hornfels y después sufrió la alteración hidrotermal referida debido a la reacción de sus minerales primarios con los fluidos hidrotermales actuales que aprovecharon la permeabilidad generada por los sills o diques al haberse contraído por enfriamiento. Lo que quería decir que

la cuarzomonzonita, el microgranito, y por supuesto las fallas activas son la clave de la permeabilidad por su asociación genética con fallas, fracturas y planos de estratificación.

También se observó granate hidrotermal a 960, 1010 y 1020 m de profundidad asociado a calcita+cuarzo+pirita+epidota. Este mineral es uno de los minerales calcosilicatados de mayor temperatura (>300°C) en los ambientes hidrotermales donde ya el liquido está casi ausente y el tenor CaO es predominante.

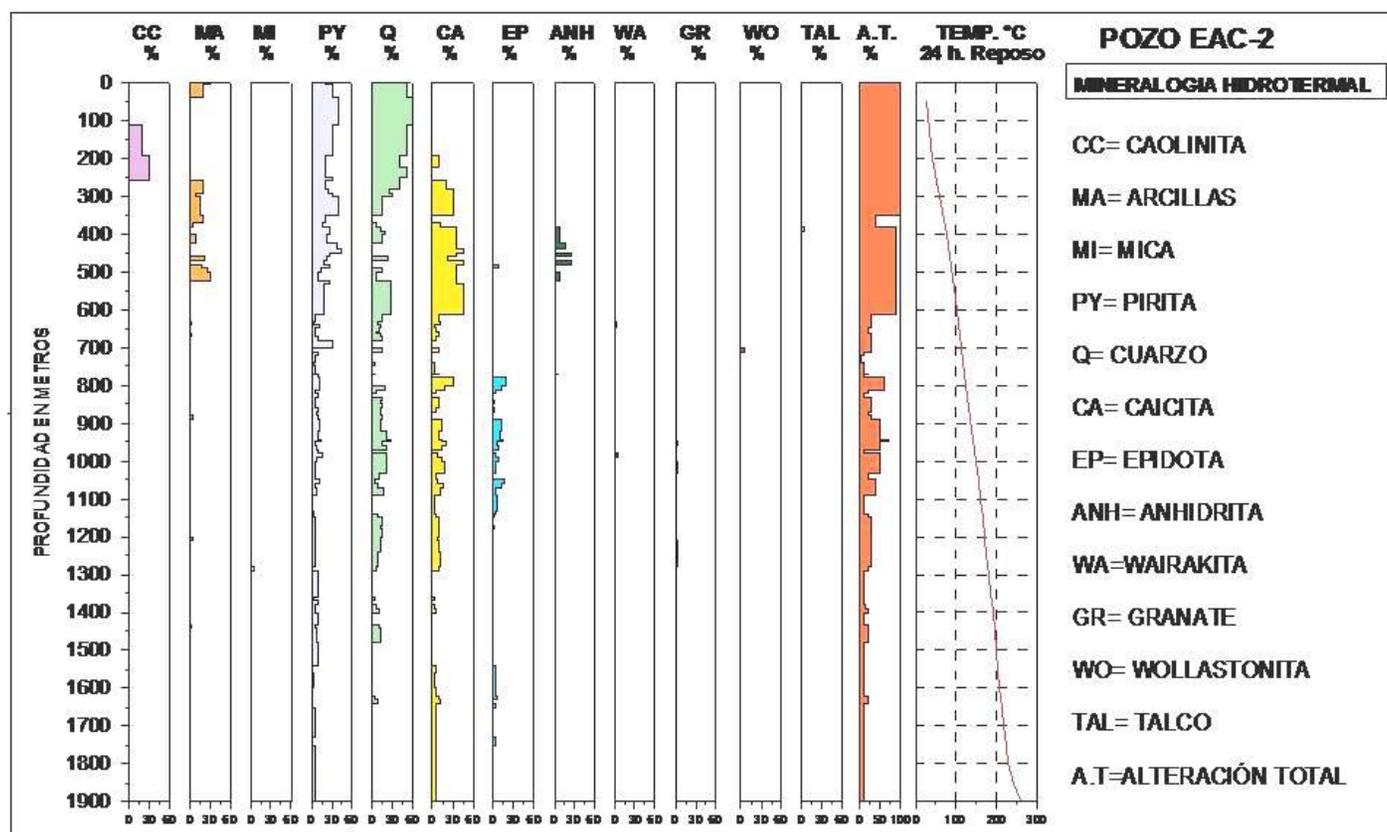


Fig. 5. Distribución porcentual y gradual de la mineralogía hidrotermal, analizada microscópicamente, y de las temperaturas (24 horas de reposo) contra la profundidad en el pozo EAC-2.

La presencia contradictoria de eventos de alta permeabilidad, como la ebullición, con eventos de baja permeabilidad, como los *overprints* de pirita y el granate, podría significar que las condiciones han cambiado y que el área se ha autosellado, es decir, se ha reducido significativamente su permeabilidad.

Los minerales más recientes como los *overprints* de pirita y el granate podrían estarse formando por fluido remanente de baja movilidad y de condiciones diferentes al original, rico en H₂S y en CaO. En respuesta a este fenómeno se podrá verificar que el perfil de temperaturas medidas (Fig. 5) presenta una disminución promedio de unos 150°C con respecto a las esperadas por las isograsas de la primeras ocurrencias tanto de epidota como de granate.

En la Tabla 3 se simplifica la interpretación basada en la presencia de los minerales hidrotermales encontrados en el pozo EAC-2.

7. Conclusiones

La alteración hidrotermal superficial del sistema geotérmico de Acochulco, Pue., específicamente donde se han perforado los dos pozos EAC-1 y EAC-2, es ácido-sulfatada en la descarga (*up-flow*), debido a la separación de H₂S desde la zona bifásica que al mezclarse, o no, con fluido meteórico ha producido minerales como arcillas caoliníticas, cuarzo calcedónico y pirita, entre otros. Probablemente el área fue muy activa superficialmente en vapor y gases (fumarolas) desprendidos desde abajo y mezclados con agua meteórica, lo cual dió como resultado la vasta alteración hidrotermal superficial detectada incluso a la profundidad de 200 m. Lamentablemente no se cuenta con un mapeo preciso de las zonas alteradas como tampoco se tiene una caracterización mineralógica de las mismas. La importancia de tales tareas radica en que las zonas alteradas representan los “puntos” de descarga (*up-flows*) del yacimiento que se ubica directamente debajo, y cerca, de estos. Su caracterización junto con la geoquímica contribuye al conocimiento de la evolución del sistema.

Mineral o asociación	Litología y profundidad	Interpretación
Q+PY+CC+CL/SM	Ignimbritas, dacitas y andesitas de rasgos primarios relictos por exceso de alteración. Hasta 200 m.	Zona vadosa, fluido ácido-sulfatado. La presencia de CL/SM indica neutralización del fluido pero puede ser meteórica. Constituye una capa sello que detuvo el fluido bifásico remanente hasta antes de la perforación.
Pirita en <i>overprints</i>	Casi en toda la columna.	Fluido tardío rico en H ₂ S probablemente estancado, o de movilidad restringida, reactivo con hierro de otros minerales. Oxidada a menudo por ebullición.
Calcita- <i>in</i>	Idem, 200 m.	Inicio de zona bifásica sódico-clorurada. Ebullición eventual.
Anhidrita	A partir de 390 m. Véase descripción petrográfica.	Reacción H ₂ S con H ₂ O por ebullición. Puede oxidar a la pirita previa (?).
Q <i>bladed</i>	670, 710, 1160, 1170, 1190, 1200, y 1210 m	Ebullición en el momento de su formación.
Wairakita	640, 650 y quizá a 990 m.	Idem, fluido sódico clorurado de neutro a ácido. Temperaturas > 230°C.
Epidota cristalina	A partir de 490 m, y después variable pero en los cuerpos diasquísticos y en fallas activas.	Fluido sódico clorurado de neutro a ácido. Temperaturas > 250°C.
Granate	960, 1010, 1020, 1220 y 1230	Fluido sódico clorurado alcalino rico en CaO. Reacción anhidra. Temperatura > 300°C

Tabla 3. Principales minerales hidrotermales en el pozo EAC-2 e interpretación.
Claves: Q=Cuarzo, PY=Pirita, CC=Caolinita, CL=Clorita, SM= Smectita.

Esta alteración tan intensa ha confeccionado una potente capa sello que detuvo el remanente y quizá exiguo fluido bifásico profundo hasta antes de la perforación del pozo. Una característica típica de esta detención del flujo a expensas de la susodicha capa sello es la formación de la brecha hidrotermal detectada a 300 m de profundidad. Hoy en día, sin embargo, el fenómeno de interacción agua-roca a nivel superficial y también profundo, parece no estar vigente debido a que los manantiales son “fríos”. Esto significaría que los gases geotérmicos arriban a la superficie solos y fríos (de ahí la formación de mofetas en el lugar), es decir, sin vapor lo que conlleva que los acuíferos superficiales meteóricos ya no se calienten y no reaccionen con el H₂S. Vale decir que estas características conceptuales encajan muy bien con las de los denominados *kaipohanes* sin que esto signifique que son sistemas hidrotermales activos y por lo tanto rentables, desde el ángulo netamente hidrotermal, como ya se apuntó.

Después de 200 m de profundidad la alteración es de tipo clorurada sódica supeditada en general, en términos de flujo, a la permeabilidad generada por el emplazamiento de los cuerpos cuarzomonzoníticos y micrograníticos en la caliza, ahora hornfels, junto con las fallas asociadas. Y esto es más obvio cuando se verifica la vigencia de actividad de estas últimas por la presencia de minerales hidrotermales deformados debido al efecto de cizalla de la falla. En el cuerpo granítico la alteración es muy reducida y está ligada sólo a fallas activas. Por ejemplo (pero no únicamente), después de 1740 m (ya en el granito) se identifico epidota deformada alojada en fallas.

El zonamiento hidrotermal relativamente caótico (sin una progresividad evidente) por la heterogeneidad geohidrológica del medio rocoso alcanzó temperaturas tan altas como de 250°C (epidota) a partir de 400 m y de más de 300°C (granate) desde 900 m. La actividad tectónica provocó una importante estimulación de la permeabilidad lo que trajo como consecuencia una intensa ebullición y entoces un brusco depósito de minerales con la consecuente reducción de la permeabilidad. La presencia de cuarzo hojoso y de wairakita representan la ebullición (entre 670 y 1210 m de profundidad) en tanto que la pirita en *overprints* y el granate podrían representar el fluido remanente de flujo restringido ya en la etapa final de la actividad hidrotermal.

La pirita oxidada y asociada a calcita es síntoma de ebullición y los pseudomorfos de pirita según pirrotita son consecuencia de la reducción de la permeabilidad. Estos últimos no fueron verificados pero se podrían identificar con un estudio mineragráfico. La primera ocurrencia de epidota franca a ~400 m de profundidad, que representa temperaturas de 250°C comparada con la temperatura medida que es de ~100°C, implica *grosso modo* un enfriamiento de unos 150°C, que ciertamente no significa nada (desde la perspectiva de los EGS) si se toma en cuenta que el área tiene conexión con cuerpos magmáticos en enfriamiento (según lo dicta la emanación de gases), aunque el sistema hidrotermal no se haya restablecido o reciclado por las características mecánicas de la roca y seguramente porque el plutón en enfriamiento ya no se mueve hacia arriba (?). En otras palabras, el sistema hidrotermal parece poco longevo aunque el termalismo profundo parece muy atractivo.

La gráfica de la Figura 2 era una infalible alerta de que las condiciones hidrotermales del subsuelo se encuentran en su etapa climáctica: la mayoría de los manantiales se encuentran muy cerca de la región de roca dominante (es decir, la roca predomina sobre el fluido y así el régimen ya no es convectivo), además la presión parcial del CO₂ es muy baja y se ha formado calcita, seguramente la fase sellante más abundante.

Pero el hallazgo de epidota deformada en fallas es una evidencia de tectonismo activo del área y este rasgo podría servir de base para una estimulación de la permeabilidad en el pozo a través de un frente de agua fría, abriendo así la posibilidad de la explotación de un sistema geotérmico mejorado (EGS, por sus siglas en inglés). No exactamente del tipo de roca seca caliente (*hot dry rock*) porque en el caso de Acoculco, las estructuras no están del todo ausentes y podrían, presumiblemente, estimularse. En este punto, conviene considerar las características petrofísicas de las rocas tales como resistencias, conductividad térmica, etc. De ser posible valdría la pena experimentar con modelos reales con el fin de verificar la verdadera vulnerabilidad de las rocas del yacimiento a ser fracturadas (*cracked*) por inyección de agua fría. En este renglón es preciso recalcar que la naturaleza ya no alcanzó este cometido.

Las condiciones térmicas y litológicas de los dos pozos perforados en el área (EAC-1 y EAC-2) son muy similares, salvo la enorme discrepancia litológica (por ejemplo, obsérvese la profundidad de la roca metamórfica: skarn en el EAC-1 y hornfels en el EAC-2) muy a pesar de su cercanía y de la inexistencia de desplazamiento vertical entre ambos. Para tal situación, convendría revisar las secciones delgadas del pozo EAC-1.

Agradecimientos

Se agradece al ingeniero J. Guadalupe Gómez López del Departamento de Exploración de la GPG/CFE la elaboración de las figuras 4 y 5.

Referencias

- Bogie, I., J.V. Lawless and J.B. Pornuevo, 1986. Kaipohan: An apparently nonthermal manifestation of hydrothermal systems in the Philippines. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, Vol. 31, No. 3-4, pp. 281-292.
- Rocha-López, S., E. Jiménez-Salgado y H. Palma-Guzmán, 2006. Propuesta para dos pozos exploratorios en el proyecto geotérmico de Acoculco, Pue. CFE, informe interno No. OGL-ACO- 03/06. Inédito.
- Tello-Hinojosa, E., 1994. Química de los fluidos hidrotermales de la zona geotérmica de la caldera de Acoculco, Pue. CFE, informe interno No. GQ-013/1994, Octubre/1994. Inédito.

Impactos económicos, ambientales y sociales del desarrollo geotérmico y del ahorro y uso eficiente de la electricidad en Baja California, México

Héctor E. Campbell R.¹, Gisela Montero A.¹, y Alejandro A. Lambert A.²

¹Instituto de Ingeniería, UABC, ²Facultad de Ingeniería Mexicali, UABC. Correo: hecr@iing.mx1.uabc.mx

Resumen

Se presenta un ensayo de Planeación Eléctrica para Baja California, México, que incluye el diagnóstico de producción y consumo eléctrico 1994-2005, la prospectiva al año 2025 manteniendo las tendencias históricas, y la planeación sistémica al incidir en la prospectiva mediante acciones de ahorro y uso eficiente de la electricidad y el incremento de la participación de la geotermia. El diagnóstico indica que en 1998 la capacidad geotermoeléctrica representaba el 57%, y para 2004 el 73% estaba basado en gas natural, aumentando la dependencia energética. La generación cambió de una relación de 2 a 1 de vapor geotérmico a combustóleo hacia 1 a 1 de geotermia a gas natural. El costo unitario de energía del gas natural con una eficiencia de 50% es 24 veces el costo de la misma unidad de vapor geotérmico con 16% de eficiencia. Generar con combustóleo o gas natural en turbinas simples cuesta el doble que con gas natural en ciclo combinado, mientras que con vapor geotérmico cuesta tres veces menos. Al disminuir la participación geotérmica los costos de producción de electricidad se incrementaron para llegar en 2005 a 122.80 USD/MWh. La salida del combustóleo disminuyó las emisiones de SO_x de 4.16 kg/MWh a 0.19 kg/MWh. Los ciclos combinados con gas natural abatieron las emisiones relativas de NO_x y CO₂ en 30%, pero las 2.6 millones de toneladas anuales de CO_x no variaron significativamente. La geotermia evita que se quemaran anualmente 20 millones de barriles equivalentes de petróleo. La Prospectiva 2005-2025 implica para Baja California instalar 4500 MW adicionales para alcanzar 7200 MW. La matriz energética se transformará dependiendo más del gas natural que incrementará su participación del 60% al 86%. La geotermia disminuirá su participación en la capacidad instalada al 10%, eliminando su efecto amortiguador en el costo de producción. Las emisiones de SO_x se mantendrán en 2,200 toneladas por año (t/a) emitiéndose principalmente por la geotermoelectricidad, las de NO_x aumentarán de 6,000 t/a en 2005 a 24,000 t/a en 2025, y las de CO_x se incrementarán de 3.4 millones de t/a en 2005 a 12.7 millones de t/a en 2025. El costo de generación será afectado por los cambios en la matriz energética al predominar el uso del gas natural. En términos absolutos aumentará de 648 millones de dólares en 2005 a 2273 millones de dólares en 2025. El costo de generación dependerá en 70% del uso de gas natural. En la Planeación Sistémica las metas planteadas se orientaron a: a) reducir los usos propios en los procesos de generación, b) reducir los usos propios y las pérdidas en los procesos de transmisión y distribución, c) reducir la tasa de crecimiento del consumo del sector industrial, y d) incrementar la participación de la geotermia. Comparando la Planeación Sistémica con la Prospectiva, incrementar la geotermia en 500 MW aumenta las inversiones pero el balance por las exportaciones netas, bonos de carbono y disminución del consumo de gas natural indica un ahorro total de 11,000 millones de dólares y una disminución de 2.3 millones de toneladas de CO_x. Este crecimiento geotérmico combinado con las acciones de ahorro y uso eficiente de la electricidad resultó el plan mejor evaluado, con un ahorro total de 13,500 millones de dólares y una disminución de emisiones de 8.5 millones de toneladas de CO_x.

Palabras clave: Baja California, planeación sistémica, generación geotermoeléctrica, impacto ambiental, costos de generación.

Economic, environmental and social impacts of geothermal development, and energy savings and efficient use of power in Baja California, Mexico

Abstract

This essay of electrical planning for Baja California, Mexico, includes diagnosis of power production and consumption from 1994-2005, prospective to 2025 if historical trends are maintained, discussion of a systemic plan and its impact on the prospective through energy savings and energy efficient use, combined with an increase of the geothermal energy share. Diagnosis indicates that geothermal capacity in 1998 accounted for 57% of total electric capacity in Baja California, and by 2004 73% of this total electric capacity was based on natural gas, increasing energy dependence on fossil fuels. During this period, electric generation changed from a ratio of 2 to 1 (geothermal steam to fuel oil) to 1 to 1 (geothermal steam to natural gas). The unit cost of natural gas energy with an efficiency of 50% is 24 times the cost of the same unit of geothermal steam with 16% efficiency. Power generation, with fuel oil or simple cycle turbines firing natural gas, costs twice that of combined cycle turbines, while the costs are three times less with geothermal steam. In 2005, as a consequence of a minor contribution of geothermal energy to the power-generation total, production costs increased, reaching \$122.80 USD/MWh. The replacement of fuel oil, as power fuel, decreased the SO_x emissions from 4.16 kg/MWh to 0.19 kg/MWh. The combined-cycle fired by natural gas diminished the relative emissions of NO_x and CO₂ by 30%, but the 2.6 million tons of CO_x given off each year did not vary significantly. Using geothermal energy avoids burning 20 million barrels of oil equivalent annually. The Prospective 2005-2025 indicates Baja California requires the installation of an additional 4500 MW to reach 7200 MW. The energy portfolio will become more dependent on natural gas increasing its share from 60% to 86%. Geothermal energy will decrease its share in installed capacity to 10%, eliminating the damping effect on the cost of production. SO_x emissions will remain at 2200 tons per year (t/a), emitted mainly from geothermal-electric units. NO_x emissions will increase from 6000 t/a in 2005 to 24,000 t/a in 2025, and CO_x will rise from 3.4 million t/a in 2005 to 12.7 million t/a in 2025. The cost of generation will be affected by changes in the energy matrix, and the use of natural gas will predominate. In absolute values it will increase from \$648 million USD in 2005 to \$2273 million USD in 2025. The cost will depend on an use up to 70% of natural gas. The proposed goals of the Systemic Planning focused on: a) reduce own uses of electricity during generation, b) reduce electric own uses and electric losses during transmission and distribution, c) reducing the growth of electric consumption in the industrial sector, and d) increasing the share of geothermal energy. In a comparison of the Systemic Planning System with the Prospective, increasing in 500 MW the geothermal installed capacity will increase the investment cost, but the balance of net exports, carbon credits and reduced consumption of natural gas indicates a total savings of \$11 billion USD and a decrease of 2.3 million tons of CO_x. The geothermal growth combined with the saving and efficient electrical use was rated the best plan, with a total savings of \$13.5 billion USD and a decrease in emissions of 8.5 million tons of CO_x.

Keywords: Baja California, systemic planning, geothermal-electric generation, environmental impacts, power generation costs.

Introducción

En México la Secretaría de Energía (SENER) elabora anualmente prospectivas energéticas para períodos de 10 años relativas al sector eléctrico, petrolíferos, al mercado de gas natural y para el mercado de gas licuado de petróleo (SENER, 2004a, 2004b). En ellas realiza un pronóstico de las condiciones futuras sustentando las estimaciones en supuestos económicos elaboradas con base a modelos econométricos sectoriales y

estimaciones regionales donde las tendencias de cada sector productivo se estiman de acuerdo a las observaciones históricas registradas.

Algunas empresas de Estados Unidos utilizan metodologías integrales para desarrollar escenarios mediante una serie de ciclos anidados. Básicamente consisten en alimentar los resultados de la planeación del lado de la demanda a un proceso de diagnóstico de cargas, y este último recibe la información de análisis de precios para realizar la planeación de la capacidad a instalar y la planeación financiera. De la planeación del lado de la demanda se generan los programas del lado de la demanda, los cuales junto con la planeación del lado de la oferta cierran el ciclo con la planeación integrada de recursos (Dan Merilatt, 2004).

El Instituto de Ingeniería de la Universidad Autónoma de Baja California (UABC) ha adaptado diferentes enfoques de planeación estratégica y planeación energética para desarrollar una metodología sistémica, que incluye los impactos de las emisiones sobre el medio ambiente, del ahorro y uso eficiente de la energía así como el uso de fuentes renovables como la geotermia (Campbell, 2009).

Para el presente caso que analiza los impactos económicos, ambientales y sociales del desarrollo geotérmico y del ahorro y uso eficiente de la electricidad en Baja California, México, se trabaja con esta metodología utilizando referencias de estudios previos realizados (UABC/CFE, 1996; Campbell y Pérez, 2003).

Se establecen escenarios de referencia que reflejan la inercia de los comportamientos históricos actualizando las tendencias de variables como crecimiento de la población, número de usuarios, consumo por usuario, entre otras. Se busca estimar las ventas o consumos de electricidad esperados, realizando regresiones sobre la evolución histórica de cada sector en cada región geográfica definida para obtener la proyección a los próximos 10, 15 ó 20 años. Los resultados se comparan con los consumos por habitante incidiendo o regulando los crecimientos sobre todo en los sectores doméstico e industrial que son los que más impactan en el sistema.

Se evalúan los consumos anuales de la energía eléctrica, añadiendo los usos propios e internos del sistema eléctrico, así como las pérdidas de energía para obtener la energía eléctrica requerida. La relación de ésta con las horas del año permite estimar una demanda media de electricidad, y con el comportamiento histórico se determina la relación de la demanda media a la demanda máxima del sistema. La capacidad de generación eléctrica requerida se calcula considerando un porcentaje adicional sobre la demanda máxima para incluir los efectos del mantenimiento y de las fallas de unidades, comparando con la capacidad instalada para determinar la necesidad de instalar nuevas plantas y/o el intercambiar energía con otros sistemas.

Las emisiones de gases contaminantes atribuidas a la generación de electricidad se evalúan utilizando factores de emisión, adaptando en este caso los reportados en el documento de trabajo de la Comisión para la Cooperación Ambiental (Millar *et al.*, 2001) mismos que se basan en datos de la EPA-AP-42, el Instituto Nacional de Ecología, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y PEMEX. Con estos factores de emisión y los consumos de combustibles calculados para la generación de energía eléctrica, se estima la emisión de óxidos de azufre, óxidos de nitrógeno y óxidos de carbono, considerados como los principales contaminantes en la planificación eléctrica.

El costo de generación de electricidad está asociado al costo de los combustibles, a la eficiencia de conversión de su energía en electricidad y a la participación de los costos no asociados a estos combustibles. El costo de generación medio del sistema depende de la forma en que participe cada combustible y cada

tecnología en la generación eléctrica total anual. Los precios medios en cada tarifa y en el sistema se calculan relacionando los ingresos anuales (\$/año) obtenidos al volumen de ventas correspondiente (kWh/año).

Para realizar la prospectiva de Baja California al año 2025 si se mantienen las tendencias de los últimos 10 años, se hizo uso de regresiones con datos históricos, ya que la información requerida por los modelos econométricos y la existente disgregada por entidad, municipio, ciudad, y sector usuario, posee gran incertidumbre y no ha sido validada con trabajo de campo. Los estudios previos realizados con este procedimiento en 1996 y 2002 (UABC/CFE, 1996; Campbell y Pérez, 2003) no han diferido significativamente de los resultados de SENER reportados en las prospectivas nacionales.

La metodología sistémica utilizada para el desarrollo de la planificación eléctrica, enfoca la planificación eléctrica hacia la demanda, considerando los resultados de la prospectiva basada en la oferta como un marco de referencia si las condiciones actuales se mantienen. Sobre esta base se plantean metas, estrategias y mecanismos factibles y realizables para modular el crecimiento de la demanda y del consumo de energéticos. Se modula el crecimiento de la demanda y del consumo incidiendo selectivamente sobre usuarios clave en función de su impacto sobre el sector energético y sobre el desarrollo económico regional, mediante estrategias de ahorro y uso eficiente de la energía combinadas con la participación en los servicios del sector energético como cogeneración y autoabastecimiento, y ampliando las fuentes de financiamiento, por ejemplo bonos de carbón e innovación tecnológica, de tal forma que la planeación eléctrica y su implementación sea sistémica y participativa.

Propuestos los escenarios de referencia, en la planeación orientada a la demanda se evalúan los efectos técnicos, económicos y ambientales al introducir una serie de acciones de ahorro y uso eficiente de la electricidad tanto del lado de la oferta como del lado de la demanda y al diversificar las fuentes. Se evalúan las inversiones y costos asociados a las medidas propuestas, la factibilidad técnica y normativa, así como la económica considerando como fuentes de financiamiento los potenciales de ahorro, la disminución y/o el efecto de diferir inversiones, la disminución de emisiones al medio ambiente y la generación de recursos financieros adicionales en un mercado eléctrico más liberado.

Diagnóstico

La metodología descrita se aplicó para el desarrollo del diagnóstico, la prospectiva y los escenarios de la planeación sistémica, utilizando una serie de datos de referencia, de los cuales los más relevantes se reportan en la Tabla 1.

El costo del gas natural en el año 2000 fue de 4.96 USD/1000 pie³ (20.69 USD/Gcal) y en 2005 alcanzó un valor de 11.39 USD/1000 pie³ (47.55 USD/Gcal). Para la prospectiva y la planeación sistémica se tomó el valor de referencia que aparece en la Tabla 2 de 6.97 USD/1000 pie³ (29.09 USD/Gcal). El diagnóstico situacional de la producción y consumo de electricidad en Baja California, México, durante el período 1994-2005 está sustentado en datos de la Comisión Federal de Electricidad (CFE, 2005).

Se estimó que, en 2004, de 2652 MW instalados en Baja California sólo el 75% era capacidad efectiva (2000 MW), lo cual debería permitir enfrentar la demanda pico en un sistema aislado de la red nacional, pero con una demanda creciendo entre el 6% y 7% anual, en 10 de los 15 años analizados fue necesario importar energía de los Estados Unidos.

Al crecer la demanda se requirió más capacidad instalada. Esto combinado con las limitaciones del recurso geotérmico modificó significativamente la matriz energética, de tal forma que si en 1998 la capacidad instalada en geotermia representaba el 57%, para 2004 el 73% del sistema estaba basado en gas natural. Como consecuencia aumentó la dependencia energética de Baja California. En 1990 la geotermia contribuía con el 75% de la generación bruta y el combustóleo con el 25 %, pero para 1995 la geotermia disminuyó su participación al 63% y para 2005 la geotermia participó con el 40% y el gas natural con el 60% (ver Tabla 2).

Tecnología	Geotérmica	Ciclo Combinado GN	Turbogás Diesel	Ciclo Simple GN	Combustóleo
Eficiencia	0.1623	0.5	0.1657	0.418	0.315
Unidades	Gcal/ton	Gcal/m ³	Gcal/m ³	Gcal/m ³	Gcal/m ³
Poder Calorífico	0.66	0.00846	9.24	0.00846	9.96
Unidades	USD/Ton	USD/1000 pie ³	USD/bbl	USD/1000 pie ³	USD/bbl
Costo Unitario de Combustible	1.29	6.97	74.42	6.97	64.24
Costo Unitario de Combustible USD/Gcal	1.95	29.09	47	29.09	40.57
Costo No Asociado al combustible	0.614	0.15	0.86	0.392	0.3973
Unidades	kg/ton	kg/m ³	kg/m ³	kg/m ³	kg/m ³
Factor Emisión SO ₂	0.051	0.0000096	8.52	0.0000096	37.68
Factor Emisión NO _x	0	0.00376	2.88	0.00376	5.64
Factor Emisión CO ₂	8.46	1.92	2659	1.92	2910

Tabla 1. Datos base utilizados para el Diagnóstico, la Prospectiva y la Planeación Sistemática.

Año 2000						
Tecnología	Geotérmica	Ciclo Combinado GN	Turbogás Diesel	Ciclo Simple GN	Combustóleo	Total
Generación Bruta MWh	5,063,032	0	11,000	577,161	2,551,064	8,202,257
% de Contribución	62%	0%	0%	7%	31%	100%
Consumo Combustible Gcal	26,828,142	0	57,091	1,187,460	6,964,810	35,037,504
Costo del combustible USD	52,314,878	0	2,683,283	24,568,556	282,562,328	362,129,045
Costo unitario de generación USD/MWh	\$ 26.77	\$ 41.87	\$ 1,742.39	\$ 70.01	\$ 183.78	\$ 80.95
Costo de Generación Total USD	135,530,771	0	19,166,307	40,408,810	468,827,489	663,933,377
% de Contribución	20%	0%	3%	6%	71%	100%
Costo de Gcal Eléctrica USD/Gcal	\$ 31.13		\$ 2,026.04	\$ 81.41	\$ 213.69	\$ 94.12
Año 2005						
Tecnología	Geotérmica	Ciclo Combinado GN	Turbogás Diesel	Ciclo Simple GN	Combustóleo	Total
Generación Bruta MWh	5,108,832	6,598,733	11,000	1,051,200	0	12,769,765
% de Contribución	40%	52%	0%	8%	0%	100%
Consumo Combustible Gcal	27,070,829	11,349,820	57,091	2,162,756	0	40,640,496
Costo del combustible USD	52,788,116	539,683,961	2,683,283	102,839,047	0	697,994,407
Costo unitario de generación USD/MWh	\$ 26.77	\$ 96.22	\$ 1,742.39	\$ 160.90	\$ 183.78	\$ 75.18
Costo de Generación Total USD	136,756,778	634,922,307	19,166,307	169,143,169	0	959,988,561
% de Contribución	14%	66%	2%	18%	0%	100%
Costo de Gcal Eléctrica USD/Gcal	\$ 31.13	\$ 111.88	\$ 2,026.04	\$ 187.10		\$ 87.41

Tabla 2. Diagnóstico: Comparación del comportamiento del sistema en 2000 y 2005.

Con el incremento del uso de gas natural y ciclos combinados se pasó de una eficiencia en la generación bruta de 18.4% en 1990 a 27% en 2005. Esto significa que en 2005 por cada unidad de energía producida como electricidad en la generación bruta se alimentaban 4 unidades de energía como combustible.

A nivel mundial en el período 2000-2005 la eficiencia promedio de conversión a partir de combustibles fósiles fue de 36%, y los promedios fueron 34% para carbón, 40% para gas natural y 37% para derivados del petróleo. Los países que usaron más derivados del petróleo para la generación de electricidad fueron Estados Unidos, Japón, México, China e Italia, que contabilizaron el 36% de la producción de electricidad a partir de estos combustibles. Para el caso de México la eficiencia promedio global a partir de combustibles fósiles fue de 38%, considerando 44% para gas natural, 34% para combustóleo y 36% para carbón (OECD/IEA, 2008a).

En el caso de Baja California la baja eficiencia de conversión de los sistemas geotérmicos (16%) abate la eficiencia promedio mientras que sus sistemas con gas natural de ciclo simple y combinado son del orden de 42% y 50%, respectivamente.

La geotermia, con una extracción anual de 40 millones de toneladas de vapor geotérmico, evita que se quemem anualmente 20 millones de barriles equivalentes de petróleo (bep). El consumo de combustibles se incrementó de 24.7 millones de bep (Mbep) en 1995 a 30.8 Mbep en 2005.

La salida del combustóleo disminuyó las emisiones de SO₂ de 4.06 kg/MWh generado en 1995 a 0.169 kg/MWh en 2005. La eficiencia de los ciclos combinados con gas natural permitió abatir las emisiones relativas de NO_x y CO₂, pero en 2000 se descargaron 2.7 millones de toneladas de CO₂ y en 2005 se descargaron 3.4 millones de toneladas, tendencia que continuará en la medida que se consuma más electricidad y se consuman más energéticos (ver Tabla 3).

Año 2000						
Tecnología	Geotérmica	Ciclo Combinado GN	Turbogás Diesel	Ciclo Simple GN	Combustóleo	Total
Emisión SO ₂ kg	2,073,084	0	52,642	1,347	26,348,798	28,475,872
Emisión NO _x kg	0	0	17,795	527,760	3,943,928	4,489,483
Emisión CO ₂ kg	343,888,008	0	16,429,146	269,494,566	2,034,899,205	2,664,710,925
% de Contribución	13%	0%	1%	10%	76%	100%
Emisión CO ₂ kg/kWh	0.068		1.494		0.798	0.325
Año 2005						
Tecnología	Geotérmica	Ciclo Combinado GN	Turbogás Diesel	Ciclo Simple GN	Combustóleo	Total
Emisión SO ₂ kg	2,091,837	12,879	52,642	2,454	0	2,159,813
Emisión NO _x kg	0	5,044,365	17,795	961,225	0	6,023,384
Emisión CO ₂ kg	346,998,806	2,575,845,768	16,429,146	490,838,237	0	3,430,111,957
% de Contribución	10%	75%	0%	14%	0%	100%
Emisión CO ₂ kg/kWh	0.068	0.390	1.494	0.467		0.269

Tabla 3.
Diagnóstico:
Comparación
de emisiones
en el sistema
en 2000 y
2005.

A nivel mundial la producción de electricidad representa el 32% del consumo total de combustibles fósiles y el 41% de las emisiones de CO₂ relacionadas a la energía. Mejorar la eficiencia con que se genera la electricidad es una de las formas principales de reducir la dependencia de los combustibles fósiles, combatir el cambio climático y mejorar la seguridad energética (OECD/IEA, 2008a).

En 2005 el costo de la unidad de energía de gas natural que permite generar con una eficiencia de 50% fue de 24 veces el costo de la misma unidad de vapor geotérmico que genera con 16% de eficiencia. Además de

la eficiencia y del costo del combustible, se tienen los costos no asociados al combustible de tal forma que generar con combustóleo o con gas natural en turbinas simples, costó el doble que generar con gas natural en ciclo combinado, y generar con geotermia costó tres veces menos que generar con gas natural en ciclo combinado.

Al disminuir la participación de la geotermia en la generación, los costos de producción de electricidad del sistema (generación, transmisión y distribución) se incrementaron con una tasa anual de 3.7% para llegar en 2005 a 122.80 USD/MWh. Por su parte, el precio medio en Baja California (100 USD/Gcal, u 86 USD/MWh en 2004) estaba controlado por los del sector doméstico y de la mediana industria y en valores corrientes se incrementó con una tasa anual de 8.3%.

En 2008 los precios promedio del sector industrial reportados en dólares por MWh por la OCDE y la Agencia Internacional de Energía (IEA) fueron 255 para Italia, 134 para Inglaterra, 112 para México, 90 para España, 68 para Corea del Sur, 63 para Estados Unidos, 61 para Francia y 56 para China (OECD/IEA, 2008b). Las estadísticas de CFE reportan que, en 2008, para Baja California en tarifas horarias de Media Tensión el precio medio fue 137 USD/MWh (CFE, 2009).

En el caso del sector doméstico, para ese mismo año la OCDE y la IEA reportaron en USD/MWh precios promedios de 272 para Italia, de 227 para Inglaterra, 187 para España, 173 para Francia, 108 para México, 103 para EUA, 96 para Corea del Sur y 74 para China (OECD/IEA, 2008b). La CFE reporta para 2008, 113 USD/MWh para Baja California y 89 USD/MWh para Mexicali (CFE, 2009).

El consumo anual residencial en Baja California se incrementó de 917 kWh/hab en 1996 a 1057 kWh/hab en 2003. El gobierno federal disminuyó los subsidios y en 2004 el consumo residencial bajó a 953 kWh/hab, respuesta lógica de elasticidad al precio. Aun así, la relación del consumo total anual de electricidad a la población en Baja California creció de 2682 kWh/hab en 1996 a 3199 kWh/hab en 2004.

Prospectiva

Para la prospectiva 2005-2025 se consideró que no se modificarían las tendencias del diagnóstico y se seleccionaron como valores de referencia: 4% de usos propios en la generación, 10.15% de las ventas sectoriales como pérdidas en transmisión y distribución, 2.8% de las ventas sectoriales para usos propios en transmisión y distribución y 5% como tasa de crecimiento anual en el consumo del sector industrial.

Se establecieron además las siguientes restricciones: la capacidad geotérmica instalada no se incrementará, el crecimiento será con centrales de ciclo combinado operando con gas natural, y el precio del gas natural se mantendrá constante en 7 dólares por millar de pies cúbicos (dólares de 2005). Los precios reportados en Estados Unidos para gas natural (*Henry Hub*) en dólares por millón de BTU (USD/MBTU, equivalentes a 0.97 dólares por millar de pies cúbicos) fueron para 2004 de 5.85, para 2005 de 8.79, para 2006 de 6.76 y para 2007 de 6.95 USD/MBTU (BP, 2008). Sin embargo, los precios de largo plazo contratados por la CFE con el Sur de California en Estados Unidos estuvieron por arriba de estos valores.

La prospectiva indica que la demanda de electricidad en la División Baja California crecerá con una tasa de 6% en el período analizado, valor consistente con el reportado por SENER en la Prospectiva del Sector Eléctrico 2004-2013 (SENER, 2004a). Esto implica instalar del orden de 4500 MW en el período 2005-2025 para alcanzar unos 7200 MW, es decir prácticamente triplicar la capacidad que existía en 2004. Las plantas geotermoeléctricas disminuirán su participación en la capacidad instalada al 10% y parte de las

termoeléctricas convencionales operadas con combustóleo saldrán de operación o serán modificadas para operar con gas natural. La generación neta se incrementará en más de dos veces al crecer con una tasa anual del 5%. La matriz energética se transformará haciéndose más dependiente del gas natural al incrementarse su participación del 60% al 86%, principalmente con tecnologías de ciclo combinado. Obviamente la geotermia dejará de ser un elemento regulador en el mercado local de energéticos destinados a la generación eléctrica.

La geotermia mantendrá estática su participación mientras que el uso de energía en el sistema crecerá casi dos veces, lo cual implica que la eficiencia de conversión a electricidad del sistema se incrementará de 27% a 38% y que se tendrá una mayor dependencia del gas natural importado, eliminando el efecto amortiguador de la geotermia en el costo total de producción.

La proyección de emisión de contaminantes de acuerdo al consumo esperado de combustibles indica que para el caso de óxidos de azufre (SO₂) las emisiones se mantendrán del orden de 2200 toneladas por año (t/a) y serán emitidas principalmente por el sistema geotermoeléctrico. La emisión de óxidos de nitrógeno (NO_x) se cuadruplicará al pasar de casi 6000 t/a en 2005 a 24,000 t/a en 2025. El 70% de este contaminante se producirá en la zona Costa y la emisión de óxidos de carbono (CO₂) se incrementará de 3.4 millones t/a en 2005 a 12.7 millones t/a, generándose el 70% en la zona Costa.

Para 2006 las estadísticas de la OCDE y de la Agencia Internacional de Energía (OECD/IEA, 2008b) reportan las emisiones de CO₂ en toneladas por habitante (tCO₂/hab) por combustión únicamente, para cualquier uso. Estas emisiones son, para el mundo, del orden de 4.3 tCO₂/hab, y para países como Australia y Estados Unidos tenían un valor del orden de 19, para Canadá de 16.5, Rusia de 11, Alemania y Corea del Sur de 10, Japón de 9.5, Inglaterra de 9, Italia y España de 7.5, Francia de 6, Suecia de 5, China de 4.3, México, Argentina y Chile del orden de 4, Cuba de 2.4, Brasil de 1.8, Costa Rica y Colombia de 1.3 y la India de 1.13 tCO₂/hab. Para el estado de Baja California en 2006 se obtuvo un valor de 1.12 tCO₂/hab sólo para la generación de electricidad, por lo que se puede estimar que el indicador para la combustión total es del orden de 2 tCO₂/hab.

El costo de generación anual a precios de combustibles de 2005 será afectado por los incrementos de producción de electricidad y los cambios en la matriz energética al predominar cada vez más el uso del gas natural. En términos absolutos, ese costo aumentará en 3.5 veces al pasar de 648 millones de dólares en 2005 a 2273 millones de dólares en 2025. El costo por uso de gas natural se cuadruplicará al pasar de 387 millones de dólares a 1584 millones de dólares, incrementándose su participación en el costo de generación del 60% al 70% para el mismo período.

La distribución de costos de los procesos de producción de electricidad en los escenarios de referencia se estiman en: 60% como costo de generación, 14% como costo de transmisión, transformación y control, y 26% como costo de distribución y comercialización. Con este esquema, el costo de producción anual crecerá para aumentar de 1080 millones de dólares en 2005 a 3789 millones de dólares en 2025, la participación del costo del gas natural pasará del 36% al 42% y el costo medio de producción se incrementará de 88 USD/MWh en 2005 a 111 USD/MWh en 2025.

En lo que se refiere a inversiones, los valores de referencia son de 1100 dólares por kW (USD/kW) instalado para unidades geotermoeléctricas, 400 USD/kW instalado para unidades de ciclo combinado operando con gas natural y de 150 USD/kW instalado para unidades de ciclo simple operando con gas natural. La instalación de la planta representa el 44.5% de la inversión total, los sistemas de transmisión el 19.7%, los de

distribución el 20%, las obras de mantenimiento el 13.9% y otras inversiones el 1.8% (CFE, 2004). Con este esquema, se requerirá invertir del orden de 2865 millones de dólares en los próximos 20 años.

Se estimó que la población de Baja California crecerá con una tasa del orden de 2.4% para pasar de 2.8 millones de habitantes en 2005 a 4.5 millones de habitantes en 2025, lo cual concuerda con las proyecciones reportadas por CONAPO (CONAPO, 2000).

El estado de Baja California aumentará en 90% su consumo de electricidad por habitante, la ciudad de Mexicali lo aumentará en 2.6 veces, mientras que en Tecate y Ensenada el consumo por habitante aumentará 3.7 y 3 veces, respectivamente. Tijuana y Rosarito no presentarán cambios significativos en este parámetro.

En las estadísticas de CFE se reportan ventas totales en 2006 (CFE, 2009) de 145.7 Terawatt-hora (TWh) y ventas en el sector residencial de 38 TWh. Sin embargo, además de CFE estaba la otra empresa gubernamental Luz y Fuerza del Centro (LFC), de tal forma que SENER en su Prospectiva 2008-2017 (SENER, 2008) para el mismo año reporta un consumo nacional de 197 TWh, ventas internas por 175 TWh y ventas residenciales por 44 TWh. Con estos últimos valores y una población de 104.75 millones de habitantes, el indicador de consumo total nacional por habitante se ubicaba en 1885 kWh/habitante-año y el indicador de consumo residencial nacional por habitante en 424 kWh/habitante-año.

En ese mismo año (2006) el indicador de consumo total por habitante en kWh/habitante-año fue para Baja California de 3191, para Mexicali de 5279, para Tecate de 2510, para Tijuana de 2369, para Playas de Rosarito de 2369 y para Ensenada de 2231 kWh/habitante-año. Esto significa que este indicador para Baja California es 1.7 veces el nacional, el de Mexicali es 2.8 veces, para Tijuana, Tecate y Ensenada es del orden de 1.3 veces y para Playas de Rosarito de 0.5 veces.

Por su parte, el indicador de consumo residencial por habitante para el año 2006, en kWh/habitante-año, fue para Baja California de 971, para Mexicali de 2126, para Tecate de 520, para Tijuana de 485, para Playas de Rosarito de 794 y para Ensenada de 518 kWh/habitante-año. Comparando el indicador nacional, resulta que el consumo residencial por habitante en el estado de Baja California es 2.3 veces el nacional, el de Mexicali es 5 veces, para Tijuana, Tecate y Ensenada es del orden de 1.2 veces y para Playas de Rosarito de 2 veces.

En ese mismo año de 2006 las estadísticas internacionales (OECD/IEA, 2008b) reportan un promedio mundial de consumo total anual per cápita de 2650 kWh/hab. México estaba a un 75% de ese valor, Baja California 20% arriba y en Mexicali el indicador se duplicaba. Países que presentan consumos totales per cápita superiores al promedio mundial son: Canadá 6.3 veces, Suecia 5.7 veces, Estados Unidos 5 veces, Australia 4 veces, Japón, Corea del Sur, Francia y Alemania de 2.5 a 3 veces. La ciudad de Mexicali se compara con España, Inglaterra, Rusia e Italia que presentan valores de 2 a 2.3 veces el promedio mundial, mientras Chile es igual que Baja California, con 1.2 veces el promedio internacional. Argentina tiene un promedio similar al mundial, China y Brasil de 77%, similar a México, Costa Rica tiene un promedio de 67%, Cuba de 46%, Colombia de 35% y la India de 19% del promedio mundial.

Estudios anteriores de la UABC (Campbell y Pérez, 2003) han ubicado el consumo mínimo por usuario (vivienda) del sector doméstico en temporada de invierno en 180 kWh/mes y el consumo intermedio en 360 kWh/mes, mientras que en Mexicali en verano el consumo mínimo se recomendó en 1250 kWh/mes y el intermedio en 2250 kWh/mes. Se espera que Mexicali logre estos valores propuestos, pero es evidente en los promedios mensuales que en la zona Costa los valores estarán por abajo del mínimo recomendado produciendo un efecto regresivo en el desarrollo social y económico de la población.

Planeación Sistémica

Las metas planteadas para una planificación orientada a la demanda fueron: 1) reducir en 50% los usos propios en los procesos de generación, para pasar del 4% al 2% de la generación bruta, 2) reducir en 30% los usos propios y las pérdidas en los procesos de transmisión y distribución para alcanzar 7% en pérdidas y 2% en usos propios, referidos ambos a las ventas sectoriales, 3) reducir en 20% la tasa de crecimiento del consumo en tarifas de media tensión horaria y alta tensión para ubicarla en 4% anual (Sector industrial), 4) incrementar la participación de la geotermia, sustituyendo al año 2010 el crecimiento de 500 MW de ciclo combinado con gas natural por generación geotermoeléctrica, 5) reducir los impactos del precio del gas natural en el equivalente de una disminución de precio del 15%, y 6) disminuir el consumo energético del sector público en 15% para 2008 y hasta un 30% para 2010 mediante la aplicación gradual de acciones de ahorro y uso eficiente de la energía en los subsectores hidráulico, educación y alumbrado público.

Entre los resultados de las metas 1 a 6 y las combinaciones de metas 1, 2 y 3; 1, 2, 3 y 4; así como 1, 2, 3 y 5, contrastados con la Prospectiva de una planeación del lado de la oferta, se observó que todos los escenarios se caracterizan por incrementar la exportación neta, disminuir la demanda máxima, disminuir el consumo de gas natural, disminuir las emisiones, evitar instalar un porcentaje de capacidad, abatir el costo medio de producción y el costo de combustibles, y lograr un ahorro en inversiones.

Un enfoque fundamental es la gestión de recursos financieros nacionales e internacionales sustentados en los rubros de evitar capacidad instalada, ahorrar en el consumo de gas natural, incrementar los ingresos por exportación y disminuir las emisiones con base en el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) y en la Reducción Certificada de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (CER's). La Tabla 4 muestra el potencial por meta para apoyar estas gestiones con base en los recursos liberados.

Meta	Millones de dólares					Miles de toneladas
	Ahorro por Inversión	Ingreso por Exportación neta	Ingreso por Bonos de carbón	Ahorro en gas natural	Total	Disminución de emisiones de CO _x
1	86	288	9	9380	9763	1548
2	111	486	12	9439	10049	2012
3	171	661	19	9578	10429	3096
4	-713	1948	14	9975	11224	2336
5	0	0	0	11953	11954	0
6	43	90	5	9281	9418	774

Tabla 4. Metas, gestión de financiamiento y disminución de emisiones.

Se observa que analizando metas aisladas, la meta 5 (Disminución del precio del gas natural) es la más atractiva por los recursos liberados pero no abate el impacto ambiental y su logro depende más del mercado internacional del gas natural que del control de una planeación regional. Desde el punto de vista ambiental, es más atractiva la meta 3 (Reducción de la tasa de crecimiento del consumo del sector industrial), la cual tiene el mejor balance con la liberación de recursos, reforzando el criterio de las ventajas del ahorro y uso eficiente de energía, mientras que en la meta 4 (Incrementar la participación de la geotermia), que también es atractiva en ambos aspectos, se observa el efecto del uso de fuentes renovables sobre los requerimientos de inversión.

En la Tabla 5 se compara la prospectiva al año 2010 con la planeación sistémica en el mismo año, al incorporar 500 MW de plantas geotermoeléctricas en sustitución de plantas de ciclo combinado a base de gas natural.

Año 2010 Prospectiva						
Tecnología	Geotérmica	Ciclo Combinado GN	Turbogás Diesel	Ciclo Simple GN	Combustóleo	Total
Generación Bruta MWh	5,108,832	9,103,655	11,000	2,838,240	0	17,061,727
% de Contribución	30%	53%	0%	17%	0%	100%
Consumo Combustible Gcal	27,070,829	15,658,286	57,091	5,839,441	0	48,625,647
Costo del combustible USD	52,788,116	455,499,547	2,683,283	169,869,343	0	680,840,289
Costo unitario de generación USD/MWh	\$ 26.77	\$ 58.86	\$1,742.39	\$ 98.44	\$ 183.78	\$ 56.92
Costo de Generación Total USD	136,756,778	535,881,820	19,166,307	279,390,367	0	971,195,272
% de Contribución	14%	55%	2%	29%	0%	100%
Costo de Gcal Eléctrica USD/Gcal	\$ 31.13	\$ 68.45	\$2,026.04	\$ 114.46		\$ 66.19
Año 2010 Meta 8						
Tecnología	Geotérmica	Ciclo Combinado GN	Turbogás Diesel	Ciclo Simple GN	Combustóleo	Total
Generación Bruta MWh	8,656,632	9,871,206	11,000	1,051,200	0	19,590,038
% de Contribución	44%	50%	0%	5%	0%	100%
Consumo Combustible Gcal	45,870,016	16,978,474	57,091	2,162,756	0	65,068,337
Costo del combustible USD	89,446,530	493,903,818	2,683,283	62,914,571	0	648,948,203
Costo unitario de generación USD/MWh	\$ 26.77	\$ 58.86	\$1,742.39	\$ 98.44	\$ 183.78	\$ 47.75
Costo de Generación Total USD	231,726,762	581,063,315	19,166,307	103,477,914	0	935,434,299
% de Contribución	25%	62%	2%	11%	0%	100%
Costo de Gcal Eléctrica USD/Gcal	\$ 31.13	\$ 68.45	\$2,026.04	\$ 114.46		\$ 55.52

Tabla 5. Efecto en el sistema al incrementar el uso de la geotermia comparando el 2010 de la prospectiva y la planeación sistémica.

Se observa que se incrementa la generación bruta para mantener el factor de planta de los sistemas geotérmicos, lo cual se traduce en incrementar la exportación neta de energía generando ingresos adicionales. La contribución de la geotermia se incrementa a 44%, disminuyendo el costo del combustible y el costo unitario de generación.

La Tabla 6 presenta esta comparación entre prospectiva y planeación sistémica sobre el efecto en las emisiones, donde se observa cómo se reduce el factor de emisión de kg de CO₂ por kWh generado, de 0.307 a 0.253 gracias al incremento en la participación de la geotermia.

La Tabla 7 presenta el potencial para apoyar las gestiones con base en los recursos liberados al combinar las metas en planes, y se observa que el plan 9 (combinación de metas 1, 2, 3 y 4) es el que ofrece un mejor balance entre los recursos económicos liberados y la disminución de emisiones.

Estas metas y planes no son limitantes ni excluyentes. Lo que se pretende demostrar es cómo la planeación sistémica apoya la toma de decisiones hacia dónde dirigir los recursos financieros limitados para obtener los mejores resultados en los ámbitos económico, ambiental, social y político.

Conclusiones

La planeación sistémica permite simular diferentes condiciones, analiza la sensibilidad de los diferentes parámetros y optimiza la planeación. Los resultados en el tiempo real pueden ser contrastados facilitando la toma de decisiones para corregir las desviaciones, lo cual no se está consiguiendo utilizando planeaciones del lado de la oferta y metodologías clásicas.

Tabla 6.
Impacto en las emisiones al incrementar el uso de la geotermia, comparando el año 2010 de la prospectiva y la planeación sistémica.

Año 2010 Prospectiva						
Tecnología	Geotérmica	Ciclo Combinado GN	Turbogás Diesel	Ciclo Simple GN	Combustóleo	Total
Emisión SO ₂ kg	2,091,837	17,768	52,642	6,626	0	2,168,874
Emisión NO _x kg	0	6,959,238	17,795	2,595,307	0	9,572,340
Emisión CO ₂ kg	346,998,806	3,553,653,618	16,429,146	1,325,263,239	0	5,242,344,810
% de Contribución	7%	68%	0%	25%	0%	100%
Emisión CO ₂ kg/kWh	0.068		1.494			0.307
Año 2010 Meta 8						
Tecnología	Geotérmica	Ciclo Combinado GN	Turbogás Diesel	Ciclo Simple GN	Combustóleo	Total
Emisión SO ₂ kg	3,544,501	19,266	52,642	2,454	0	3,618,864
Emisión NO _x kg	0	7,545,989	17,795	961,225	0	8,525,008
Emisión CO ₂ kg	587,970,199	3,853,270,768	16,429,146	490,838,237	0	4,948,508,350
% de Contribución	12%	78%	0%	10%	0%	100%
Emisión CO ₂ kg/kWh	0.068	0.390	1.494	0.467		0.253

Metas	Millones de dólares						Miles de toneladas
	Plan	Ahorro por Inversión	Ingreso por Exportación neta	Ingreso por Bonos de carbón	Ahorro en gas natural	Total	Disminución de emisiones de CO _x
1+2	3	171	828	19	9578	10596	3096
1+2+3	5	227	1445	37	9975	11683	6192
1+2+3+4	9	-717	3433	51	10769	13536	8528
1+2+3+5	7	227	1445	37	12636	14344	6192

Tabla 7.
Planes, gestión de financiamiento y disminución de emisiones.

Al contrastar los resultados de la planeación sistémica con la orientada a la oferta, proponer estrategias y mecanismos para unir los medios con las metas, señalando los recursos financieros potenciales liberados, se fortalece la gestión de recursos financieros nacionales e internacionales en función de la innovación tecnológica y la reducción de emisiones al ambiente.

De continuar con un tipo de planeación sólo del lado de la oferta, los sistemas eléctricos no lograrán satisfacer los requerimientos de demanda, consumo y calidad de los sectores usuarios, provocarán una elevación de precios de la electricidad y una pérdida de autosuficiencia energética. Las tasas de crecimiento se ajustarán más por la falta de capacidad y por la política de precios que por la precisión del pronóstico de un escenario esperado.

El futuro de la generación eléctrica en los países en desarrollo estará cada vez más dominado por el gas natural. De ahí la importancia de lograr un abastecimiento a precios accesibles, establecer planes y programas intensivos en el ahorro y uso eficiente de la energía e intensificar el uso de la geotermia en las zonas que cuentan con este recurso, como el estado de Baja California en el que se localiza el campo geotérmico de Cerro Prieto.

Referencias

- BP, 2008. *Statistical Review of World Energy*. British Petroleum, June 2008.
- Campbell R., H.E., 2009. Planificación eléctrica orientada a la demanda. Caso de estudio: Baja California, México. Tesis de Doctorado, UABC. Inédito.
- Campbell R., H.E. y C. Pérez T., 2003. *Identificación y Definición del Impacto Social y Económico de la Problemática del Servicio Eléctrico y sus Alternativas de Solución*. Reporte de la UABC para el Consejo de Desarrollo Económico de Mexicali, A.C.
- CFE, 2004. *Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE) 2004-2013*. En: <http://www.cfe.gob.mx>.
- CFE, 2005. *Estadísticas de la Comisión Federal de Electricidad, 2005*. Capacidad Instalada. Histórico 1996 - 2004. En: <http://www.cfe.gob.mx>.
- CFE, 2009. *Estadísticas de la Comisión Federal de Electricidad, 2009*. Estadísticas de Ventas. En: <http://www.cfe.gob.mx>.
- CONAPO, 2000. *La situación demográfica en México en evaluación prospectiva. La región ante tres escenarios de crecimiento, 2000-2020*. Publicación del Consejo Nacional de Población, México, 2000.
- Dan Merilatt, V.P., 2004. *Program Services*. GoodCents Solutions, 2004.
- Millar, P.J, Z. Patterson and S. Vaughan, 2001. *Estimating Future Air Pollution from New Electric Power Generation*. Ed. by Paul J. Millar, Commission for Environmental Cooperation.
- OECD/IEA, 2008a. Energy Efficiency Indicators for Public Electricity Production from Fossil Fuels. IEA Information paper. In: *Support of the G8 Plan of Action*, Ed. by Peter Taylor, with Olivier Lavagne d'Ortigue, Nathalie Trudeau and Michel Francoeur. International Energy Agency, July 2008.
- OECD/IEA, 2008b. *Key World Energy Statistics*. Publication of the International Energy Agency.
- SENER, 2004a. *Prospectiva del Sector Eléctrico 2004-2013*. Dirección General de Planeación Energética, Subsecretaría de Planeación y Desarrollo Tecnológico, Secretaría de Energía, México.
- SENER, 2004b. *Prospectiva del mercado de gas natural 2004-2013*. Dirección General de Planeación Energética, Subsecretaría de Planeación y Desarrollo Tecnológico, Secretaría de Energía, México.
- SENER, 2008. *Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017*. Dirección General de Planeación Energética, Secretaría de Energía, México.
- UABC/CFE, 1996. Análisis de las diferentes alternativas para la generación de energía eléctrica incluyendo sus costos. Informe de la UABC, en convenio con la CFE, el Gobierno del Estado de Baja California y el Gobierno Municipal de Mexicali. Inédito.

Estudio con trazadores de líquido y vapor en el área Tejamaniles del campo geotérmico de Los Azufres, Mich.

Eduardo R. Iglesias¹, Magaly Flores-Armenta², Rodolfo J. Torres¹, Miguel Ramírez-Montes², Nefthalí Reyes-Picasso¹ y Lisette Reyes-Delgado²

¹Instituto de Investigaciones Eléctricas, Gerencia de Geotermia. ²Comisión Federal de Electricidad, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos. Correo: iglesias@iie.org.mx

Resumen

La Comisión Federal de Electricidad (CFE) inyecta salmueras producidas por pozos de la zona en el pozo Az-08, localizado en el área Tejamaniles, al suroeste del campo geotérmico de Los Azufres, Mich. Los objetivos principales de este estudio son: determinar si el fluido inyectado recarga nueve pozos productores del área y, si esto ocurre, estimar qué fracción del fluido inyectado recarga a cada pozo productor. Cinco de los pozos seleccionados producen mezcla; el resto produce sólo vapor. Por esta razón se diseñó este estudio con inyección simultánea de trazadores de líquido y de vapor. Los nueve pozos productores seleccionados detectaron el trazador de vapor, y los cinco pozos que producen mezcla detectaron el trazador de fase líquida. Las curvas de residencia de ambos trazadores presentan series de picos que reflejan la conocida naturaleza fracturada de este yacimiento. Los resultados demuestran que las áreas de alimentación de los nueve pozos seleccionados son recargadas por el fluido inyectado en el pozo Az-08. Conviene aclarar que al momento de preparar este trabajo se había completado el arribo del trazador de vapor en todos los pozos, pero los pozos que producen mezcla continuaban registrando arribo del trazador de líquido. Hasta 407 días después de la inyección de los trazadores, el porcentaje total de recuperación del trazador de fase líquida en los cinco pozos productores de mezcla era igual a 3.5032%. El arribo del trazador de vapor se había completado en los nueve pozos monitoreados 205 días después de la inyección del trazador, con un porcentaje total de recuperación igual al $2.1553 \times 10^{-2}\%$. Estos porcentajes de recuperación implican que la recarga de los pozos monitoreados desde el inyector Az-08 es modesta, aunque todo indica que los resultados de la recuperación del trazador de fase líquida se incrementarán significativamente. Los modestos porcentajes de recuperación observados sugieren que la mayor parte del fluido inyectado en el pozo Az-08 se dispersa en el yacimiento, contribuyendo a la recarga y a mantener la presión del mismo. Los resultados revelan que: (i) el fluido inyectado se calienta a profundidad, ebulle y asciende de 700 a más de 1,000 m para alcanzar las zonas de alimentación de los productores monitoreados, y (ii) que existe permeabilidad vertical en esta zona del yacimiento sobre las distancias mencionadas. Este flujo vertical implica que el fluido inyectado relativamente frío (aproximadamente 40°C) se calienta lo suficiente como para fluir hacia arriba por convección, previniendo así, o al menos retardando, la interferencia térmica. Los resultados sugieren que la recuperación de vapor generado por la inyección en Az-08 en general tiende a disminuir exponencialmente con (i) la distancia horizontal de los pozos estudiados al inyector, y (ii) la distancia vertical entre la zona de inyección y las correspondientes zonas productoras.

Palabras clave: Los Azufres, trazadores, inyección, recarga, producción de vapor.

Study with liquid and steam tracers at the Tejamaniles area, Los Azufres, Mich., geothermal field

Abstract

The Mexican Federal Commission for Electricity injects brines produced by nearby geothermal wells into well Az-08, located in the Tejamaniles area, in the southwestern portion of Los Azufres, Mich., geothermal

field. The main goals of this study are to determine whether or not the injected fluid recharges nine producing wells in the area, and if so, to estimate the fraction of the injected fluid recharging each producing well. Five of the selected wells produce mixes of liquid and steam and the rest produce only steam. For this reason, we designed this study with simultaneous injections of liquid- and steam-tracers. The nine selected producing wells detected the steam-tracer, and the five wells producing mixes detected the liquid-phase tracer. The residence curves of both tracers present a series of peaks reflecting the known fractured nature of the reservoir. The results show the feeding areas of the nine selected wells are recharged by the fluid injected into well Az-08. When this paper was written, the arrival of steam-tracers in all wells was completed, but the wells producing mixes of liquid and steam continued to record the arrival of the liquid-tracer. Until 407 days after injecting the tracer, the total percentage recovery of liquid phase tracer in the five wells producing mixes of liquid and steam was 3.5032%. The arrival of the steam tracer ended in all nine wells 205 days after the tracer was injected, with an overall recovery rate of $2.1553 \times 10^{-2}\%$. The recovery rates imply the recharge rates of the monitored wells by the injector Az-08 are modest, but it appears the amounts of the recovered liquid-phase tracer will increase significantly. The modest recovery rates suggest most of the fluid injected into the well Az-08 disperses in the reservoir, contributing to recharge and maintaining the pressure. Results reveal that: (i) the injected fluid is heated at depths from 700 to over 1000 m, where it boils and rises to reach the feeding areas of the monitored producing wells, and (ii) there is vertical permeability in the reservoir area between the distances mentioned. The vertical flow implies the injected fluid, relatively cold (about 40 °C), is heated sufficiently to flow upward by convection, thus preventing, or at least slowing down, thermal interference. Results suggest the recovery of steam generated by injection into Az-08 generally tends to decrease exponentially with the horizontal distance of the studied wells to the injector, and with the vertical distance between the injection area and the corresponding production areas.

Keywords: Los Azufres, tracers, injection, recharge, steam production.

1. Antecedentes

El campo geotérmico de Los Azufres, Michoacán, ha sido explotado comercialmente para generar electricidad desde 1982. En la actualidad tiene una capacidad instalada de 188 MWe (Gutiérrez-Negrín y Quijano León, 2005). La Comisión Federal de Electricidad (CFE) inyecta salmuera separada en varios pozos, en diversas partes del campo, con la finalidad de recargar el yacimiento, mantener la presión del mismo, y descartar la salmuera separada sin afectar al medio ambiente.

La inyección de fluido en el yacimiento tiene las ventajas de recargarlo y de mantener su presión, por lo que, en principio, tiende a alargar la vida comercial del mismo. Sin embargo, la inyección de salmuera de menor temperatura que la del yacimiento conlleva el riesgo de generar interferencia térmica con los pozos productores, lo que perjudicaría la generación. Para capitalizar los beneficios de la inyección es necesario evitar interferencia térmica significativa. Por ello es muy importante determinar el destino del fluido inyectado y estimar qué fracción del mismo contribuirá a la producción de los pozos. Para ello se efectúan estudios con trazadores. Por ejemplo, en la parte Norte del campo de Los Azufres se efectuaron exitosamente dos estudios, uno con utilización simultánea de trazadores de fase líquida y de fase vapor (Iglesias *et al.*, 2008) y otro con un trazador de la fase vapor (Iglesias *et al.*, 2009).

Este estudio se efectuó en la zona Sur del campo. La Comisión Federal de Electricidad (CFE) inyecta salmueras producidas por pozos de la zona en el pozo Az-08, localizado en el área Tejamaniles, al suroeste del campo geotérmico de Los Azufres, Mich. Antes de este estudio no se conocía con certeza el destino del fluido inyectado. Por ello se implementó este estudio con trazadores en el área que se estimó más probablemente afectada por la inyección en el Az-08. Considerando las características estructurales del área

Tejamaniles y las distancias involucradas se escogieron los pozos Az-08, Az-2A, Az-06, Az-16D, Az-16AD, Az-17, Az-33, Az-36, Az-37 y Az-46 (Fig. 1) para participar en este estudio.

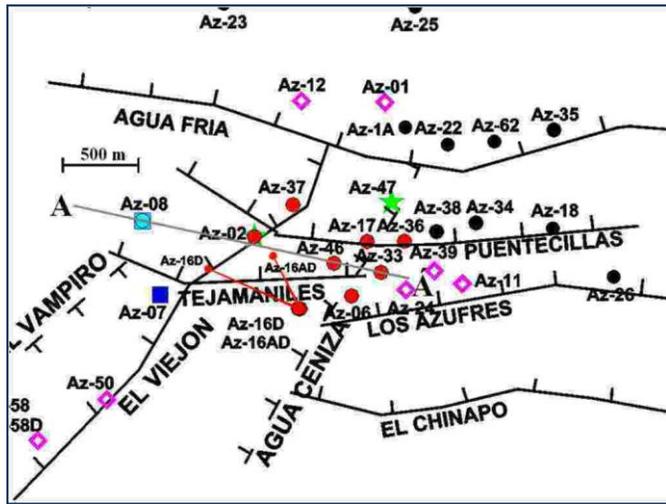


Fig. 1. Ubicación de pozos y estructuras en el área de Tejamaniles, Los Azufres.

Los objetivos del estudio fueron determinar si el fluido inyectado en el pozo Az-08 recarga las zonas de alimentación de los nueve pozos productores mencionados, y en caso de que lo haga estimar qué fracción del fluido inyectado recarga cada pozo. Cinco de los pozos seleccionados producen mezcla y el resto produce sólo vapor. Por esta razón diseñamos un estudio utilizando simultáneamente trazadores de vapor y líquido.

Los trazadores fueron inyectados a fines de junio de 2008. Aunque el trazador de fase vapor aparenta haber completado su llegada a los pozos productores, el trazador de fase líquida continuaba arribando a algunos pozos cuando se preparó este artículo. Sin embargo, 407 días después de la inyección de los trazadores se contaba con suficientes resultados para

inferir importantes conclusiones. Por esa razón presentamos este trabajo como un informe de avance.

2. Método y materiales

Como se mencionó, este estudio se efectúa en el área Tejamaniles, cuyo nombre deriva de una prominente falla que la cruza en dirección E-W (Fig. 1). En dicha figura el pozo inyector Az-08 se representa por un cuadrado azul claro y los pozos productores seleccionados por círculos rojos. Los pozos Az-16D y Az-16AD, perforados desde la misma plataforma, son desviados como se muestra en la Figura 1. Los pozos restantes son verticales. La Figura 2 presenta una sección desde el pozo Az-08 hasta el pozo Az-33 (A-A' en la Fig. 1) que, en conjunto con la Figura 1 ayuda a visualizar las relaciones espaciales entre los pozos.

La Tabla 1 presenta las distancias horizontales entre el inyector y los pozos productores seleccionados y las correspondientes producciones de agua y vapor. Para los pozos desviados la distancia se mide desde el punto más cercano al inyector. Como puede verse, cinco de los pozos seleccionados producen agua y vapor y el resto produce sólo vapor.

Para escoger los trazadores a utilizar consideramos los requerimientos usuales: concentración indetectable en el fluido del yacimiento, estabilidad térmica y química a condiciones de yacimiento, bajo límite de detección, inexistencia de riesgo para el medio ambiente, logística razonablemente simple, disponibilidad comercial y

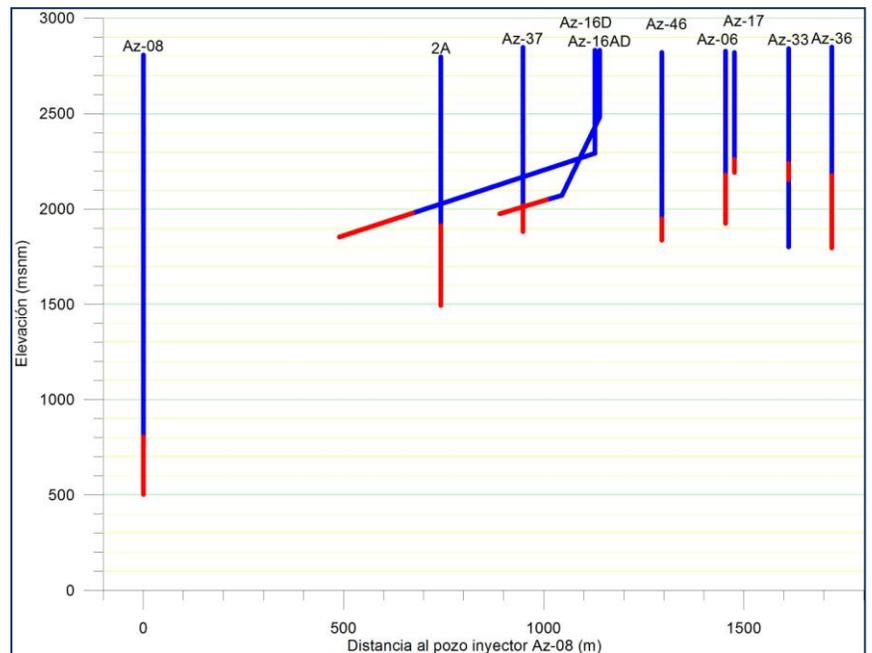


Fig. 2. Relaciones espaciales entre los pozos. Las tuberías ranuradas se muestran en rojo.

precios accesibles. Una consideración importante para la selección de los trazadores es la temperatura del yacimiento: en el área de interés esta varía aproximadamente entre 280 y 300°C en la zona profunda predominada por líquido, y menor a profundidades más someras (Barragán, 2005, comunicación privada).

Pozo	Distancia a Az-08	Producción (t/h)	
		Agua	Vapor
Az-16D	537.23	11	8.5
Az-2A	745.43	76	32
Az-16AD	891.97	0	19
Az-37	998.64	0	28
Az-46	1,295.08	1	45
Az-06	1,467.11	0	29
Az-17	1,489.41	0	35
Az-33	1,611.70	28	35
Az-36	1,735.34	1	20

Tabla 1. Pozos, distancias y producción.

En años recientes varios autores (e.g., Adams, 1995; Adams *et al.*, 2000; Rose *et al.*, 2001, 2002; y otros) investigaron trazadores geotérmicos de fase líquida. La mayoría de los trazadores investigados resultaron térmicamente inestables o marginalmente estables a 300°C. Por lo mismo, nuestras opciones se vieron considerablemente reducidas. Conservadoramente escogimos el compuesto ecológicamente benigno 2,7 disulfonato de naftaleno (2,7-dsn) como trazador de fase líquida, por su alta estabilidad química y térmica (e.g., Rose *et al.*, 2001, 2002), bajo límite de detección, disponibilidad comercial, costo accesible y simple logística de campo. El límite de detección del 2,7-dsn es aproximadamente 0.1 ppb por cromatografía de líquido convencional (e.g., Rose *et al.*, 2001). Previamente habíamos utilizado exitosamente este trazador en el campo geotérmico Los Humeros (Iglesias *et al.*, 2007).

Los trazadores geotérmicos de fase vapor fueron investigados por varios autores también en años recientes (e.g., Adams, 1995; Adams *et al.*, 2000, 2001). También en este caso muchos de los candidatos considerados resultaron inestables o marginalmente estables a 300°C. Escogimos el gas hexafluoruro de azufre (SF₆), que no es tóxico, ni inflamable, ni corrosivo, como trazador de fase vapor, por su estabilidad térmica a altas temperaturas, estabilidad química a condiciones de yacimiento, bajo límite de detección, disponibilidad comercial, accesibilidad económica y logística de campo relativamente simple. El límite de detección de SF₆, referido al vapor condensado es aproximadamente 0.01 ppt, por cromatografía de gases con detector de captura de electrones.

El 24 de junio de 2008 se inyectaron 200 kg de 2,7-dsn y 99.3 kg de SF₆ en el pozo Az-08. El muestreo de los pozos productores comenzó ese mismo día, varias horas después. La frecuencia de muestreo se fue disminuyendo gradualmente: dos veces por día durante la primera semana, diariamente durante la segunda semana, tres veces por semana durante las siete semanas subsiguientes y una vez por semana después.

Las muestras de vapor se recolectaron en botellas de vidrio tipo Giggenbach, previamente rellenas con 50 ml de una solución 4N de NaOH, y después evacuadas. Dependiendo de las instalaciones disponibles en cada pozo las muestras se obtuvieron directamente de la tubería de vapor, o del cabezal, en este caso utilizando un separador portable. Las muestras de líquido se recolectaron en botellas plásticas de Nalgene.

3. Resultados y discusión

A continuación presentamos los resultados de los pozos monitoreados en orden de distancia horizontal creciente al pozo inyector. El muestreo de vapor en los pozos Az-16D, Az-17, Az-33, Az-36 y Az-37 se discontinuó el 15 de enero de 2009 debido a que para entonces el arribo del SF₆ a dichos pozos se había completado casi con certeza.

El pozo Az-16D es el más cercano al inyector (Tabla 1). La Figura 3 presenta las curvas de residencia y recuperación del 2,7-dsn para este pozo. Hasta los 95 días después de la inyección la curva de residencia revela una serie de picos estrechos con concentraciones significativas. Interpretamos dichos picos en el

sentido de que reflejan la existencia de un número similar de caminos para el flujo de líquido entre inyector y productor. Esto es consistente con la conocida naturaleza fracturada del yacimiento. Después de este conjunto de picos estrechos aparece un largo periodo, aproximadamente 120 días, en el que no se registró el arribo del trazador. Esto fue seguido por el arribo de un ancho pico, que continuaba arribando al momento de escribir este artículo. Considerando su arribo tardío y su gran anchura, interpretamos que este pico está asociado con un “canal” mucho más largo que los “canales” asociados con los picos estrechos tempranos. Hasta el momento (407 días después de la inyección de los trazadores), la recuperación de 2,7-dsn alcanza 0.048%. Con base en la tendencia mostrada por el pico tardío esperamos que este porcentaje será sobrepasado significativamente cuando se complete el arribo del trazador.

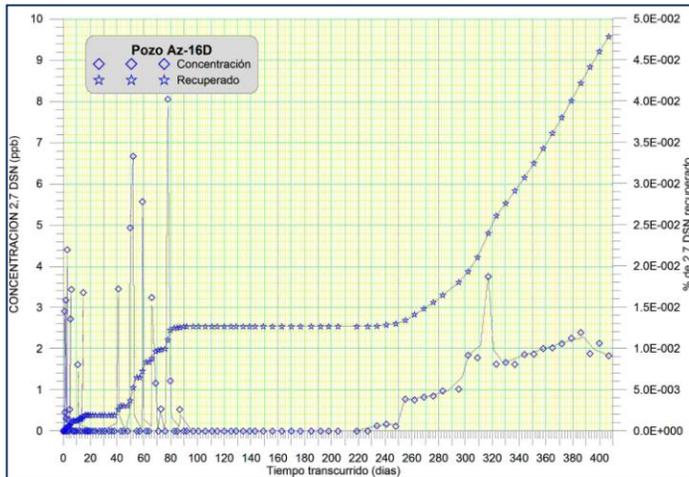


Fig. 3. Curvas de residencia y recuperación de 2,7-dsn en el pozo Az-16D.

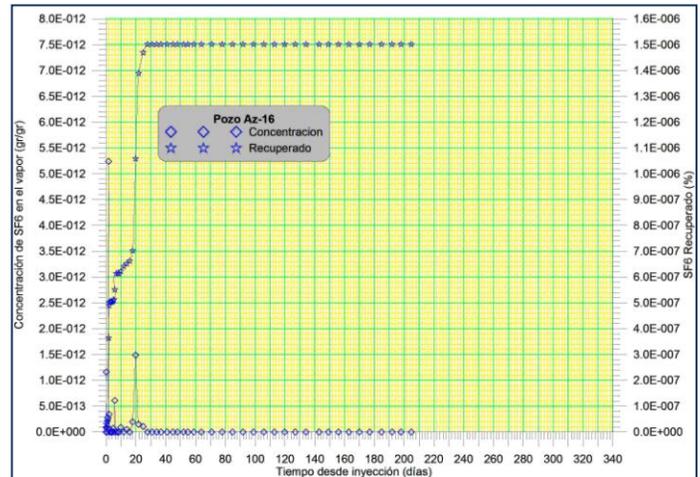


Fig. 4. Curvas de residencia y recuperación de SF₆ en el pozo Az-16D.

La Figura 4 presenta las curvas de residencia y recuperación del trazador de fase vapor para este pozo. Como en el caso del trazador líquido, se registró el arribo temprano de un conjunto de picos. Este trazador completó su llegada a Az-16D 28 días después de la inyección. La recuperación final de SF₆ en este pozo ascendió a $1.5 \times 10^{-6}\%$.

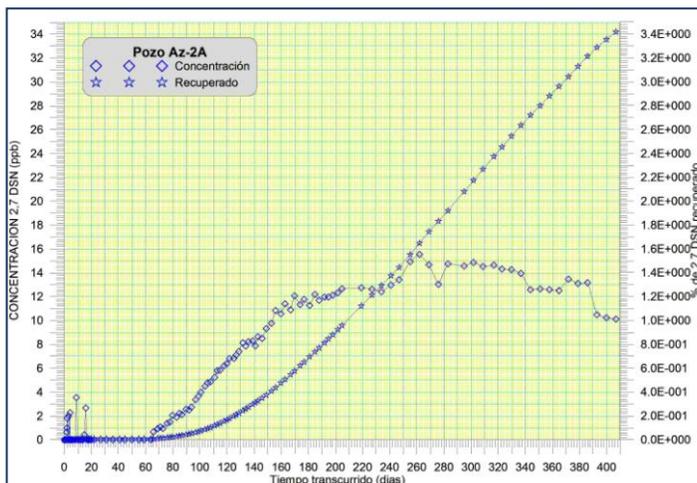


Fig. 5. Curvas de residencia y recuperación de 2,7-dsn en el pozo Az-2A.

de diferentes características, para el flujo de líquido entre el inyector y este pozo. Esto es consistente con la conocida naturaleza fracturada del yacimiento. Hasta el momento (407 días después de la inyección de los trazadores), la recuperación de 2,7-dsn alcanza 3.42% en este pozo (Fig. 5). Nótese que este trazador continuaba arribando al pozo productor con concentraciones considerables. Con base en la tendencia que

No parece existir correlación temporal entre las curvas de residencia de 2,7-dsn y SF₆ para este pozo. El inyector Az-08 intercepta la falla Tejamaniles mientras que este pozo parece interceptar las fallas Tejamaniles y El Viejón (Fig. 1); especulamos que una o ambas de estas fallas provee(n) la comunicación hidráulica entre estos pozos.

El pozo Az-2A es el siguiente en distancia al inyector (Tabla 1). Este pozo presenta un retorno muy importante de 2,7-dsn, caracterizado por un anchísimo pico en su curva de residencia (Fig. 5). Interpretamos la existencia de un número de picos mostrados por la curva de residencia como el reflejo de la existencia de un número de “canales”,

presenta la curva de residencia esperamos que la recuperación total de 2,7-dsn resultará significativamente mayor que la registrada hasta el momento.

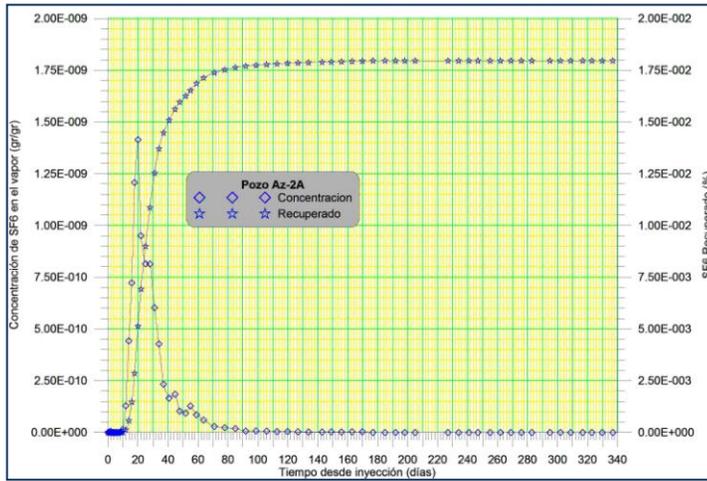


Fig. 6. Curvas de residencia y recuperación de SF₆ en el pozo Az-2A.

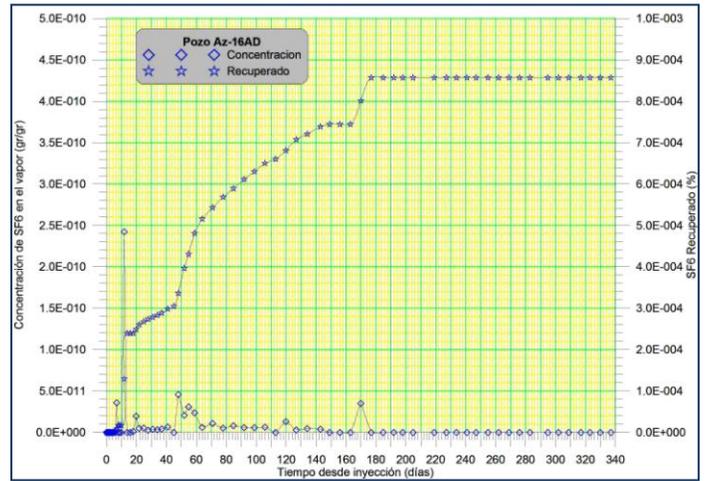


Fig. 7. Curvas de residencia y recuperación de SF₆ en el pozo Az-16AD.

La Fig. 6 presenta las curvas de residencia y recuperación del trazador de fase vapor en el pozo Az-2A. La curva de residencia muestra al menos cuatro picos superpuestos revelando la existencia de al menos otros tantos “canales” para el flujo de vapor entre el inyector y este pozo. El arribo de este trazador se completó en este pozo, como lo revela el largo tramo horizontal de las curva de recuperación para tiempos mayores que 150-160 días. La recuperación total de SF₆ en este pozo ascendió a $1.79 \times 10^{-2}\%$. Este pozo intercepta la falla El Viejón, lo que sugiere que la conexión hidráulica con el inyector Az-08 se hace vía las fallas Tejamaniles-El Viejón (Fig. 1).

El pozo Az-16AD es el tercero en orden de distancia al inyector (Tabla 1). Este pozo produce sólo vapor, por lo que para el mismo sólo existen resultados del trazador de fase gaseosa. Las correspondientes curvas de residencia y recuperación se presentan en la Figura 7. A diferencia con lo observado en los pozos Az-16D y Az-2A, este pozo recibió SF₆ por 239 días después de la inyección, mucho más tiempo que en los pozos mencionados. La recuperación final del trazador de vapor en este pozo resultó $8.57 \times 10^{-4}\%$. Este pozo parece interceptar la falla Tejamaniles (Fig. 1), la misma interceptada por el inyector Az-08, lo que sugiere que esta falla proveería la comunicación entre ambos pozos.

El pozo Az-37, cuarto en orden de distancia al inyector (Tabla 1), también produce sólo vapor. Sus curvas de residencia y recuperación se presentan en la Figura 8. El último registro de SF₆ en este pozo se produjo 71 días después de la inyección del trazador. La recuperación final del mismo resultó $3.28 \times 10^{-4}\%$. Este pozo intercepta la falla El Viejón, por lo que se sugiere que su comunicación con el inyector Az-08 se produce vía las fallas Tejamaniles-El Viejón.

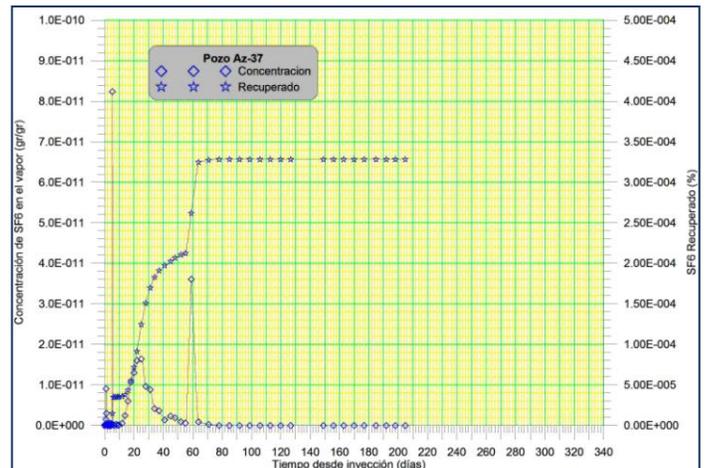


Fig. 8. Curvas de residencia y recuperación de SF₆ en el pozo Az-37.

El pozo siguiente en orden de distancia al inyector es Az-46; este pozo produce agua y vapor (Tabla 1). La Figura 9 presenta las correspondientes curvas de residencia y recuperación del trazador de fase líquida. Después de registrar cinco picos de 2,7-dsn, se interrumpió la recepción de este trazador; pero aproximadamente 180 días después comenzó a registrarse

una serie de picos que incrementaron la recuperación a más del doble de lo registrado hasta la llegada de los picos tardíos. Hasta 407 días después de la inyección del trazador en este pozo se había recuperado 6.63×10^{-4} % de lo inyectado.

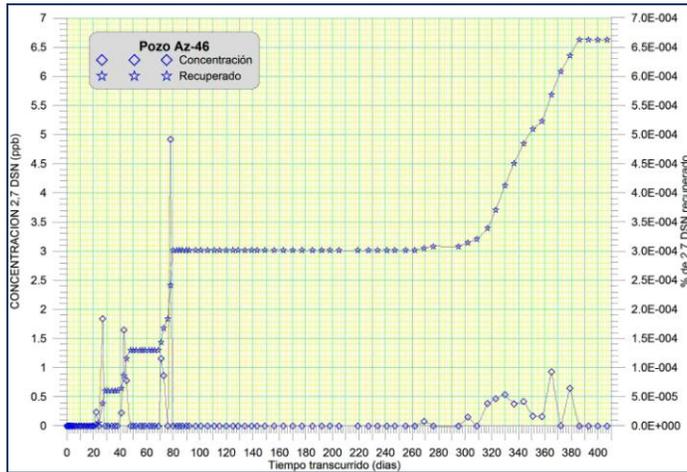


Fig. 9. Curvas de residencia y recuperación de 2,7-dsn en el pozo Az-46.

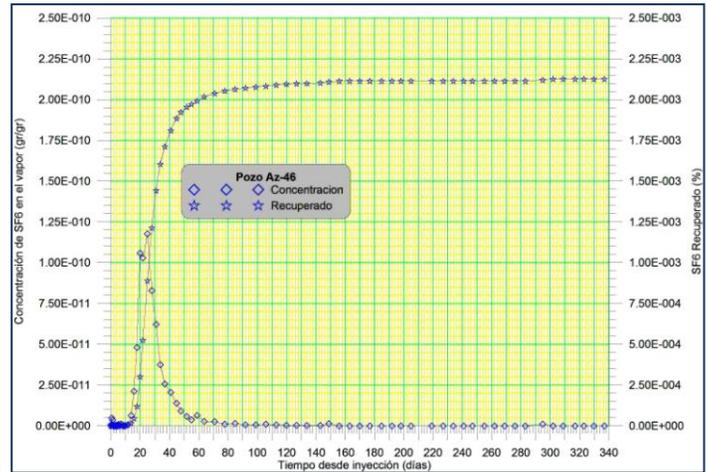


Fig. 10. Curvas de residencia y recuperación de SF₆ en el pozo Az-46.

La Figura 10 presenta las curvas de residencia y recuperación del trazador de fase gaseosa el pozo Az-46. La larga cola del ancho pico en la curva de residencia continuó registrando bajas concentraciones del trazador hasta 149 días después de la inyección. Pero es interesante notar que 295 días después de la inyección se detectó nuevamente una baja concentración de SF₆ en este pozo. Hasta 407 días después de la inyección la recuperación del trazador de vapor era de 2.12×10^{-3} %. Este pozo, como el inyector Az-08 intercepta la falla Tejamaniles (Fig. 1), que probablemente provee la comunicación hidráulica entre los mismos.

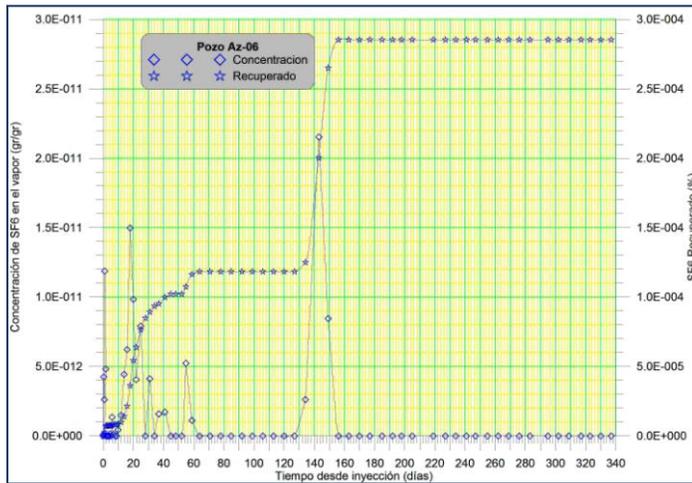


Fig. 11. Curvas de residencia y recuperación de SF₆ en el pozo Az-06.

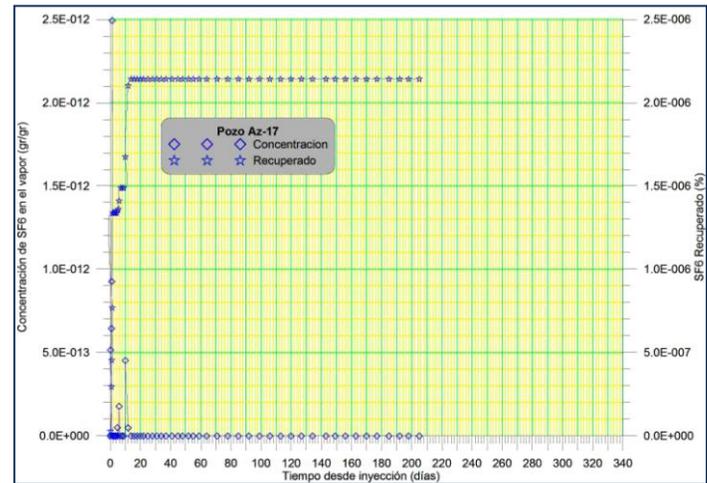


Fig. 12. Curvas de residencia y recuperación de SF₆ en el pozo Az-17.

El siguiente pozo en orden de distancia al inyector es Az-06; también produce sólo vapor (Tabla 1). Las correspondientes curvas de residencia de SF₆ se presentan en la Figura 11. Nótese que, como en otros pozos monitoreados, se registraron una serie de picos tempranos, seguidos de un intervalo sin recepción del trazador, y posteriormente un arribo tardío importante. La recuperación de este trazador en este pozo se completó 156 días después de la inyección. El total recuperado ascendió a 2.85×10^{-4} %. Este pozo intercepta la falla Los Azufres; la Figura 1 sugiere que su conexión con el inyector Az-08 se hace vía las fallas Tejamaniles-Agua Ceniza-Los Azufres.

El pozo Az-17 es el siguiente en orden de distancia al inyector y produce sólo vapor (Tabla 1). Este es el pozo más somero de los estudiados (Fig. 2). La Figura 12 presenta sus curvas de residencia y recuperación. Registró arribo del trazador solamente hasta 12 días después de la inyección. La recuperación total del trazador resultó $2.14 \times 10^{-6}\%$. Este pozo intercepta la falla Puenteillas (Fig. 1), sugiriendo que su conexión con el inyector Az-08 se produce vía las fallas Tejamaniles-El Viejón-Puenteillas. Su poca profundidad y su complicada conexión con el inyector podrían estar relacionadas con la escasa recarga recibida por este pozo.

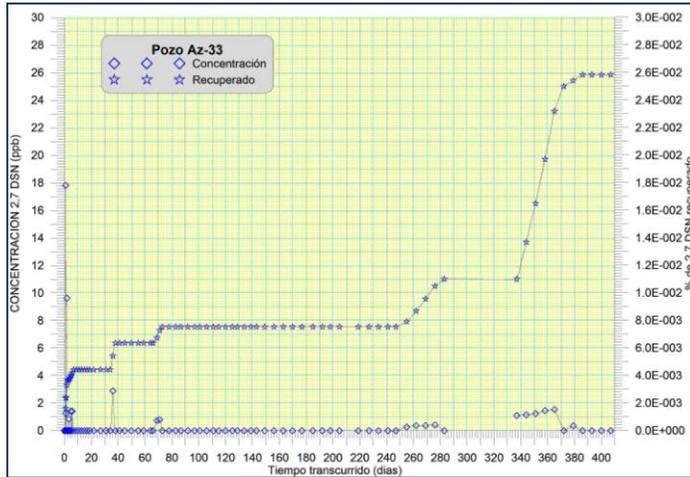


Fig. 13. Curvas de residencia y recuperación de 2,7-dsn en el pozo Az-33.

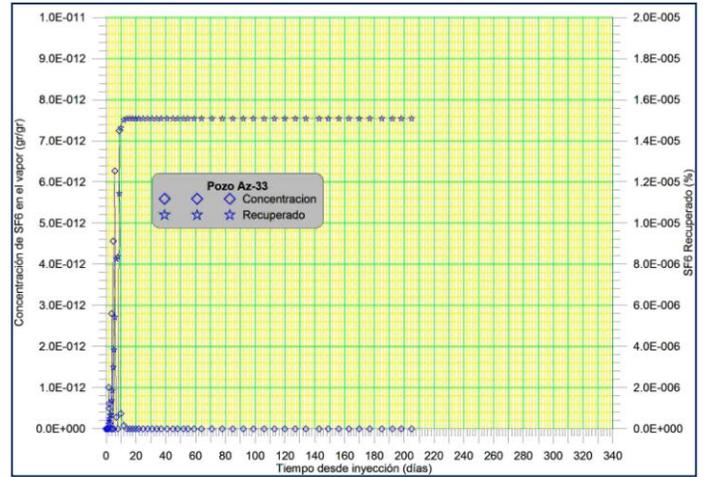


Fig. 14. Curvas de residencia y recuperación de SF₆ en el pozo Az-33.

El siguiente pozo en orden de distancia al inyector es Az-33; produce agua y vapor (Tabla 1). La Figura 13 presenta las curvas de residencia y recuperación para el trazador de fase líquida. Se registraron cinco picos estrechos tempranos en 73 días después de la inyección. A continuación, después de un largo intervalo (182 días), se detectaron algunos picos anchos y de baja concentración. Nótese que entre los 283 y 337 días transcurridos desde la inyección no se obtuvieron muestras de líquido en este pozo, por lo que la curva de residencia no presenta valores y la curva de recuperación se mantiene en un valor constante durante ese intervalo. Por ello el valor consignado como recuperación total hasta 407 días desde la inyección ($2.58 \times 10^{-2}\%$) representa una cota inferior a lo recuperado.

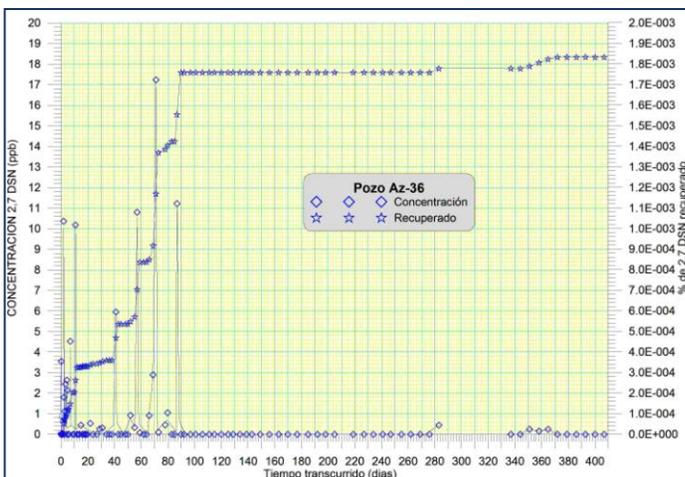


Fig. 15. Curvas de residencia y recuperación de 2,7-dsn en el pozo Az-36.

La Figura 14 presenta las curvas de residencia y recuperación del trazador de fase gaseosa para este pozo. Este pozo recibió SF₆ en una serie de picos estrechos que duró 13 días después de la inyección. La recuperación total fue $1.51 \times 10^{-5}\%$. Como el inyector, el pozo Az-33 intercepta la falla Tejamaniles (Fig. 1) que probablemente provee la conexión hidráulica entre ellos.

Az-36 es el pozo más lejano al inyector; produce agua y vapor (Tabla 1). La Figura 15 presenta las curvas de residencia y recuperación para el trazador de fase líquida. Registró una serie de picos tempranos estrechos dentro de los 90 días que siguieron a la inyección. A continuación, después de un largo intervalo (193 días), se detectaron algunos picos anchos y de baja concentración. Nótese que entre los 283 y 337 días transcurridos desde la inyección no se obtuvieron muestras de líquido en este pozo, por lo que la curva de residencia no presenta valores y la curva de recuperación se mantiene en un valor constante durante ese intervalo. Por ello el valor consignado

como recuperación total hasta 407 días desde la inyección ($1.83 \times 10^{-3}\%$) representa una cota inferior a lo recuperado.

La Figura 16 presenta las curvas de residencia y recuperación del trazador de fase gaseosa para este pozo Az-36. Como en los pozos Az-17 y Az-33, se registraron una serie de picos estrechos en un corto intervalo, en este caso 14 días. La recuperación total de SF₆ resultó $2.93 \times 10^{-6}\%$. Este pozo intercepta la falla PuenteCillas (Fig. 1) sugiriendo que su conexión con el inyector Az-08 se produciría vía las fallas Tejamaniles-El Viejón-PuenteCillas.

Como se muestra en las figuras precedentes, las curvas de residencia de ambos trazadores presentan series de picos. Interpretamos esto en el sentido de que los picos reflejan la conocida naturaleza fracturada del yacimiento.

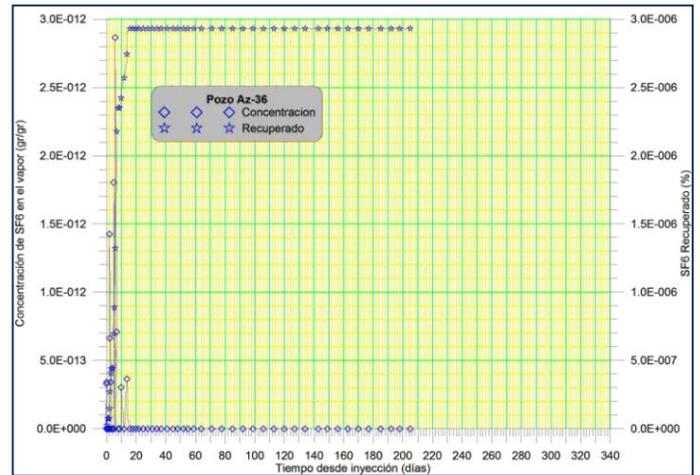


Fig. 16. Curvas de residencia y recuperación de SF₆ en el pozo Az-36.

Nuestros resultados demostraron que los nueve pozos productores monitoreados durante este estudio son recargados por la inyección de salmuera tibia en el pozo Az-08. En la Tabla 2 hemos resumido los porcentajes de recuperación de cada trazador en los pozos, y las recuperaciones agregadas de todos los pozos. Como indican las figuras precedentes, al momento de escribir este trabajo el trazador de vapor parecía haber completado esencialmente su recuperación en los pozos monitoreados, mientras que el trazador de fase líquida no ha completado su arribo a algunos pozos. Las recuperaciones agregadas de la Tabla 2 demuestran que la recarga por líquido es por lo menos dos órdenes de magnitud mayor que la recarga por vapor en los pozos monitoreados. Los modestos porcentajes de recuperación observados sugieren que la mayor parte del fluido inyectado en el pozo Az-08 se dispersa en el yacimiento, contribuyendo a la recarga y a mantener la presión del mismo.

Pozo	Recuperación (%)	
	2,7-dsn	SF ₆
Az-16D	4.78E-02	1.5010E-06
Az-2A	3.42E+00	1.7949E-02
Az-16AD		8.5699E-04
Az-37		3.2812E-04
Az-46	6.63E-04	2.1121E-03
Az-06		2.8534E-04
Az-17		2.1414E-06
Az-33	3.32E-02	1.5088E-05
Az-36	1.95E-03	2.9305E-06
TOTAL	3.50E+00	2.16E-02

Tabla 2. Recuperación de trazadores.

El pozo Az-2A presenta la recuperación más alta para ambos trazadores, por mucho (Tabla 2). Esto se relaciona probablemente con su proximidad al pozo inyector (745 m), con su mayor gasto másico, que es el mayor de este grupo de pozos (Tabla 1), y con el hecho de que la distancia vertical entre su intervalo de producción y el intervalo de inyección del Az-08 es el menor del conjunto (Fig. 2).

Considerando que el tope del intervalo de inyección en el pozo Az-08 está 700 m por debajo del fondo del intervalo de producción del Az-2A y al menos 1000 m más profundo que los intervalos de producción del resto de los pozos monitoreados (Fig. 2), nuestros resultados revelan flujos verticales de líquido y vapor sobre las distancias mencionadas, y la permeabilidad vertical que esto implica. Estos flujos comprobados revelan: (i) el fluido tibio inyectado se calienta lo suficiente a profundidad para subir por convección hasta los intervalos de producción de los pozos monitoreados, previniendo así, o al menos retardando, la interferencia térmica; (ii) el fluido inyectado ebulle a profundidad generando vapor que fluye hacia los pozos. Estos resultados revelan útiles detalles acerca de la circulación del fluido inyectado y de su evolución

termodinámica, así como acerca de propiedades del yacimiento (e.g., temperatura a profundidad, permeabilidad vertical, condiciones bifásicas).

En todos los pozos que producen líquido se observó la existencia un largo intervalo (65-182 días) sin recuperación del trazador de fase líquida (2,7-dsn), entre el arribo temprano varios picos estrechos y el registro tardío de anchos picos (Figs. 3, 5, 9, 13 y 15). Con excepción del pozo Az-36, los porcentajes de recuperación asociados con los conjuntos de picos tardíos son comparables o mayores que los correspondientes a los conjuntos de picos tempranos. Esto revela que en los pozos mencionados en el inicio de este párrafo existen “canales” que los conectan con el inyector que por sus características (e.g. longitud, área transversal) aportan a los pozos productores porcentajes mayores de fluido inyectado a tiempos tardíos. Los largos tiempos de residencia del fluido en dichos “canales” implican que la recarga correspondiente tendrán altas temperaturas, muy cercanas a la de la roca en el yacimiento.

Un fenómeno similar se registró claramente con el trazador de fase vapor en el pozo Az-06 que sólo produce vapor (Fig. 11).

3.1 Efectos de la distancia entre los intervalos de inyección y de producción

Hemos investigado el efecto de la distancia horizontal al pozo inyector sobre la recuperación del trazador de vapor. Encontramos que existe una correlación con $R = -0.827083$ entre dichas variables, como se indica en la Figura 17. Hay un buen ajuste exponencial de los datos, como lo indica el intervalo de confianza de 95% en la gráfica. Esta correlación no incluye al pozo Az-16D porque no sigue la tendencia general. Concluimos que para los pozos monitoreados, con excepción de Az-16D, el vapor derivado de la inyección de fluido en Az-08 tiende a decrecer exponencialmente con la distancia al pozo inyector.

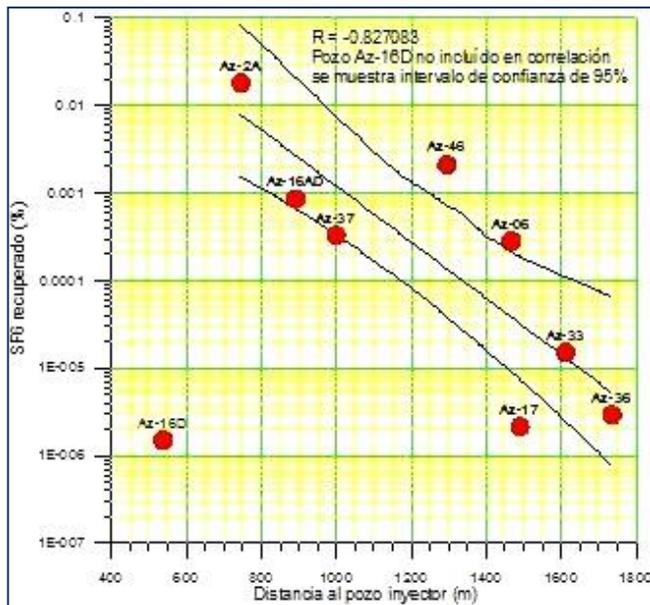


Fig. 17. Correlación de la recuperación de SF_6 vs. distancia horizontal.

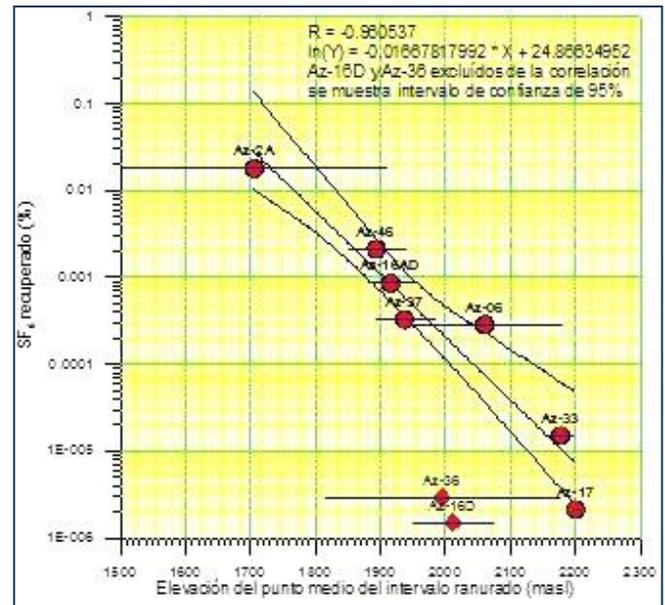


Fig. 18. Correlación entre la recuperación de SF_6 vs. la distancia vertical.

También hemos investigado el efecto de la distancia vertical entre el intervalo de inyección y los intervalos de producción (representados por las elevaciones de los correspondientes puntos medios) sobre la recuperación de SF_6 . Encontramos una fuerte correlación, con $R = -0.960537$, entre dichas variables (Fig. 18). Se observa un buen ajuste exponencial de los datos, como lo revela el intervalo de confianza de 95% en la gráfica. Como se menciona en la figura, se excluyeron de la correlación los pozos Az-16D y Az-36 porque

no siguen la tendencia general. Estos resultados indican que la distancia vertical entre el intervalo de inyección y los intervalos de producción tiende a afectar fuertemente la recuperación de vapor derivado de la inyección en Az-08. Concluimos que para los pozos monitoreados, exceptuando al Az-16D y al Az-36, la recuperación de vapor derivado de la inyección en el pozo Az-08 generalmente tiende a decrecer exponencialmente con la distancia vertical entre las elevaciones de inyección y producción.

Hasta el momento no hemos intentado investigaciones similares con la recuperación del trazador de fase líquida porque la recuperación de 2,7-dsn no se ha completado en los pozos.

4. Sumario y conclusiones

Los nueve pozos monitoreados detectaron el trazador de fase vapor, y los cinco pozos que producen agua detectaron el trazador de fase líquida. Nuestros resultados demostraron fehacientemente que las áreas de alimentación de los nueve pozos monitoreados se recargan por la inyección en el pozo Az-08. Para ambos trazadores las curvas de residencia presentan series de picos, que interpretamos reflejan la conocida naturaleza fracturada del yacimiento. Para cada pozo nuestros resultados sugieren probables conexiones hidráulicas con el inyector vía fallas o combinaciones de fallas conocidas.

Al momento de escribir esta comunicación, 407 días después de la inyección de los trazadores, el trazador de vapor parece haber completado su arribo a los pozos productores. En cambio, la recuperación del trazador de fase líquida continuaba.

La recuperación agregada en los nueve pozos del trazador de fase vapor fue igual a 2.16%, mientras que la recuperación del trazador de fase líquida suma, hasta el momento, 3.50%. Esto implica que la recarga de los pozos estudiados debida a la inyección de fluido en el Az-08 es en general modesta. Para el pozo Az-2A esperamos que la recarga resultará significativamente mayor que la registrada hasta el momento, con base en la tendencia que presenta la curva de residencia del trazador de fase líquida. Los modestos porcentajes de recuperación observados sugieren que la mayor parte del fluido inyectado en el pozo Az-08 se dispersa en el yacimiento, contribuyendo a la recarga y a mantener la presión del mismo.

El pozo Az-2A presenta la mayor recuperación de ambos trazadores. Esto se relaciona probablemente con su proximidad al pozo inyector; con su mayor gasto másico, que es el mayor de este grupo de pozos, y con el hecho de que la distancia vertical entre su intervalo de producción y el intervalo de inyección de Az-08 es el menor del conjunto.

Nuestros resultados revelan la existencia de flujos de líquido y vapor sobre distancias verticales de 700-1000 m, y la permeabilidad vertical que esto implica. Estos flujos revelan: (i) el fluido tibio inyectado se calienta lo suficiente a profundidad para subir por convección hasta los intervalos de producción de los pozos monitoreados, previniendo así, o al menos retardando, la interferencia térmica; (ii) el fluido inyectado ebulle a profundidad generando vapor que fluye hacia los pozos. Estos resultados revelan útiles detalles acerca de la circulación del fluido inyectado y de su evolución termodinámica, así como acerca de propiedades del yacimiento (e.g., temperatura a profundidad, permeabilidad vertical, condiciones bifásicas).

Hemos investigado el efecto de la distancia horizontal del pozo productor al pozo inyector sobre la recuperación del trazador de vapor. Excluyendo al pozo Az-16D, que no sigue la tendencia general, hay una correlación relativamente fuerte ($R = -0.827083$) entre estas variables. Para los pozos estudiados, con la excepción que se menciona, el vapor derivado de la inyección de fluido en Az-08 tiende a decrecer exponencialmente con la distancia al pozo inyector.

También hemos investigado el efecto de la distancia vertical entre el intervalo de inyección y los intervalos de producción sobre la recuperación de SF₆. Excluyendo los pozos Az-16D y Az-36, que no siguen la tendencia general, existe una fuerte correlación ($R = -0.960537$) entre estas variables. Para los pozos estudiados, con las excepciones mencionadas, la recuperación de vapor derivado de la inyección en el pozo Az-08 tiende a decrecer exponencialmente con la distancia entre la elevación del intervalo de inyección y la elevación del intervalo de producción.

Hasta el momento no hemos intentado investigaciones similares con la recuperación del trazador de fase líquida porque la recuperación de 2,7-dsn no se ha completado en los pozos.

Agradecimientos

Los autores agradecen a las autoridades de la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos de la Comisión Federal de Electricidad el permiso para publicar este trabajo.

Referencias

- Adams, M.C., 1995. Vapor, Liquid and Two-Phase Tracers for Geothermal Systems, *Proceedings World Geothermal Congress 1995*, Eds. E. Barbier, G. Frye, E. Iglesias, G. Palmason, pp. 1875-1880.
- Adams, M.C., Y. Yamada, M. Yagi, T. Kondo, T. Wada, 2000. Stability of Methanol, Propanol, and SF₆ as High-Temperature Tracers. *Proceedings World Geothermal Congress 2000*, Eds. E. Iglesias, D. Blackwell, T. Hunt, J. Lund, S. Tamanyu, pp. 3015-3019.
- Adams, M.C., J.J. Beall, S.L. Eney, P.N. Hirtz, P.M. Kilbourn, B.A. Koenig, R. Kunzman, J.L.B. Smith, 2001. Hydrofluorocarbons as Geothermal Vapor-Phase Tracers. *Geothermics*, Vol. 30, pp. 747-775.
- Gutiérrez-Negrín, L.C.A. and J.L. Quijano-León, 2005. Update of geothermics in Mexico. *Proceedings World Geothermal Congress 2005*, Antalya, Turkey, 24-29 April 2005, 5 p.
- Iglesias, E.R., R.J. Torres, and N. Reyes-Picasso, 2007. *Estudio con Trazadores en la Zona Norte del Campo Geotérmico Los Humeros, Puebla. Primera Etapa*. Informe IIE/11/13360/I 02/F, 105 pp. Inédito.
- Iglesias, E.R., M. Flores-Armenta, M., J.L. Quijano-León, M.A. Torres-Rodríguez, R.J. Torres y N. Picasso-Reyes, 2008. Estudio con trazadores de líquido y vapor en la zona Marítaro-La Cumbre del campo geotérmico de Los Azufres, Michoacán. *Geotermia*, Vol. 21, No. 1, pp. 12-24.
- Iglesias, E.R., M. Flores-Armenta, J.L. Quijano-León, M.A. Torres-Rodríguez, R.J. Torres, N. Picasso-Reyes, y F. Sandoval-Medina, 2009. Estudio con un trazador de vapor en la zona aledaña al pozo Az-64, en el campo geotérmico de Los Azufres, Mich. *Geotermia*, Vol. 22, No. 1, pp. 28-39.
- Rose, P.E., W.R. Benoit, P.M. Kilbourn, 2001. The Application of Polyaromatic Sulfonates as Tracers in Geothermal Reservoirs. *Geothermics*, Vol. 30, pp. 617-640.
- Rose, P.E., V. Capuano, A. Peh, P.M. Kilbourn, and C. Kasteler, 2002. The Use of Naphthalene Sulfonates as Tracers in High Temperature Geothermal Systems. *Proceedings of the 23rd Annual PNOC-EDC Geothermal Conference*, pp. 53-58.

Potencial geotérmico de la República Mexicana

Christian Arturo Ordaz Méndez¹, Magaly Flores Armenta¹ y Germán Ramírez Silva²

¹Comisión Federal de Electricidad, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, Morelia, Mich., México.

²Actualmente jubilado de la CFE. Correo: christian.ordaz@cfe.gob.mx

Resumen

A nivel mundial, México ocupa el cuarto lugar como generador de electricidad por medio de la energía geotérmica con una capacidad instalada de 958 MWe. La Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos (GPG) es la responsable del aprovechamiento de estos recursos y como parte de la estrategia de la CFE para incrementar la generación de energía eléctrica mediante fuentes no convencionales llevó a cabo un cálculo del potencial geotérmico del país. Este cálculo se efectuó a través del inventario nacional de manifestaciones termales con que cuenta la GPG, el cual ha permitido identificar 1380 manifestaciones termales distribuidas en todo el país, con información de las temperaturas tomadas superficialmente y las temperaturas obtenidas por medio de geotermómetros. El cálculo del potencial geotérmico se hizo con base en la clasificación de estas manifestaciones por rangos de temperatura geotermométrica, obteniéndose así recursos de alta, media y baja entalpía. Posteriormente se utilizó el método volumétrico para obtener el potencial geotérmico nacional. Los resultados indican que para las *Reservas Posibles* los recursos de alta entalpía ascienden a 5691 MWe, para los de moderada entalpía son de 881 MWe y los de baja entalpía de 849 MWe dando un total de 7422 MWe. Por otra parte, las *Reservas Probables* para el recurso de alta entalpía son de 1643 MWe, para los de moderada entalpía de 220 MWe y para los de baja entalpía de 212 MWe dando un total de 2077 MWe. Por último las *Reservas Probadas* se tomaron como la capacidad adicional que puede instalarse en cada uno de los campos geotérmicos conocidos, dando un total de 186 MWe. La información se procesó y se integró por medio del Sistema de Información Geográfica (SIG) ArcGis 9.2 ©, dando como resultado la publicación vía Intranet del Mapa del Potencial Geotérmico de la República Mexicana.

Palabras clave: México, potencial geotérmico, reservas probadas, probables y posibles, Sistemas de Información Geográfica.

Geothermal potential in Mexico

Abstract

Globally, Mexico is the fourth largest generator of geothermal electricity with an installed capacity of 958 MWe. The Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos (GPG, Geothermal-electric division of the Federal Commission for Electricity –CFE) is responsible for using geothermal resources. The GPG calculated the country's geothermal potential as part of CFE's strategy to increase power generation through non-conventional sources. The calculation departed from the GPG's national inventory of thermal manifestations, which is composed of 1380 manifestations scattered throughout the country. At each, surface temperatures were measured and subsurface temperatures estimated by geo-thermometers. The calculation of the geothermal potential was based on the classifying these manifestations by geo-thermometric temperature ranges, providing for high, medium and low enthalpy resources. The volumetric method was used to obtain the national geothermal potential. The results indicate that the *Potential Reserves* of high-enthalpy resources amounts to 5691 MWe; of moderate-enthalpy resources, 881 MWe; and of low-enthalpy resources, 849 MWe –a total of 7422 MWe. Moreover, the *Probable Reserves* for high-enthalpy resources amounts to 1643 MWe; of moderate-enthalpy resources, 220 MWe; and of low-enthalpy resources, 212 MWe –a total of 2077 MWe. Finally the *Proved Reserves* were considered, defined as the additional capacity able to be installed in each known geothermal field, for a total of 186 MWe. All the information was processed and integrated

using the Geographic Information System (GIS) ArcGis 9.2 ©, resulting in the CFE's intranet publication of the *Geothermal Potential Map of Mexico*.

Keywords: Mexico, geothermal potential, proved, probable and potential reserves, Geographic Information Systems.

1. Antecedentes

La primera estimación de los recursos geotérmicos de la República Mexicana reportada en la literatura fue hecha por Alonso en 1975 (*en Mercado et. al.*, 1982) estimando una capacidad mínima de 100 MWe para los recursos de alta temperatura en cada una de las siguientes zonas: Ixtlán de los Hervores, Los Negritos, Los Azufres, La Primavera, San Marcos, Hervores de la Vega, La Soledad y Los Humeros. De igual manera, se estimó un potencial mínimo de 500 MWe en Cerro Prieto, y se supuso una capacidad media instalada de 75 MWe para aquellas zonas en las que no se habían efectuado estudios. Con estas consideraciones Alonso da una estimación de 4000 MWe.

Un año después Mercado (1976) realiza el cálculo de los recursos geotérmicos por medio de métodos geoquímicos siguiendo tres pasos principales. Primeramente estimó la fracción del sistema que es roca porosa y permeable, posteriormente estimó la fracción de calor almacenado en el volumen poroso y permeable que puede recuperarse en la superficie, y por último estimó la eficiencia con la cual la energía térmica en el cabezal de los pozos puede convertirse a energía eléctrica. Con estos parámetros Mercado reportó un potencial de 13,110 MWe.

En 1985 Alonso nuevamente hace un cálculo utilizando los conocimientos y la tecnología actual basado en las definiciones de reservas probadas, probables y posibles, obteniendo para las primeras 1340 MWe, para las segundas 4600 MWe y para las últimas 600 MWe, que en suma dan 11,490 MWe. En el mismo año Mercado *et. al.* (1985) efectuaron una evaluación genérica de los recursos de temperaturas intermedias a bajas, y para ello dividieron al país en dos regiones. En la primera, la región centro y sur del país, consideraron una franja de 900 km de largo por 4 km de ancho en el Cinturón Volcánico Mexicano, con un espesor de 2 km y temperaturas de 125°C, calculando un potencial de 31,498 MWe. La segunda región comprendió el norte del país con un área de 2000 km², un espesor de yacimiento de 1.5 km y una temperatura de 135°C, obteniendo un potencial de 14,317 MWe. El total para el país resultó en 45,815 MWe.

Posteriormente Iglesias *et. al.* (2002) evaluaron las reservas geotérmicas de una manera más precisa, utilizando el método volumétrico y estimando así la energía térmica de 297 localidades, lo cual representa una primera aproximación a la energía térmica y reservas de México. Iglesias y Torres (2004) estimaron las energías térmicas totales y sus reservas geotérmicas para 276 localidades de la república estimando que con un intervalo de confianza de 90% estas van de 3.08×10^{17} hasta 3.45×10^{17} kJ. Aplicando un factor de recuperación de 0.25 estimaron que el total de las reservas correspondientes a las 276 localidades se encuentra entre 7.7×10^{16} y 8.6×10^{16} kJ (2.14×10^{10} y 2.39×10^{10} MW_th).

El Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) (Iglesias *et. al.*, 2005) preparó una "Estimación del recurso y prospectiva tecnológica de la geotermia en México". Los autores discuten las reservas geotérmicas de México y las estimaciones que se han publicado en relación con los recursos de la geotermia para aplicaciones relacionadas con la generación de energía eléctrica, así como aplicaciones no eléctricas, y describen la prospectiva tecnológica de la geotermia en el país y los aspectos ambientales involucrados.

Uno de los últimos trabajos fue el de García (2006), el cual elaboró un Mapa Nacional de los Recursos Geotérmicos de México en el que mediante una técnica de contornos de color se despliega el valor índice

geotérmico, calculado mediante una Evaluación Multicriterios (EMC), el cual presenta localidades para ser exploradas mediante estudios de mayor detalle. Dentro de los resultados obtenidos el autor menciona que las zonas de mayor atractivo se producen en torno a Cerritos Colorados, Los Azufres, Cuitzeo, y zonas volcánicas en Nayarit, Ixtlán de los Hervores y Los Negritos.

2. Objetivo

Este trabajo tiene como objetivo disponer de un mapa del potencial geotérmico de la República Mexicana vía Intranet elaborado bajo un Sistema de Información Geográfica, que sirva de insumo hacia la planeación estratégica para el desarrollo de proyectos geotermoeléctricos, y forme parte del “Inventario de Recursos Naturales para la Producción de Energía Limpia” de la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

3. Metodología

3.1. Clasificación de los tipos de recursos geotérmicos

Como parte de las estrategias de la CFE para la generación de energía eléctrica por medio de recursos naturales renovables, la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos (GPG) junto con la Gerencia de Estudios e Ingeniería Civil (GEIC), elaboraron en 2009 el Mapa del Potencial Geotérmico de la República Mexicana el cual forma parte del Inventario de Recursos Naturales para la Producción de Energía Limpia. Este trabajo se encuentra en una plataforma SIG accesible en la intranet de la CFE.

Para realizar la estimación se aprovechó el inventario nacional de manifestaciones termales con que cuenta la GPG, el cual permitió identificar más de 1380 manifestaciones distribuidas en todo el país. Estas manifestaciones corresponden a diferentes tipos: manantiales, hervideros, fumarolas, volcanes de lodo, suelos calientes, pozos y norias de agua caliente; de ellos se cuenta con información de las temperaturas tomadas superficialmente y las temperaturas obtenidas por medio de geotermómetros, a fin de estimar el potencial geoenergético disponible y la factibilidad de explotar el recurso para la generación de energía eléctrica (Díaz *et al.*, 2008).

El cálculo se hizo con base en la clasificación de las manifestaciones por rangos de temperatura obtenidas con los geotermómetros. Para ello, primero se determinó el tipo de geotermómetros a utilizar de acuerdo a los requerimientos para su aplicación y al de temperaturas para cada categoría. La combinación de los geotermómetros de Sodio-Potasio-Calcio (Na-K-Ca) y Potasio-Magnesio (K-Mg) representan rangos de temperaturas confiables entre 90 y 150°C, los de Sodio-Potasio y Sílice amorfa (NaK-SiO₂) para rangos de temperatura de 150 a 200°C, y el de Sodio-Potasio (NaK) se utilizó para temperaturas superiores a los 200°C. De acuerdo a esta clasificación se obtuvieron recursos de alta, media y baja entalpía (Sanyal, 2005) (Tabla 1) los cuales se representaron espacialmente (Figura 1).

Recurso	Temperatura °C	Capacidad MWe
Alta entalpía	> 200	2 a 4
Media entalpía	150 - 200	3 a 6
Baja entalpía	90 - 150	Min. 10

Tabla 1. Clasificación por temperaturas obtenidas con los geotermómetros y su capacidad de generación (MWe) para los diferentes tipos de recursos.

3.2. Cálculo de reservas geotérmicas

Para el cálculo de las reservas geotérmicas se utilizó el método volumétrico con el cual se obtuvo el potencial geotérmico nacional. Este método es el más utilizado para estimar las reservas geotérmicas debido a que es aplicable a virtualmente cualquier entorno geológico en función de la cantidad y tipo de información con la que se cuente, y los parámetros requeridos pueden ser medidos o estimados.

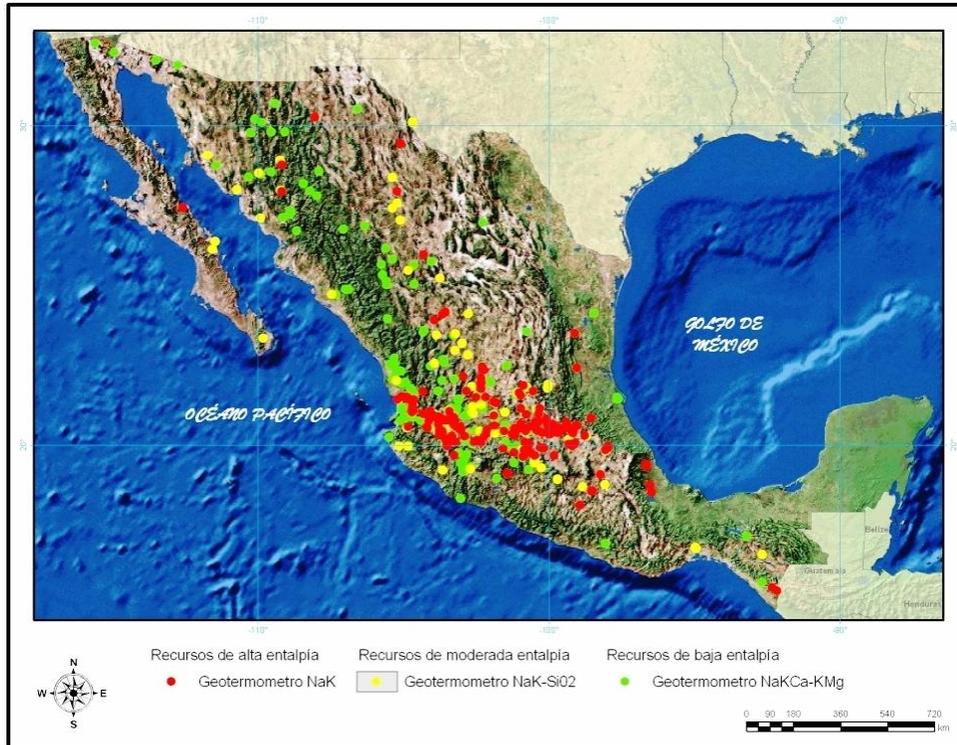


Fig. 1. Clasificación de las manifestaciones hidrotermales por rangos de temperatura geotermométrica que definen recursos de alta, media y baja entalpía.

conocidos que, de acuerdo al análisis de datos de geología e ingeniería, se estima con “razonable certeza” que serán recuperables comercialmente bajo las condiciones económicas y métodos de operación actuales. Si se emplean métodos probabilísticos para su evaluación, habrá al menos un 90% de probabilidad de que las cantidades a recuperar serán iguales o excederán el estimado (Reserva 1P) (<http://www.oilproduction.net>). En el caso geotérmico se consideran como la capacidad adicional que puede instalarse en cada campo geotérmico en operación de acuerdo con los modelos de simulación aplicados en cada yacimiento y que a la fecha se expresan como los proyectos adicionales.

Bajo ese criterio las reservas probadas que pueden instalarse en cada campo son: CP-V (100-75 = 25 MW netos adicionales), Los Humeros II (46 MW netos adicionales) y Los Azufres III (75-35 = 40 MW netos adicionales). La suma adicional neta de estos tres proyectos es de 111 MW, a los que habría que agregar los 75 MW probados de Cerritos Colorados, para un total de 186 MW (Tabla 3) (Raúl Sánchez Velasco, 2009, comunicación personal).

Posteriormente, de acuerdo a los parámetros que se deben de utilizar en el método volumétrico, se calculó el potencial de las reservas probables. La mayoría de esos parámetros se estima en función del conocimiento tanto de geología como de la ingeniería de yacimientos, tomando como referencia las condiciones generales de los campos de la república mexicana actualmente explotados (Tabla 2).

En este trabajo se utilizaron diferentes parámetros (Tabla 2) para obtener el potencial de reservas probadas, probables y posibles. Con este método volumétrico primero se calcula la energía térmica contenida en un volumen de roca y agua, después se estima la fracción de dicha energía que es recuperable y posteriormente las reservas geotérmicas se computan a partir de las energías térmicas estimadas a las cuales se aplica un factor de recuperación, el cual resume los vínculos físicos y tecnológicos que previenen la extracción total de la energía térmica del yacimiento.

Las reservas probadas se tomaron como aquellas reservas de yacimientos

Estas reservas probables se tomaron como las reservas donde el análisis geológico y de ingeniería de yacimientos sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de no serlo. Si se emplean métodos probabilísticos para su evaluación (e.g., Monte Carlo), habrá una probabilidad de al menos 50% de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables, también llamada reserva 2P (<http://www.oilproduction.net>).

Abreviatura	Descripción	Valor	Unidad
A	Área	1,000,000	m ²
h	Espesor del yacimiento	500	m ²
C _r ¹	Calor específico de la roca	Calculado en función del tipo de roca.	kJ/kg°C
C _f	Calor específico del fluido	Calculado	kJ/kg°C
φ	Porosidad	15	Fracción
T _i	Temperatura inicial del yacimiento	Temperatura de geotermómetro	°C
T _a	Temperatura de abandono del yacimiento	Alta entalpía = 150 Mediana entalpía = 125 Baja entalpía = 90	°C
ρ _r ²	Densidad de la roca	Obtenido dependiendo el tipo de roca	kg/m ³
ρ _f	Densidad del fluido	Calculado	kg/m ³
R _f ³	Factor de recuperación de calor	0.25	Fracción
Ce ⁴	Factor de conversión de eficiencia	0.18 (+200°C) 0.125 (150 a 200°C) 0.11 (90-150°C)	Fracción
Pf ⁵	Factor de planta	0.95	Fracción
t	Tiempo	30 (Años)	Segundos
Q _r	Energía de la roca	Calculado	kJ
Q _f	Energía en el fluido	Calculado	kJ
Q _t	Energía total Q _t = Q _r + Q _f	Calculado	kJ
P	Potencia	Calculado	MWe

^{1 y 2} Tablas de calor específico y densidad de la roca (<http://www.engineeringtoolbox.com>), ^{3 y 5} Tablas de factor de recuperación de calor y tablas de factor de planta (Grand *et. al.*, 2002), ⁴ Tablas de factor de conversión de eficiencia (Tester *et. al.*, 2006).

Tabla 2. Parámetros empleados en el método volumétrico para el cálculo del potencial geotérmico. Valores utilizados para obtener las reservas probables.

Campo geotérmico	Capacidad actual (MWe)	Reservas Probadas (1p) (MWe)
Cerro Prieto, BC	720	25
Los Azufres, Mich.	188	40
Los Humeros, Pue.	40	46
Las Tres Vírgenes, BCS	10	0
Cerritos Colorados, Jal.	0	75
Total	958	186

Tabla 3. Capacidad actual y reservas probadas (1P) (capacidad adicional) en cada campo geotérmico.

Los resultados obtenidos de las reservas probables para el recurso de alta entalpía son de 1643 MWe, para los de moderada entalpía de 220 MWe y para los de baja entalpía de 212 MWe, dando un potencial total de 2077 MWe (Tabla 4).

Por último, se calcularon las reservas posibles con los parámetros que se enlistan en la Tabla 5.

Las reservas posibles son aquellos volúmenes cuya información geológica y de diseño sugiere que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando son utilizados métodos probabilísticos la suma de las reservas probadas, probables y posibles o reserva 3P, tendrá al menos una probabilidad del 10% de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores (<http://www.oilproduction.net>). Los resultados obtenidos de las reservas posibles para los recursos de alta entalpía ascienden a 5691 MWe, para los de moderada entalpía son de 881 MWe y los de baja entalpía de 849 MWe dando un total de 7422 MW (Tabla 4).

Potencial Geotérmico (MWe)					
Probable (2P)	Alta Entalpía	1643.94	Posible (3P)	Alta Entalpía	5691.79
	Moderada Entalpía	220.37		Moderada Entalpía	881.48
	Baja Entalpía	212.70		Baja Entalpía	849.61
	Total	2077.01		Total	7422.88

Tabla 4. Potencial geotérmico para las reservas probables (2P) y reservas posibles (3P) de los diferentes tipos de recursos.

Abreviatura	Descripción	Valor	Unidad
A	Área	1,000,000	m ²
h	Espesor del yacimiento	2,000	m ²
C _r ¹	Calor específico de la roca	Calculado en función del tipo de roca.	kJ/kg°C
C _f	Calor específico del fluido	Calculado	kJ/kg°C
φ	Porosidad	15	Fracción
T _i	Temperatura inicial del yacimiento	Temperatura de geotermómetro	°C
T _a	Temperatura de abandono del yacimiento	Alta entalpía = 150 Mediana entalpía = 125 Baja entalpía = 90	°C
ρ _r ²	Densidad de la roca	Obtenido dependiendo el tipo de roca	kg/m ³
ρ _f	Densidad del fluido	Calculado	kg/m ³
R _f ³	Factor de recuperación de calor	0.25	Fracción
C _e ⁴	Factor de conversión de eficiencia	0.18 (+200°C) 0.125 (150 a 200 °C) 0.11 (90-150°C)	Fracción
P _f ⁵	Factor de planta	0.95	Fracción
t	Tiempo	30 (AÑOS)	Segundos
Q _r	Energía de la roca	Calculado	kJ
Q _f	Energía en el fluido	Calculado	kJ
Q _t	Energía total Q _t = Q _r + Q _f	Calculado	kJ
P	Potencia	Calculado	MWe

¹ y ² Tablas de calor específico y densidad de la roca (<http://www.engineeringtoolbox.com>), ³ y ⁵ Tablas de factor de recuperación de calor y tablas de factor de planta (Grand *et. al.*, 2002), ⁴ Tablas de factor de conversión de eficiencia (Tester *et. al.*, 2006).

Tabla 5. Parámetros utilizados en el cálculo del potencial geotérmico para las reservas posibles.

4. Integración de la información y publicación en la intranet de la CFE

La última parte de este trabajo corresponde al procesamiento e integración de la información obtenida, lo que se hizo por medio del Sistema de Información Geográfica (SIG) ArcGis 9.2©. Estos sistemas son una integración organizada de hardware, software y datos geográficos, diseñados para capturar, almacenar, manipular, analizar y desplegar en todas sus formas la información geográficamente referenciada con el fin de resolver problemas complejos de planificación y gestión. Este proceso de integración dio como resultado la publicación del Mapa del Potencial Geotérmico de la República Mexicana en la intranet de la CFE.

El mapa está integrado por imágenes “raster” de la república mexicana, imágenes de relieve sombreado e imágenes de elevación que en conjunto forman el mapa base con información vectorial como capitales, carreteras y límites estatales, entre otras. El mapa está diseñado para que de acuerdo a la escala que se esté visualizando aparezca la información que el usuario podrá ver y consultar. Igualmente se encuentra en él la localización de las manifestaciones termales ya clasificadas por rangos de temperatura y tipo de recurso geotérmico al que pertenece. Cada elemento cartográfico posee su base de datos con información directa, la cual puede ser consultada con las herramientas del SIG si así se requiere (Figuras 2 y 3).

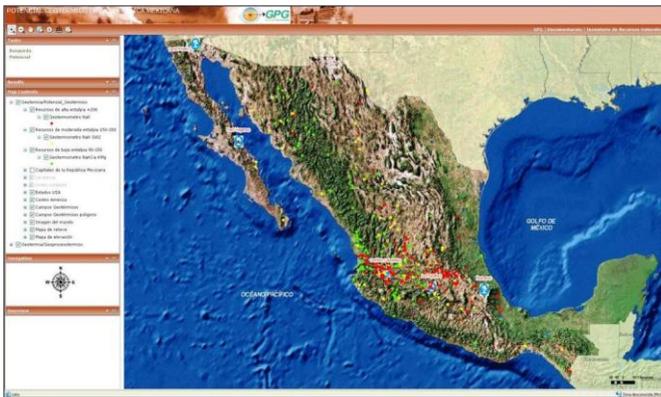


Fig. 2. Servicio vía Intranet. En pantalla mapa de la república mexicana integrado por imágenes “raster”, la localización de las manifestaciones termales y la ubicación de los campos geotérmicos.

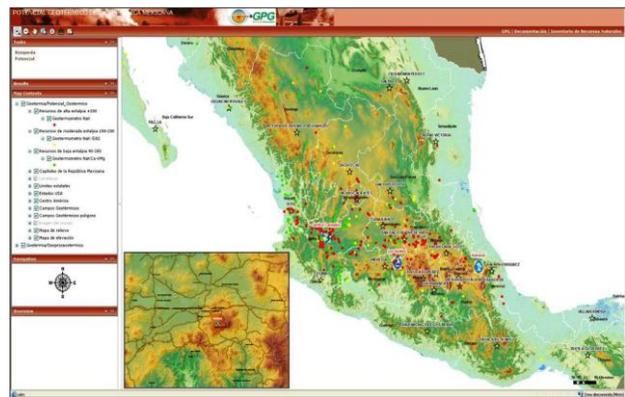


Fig. 3. Servicio vía Intranet. En pantalla un acercamiento al mapa con el modelo digital de elevación, el modelo sombreado como mapa base, y en recuadro acercamiento mayor a la zona de Los Azufres.

Vía intranet el usuario puede interactuar con el mapa a través de la aplicación. Por medio del icono “identificador” puede ver la tabla de datos que tenga asociado cualquier elemento cartográfico, y decidir qué información quiere visualizar por medio de la activación de los diferentes elementos cartográficos tales como: tipos de recursos geotérmicos, ubicación de las capitales de los estados y sus nombres, ubicación de los campos geotérmicos, carreteras del país o imágenes “raster”, entre otros elementos. La aplicación también tiene funciones propias de un servicio web, como manipular las escalas de vista, calcular distancias, hacer búsquedas espaciales por uno o varios elementos cartográficos, entre otros servicios. Adicionalmente se cuenta con una herramienta que permite calcular el potencial geotérmico de zonas de interés, dando resultados en función de las manifestaciones que el usuario haya determinado (Figura 4).

Hay también información adicional por medio de “links” a disposición de los usuarios. Esta información comprende ligas a la página interna de la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, liga a la documentación que corresponde al resumen, tablas comparativas, diccionario y bibliografía que se empleó en este trabajo.

Por último y como se menciona este mapa forma parte de un atlas que integra el “Inventario de Recursos Naturales para la Producción de Energía Limpia” por lo que hay una liga a dicho atlas donde se puede consultar todo lo relacionado a la generación de energía eléctrica por medio de fuentes limpias.

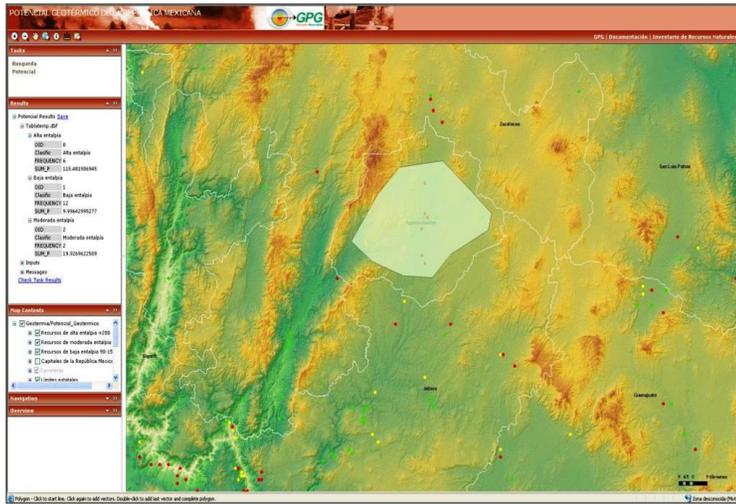


Fig. 4. Herramienta para el cálculo del potencial geotérmico de zonas que resulten de interés.

5. Conclusiones

- El Sistema de Información Geográfica ArcGis 9.2© permitió la integración, análisis, procesamiento y despliegue de la información de una manera oportuna y eficiente.
- El cálculo del potencial geotérmico se hizo con base en la clasificación de más de 1300 manifestaciones por rangos de temperatura geotermométrica, lo que permitió identificar los tipos de recursos geotérmicos con los que se cuenta en la república mexicana.
 - Se clasificaron las manifestaciones en recursos de alta ($> 200^{\circ}\text{C}$), media ($150\text{--}200^{\circ}\text{C}$) y baja entalpía ($90\text{--}150^{\circ}\text{C}$), lo cual permite identificar el potencial geotérmico para cada grupo.
- Se utilizó el método volumétrico para obtener el potencial geotérmico nacional debido a que es aplicable a virtualmente cualquier entorno geológico en función de la cantidad y tipo de datos, y los parámetros utilizados pueden ser medidos o estimados.
- Las Reservas Probadas (1P) se tomaron como la capacidad adicional que puede instalarse en cada campo, dando un total de 186 MWe.
- Las Reservas Probables (2P) para el recurso de alta entalpía son de 1643.94 MWe, para los de moderada entalpía de 220.37 MWe y para los de baja de 212.70 MWe, dando un total de Reservas Probables de 2077 MWe de acuerdo a simulaciones numéricas.
- Para los recursos de alta entalpía existen Reservas Posibles (3P) por 5691.79 MWe, para los recursos de moderada entalpía de 881.48 MWe y los de baja entalpía por 849.61 MWe dando un total de Reservas Posibles en la República Mexicana de 7422.88 MWe de acuerdo a simulaciones numéricas.
- El Mapa del Potencial Geotérmico de la República Mexicana se publicó en la intranet de CFE y es una herramienta que sirve de insumo hacia la planeación estratégica para el desarrollo de proyectos geotermoeléctricos, además de ser una herramienta de búsqueda, manejo y análisis de la información.

Referencias

Alonso, H., 1985. Present and planned utilization of Geothermal Resources in Mexico: *Geothermal Resources Council Transactions*, Vol. 9, pp. 135-140.

- Díaz, L., E. Santoyo y J. Reyes, 2008. Tres nuevos geotermómetros mejorados de Na/K usando herramientas computacionales y geoquimométricas; aplicación a la predicción de temperaturas de sistemas geotérmicos. *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*, v. 25 (3), p. 465-482.
- García, G., 2006. Mapa Nacional de Recursos Geotérmicos 2006. Reporte GF-MX-08-06, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, 24 p. Inédito.
- Grand, I., I. Donaldson, and P. Bixley, 2002. *Geothermal reservoir engineering: Energy science and engineering*. Academic Press, New York, 369 p.
- Iglesias, E.R., R.J. Torres, J.I. Martínez-Estrella, N. Reyes-Picasso, y R.M. Barragán, 2002. Evaluación de los recursos geotérmicos de temperatura intermedia a baja e identificación de sus aplicaciones. Instituto de Investigaciones Eléctricas, Informe IIE/11/11780 02/F, 70 p. Inédito.
- Iglesias, E.R. y R.J. Torres, 2004, Estimación de las reservas geotérmicas de 20 Estados Mexicanos. Instituto de Investigaciones Eléctricas, Informe IIE/11/11542 01/F, 27 p. Inédito.
- Iglesias, E.R., R.J. Torres, y J.I. Martínez-Estrella, 2005. Medium- to low-temperature geothermal reserves of the State of Aguascalientes, Mexico: a partial assessment. *Proceedings World Geothermal Congress 2005*, Antalya, Turkey, 24-29 April 2005.
- Mercado, S., 1976. The Geothermal Potential Evaluation of Mexico by Geothermal Chemistry. *Proceedings of the International Congress on Thermal Waters, Geothermal Energy and Vulcanism of the Mediterranean Area*. Atenas, Grecia.
- Mercado, S., V.M. Arellano, R.M. Barragán, R. Hurtado, D. Nieva, E. Iglesias, G. Barroso, y H. Fernández, 1982. Diagnósticos y pronósticos sobre los aspectos científicos y tecnológicos de la geotermia como fuente de energía en México. Instituto de Investigaciones Eléctricas, Informe IIE/FE-G37/1767/3, bajo contrato con CONACYT, 401 p. Inédito.
- Mercado, S., J. Sequeiros, and H. Fernández, 1985. Low Enthalpy Geothermal Reservoirs in Mexico and Field Experimentation on Binary-Cycle Systems. *Geothermal Resources Council Transactions*, Vol. 9, pp. 523-526.
- Sanyal, S.K., 2005. Classification of Geothermal Systems – A possible scheme. *Transactions of the Thirtieth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford University, Stanford, California, p. 8.
- Tester, J., B. Anderson, A. Batchelor, D. Blackwell, R. DiPippo, E. Drake, J. Garnish, B. Livesay, M. Moore, K. Nichols, S. Petty, M. Toksöz, and R. Veatch, 2006. *The Future of Geothermal Energy—Impact of Enhanced Geothermal Systems (EGS) on the United States in the 21st Century*. Massachusetts Institute of Technology, 372 p.

Caracterización de un yacimiento de roca seca caliente en la zona geotérmica de Acoculco, Pue.

Cecilia Lorenzo Pulido¹, Magaly Flores Armenta¹ y Germán Ramírez Silva²

¹Comisión Federal de Electricidad, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, Morelia, Mich. ²Actualmente jubilado de la CFE. Correo: cecilia-lorenzo@cfe.gob.mx

Resumen

Los recursos geotérmicos de roca seca caliente (HDR: *Hot Dry Rock*), también conocidos actualmente como sistemas geotérmicos mejorados (EGS: *Enhanced Geothermal Systems*), han sido investigados de tiempo atrás. El concepto de HDR es muy simple. Los yacimientos más comunes se encuentran a unos 5000 m de profundidad y están formados por rocas impermeables que tienen una temperatura entre 150°C y 300°C, y no contienen ningún tipo de fluido. La temperatura es un criterio económico principal, ya que para la generación de energía eléctrica se requiere una temperatura inicial mayor a los 200°C. Para desarrollar el sistema se hacen dos perforaciones, en una de las cuales se introduce agua fría y en la otra se obtiene agua caliente. En Francia, desde junio de 2008 se encuentra en operación una planta de 1.5 MW como parte del proyecto *Soultz-sous-Forêt* financiado por el *European Deep Geothermal Energy Programme*. A fin de caracterizar los yacimientos HDR se llevó a cabo una recopilación de información multidisciplinaria referente a: (1) origen de la fuente de calor, (2) información cuantitativa de temperatura y mecanismos de transferencia de calor natural, (3) fallas y fracturas naturales, (4) esfuerzos locales, y (5) tipo de basamento. Esta información se aplicó a la zona geotérmica de Acoculco, Pue., explorada por el Departamento de Exploración mediante los pozos EAC-1 y EAC-2 para determinar la presencia de un yacimiento de alta temperatura (de 220°C a más 250°C). Esta zona presenta las siguientes características: (1) Origen de la fuente de calor: volcanotectónico; (2) Los registros de temperatura mostraron valores de 263.8°C y 307.3°C, a profundidades de 1900 y 2000 m, respectivamente, y el comportamiento de la curva de temperatura indica características de una roca impermeable caliente; (3) Los dos pozos exploratorios están en un estructura tipo graben, y a profundidad se observó en muestras de núcleo y ripios evidencias de fallas y fracturas naturales selladas total o parcialmente por minerales hidrotermales como epidota, cuarzo y pirita; (4) El análisis de esfuerzos establece los sistemas NW-SE y E-W locales como los principales en la zona geotérmica; y (5) El basamento está constituido por calizas que han sufrido metamorfismo de contacto debido al emplazamiento de un intrusivo (granito de hornblenda) que se identificó en la columna litológica de ambos pozos. Con base en todo ello, la zona geotérmica de Acoculco es candidata a ser desarrollada bajo un esquema de Roca Seca Caliente.

Palabras clave: Acoculco, roca seca caliente, fuente de calor, pozos exploratorios, geología estructural, EGS.

Characterization of a hot dry rock reservoir at Acoculco geothermal zone, Pue.

Abstract

Hot dry rock (HDR) geothermal resources, also called enhanced (or engineered) geothermal systems (EGS), have been researched for a long time. The HDR concept is simple. Most of the reservoirs are found at depths of around 5000 m and comprised of impermeable rocks at temperatures between 150 °C and 300 °C –lacking fluid. Rock temperature is a main economic criterion, since to generate electric energy initial temperatures above 200 °C are required. To develop a HDR system, two wells are drilled. Cold water is introduced in one well and hot water is obtained from the other well by passing the water through the hot rock. Since June 2008, a 1.5 MWe power plant has been operating in France, part of the Soultz-sous-Forêt project financed by the European Deep Geothermal Energy Programme. To characterize the HDR reservoir multi-disciplinary information was gathered regarding: (1) the heat source origin, (2) qualitative information on temperature

and transfer mechanisms of natural heat, (3) natural faults and fractures, (4) local stresses, and (5) the basement rock. The information was applied to a geothermal zone in Acoculco, Pue.. The zone was explored by the Exploration Department with wells EAC-1 and EAC-2, defining the presence of a high temperature reservoir (from 220 °C to more than 250 °C). The zone presents the following features: (1) heat source origin: volcano-tectonic, (2) temperature logs show values of 263.8 °C and 307.3 °C at depths of 1900 m and 2000 m, respectively, (3) the exploration wells are located in a graben-like structure, and the core and cutting samples show evidences of natural faults and fractures partially or completely sealed by hydrothermal minerals such as epidote, quartz and pyrite, (4) stress analyses indicate the local NW-SE and E-W systems are the main systems in the geothermal zone, and (5) the basement rock is composed of limestones with contact metamorphism due to the emplacement of intrusive rocks (hornblende granite), which was identified in the lithologic column from both wells. Based on all these features, the Acoculco geothermal zone is a candidate for development under an EGS scheme.

Keywords: Acoculco, hot dry rock, heat source, exploration wells, structural geology, EGS.

1. Introducción

La caracterización de un yacimiento de Roca Seca Caliente es la base para la planeación del desarrollo del mismo. Así mismo, se debe tener en cuenta que aunque presente características de un sistema de roca seca caliente, el campo no puede considerarse viable todavía. La identificación de las características en campo de los sitios HDR/HWR (roca seca caliente/roca húmeda caliente) son de gran utilidad durante la fase inicial del desarrollo de dichos campos, y aumentará la utilidad gradualmente durante cada etapa de desarrollo: perforación, creación de fracturas en el yacimiento, circulación y la extracción de calor.

2. Características generales de los sistemas HDR/HWR

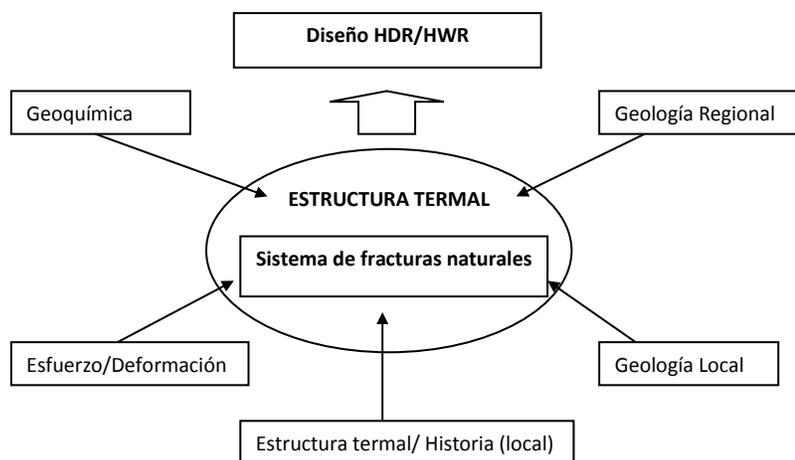


Fig. 1 Estructura de la caracterización de un sistema HDR/HWR.

En la Figura 1 se muestra la metodología para la caracterización de cualquier sistema HDR/HWR. La estructura termal de la roca caliente incluye algunas estimaciones del sistema de fracturas naturales, el cual será el objetivo final de la caracterización del campo.

2.1. Origen del calor

Es esencial una roca con alta temperatura para desarrollar un sistema HDR. El calor en la masa de la roca a una profundidad del orden de varios kilómetros puede ser asignado cualitativamente a tres fuentes:

- A. Área volcánica en zonas de subducción (choque de placas), donde el magma alimenta de calor a la roca circundante (Ej. Hijori y Ogachi en Japón).
- B. Áreas relacionadas con zonas de *rift*, caracterizadas por una estructura de graben continental (Kappelmeyer *et al.*, 1991; Armstead and Tester, 1987).
- C. Área donde la fisión nuclear natural de elementos trazadores mantienen la masa de roca caliente. Un ejemplo posible de este tipo de roca es el granito (Kruger *et al.*, 1992).

2.2. Temperatura

La temperatura es un criterio económico principal porque determina la profundidad de perforación de los pozos del yacimiento creado. Si el objetivo principal es la generación de energía eléctrica, la temperatura inicial de las rocas debe ser mayor de 200°C.

La alta temperatura en la masa de roca es la base para la evaluación de la factibilidad del desarrollo del sistema HDR/HWR.

El análisis detallado del estado natural de la transferencia de calor en el subsuelo es un aspecto importante en la historia termal del área, la cual define la creación de un modelo. Para ello se utilizan combinaciones de tecnología como datación avanzada y geología de los yacimientos minerales; además los métodos de exploración geofísica son también esenciales para modelar la superficie de las estructuras presentes.

Se requiere un número mínimo de pozos profundos para la caracterización del campo, lo cual depende de la complejidad de la geología del área y la aplicabilidad de los métodos sísmicos. La medición mientras se perfora (MWD) mide los parámetros de la formación (resistividad, porosidad, sónico de velocidad, rayos gamma), y su uso es importante para ese propósito, porque la tecnología convencional de perforación no cubre esta tarea en general.

Se requieren mejores instrumentos para el registro de temperatura de pozos con altas temperaturas mayores a los 200°C.

El propósito de los perfiles de temperatura en el sitio es obtener una serie de registros en pozos de prueba, los cuales darán información cuantitativa de la temperatura y las condiciones locales en subsuelo del mecanismo de transferencia de calor natural, ya que la transmisión del calor a través del sólido puede ser por convección, conducción o radiación. Por ejemplo, si el perfil de temperatura en un pozo presenta un incremento puede indicar un flujo de calor conductivo, correspondiendo a una roca caliente impermeable. Una distribución de isotermas a lo largo del pozo indica la existencia de flujo de calor conductivo y la presencia de conjuntos de fracturas conectadas. Si la temperatura decrece con la profundidad (inversión de temperatura) puede haber un flujo lateral de agua caliente. La energía de calor total es estimada con los perfiles de temperatura extrapolando los datos y el volumen objetivo del HDR/HWR necesario para tener un yacimiento de sistema HDR económicamente explotable.

2.3. Fallas y fracturas naturales (redes fracturadas)

Un método avanzado para el modelado es la distribución de fracturas estocásticas en la masa de la roca, las cuales también se incorporan en los datos de distribución de fracturas del pozo. La probabilidad de conexión de estas fracturas y el tamaño de distribución de las mismas interconectadas es muy importante para la evaluación de la masa rocosa de un yacimiento HDR/HWR. El modelado fractal parece ser un candidato para este propósito en el futuro. La fiabilidad de estos modelos prototipo obtenidos de forma indirecta, podrían ser evaluados por un método directo. Los siguientes métodos son utilizados para este propósito.

- a) Observación de fracturas en afloramientos.
- b) Múltiples muestras de cortes de roca.
- c) Tomografía de rayos X utilizando un trazador como medio de contraste.
- d) Pruebas de permeabilidad en muestras de rocas.

2.4. Esfuerzos locales

El régimen de esfuerzos tectónicos es otro factor crítico para la creación de un yacimiento. La dirección del yacimiento aumentará predominantemente en la dirección de las fracturas y su relación con la dirección del máximo esfuerzo principal.

2.5. Tipo de basamento

Históricamente el basamento cristalino ha sido el medio preferido (Duffield *et al.*, 1981; Milora and Tester, 1976), porque la idea original está en la pérdida de fluidos del sistema de circulación (condición que debe buscarse); esta puede estar limitada si la masa de roca caliente presenta porosidad y permeabilidad in situ insignificante.

Por lo expuesto, es evidente que en México un proyecto HDR/HWR puede ser caracterizado por sus condiciones tectónicas y su ámbito geológico regional, es decir, zonas de actividad volcánica, zonas de subducción, áreas relacionadas a *rift* continental y en batolitos graníticos.

3. Características de un yacimiento roca seca caliente

Los yacimientos más comunes se encuentran a unos 5000 m de profundidad y están formados por rocas impermeables con temperatura entre 150°C y 300°C. No contienen ningún tipo de fluido. Para extraer el calor se hacen dos perforaciones: se introduce agua fría por una de ellas y se obtiene agua caliente por la otra (Figura 2).

Los resultados obtenidos en la creación de este tipo de yacimientos geotérmicos “artificiales” han llevado a denominarlos como sistemas geotérmicos mejorados (EGS), en los que se engloba a todos los yacimientos creados o desarrollados por el hombre y en los que se utilizan técnicas desarrolladas en los campos de roca caliente seca para la creación y/o estimulación del yacimiento.

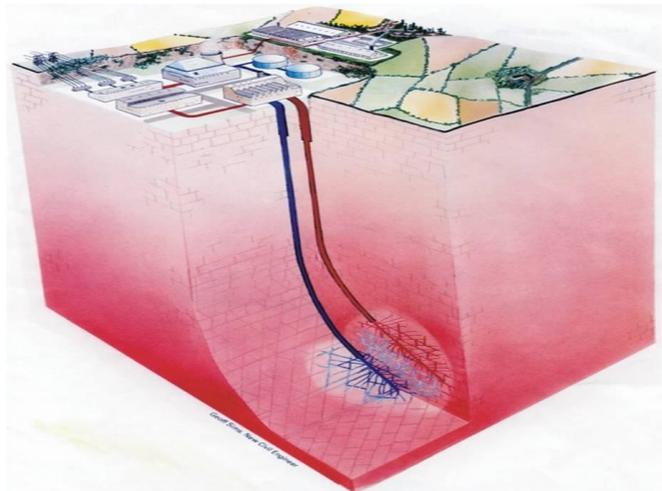


Fig. 2. Esquema de un yacimiento geotérmico de roca seca caliente.

En un sistema HDR el calor de la roca se extrae con el agua que se mueve desde el pozo o pozos inyectoras hacia el pozo o pozos productores, pasando por una red de fracturas conectadas. El movimiento del agua a través de los intersticios entre los granos de los minerales en las rocas es definitivamente insuficiente para mantener una extracción de calor económicamente rentable en los pozos productores. La clave tecnológica para el desarrollo HDR es la introducción de vías artificiales para mejorar la extracción de calor por medio de fracturas hidráulicas. La investigación del fracturamiento hidráulico está centrada en el mecanismo de creación y extensión de fracturas homogéneas en rocas con poca permeabilidad, y también en rocas impermeables bajo la influencia de esfuerzos, tenacidad de fractura y la debilidad de la penetración de líquidos. A gran escala la masa de roca natural comprende diversos tipos de superficies discretas (grietas) denominadas hendiduras, diaclasas (*joints*), fracturas o fallas. Con excepción de las fallas, las grietas por lo general no crecen, y rara vez forman una red de fracturas naturales en el subsuelo que suministre la permeabilidad con suficiente agua para la extracción de calor.

4. Zona geotérmica de Aocolco, Puebla

4.1. Localización

La zona geotérmica de Acozulco, Pue., es un complejo volcánico localizado en forma regional en el sector oriental del Cinturón Volcánico Mexicano (CVM) cerca de la Sierra Madre Oriental (Figura 3).

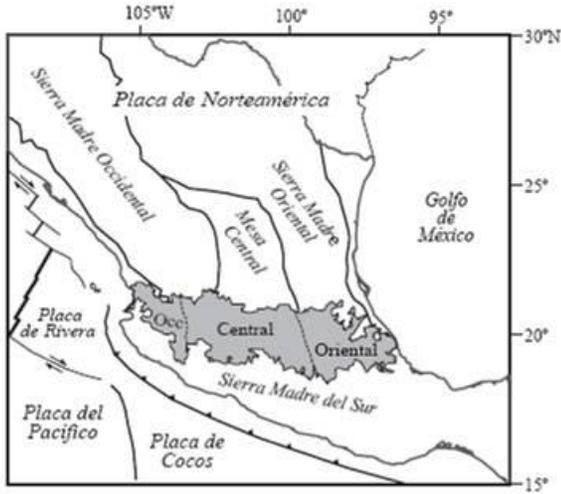


Figura 3. Ubicación del Cinturón Volcánico Mexicano (en gris) así como su división en tres sectores, las principales provincias geológicas de México y las placas tectónicas actuales (tomado de Gómez et al., 2005).

Localmente la zona geotérmica se ubica en el municipio de Chignahuapan en el estado de Puebla, a 85 km al NW de la ciudad de Puebla y a 65 km al SE de la ciudad de Pachuca Hgo., en las coordenadas geográficas 19° 47' y 20° 02' de latitud Norte y 97° 55' y 98° 20' de longitud Oeste (Figura 4).

4.2. Caracterización de la zona geotérmica de Acozulco como un sistema HDR

4.2.1. Origen del calor

La zona se localiza tectónicamente en el Cinturón Volcánico Mexicano, relacionado con la subducción de la placa de Cocos debajo de la de Norteamérica. El probable origen de la fuente de calor, con base en lo descrito en el inciso 2.1, es de un magma que alimenta de calor a la roca circundante, ubicada en un área volcánica en zona de subducción.

Desde el punto de vista tectónico, las evidencias geológicas reportadas hasta el momento señalan que el CVM se encuentra en buena medida bajo un régimen tectónico distensivo, aunque las fallas cuaternarias de la porción central del CVM tienen una pequeña y variable componente lateral izquierda. El régimen débilmente transtensional se explica considerando que la convergencia entre las placas de Cocos y de Norteamérica es ligeramente oblicua, y que existe una partición de la deformación en el límite de placa que hace necesario acomodar la componente de movimiento paralela a la trinchera (izquierda) en la placa superior. El CVM es el lugar más apropiado para acomodar esta componente lateral izquierda debido a que representa la principal zona de debilidad cortical al norte de la trinchera (Ego y Ansan, 2002). Diversos estudios han sugerido que la conspicua alineación de los grandes estratovolcanes mexicanos con una orientación general N-S debe estar relacionada con un sistema de fallamiento distensivo que sigue esa orientación (Cantagrel y Robin, 1979; Höskuldsson y Robin, 1993; Alaniz et al., 1998).

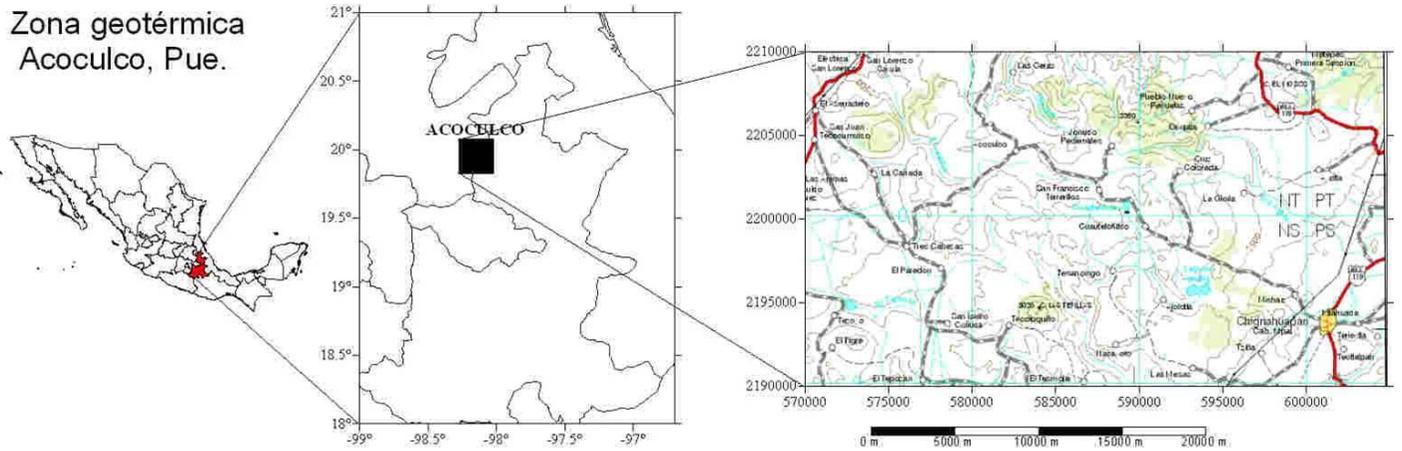


Fig. 4. Localización de la zona geotérmica Acozulco, Puebla (tomado de Rocha et al., 2006).

La mayor parte del terreno Guachichil consiste de sedimentos marinos del Jurásico Superior al Cretácico. Las rocas pre-mesozoicas del terreno Guachichil subyacen a rocas sedimentarias del Triásico al Jurásico que aparentemente fueron depositadas en grabens y semi-grabens de tendencia Norte-Sur y en menor proporción rocas volcánicas, estructuras aparentemente formadas durante el rompimiento (*rifting*) incipiente del Pangea a partir del Triásico Tardío. La deformación Laramide y la migración coetánea hacia el este de los sitios de arcos magmáticos puede haber sido causado por una subducción somera de litósfera oceánica. En la Provincia de la Sierra Madre Oriental el volcanismo post-laramídico y el tectonismo fueron mínimos. La Sierra Madre Oriental es un macizo montañoso o cordillera alargada, situado en el oriente de la República Mexicana y producto del levantamiento de rocas mesozoicas y de su basamento. Estas rocas fueron deformadas produciendo plegamientos regionales alineados en dirección NW-SE y vergencia al NE así como cabalgamientos, durante la Orogenia Laramide, en varias fases tectónicas y de reposo. Posteriormente fueron afectadas por el emplazamiento de cuerpos intrusivos tipo stocks y diques del Terciario Inferior, dando lugar a zonas de metamorfismo. La zona geotérmica de Aocolco está cerca de esta provincia, particularmente de su sector morfo-estructural del frente Huayococotla, consistente de una estructura de tipo anticlinorio de grandes dimensiones, amplio y orientado NNW-SSE (Rocha *et al.*, 2006).

De lo anterior puede concluirse que el origen del calor en la zona geotérmica es de tipo volcano-tectónico.

4.2.2. Temperatura (pozos exploratorios)

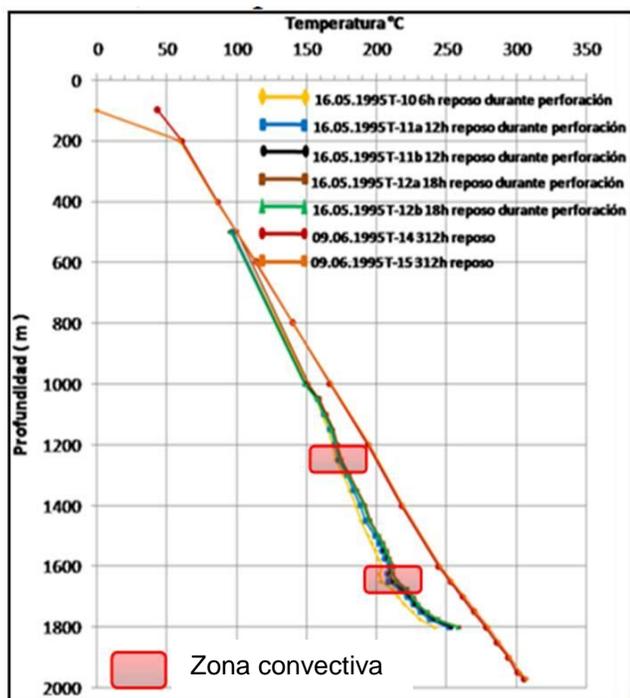


Fig. 5. Registros de temperatura y zonas convectivas en el Pozo EAC-1.

El pozo exploratorio EAC-1 fue perforado en 1995 en la localidad de Los Azufres de la zona geotérmica de Aocolco. Es un pozo vertical con una profundidad total final de 2000 m y agujero descubierto de 6" de diámetro hasta 1512 m y de 5 7/8" hasta 2000 m.

Durante su perforación hubo pérdidas de circulación someras en las dacitas, y algunas pérdidas pequeñas en el intervalo de agujero descubierto de 6" y 5 7/8" a las siguientes profundidades: 1369 m (2 m³ por hora), 1736 m (6.4 m³ por hora) y de 1909 a 1918 m (1.5 m³ por hora) (Ramírez y García, 2006).

Después de terminado el pozo se tomó una serie de registros de temperatura hasta 1970 m de profundidad. En estos registros se observan zonas convectivas a 1250 y 1650 m (Fig. 5). Así mismo, al dejar al pozo en calentamiento (registros T-14 y T-15) se observó un incremento en la línea de temperatura indicando flujo de calor conductivo, correspondiendo a una roca caliente impermeable.

Por su parte, el pozo exploratorio EAC-2 fue perforado en 2008, al NE de las manifestaciones hidrotermales de la localidad de Los Azufres en la misma zona geotérmica. Es también un pozo vertical, con una profundidad total final de 1900 m. Tiene tubería de revestimiento de 7" hasta 803 m y continúa en agujero descubierto de 5 7/8" hasta 1900 m.

Durante su perforación se detectaron zonas de pérdida de circulación a los 344 m (35 m³ por hora), en las andesitas, y a los 1842 m, en el agujero descubierto de 5 7/8" (de 10 a 20 m³ por hora), de acuerdo a registros internos de la CFE, no publicados.

Después de su perforación se tomó una serie de registros de temperatura hasta la profundidad de 1900 m. En estos registros se observan zonas con cambio de pendiente a 1550 y 1850 m (Figura 6). Hasta la fecha no se han realizado registros de temperatura en fase de calentamiento, los cuales permitirían observar si el comportamiento de la temperatura es semejante al del pozo EAC-1.

En la Tabla 1 se muestran las temperaturas máximas registradas en ambos pozos (EAC-1 y EAC-2), para profundidades similares.

4.2.3 Fallas y fracturas naturales y esfuerzos locales

En la recopilación e integración de datos de campo a detalle en la zona geotérmica de Acoculco, Rocha y Jiménez (2006) establecieron la presencia de cuatro sistemas estructurales en la zona de Los Azufres-Potrero Colorado y Alcaparrosa (Figura 7):

a) Sistema NW-SE. Echados tanto al NE (Falla Chignahuapan o Falla Acoculco) como al NW (Falla Alcaparrosa), constituyendo una estructura de tipo graben local, en cuyas fronteras conductoras emanan las manifestaciones termales de interés geotérmico con la presencia de manifestaciones termales ácidas alineadas.

b) Sistema E-W. Se manifiesta como pares conjugados de fallas.

c) Sistema N-S. De acuerdo con los datos de campo y con un análisis cuantitativo de densidad de estructuras con este rumbo, este sistema juega un papel importante en la conexión del termalismo de la zona de Los Azufres con la de Alcaparrosa. Presenta elementos cinemáticos de reactivación.

Pozo	Profundidad (m)	Temperatura (°C)	T (°C) calentamiento
EAC-1	1800	251.52	
EAC-1	1970		307.31
EAC-2	1900	263.77	

Tabla 1. Temperaturas registradas en los pozos.

d) Sistema NE-SW. Este sistema es consecuencia de la dirección de esfuerzos compresivos de la secuencia sedimentaria calcárea (calizas), pero afecta a los productos del CVM.

La descripción de las muestras de núcleo y canal del pozo EAC-1 y de canal del EAC-2, indica lo siguiente:

Pozo EAC-1: En los núcleos de este pozo se midieron fracturamientos con 80°, 84°, 75°, 70°, 74° de inclinación, y estratificaciones de 48°, 54°, 50°, 56°, y 45°, todos con referencia a la vertical del pozo (Rocha *et al.*, 2006). A la profundidad de 300-303 m los fragmentos de caliza presentan fracturamiento muy intenso pero totalmente sellado por calcita; de 600 a 603 m se presenta un fracturamiento bajo con una inclinación preferencial de 37°, sellado; de 850-853 m hay fracturas y micro-fracturas rellenas por calcita y pirita muy compactas (Gama *et al.* 1995).

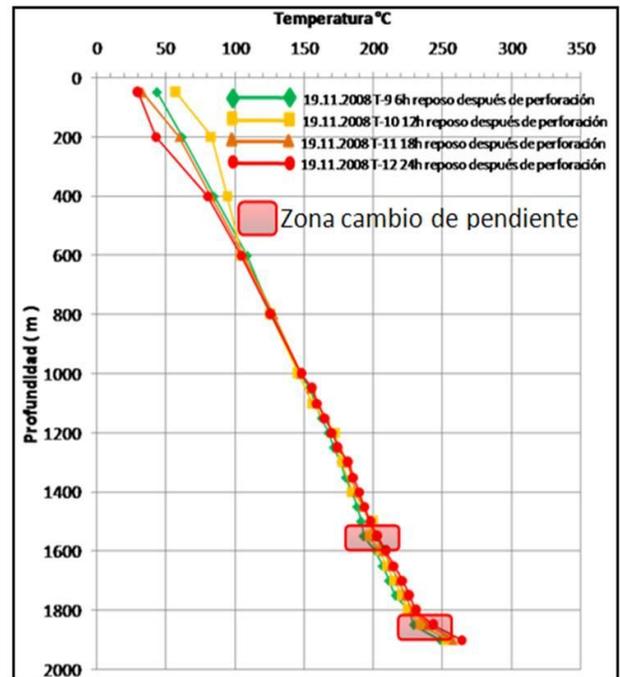


Fig. 6. Registros de temperatura y zonas con cambio de pendiente en el Pozo EAC-2.

Pozo EAC-2: Se identificaron varios intervalos con presencia de fracturamiento: 1520-1560 m parcialmente sellado; 1570-1950 m abierto con presencia de cristales de epidota; 1828-1842 m evidencia de falla y fracturamiento relleno por cuarzo y pirita euhedral y cristales de epidota bien formados; 1834-1836 m se observó el cruce de dos fallas con movimiento lateral izquierdo en una de ellas.

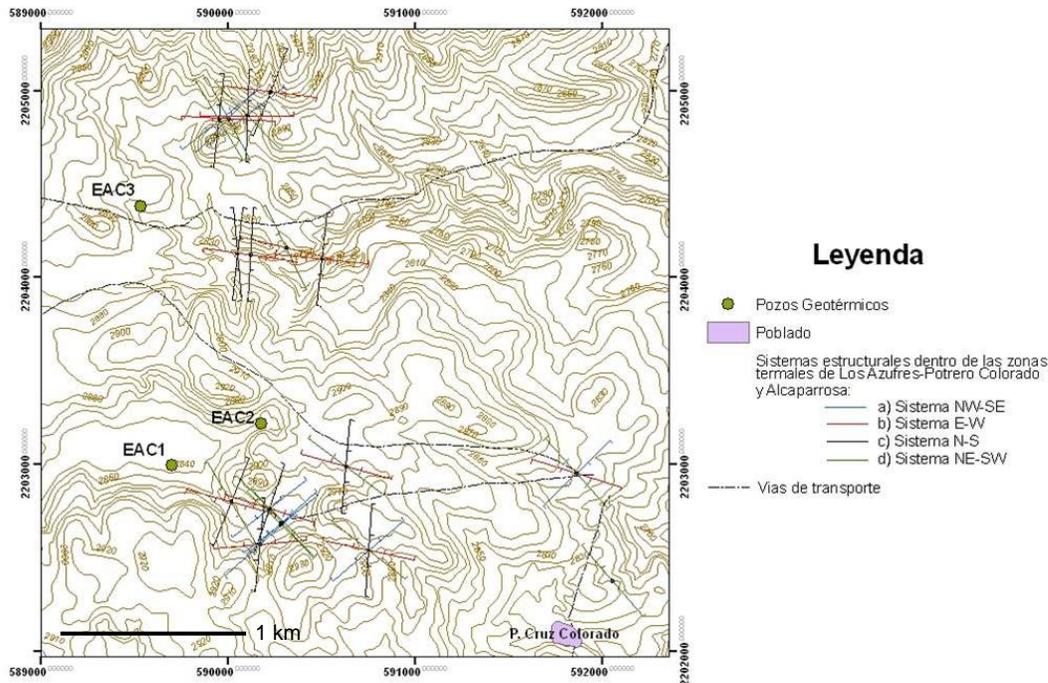


Fig. 7. Estructuras locales en la zona geotérmica Acoculco, Pue.

4.2.4 Tipo de basamento

No se ha definido un basamento en el sentido estricto de la palabra, pero la roca que haría esa función se determinó a partir de las columnas litológicas obtenidas con los pozos exploratorios EAC-1 y EAC-2 (Figuras 8 y 9). El “basamento” está constituido por un skarn calcáreo (que varía a hornfels en el pozo EAC-2) originado por un proceso de metamorfismo de contacto de la caliza causado por el

emplazamiento del granito de hornblenda. Tanto el skarn como el hornfels y el granito presentan permeabilidad prácticamente nula. En este caso, por sus características hidrogeológicas, ambas unidades funcionarían como el “basamento”, en donde se podría desarrollar el HDR.

En el pozo EAC-1 el skarn aparece a partir de los 790 m de profundidad y presenta variaciones texturales importantes así como telescopio de minerales de metasomatismo, con dos horizontes de mármol a 1200-1290 m y a 1600-1660 m (Fig. 8).

El granito de hornblenda se observa de 1660 a 2000 m. Los minerales esenciales son ortoclasa (50-65%), cuarzo (18-27%), y pertita (3-7%). A lo largo de todo el granito se identificó ilmenita primaria en cantidades de hasta 2%. Se identificaron trazas de biotita y clorita, esta última como producto de alteración de la hornblenda.

En el pozo EAC-2, el hornfels calcáreo fue cortado en el intervalo de 450 a 1560 m de profundidad, presentándose a continuación el granito (Fig. 9).

Así, con base a la información obtenida por los pozos EAC-1 y EAC-2, puede concluirse que el basamento del área está constituido por calizas que han sufrido un metamorfismo de contacto debido al emplazamiento de un intrusivo (granito de hornblenda) dando origen a rocas metamórficas calcáreas (skarn y hornfels).

5. Conclusiones

Con base en toda la información interdisciplinaria obtenida durante los estudios realizados por la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos y otros, la zona geotérmica de Acoculco presenta las características siguientes en torno a la posibilidad de ser desarrollada como un sistema de roca seca caliente (HDR):

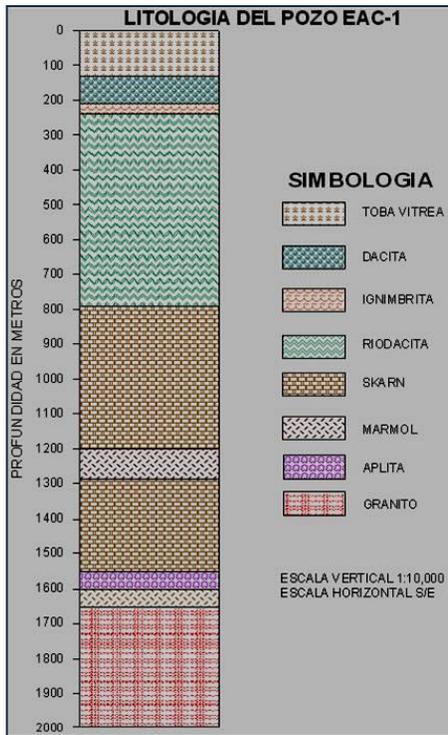


Fig. 8. Columna litológica del pozo EAC-1 (Torres et al., 1995).

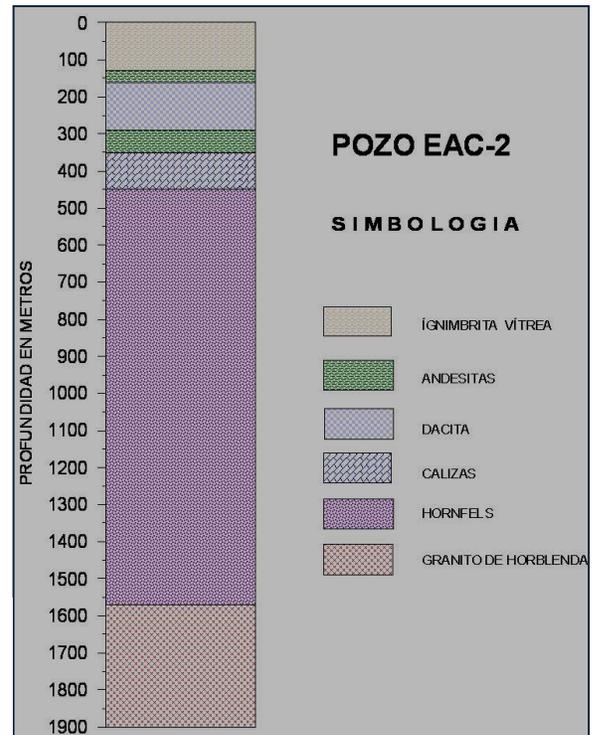


Fig. 9. Columna litológica del pozo EAC-2 (Viggiano et al., 2010).

- El primer elemento a definir en un yacimiento tipo HDR es el origen de la fuente de calor. Para Acoculco, el origen es de tipo vulcano-tectónico.
- El segundo elemento es la información cuantitativa de temperatura y mecanismos de transferencia de calor natural. De acuerdo con los registros de temperatura obtenidos en los pozos EAC-1 y EAC-2, y en particular en el primero, el perfil indica un flujo de calor conductivo, típico de una roca caliente impermeable. Las temperaturas máximas fueron de 307°C en fase de calentamiento en el pozo EAC-1 y de 264° C en el pozo EAC-2, después de 24 horas de reposo (ver Tabla 1).
- Otro elemento es la existencia de fallas y fracturas naturales. En la zona de Acoculco hay cuatro sistemas estructurales que incluyen un graben local. El pozo EAC-1 presenta fracturamiento y fallas sellados por minerales hidrotermales a diversas profundidades. El pozo EAC-2 presenta los rasgos estructurales que se reportan en la Tabla 2.

Profundidad (m)	Descripción
1520-1560	Fracturamiento parcialmente sellado.
1570-1950	Fracturamiento abierto con presencia de cristales de epidota.
1828-1836	Evidencia de falla (estrías, fragmentos con superficies planas y brecha hidrotermal, una fractura de 6 mm).
1834-1836	Cruce de dos fallas con movimiento lateral izquierdo en una de ellas.
1836-1838	Fracturas rellenas por cuarzo y pirita con caras planas.
1838-1839	Estrías y planos de falla con presencia de cristales de cuarzo y epidota bien formados.
1839-1841	Fracturas con cristales de epidota bien formados.

Tabla 2. Descripción estructural megascópica del pozo EAC-2.

- La última característica es el tipo de basamento. Para la zona de Acoculco el basamento está constituido por un intrusivo granítico que afecta a rocas calcáreas (calizas) dando lugar a rocas metamórficas (hornfels y skarn)
- Los resultados obtenidos a la fecha permiten considerar a esta zona geotérmica como un prospecto viable para desarrollar un sistema geotérmico mejorado tratando de crear un yacimiento geotérmico artificial.

A la fecha, el proyecto “Creación de un sistema geotérmico mejorado en Acoculco, Pue.” ha sido registrado en el Fondo Sectorial Conacyt-Sener.

Agradecimientos

Al Departamento de Exploración, disciplinas de Geología y Geofísica (Ing. Santiago Rocha López, Ing. J. Guadalupe Gómez López e Ing. Hugo Palma Guzmán), así como al Departamento de Yacimientos (Marcela Sánchez Luviano) por el interés y apoyo para realizar este informe.

Referencias

- Alaniz, S.A., A.F. Nieto, and L. Ferrari, 1998. Effects of strain rate in the distribution of monogenetic and polygenetic volcanism in the Transmexican volcanic belt. *Geology*, 26(7), pp. 591-594.
- Armstead, C.H., and J.W. Tester, 1987. *Heat Mining. A New Source of Energy*. University Press, Cambridge, Mass., pp. 39-43, 190-193.
- Cantagrel, J., and C. Robin, 1979. K-Ar dating on eastern Mexican Volcanic rocks - Relations between the andesitic and the alkaline provinces: *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 5, pp. 99-114.
- Duffield, R.B., G.J. Nunz, M.C. Smith, and M.G. Wilson, 1981. *Hot Rock Dry. Geothermal Energy Development Program*. Annual Report FY80, Los Alamos National Laboratory Report, LA-8855-HDR, July 1981, 211 p.
- Ego, F., and V. Ansan, 2002. Why is the central Trans-Mexican Volcanic Belt (102°-99°W) in transtensive deformation? *Tectonophysics*, 359, pp. 189-208.
- Gama, R., Martínez, I., y Cedillo, F., 1995. Reporte litológico-estructural megascópico de los núcleos cortados en el pozo exploratorio Acoculco No.1 ubicado en la porción noroccidental del Estado de Puebla. CFE, Informe interno No. DEX-AC-015/95. Inédito.
- Gómez, A., M.T. Orozco, y L. Ferrari, 2005. Petrogénesis ígnea de la Faja Volcánica Transmexicana. *Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana*, Volumen conmemorativo del centenario, Tomo LVII, Núm. 3, pp. 227-283.
- Höskuldsson, A., and C. Robin, 1993. Late Pleistocene to Holocene eruptive activity of Pico de Orizaba, Eastern Mexico. *Bulletin of Volcanology*, 55, pp. 571-587.
- Kappelmeyer, O., A. Gerard, W. Schloemer, R. Ferrandes, F. Rummel, and Y. Benderitter, 1991. European HDR project at Soultz-sous-Forests. *Geothermal Science and Technology*, 2, pp. 263-289.

- Kruger, P., T.W. Hicks, and J. Willis-Richards, 1992. The potential for thermal energy extraction from Cornish granite. *Geothermal Resources Council Transactions*, 16, pp. 465-472.
- Milora, S.J., and J.W. Tester, 1976. *Geothermal Energy as a Source of Electric Power*. MIT Press, Cambridge, Mass.
- Ramírez, M., y J.M. García, 2006. Propuesta de caracterización del pozo exploratorio EAC-1 en la zona geotérmica de Acapulco, Pue., México. CFE, reporte interno de la GPG No. DINYAC-008-2006. Inédito.
- Rocha, S., E. Jiménez, y H. Palma, 2006. Propuesta para dos pozos exploratorios en el proyecto geotérmico de Acapulco, Pue. CFE, informe interno de la GPG No. OGL-ACO-03/06. Inédito.
- Torres, V., E. González, y P. Birkle, 1995. Estudios petrográficos y de alteración hidrotermal de muestras de ripio y núcleos de pozos exploratorios en el campo geotérmico de las Derrumbadas-Acapulco, Puebla. Informe interno del IIE/11/10184/F. 248. Inédito.
- Viggiano-Guerra, J.C, M. Flores-Armenta, y G.R. Ramírez-Silva, 2011. Evolución del sistema geotérmico de Acapulco, Pue., México: un estudio con base en estudios petrográficos del pozo EAC-2 y en otras consideraciones. *Geotermia*, Vol. 24, No. 1, pp. 13-23 (este volumen).

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.

Nuevos consejos directivos en la IGA y en la AGM

Luis C.A. Gutiérrez-Negrín

En el segundo semestre de 2010 tanto la IGA (*International Geothermal Association*, Asociación Geotérmica Internacional) como la Asociación Geotérmica Mexicana (AGM), que está incorporada a la IGA, renovaron sus respectivos consejos directivos.

La IGA, integrada actualmente por 32 asociaciones de 30 países, realizó entre sus poco más de 5100 miembros un proceso de votación abierta para renovar a los treinta integrantes de su consejo (BoD: *Board of Directors*). De acuerdo con los estatutos de la IGA, todo su BoD debe renovarse cada tres años, para lo cual el Comité de Nominaciones del BoD saliente integra previamente una planilla de candidatos. Los miembros del BoD saliente que finalizan su primer periodo como tales pueden ser candidatos para el periodo inmediato siguiente, mientras que aquellos que finalizan su segundo periodo consecutivo no son elegibles. Cualquier miembro de las asociaciones afiliadas a la IGA, o bien cualquier miembro individual de la IGA, puede ser candidato por alguna de las siguientes vías: a) que sea parte del BoD saliente en su primer periodo, y que esté dispuesto a ser candidato para un segundo periodo; b) que sea postulado directamente por el Comité de Nominaciones; c) que sea propuesto por alguna asociación nacional afiliada a la IGA; d) que sea postulado por un mínimo de 30 miembros individuales de la IGA.

Para la elección de 2010 el Comité de Nominaciones reunió una planilla final de 42 candidatos. Catorce de ellos eran miembros del BoD saliente, 21 fueron nominados por asociaciones nacionales afiliadas a la IGA, 6 fueron nominados por el propio comité y uno más fue nominado por más de 30 miembros individuales. Cada uno de esos candidatos preparó un pequeño texto con sus datos biográficos relevantes y sus propuestas sobre qué haría en caso de ser electo, el cual se integró en un solo archivo que se puso a disposición de la membresía internacional. A cada miembro se le envió una clave individual para votar a través del portal de la IGA, y a principios de agosto de 2010 se dieron a conocer los resultados.



Integrantes del nuevo BoD de la IGA.

De los 5160 miembros con derecho a voto de la IGA, el secretariado de la misma recibió un total de 1699 boletas de votación, de las cuales 1680 se recibieron a través del portal y 19 mediante correo electrónico o correo de superficie. Del total, 11 boletas fueron invalidadas por diversas razones, quedando 1688 boletas válidas de votación, que representaron el 33% de la membresía con derecho a voto. Cada uno de los treinta puestos disponibles para el BoD se fue llenando con los candidatos con

más votos hasta completar el total. El candidato más votado y primero en ser electo recibió 904 votos, mientras que el menos votado, que ocupó el último lugar disponible del BoD, recibió 472 votos. Los doce candidatos no electos de la planilla recibieron menos de 472 votos.

La composición actual del nuevo consejo directivo de la IGA para el periodo 2011-2013 es la siguiente. Por países: tres miembros de Islandia y Nueva Zelanda, dos miembros de Alemania, Estados Unidos, Filipinas, Indonesia, Japón y México, y un miembro de Australia, China, El Salvador, Etiopía, Francia, India, Italia, Kenia, Rumania, Rusia, Suiza, y Turquía. Por el origen de su nominación: 13 fueron miembros del BoD saliente, 13 fueron postulados por asociaciones afiliadas y 4 por el Comité de Nominaciones. Los miembros mexicanos del BoD son Eduardo Iglesias Rodríguez y Luis C.A. Gutiérrez Negrín.

Siempre de acuerdo con los estatutos de la IGA, el BoD recién electo fue convocado a elegir entre sus integrantes a los oficiales de la misma, los cuales son cuatro: Presidente, Vicepresidente, Secretario y Tesorero. Después de la votación vía electrónica, los oficiales electos fueron los siguientes:

Presidente: Roland N. Horne (Estados Unidos)
 Vicepresidente: Colin Harvey (Nueva Zelanda)
 Secretario: Horst Rüter (Alemania)
 Tesorero: Herman Darnel Ibrahim (Indonesia)

Cabe señalar que Roland Horne había resultado ser el candidato individual más votado, con 904 votos, en la elección del nuevo BoD, y se había desempeñado como Presidente del Comité Técnico de los Congresos Geotérmicos Mundiales de Turquía, en 2005, y de Bali, en 2010. Herman Darnel, por su parte, fue el Presidente del Comité Organizador del Congreso Geotérmico Mundial de 2010.

El nuevo BoD realizó su primera sesión en una sala del Centro de Convenciones de Sacramento, California, el 29 de octubre de 2010, aprovechando la realización del congreso anual del *Geothermal Resources Council* en esa ciudad. En esta reunión, que fue la número 51 del BoD, tomaron posesión los cuatro oficiales electos y se designaron a los responsables de los ocho comités permanentes del BoD (que son los comités de Auditoría, Estatutos, Educación, Finanzas, Información, Membresía, Nominaciones, y Programación y Planeación), así como a los presidentes de las dos ramas regionales de la IGA (la Europea y la del Pacífico Occidental), entre otros asuntos.

Por su parte, la Asociación Geotérmica Mexicana realizó su XVIII Congreso y su XVIII Asamblea Ordinaria el 15 de octubre de 2010 en Morelia, Mich., reuniendo a cerca de 40 participantes de la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos de la Comisión Federal de Electricidad, del Instituto de Investigaciones Eléctricas y de las universidades Nacional Autónoma de México y Michoacana. Como parte del congreso se presentaron diez



Asistentes al XVIII Congreso Anual de la AGM.

trabajos técnicos sobre diversos temas: la evaluación actualizada de los recursos geotérmicos de temperaturas bajas e intermedias en México; el muestreo y análisis de radón en suelos en el campo de Las Tres Vírgenes, BCS; un programa de cómputo (*GeoSteamNet*) para simular flujos de vapor en vaporductos; la variación de la composición del vapor en pozos del campo geotérmico de Los Azufres; la determinación de pérdidas de calor en la red vaporductos del campo de Cerro Prieto, BC; el uso de un SIG para inventariar el estado físico del aislamiento térmico de la red de vaporductos del mismo campo de Cerro Prieto; un estudio sobre el

comportamiento de rocas del yacimiento de Los Humeros, Pue., ante soluciones ácidas; los efectos de la inyección en el campo geotérmico de Los Azufres, Mich.; modelos prácticos para reservorios termoelásticos; y una metodología para calcular pérdidas de calor en accesorios de la red de vaporductos del campo de Cerro Prieto.

Como parte de su XVIII asamblea general, la AGM eligió a su nuevo Consejo Directivo para el periodo 2011-2012. De acuerdo con sus estatutos, el vicepresidente del consejo saliente asume automáticamente la presidencia del periodo inmediato siguiente, pero es necesario elegir a los nuevos vicepresidente, secretario, tesorero, prosecretario y protesorero. Las boletas de votación con los candidatos a cada uno de estos puestos habían sido distribuidas previamente a la membresía, pero los miembros asistentes que no las habían llenado pudieron hacerlo en la misma asamblea. Después del conteo de boletas, el Consejo Directivo 2011-2012 de la AGM quedó integrado de la manera siguiente:

Presidenta: Magaly Flores Armenta (CFE y Vicepresidenta del periodo 2009-2010)

Vicepresidente: Luis C.A. Gutiérrez Negrín (consultor)

Secretario: Alfredo Mañón Mercado (Geocónsul)

Tesorero: José Luis Quijano-León (consultor)

Prosecretaria: Georgina Izquierdo-Montalvo (IIE)

Protesorero: José Manuel Romo-Jones (CICESE)



Alfredo Mañón (izquierda) entrega el Premio Pathé 2010 a Ramón Reyes.

Previamente a la elección, el Presidente del Consejo Directivo saliente, Raúl Maya González, había anunciado al recipiendario del Premio Pathé 2010. El Premio Pathé fue instituido por la AGM para reconocer la trayectoria y actividad de alguna personalidad relevante involucrada en la geotermia en México un mínimo de 15 años. En esta ocasión el galardonado fue Ramón Reyes Suárez, ingeniero químico graduado en el Instituto Politécnico Nacional en 1959. El Ing. Ramón Reyes ingresó al entonces Departamento de Geotermia de la CFE en 1976, donde tuvo a su cargo la perforación exploratoria y de desarrollo en todos los campos y zonas geotérmicas del centro del país, particularmente en la Faja Volcánica Mexicana. En 1982, al fundarse la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, fue designado Coordinador Ejecutivo de Los Azufres, donde tuvo a su cargo, entre otras actividades, la instalación de las primeras unidades turbogeneradoras a contrapresión, algunas de las cuales aún se encuentran operando. En 1989 fue designado Jefe del Departamento de Perforación de la misma gerencia, puesto en el que fue responsable de los programas de perforación geotérmica en todos los campos de México. En 1991 renunció a la CFE para aceptar el puesto de Director Técnico de la Constructora y Perforadora Latina, SA de CV, donde tuvo a su cargo todas las actividades de perforación geotérmica de esta compañía en el país, particularmente en el campo de Cerro Prieto, y en América Latina, hasta 1996. De entonces a la fecha se ha desempeñado

como consultor independiente en el área de la perforación geotérmica para diversas compañías privadas y para instituciones como la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID). El Premio Pathé 2010 le fue entregado por el Ing. Alfredo Mañón Mercado, recipiendario del Premio Pathé 2009 en una emotiva ceremonia.

Panorama de la energía eléctrica en el mundo en 2010

Selección de Alfredo Mañón Mercado

La Oficina de Información Energética de Estados Unidos (US Energy Information Administration) publicó a fines de 2010 el Panorama Internacional de Energía 2010 (International Energy Outlook 2010). A continuación se presentan partes selectas del capítulo 5 de ese informe anual, dedicado a la electricidad.

Generalidades

La generación neta de electricidad en el mundo aumentará a una tasa del 2.3 por ciento por año desde 2007 hasta 2035. De 1990 a 2007 el crecimiento en la generación de electricidad neta superó al crecimiento del consumo total de energía y seguirá superándolo a lo largo del período de esta proyección.

La generación mundial neta de electricidad se incrementará 87 por ciento; pasará de 18.8×10^{12} kWh en 2007 a 25×10^{12} kWh en 2020 y a 35.2×10^{12} kWh en 2035. A pesar de que la reciente recesión económica desaceleró la tasa de crecimiento en 2008, se espera que en 2015 el crecimiento en el consumo de electricidad vuelva a las mismas tasas de crecimiento que se tenían antes de la recesión.

El impacto de la recesión en el consumo de electricidad se ha dejado sentir con mayor intensidad en el sector industrial.

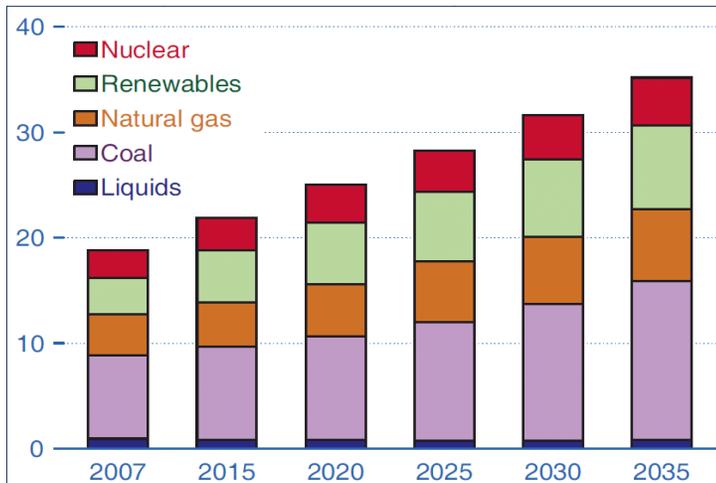
En general, el crecimiento proyectado en los países de la OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico) donde los mercados de electricidad están bien establecidos y las pautas de consumo están maduras, es más lento que en los países no pertenecientes a la OCDE, en los que una gran cantidad de la demanda no está satisfecha. La electrificación de las zonas históricamente fuera de la red juega un papel importante en las tendencias de crecimiento proyectadas.

La Agencia Internacional de Energía estima que en 2008 el 22 por ciento de la población mundial no tenía acceso a electricidad, un total de alrededor de 1500 millones de personas[1]. Por regiones, el África subsahariana es la peor: más del 71 por ciento de la población, en la actualidad, no tiene acceso a la electricidad. Con un fuerte crecimiento económico y programas específicos del gobierno, sin embargo, la electrificación puede crecer rápidamente. En Vietnam, por ejemplo, el programa gubernamental de electrificación rural logró un mayor acceso a la electricidad, al pasar del 51 por ciento en 1996 a 95 por ciento a finales de 2008[2].

Las naciones no pertenecientes a la OCDE consumieron el 46 por ciento del total de electricidad en 2007, y su participación en el consumo mundial aumentará durante el período de proyección. En 2035, las naciones no pertenecientes a la OCDE consumirán el 61 por ciento de la electricidad mundial, mientras que los países pertenecientes a la OCDE representarán solo el 39 por ciento. La generación total de electricidad aumentará en países no pertenecientes a la OCDE en un promedio del 3.3 por ciento anual, encabezados por los países fuera de la OCDE de Asia (incluyendo China e India) con un incremento anual del 4.1 por ciento, de 2007 a 2035. Por el contrario, la generación neta de las naciones de la OCDE crecerá en un promedio de sólo el 1.1 por ciento por año en ese mismo periodo.

Suministro de electricidad por fuentes de energía

La mezcla de combustibles primarios para generar electricidad ha cambiado mucho durante las últimas cuatro décadas en todo el mundo. El carbón sigue siendo el combustible más utilizado para generar electricidad, aunque la generación de energía nuclear aumentó rápidamente a partir de la década de 1970 hasta la década de 1980, y la generación de gas natural como combustible creció rápidamente en los años 1980 y 1990. El uso de petróleo para la generación de electricidad ha venido disminuyendo desde mediados de la década de 1970, cuando los precios del petróleo subieron fuertemente.



Generación mundial neta de electricidad por tipo de combustible en 2007-2035 (unidades en 10¹² kWh anuales).

42 por ciento del suministro mundial de electricidad, y en 2035, su cuota aumentará ligeramente a 43 por ciento. Los precios altos y sostenidos del petróleo y gas natural hacen que la generación con carbón sea más atractiva económicamente, sobre todo en países ricos en recursos de carbón, como China y la India. La generación neta de electricidad a base de carbón casi se duplicará durante el período de proyección, pasando de 7.9×10^{12} kWh en 2007 a 15×10^{12} kWh en 2035. Las perspectivas para la generación a base de carbón podrían verse alteradas sustancialmente por políticas nacionales o acuerdos internacionales para reducir emisiones de gases de efecto invernadero. El sector de la energía eléctrica ofrece algunas de las oportunidades más rentables para reducir emisiones de dióxido de carbono en muchos países. El carbón es la fuente de energía más utilizada en el mundo para la generación de electricidad y también la fuente de energía con más emisiones de carbono a la atmósfera. Si se aceptara aplicar un costo a las emisiones de dióxido de carbono, hay varias alternativas y tecnologías de bajas emisiones que en la actualidad son comercialmente probadas o están en desarrollo, y que podrían utilizarse para reemplazar parte de la generación a partir de carbón.

Gas Natural

Durante el período de la proyección, de 2007 a 2035, la generación de electricidad a base de gas natural aumentará un 2.1 por ciento anual. La generación con gas natural aumentará en todo el mundo de 3.9×10^{12} kWh en 2007 hasta 6.8×10^{12} kWh en 2035, pero la cantidad total de electricidad generada con gas natural sigue siendo menos de la mitad del total a base de carbón, incluso en 2035. El empleo de ciclo combinado con gas natural es una opción atractiva para las nuevas centrales eléctricas, debido a su eficiencia, flexibilidad operativa (se puede poner en línea en minutos en lugar de las horas que le toma al carbón),

Los altos precios de los combustibles fósiles registrados entre 2003 y 2008, junto con las preocupaciones sobre las consecuencias ambientales de las emisiones de gases de efecto invernadero, han renovado el interés en el desarrollo de alternativas a los combustibles fósiles, concretamente la energía nuclear y las fuentes renovables de energía. El carbón y el gas natural son las fuentes de energía de más rápido crecimiento (segundo y tercer lugar) para la generación de electricidad, pero las perspectivas para el carbón, en particular, podrían verse modificadas por alguna de las futuras políticas nacionales o acuerdos internacionales que tienen como objetivo reducir o limitar el crecimiento de las emisiones de gases de efecto invernadero. En 2007 la generación a base de carbón representó el

menor tiempo para planificación y construcción de centrales y a que las emisiones y los costos de capital son relativamente bajos.

Combustibles líquidos y otros derivados del petróleo

Los combustibles líquidos y otros derivados del petróleo con precios previstos a niveles relativamente altos, son la única fuente de energía para generación de electricidad que no crecerá en el mundo. La mayoría de las naciones esperan que los precios del petróleo bajen o en su caso eliminan el uso de petróleo para la generación, optando en su lugar por otras fuentes más económicas, incluyendo el carbón y la nuclear. La generación eléctrica con combustibles líquidos disminuirá un 0.4 por ciento anual, de 0.9×10^{12} kWh en 2007 hasta 0.8×10^{12} kWh en 2035. El modesto crecimiento en la generación de combustibles líquidos en los últimos años de la proyección, en particular en el Oriente Medio, es más que compensado por el declive en las demás regiones.

Energía nuclear

La generación de electricidad con energía nuclear aumentará de 2.6×10^{12} kWh en 2007 hasta 4.5×10^{12} kWh en 2035, como consecuencia a la preocupación por el aumento de precios de los combustibles fósiles, la seguridad energética y las emisiones de gases de efecto invernadero. Los altos precios de los combustibles fósiles permiten a la energía nuclear ser económicamente competitiva con la generación a base de carbón, gas natural o combustibles líquidos a pesar de los costos de capital relativamente altos asociados con las plantas nucleares. Por otra parte, debido al aumento de las tasas de utilización de la capacidad de muchas instalaciones nucleares existentes, se prevé que la mayoría de las centrales nucleares mayores en los países de la OCDE y Eurasia (fuera de la OCDE) obtendrán una prórroga de su vida útil.

En todo el mundo, la generación nuclear está atrayendo nuevo interés ya que los países buscan aumentar la diversidad de sus suministros de energía y contar con una alternativa de bajas emisiones de carbono. Sin embargo, existe una considerable incertidumbre asociada con las proyecciones de la energía nuclear. Los factores que podrían frenar la expansión de la energía nuclear en el futuro incluyen la seguridad de la planta, la eliminación de los residuos radiactivos, el aumento de los costos de construcción, el riesgo de la inversión, y las preocupaciones que genera el uranio para la fabricación de armas nucleares. Estas cuestiones siguen generando preocupación pública en muchos países y pueden obstaculizar el desarrollo de nuevos reactores de energía nuclear. Sin embargo, en esta proyección, la generación de electricidad de origen nuclear en 2030 es 9 por ciento más elevada que la proyección publicada en la perspectiva del año 2009.

A nivel regional, el mayor crecimiento en la energía nuclear se presenta en los países asiáticos fuera de la OCDE en donde crecerá a una tasa media anual del 7.7 por ciento entre 2007 y 2035, incluidos los aumentos de 8.4 por ciento al año en China y el 9.5 por ciento en la India. China lidera los proyectos de construcción y se espera que la capacidad de las centrales nucleares durante el período se incremente en 66 GW para el año 2035[3]. Fuera de Asia, la producción nuclear crecerá más rápido en América Central y América del Sur, donde se incrementará en un promedio de 4.3 por ciento por año. El pronóstico de generación nuclear en Europa ha sido objeto de una revisión significativa, ya que varios países de la región están dando marcha atrás en sus políticas anti-nucleares. En esta proyección, los incrementos en la generación eléctrica nuclear en todo el mundo se estimaron en un 2.0 por ciento anual.

Debido a los largos plazos para obtener permisos de construcción para plantas nucleares, existe un acuerdo general entre los analistas de proyectos nucleares para que las centrales entren en funcionamiento en el corto plazo. Después de 2020, las proyecciones se basan en una combinación de los planes anunciados o metas a nivel nacional y regional y la consideración de otros factores que afectan el desarrollo de la energía nuclear,

incluyendo el económico, las cuestiones geopolíticas, los avances tecnológicos, las políticas ambientales y la disponibilidad de uranio.

Generación con energías renovables

En esta proyección la energía renovable es la fuente de más rápido crecimiento para generación de electricidad en el mundo. El aumento de la generación total con recursos renovables es de 3.0 por ciento anual, y la tasa de generación mundial de electricidad con energías renovables pasa de 18 por ciento en 2007 a 23 por ciento en 2035. Casi el 80 por ciento del aumento lo aportan la hidroelectricidad y la eólica. La contribución de la energía eólica, en particular, ha crecido rápidamente durante la última década, pasando de 18 GW de capacidad neta instalada a finales de 2000 a 159 GW a finales de 2009, tendencia que continuará en el futuro[4]. De los 4.5×10^{12} kWh de generación renovable nueva añadida durante el período de proyección, 2.4×10^{12} kWh se atribuyen a la energía hidroeléctrica y 1.2×10^{12} kWh al viento.

Region	2007	2015	2020	2025	2030	2035	Crecimiento promedio anual en 2007-2035 (%)
OECD							
Hidráulica	1,246	1,384	1,460	1,530	1,585	1,624	0.9
Eólica	144	525	671	803	846	898	6.8
Geotérmica	37	57	61	66	73	80	2.8
Solar	6	85	104	107	114	122	11.6
Otras	195	253	318	398	456	485	3.3
Total OECD	1,628	2,303	2,614	2,904	3,074	3,208	2.5
Non-OECD							
Hidráulica	1,753	2,305	2,706	3,061	3,449	3,795	2.8
Eólica	21	157	231	312	388	457	11.7
Geotérmica	21	41	47	52	68	80	5.0
Solar	0	10	23	33	39	44	21.7
Otras	40	141	196	255	317	389	8.4
Total Non-OECD	1,834	2,654	3,203	3,714	4,263	4,764	3.5
Mundo							
Hidráulica	2,999	3,689	4,166	4,591	5,034	5,418	2.1
Eólica	165	682	902	1,115	1,234	1,355	7.8
Geotérmica	57	98	108	119	142	160	3.7
Solar	6	95	126	140	153	165	12.7
Otras	235	394	515	653	773	874	4.8
Total mundial	3,462	4,958	5,817	6,618	7,336	7,972	3.0

Generación de energía eléctrica por tipo de energía renovable en 2007-2035 en el mundo (unidades en 109 kWh anuales).

Aunque las fuentes renovables de energía tienen ventajas en cuanto a seguridad y cuidado al medio ambiente, las tecnologías renovables diferentes a la hidroelectricidad no son capaces de competir económicamente con los combustibles fósiles durante el período de la proyección, con algunas excepciones. La energía solar, por ejemplo, es un “nicho” fuente de energía renovable, que puede ser económica, donde los precios de la electricidad sean especialmente altos, donde se apliquen precios de carga máxima, o donde estén disponibles incentivos gubernamentales.

Las políticas gubernamentales o incentivos proporcionan a menudo la principal motivación económica para la construcción de instalaciones de generación renovable. El costo de operación con viento o solar es generalmente mucho menor que el costo de operación de generación de otros recursos renovables no

convencionales. Sin embargo, los altos costos de construcción pueden hacer que el costo total de generación con renovables sea superior a los de las centrales eléctricas convencionales. La intermitencia de la energía eólica y solar puede dificultar aún más su competitividad económica, ya que no son controlados por el operador y no están necesariamente disponibles cuando son de mayor utilidad para el sistema. En el futuro, el empleo del almacenamiento de energía y una amplia dispersión geográfica de las centrales de viento y solares podrían mitigar muchos de los problemas asociados con la intermitencia.

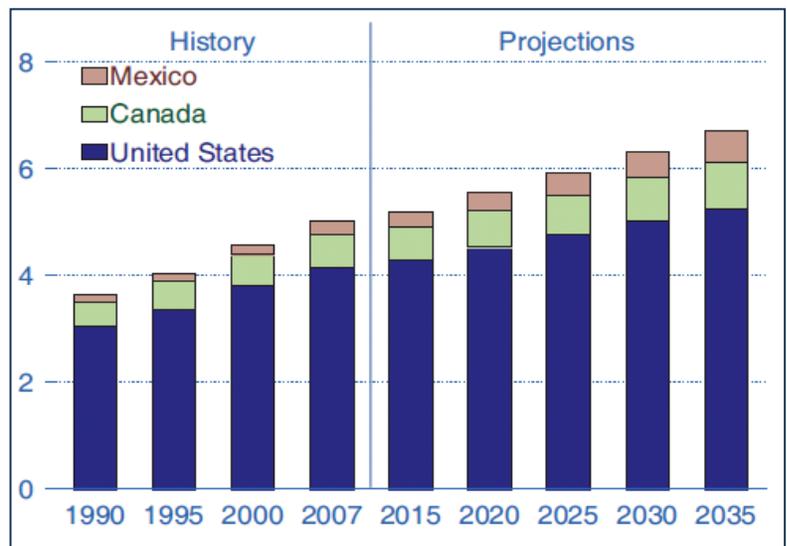
En el caso de esta proyección, los combustibles renovables utilizados para la generación de electricidad difieren entre los países de la OCDE y los que no pertenecen a la OCDE. En los países de la OCDE, la mayoría de los recursos hidroeléctricos explotables económicamente ya están siendo explotados. Con la excepción de Canadá y Turquía, son pocos los países con proyectos hidroeléctricos a gran escala planificados para el futuro. Como resultado, el crecimiento de las energías renovables en los países de la OCDE proviene de fuentes diferentes a la hidroelectricidad, especialmente la eólica y la biomasa. Muchos países de la OCDE, en particular los de Europa, cuentan con políticas gubernamentales de incentivos fiscales y cuotas de mercado, que favorecen la construcción de instalaciones generadoras de electricidad con combustibles renovables.

En los países no pertenecientes a la OCDE, la energía hidroeléctrica se espera que sea la principal fuente de crecimiento de la electricidad renovable. El fuerte crecimiento en la generación hidroeléctrica, sobre todo de medianas a grandes plantas, se espera en China, India, Brasil y varias naciones del sudeste asiático, como Malasia y Vietnam. Las tasas de crecimiento para la generación de energía eólica también son altas en países no pertenecientes a la OCDE. Las adiciones más importantes del abastecimiento de electricidad generada a partir de energía eólica se centran en China.

Las proyecciones de las fuentes de energía renovable sólo incluyen las energías renovables comerciales. Las energías renovables fuera de las redes de distribución, no se incluyen en la proyección por la misma razón.

Perspectiva regional en América del Norte

Las mayores tasas de crecimiento para la generación de electricidad se presentan en los países no pertenecientes a la OCDE, donde el fuerte crecimiento económico y el aumento de los ingresos por habitante impulsan el crecimiento de la demanda de electricidad. En países de la OCDE, donde las infraestructuras de la energía eléctrica son relativamente maduras y el crecimiento del PIB es menor que en los países en desarrollo, la demanda de electricidad crece mucho más lentamente. La generación de electricidad en los países no miembros de la OCDE aumenta un 3.3 por ciento al año, en comparación con el 1.1 por ciento anual en los países de la OCDE



Generación neta de electricidad en América del Norte entre 1990 y 2035 (unidades en 10^{12} kWh).

América del Norte es la región con la mayor generación de electricidad en el mundo, y en 2007 participó con el 27 por ciento del total. Sin embargo, como las naciones no pertenecientes a la OCDE experimentarán un crecimiento acelerado de la demanda de energía eléctrica, en 2035, América del Norte participará sólo con el 19 por ciento de la generación neta de energía eléctrica del mundo.

Estados Unidos es por mucho, el mayor consumidor de electricidad en América del Norte. La generación de electricidad en Estados Unidos crecerá lentamente, a una tasa promedio anual de 0.8 por ciento de 2007 a 2035. Canadá, como Estados Unidos, aumentará su generación en un 1.2 por ciento anual durante el mismo período. La generación de electricidad en México crecerá a un ritmo más rápido --una media de 3.2 por ciento anual hasta el año 2035--, que refleja el estado actual de menor desarrollo de la infraestructura eléctrica (y por tanto mayor potencial de expansión) en relación con Canadá y Estados Unidos.

Hay grandes diferencias en la mezcla de fuentes de energía utilizadas para generar electricidad en los tres países que conforman la OCDE de América del Norte, y esas diferencias pueden llegar a ser más pronunciadas en el futuro. En Estados Unidos el carbón es la principal fuente de energía para generar electricidad, representando el 49 por ciento del total en 2007. En 2007 en Canadá la hidroelectricidad contribuyó con el 59 por ciento de la generación eléctrica de la nación. La mayor parte de la generación eléctrica en México se obtiene con combustibles líquidos derivados del petróleo y el gas natural, que en conjunto, representaron el 63 por ciento de su producción total de electricidad en 2007. La dependencia del carbón en Estados Unidos, para generación eléctrica se reducirá al 44 por ciento en 2035, la energía hidroeléctrica de Canadá seguirá siendo la fuente de energía predominante, aunque su participación en el total será sólo de 54 por ciento en 2035, y la proporción de generación eléctrica con gas natural en México aumentará de 37 por ciento en 2007 a 63 por ciento en 2035.

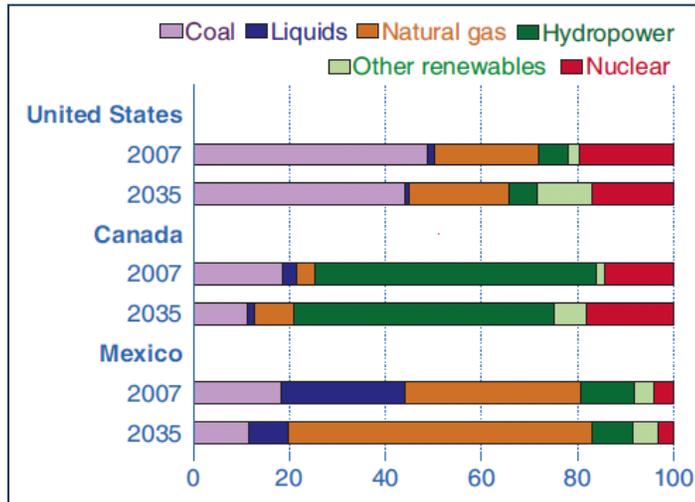
La generación eléctrica con fuentes renovables de energía aumentará en Estados Unidos en respuesta a la necesidad de más de la mitad de los 50 estados de la Unión para generar al menos una mínima cantidad de electricidad con renovables. La generación renovable en esta proyección es sustancialmente mayor a la proyectada en las anteriores proyecciones. El porcentaje de generación proveniente de fuentes renovables de energía crecerá de 8.5 por ciento en 2007 a 17 por ciento en 2035. Se orientarán casi 17 mil millones dólares en eficiencia energética y energías renovables y otros 4 mil millones en garantías de préstamos para renovables[6]. Los subsidios federales norteamericanos para generar con renovables se supone que caducan en esta proyección, pero si esos subsidios se extendieran se esperaría un mayor aumento en la generación a base de renovables.

En esta proyección la generación de electricidad en Estados Unidos con centrales nucleares representa el 17.1 por ciento del total en 2035. De 2007 a 2035 se añadirán 8.4 GW de nueva capacidad y 4.0 GW de ampliaciones en las plantas existentes. Ninguna planta nuclear de Estados Unidos se retirará. A pesar del aumento de los costos estimados de nuevas centrales nucleares, el crecimiento de la energía nuclear se espera que sea impulsado por el incremento en los costos de la generación a partir de gas natural como combustible debido a la preocupación por las emisiones de gases de efecto invernadero, y por las políticas favorables del gobierno a esta tecnología.

En esta proyección, en Canadá se incrementa la tasa de generación eléctrica a partir de gas natural en 4.0 por ciento anual desde 2007 hasta 2035, la energía nuclear crecerá en un 2.1 por ciento anual, la hidroelectricidad en un 0.9 por ciento anual, y la energía eólica en un 10.7 por ciento al año. Por el contrario, la tasa de crecimiento de generación eléctrica con combustibles derivados del petróleo y con carbón disminuirá al 1.0 por ciento y al 0.6 por ciento por año, respectivamente.

En Ontario, la provincia canadiense con mayor consumo de electricidad, el gobierno planea cerrar cuatro centrales de carbón (Atikokan, Lambton, Nanticoke y Thunder Bay) hacia fines de diciembre de 2014, alegando motivos ambientales y de salud[7]. El gobierno planea reemplazar la generación a carbón con gas natural, energía hidroeléctrica, energía nuclear y energía eólica. También tiene previsto aumentar las medidas de conservación. En la actualidad, el carbón proporciona cerca del 19 por ciento de la energía eléctrica de

Ontario. Con el retiro de centrales eléctricas a base de carbón, Canadá disminuirá la generación de 0.115×10^{12} kWh en 2007 a 0.097×10^{12} kWh en 2035.



Generación neta de electricidad en América del Norte por tipo de combustible en 2007 y 2035 (en porcentajes del total).

continúa con la construcción de una planta de 768 MW, cerca de Eastmain y una instalación más pequeña de 150 MW en Sarcelle en Québec, dos de las cuales se espera terminar en 2012[9]. Otros proyectos hidroeléctricos se encuentran en construcción, incluidos los 1550 MW del Romaine River Project en Québec y el proyecto Wuskwatim de 200 MW en Manitoba[10]. Esta proyección no prevé que todos los proyectos planeados se construirán, pero teniendo en cuenta la experiencia pasada de Canadá con la energía hidroeléctrica, se estima que sí cumplirá sus compromisos para la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas con capacidad de 22.9 GW entre 2007 y 2035.

Canadá también tiene planes para seguir ampliando su capacidad de energía eólica de 3.1 GW de potencia instalada a finales de 2009[11], a cerca de 17.5 GW en 2035. El crecimiento de la capacidad eólica ha sido tan rápido que el programa federal de Canadá de incentivos eólicos (ecoENERGY for Renewable Power) dirigió el despliegue de 4 GW de energía renovable para el año 2011, reasignando la totalidad de sus fondos para lograr su objetivo a finales de 2009[12].

Además de los programas de incentivos del gobierno federal de Canadá, varios gobiernos provinciales han establecido sus propios incentivos para apoyar la construcción de nueva capacidad eólica. El programa "Ontario's Renewable Energy Standard Offer" ha ayudado a un fuerte crecimiento de instalaciones eólicas en los últimos años, y la capacidad eólica instalada en la provincia de Ontario ha pasado de 0.6 MW en 1995 a 1.17 MW en enero de 2010[13]. Este Programa paga a todos los pequeños generadores de energía renovables (con menos de 10 MW de capacidad), 11 centavos de dólar canadiense por kWh de electricidad suministrada a los distribuidores de electricidad locales[14]. El apoyo continuo de los gobiernos federales y provinciales de Canadá, junto con el sostenido aumento de los precios de los combustibles fósiles se espera que impulsen el aumento previsto de uso de la energía eólica para la generación de electricidad.

En esta proyección, la generación de electricidad en México aumentará a una tasa anual promedio de 3.2 por ciento entre 2007 y 2035, más del doble que la tasa de Canadá y casi cuatro veces la tasa de Estados Unidos. El gobierno mexicano ha reconocido la necesidad de invertir en la infraestructura eléctrica del país para mantener el ritmo de crecimiento acelerado de la demanda de electricidad. En julio de 2007 el gobierno dio a conocer su Programa Nacional de Infraestructura 2007-2012, que incluía planes de inversión por 25 mil

La cuota de renovables en la generación global de Canadá seguirá siendo más o menos constante a lo largo de la proyección. La energía hidroeléctrica es, y debería seguir siendo, la principal fuente de electricidad en Canadá. En 2007, la generación hidroeléctrica participaba con el 59 por ciento de la producción total del país, y representará el 54 por ciento en 2035. La generación eólica, en cambio, es la de más rápido crecimiento entre las nuevas fuentes de energías renovables en Canadá, ya que aumentará su cuota de 1 a 6 por ciento durante el período de proyección.

Como uno de los pocos países de la OCDE con gran potencial hidroeléctrico aún no aprovechado, Canadá tiene actualmente varias plantas hidroeléctricas a pequeña y gran escala, ya sea en proyecto o en construcción. Hydro-Québec

millones dólares para mejorar y ampliar la infraestructura eléctrica[15]. Como parte del programa, el gobierno ha establecido una meta para incrementar la capacidad instalada de generación en 8.6 GW entre 2006 y 2012. El país está en camino de cumplir este objetivo. La planta de Tamazunchale de 1.135 GW de ciclo combinado comenzó a funcionar en junio de 2007, y varias otras plantas en construcción aportarán otros 1.304 GW de capacidad en 2010 y 0.750 GW en 2012[16].

En esta proyección la mayor parte del aumento en la generación de electricidad en México será con gas natural, ya que el gobierno mexicano implementa planes para reducir el uso de diesel y combustóleo en el sector energético[17]. La generación eléctrica con gas natural como combustible se incrementará de 0.09×10^{12} kWh en 2007 hasta 0.369×10^{12} kWh en 2035. El crecimiento resultante de la demanda de gas natural superará fuertemente la producción, dejando al país dependiente de las importaciones de Estados Unidos y de gas natural licuado (GNL) de otros países. Actualmente México cuenta con una terminal de importación de GNL en Altamira, en la Costa del Golfo y otra en la costa del Pacífico. También en la costa del Pacífico, en marzo de 2008 se adjudicó un contrato para una tercera terminal de gas natural en Manzanillo prevista para concluir en 2011[18].

Aunque gran parte del crecimiento en el sector de la energía eléctrica de México se espera que sea a base de gas natural como combustible, las energías renovables son la segunda fuente de más rápido crecimiento en esta proyección. El incremento de la tasa de crecimiento de la generación con renovables en México aumentará de 2.9 por ciento por año entre 2007 y 2035, frente al 5.2 por ciento por año para la generación de gas natural como combustible. La generación de energía renovable en el país se divide principalmente entre la energía hidroeléctrica (73 por ciento) y la energía geotérmica (19 por ciento). Dos grandes proyectos hidroeléctricos están en marcha: 750 MW en La Yesca, prevista para el año 2012, 900 MW en La Parota, que se ha retrasado y no se podrá terminar hasta 2018[19]. En el caso de esta proyección, los incrementos de energía hidroeléctrica son de 2.3 por ciento anual lo que representa más del 60 por ciento del total de generación neta de México a partir de fuentes renovables en 2035.

Aunque prácticamente en la actualidad no hay generación eléctrica significativa de energía eólica ni solar en México, se espera que la meta del gobierno mexicano de instalar 2.5 GW de capacidad eólica en el Istmo de Tehuantepec para el año 2012 fomente el desarrollo eólico en el corto plazo[20]. Por otra parte, el objetivo de México de reducir las emisiones nacionales de gases de efecto invernadero un 50 por ciento de los niveles de 2002 para el año 2050 estimulará instalaciones de energía eólica y solar, y esas dos tecnologías permitirán un crecimiento de dos dígitos durante el período de proyección[21]. La cuota de mercado combinada de electricidad renovable aumentará desde menos del 1 por ciento del total en 2007 a 10 por ciento en 2035.

Referencias

1. International Energy Agency, World Energy Outlook 2009 (Paris, France, November 2009), p. 128.
2. The World Bank, "Vietnam: Reliable Electricity in Rural Vietnam" (July 2009), web site: www.worldbank.org/vn
3. "China Becomes Dominant Market for New Nuclear Plants," World Gas Intelligence, Vol. 21, No. 1 (January 6, 2010), p. 7.
4. World Wind Energy Association, World Wind Energy Report 2009 (March 2010), web site: www.windea.org/home/index.php?option=com_content&task=blogcategory&id=21&Itemid=43
5. "U.S. Wind Energy Industry Breaks All Records, Installs Nearly 10,000 MW in 2009," American Wind Energy Association (January 26, 2010), web site:

www.awea.org/newsroom/releases/01-26-10_AWEA_Q4_and_Year-End_Report_Release.html

6. U.S. Department of Energy, “Recover and Reinvestment” (January 29, 2010), web site: www.energy.gov/recovery

7. Ontario Ministry of Energy and Infrastructure, “Frequently Asked Questions” (as of February 23, 2009), web site: www.mei.gov.on.ca/en/energy/electricity/?page=electricity-faqs

8. Newsroom, “Ontario’s Coal Phase Out Plan” (September 3, 2009), web site: www.news.ontario.ca/mei/en/2009/09/ontarios-coal-phase-out-plan.html

9. Hydro Québec, “Eastmain-1-A/Sarcelle/Rupert Project,” web site: www.hydroquebec.com/rupert/en/index.html

10. Hydro Québec, “Projet de la Romaine, En bref” (January 21, 2010), web site www.hydroquebec.com/romaine/projet/index.html; and Manitoba Hydro, “Wuskwatim Generation Project” (January 21, 2010), web site: www.hydro.mb.ca/projects/wuskwatim/overview.shtml?WT.mc_id=2625

11. Canadian Wind Energy Association, “Canada Reaches Milestone as Wind Energy Now Produced in Every Province” (press release, December 2, 2009), web site: www.canwea.ca/media/release/release_e.php?newsId=70

12. Canadian Wind Energy Association, “Canada Reaches Milestone as Wind Energy Now Produced in Every Province” (press release, December 2, 2009), web site: www.canwea.ca/media/release/release_e.php?newsId=70

13. Canadian Wind Energy Association, “Canadian Wind Farms” (January 2010), web site: www.canwea.ca/farms/index_e.php

14. Ontario Power Authority, Standard Offer Program— Renewable Energy for Small Electricity Generators: An Introductory Guide (Toronto, Ontario, Canada), web site: http://powerauthority.on.ca/SOP/Storage/44/3985_SOPInformationBrochure.pdf

15. IHS Global Insight, Inc., “Mexico: Country Reports: Utilities: Electricity and Gas” (January 27, 2009), web site: www.globalinsight.com (subscription site).

16. “Tamazunchale I CCGT Plant, Mexico,” powertechnology.com web site: Industry Projects (undated), web site: www.power-technology.com/projects/tamazunchale

17. J. Roeder, “Natural Gas Replacing Fuel Oil and Diesel in Mexico’s Power Plants,” *The Oil Daily*, Vol. 59, No. 19 (January 29, 2009), p. 5.

18. IHS Global Insight, Inc., “Mexico: Country Reports, Oil & Gas Downstream” (October 28, 2009), web site: www.globalinsight.com (subscription site).

19. International Water Power and Dam Construction, “Power Machines Pushes Ahead With Boguchanskaya, La Yesca Units” (July 30, 2009), web site: www.waterpowermagazine.com/story.asp?sectioncode=130&storyCode=2053738; and IHS Global Insight, Inc., “Mexico: Country Reports: Utilities: Electricity and Gas” (October 27, 2009), web site: www.globalinsight.com (subscription site).

20. IHS Global Insight, Inc., “Mexico: Mexico Completes Latin America’s Largest Wind Farm” (November 25, 2009), web site: www.globalinsight.com (subscription site)
21. IHS Global Insight, Inc., “Mexico: Spanish Company Award Wind Projects in Mexico” (March 10, 2010), web site: www.globalinsight.com (subscription site).

El Mundo de la Energía

Información recopilada por Alfredo Mañón Mercado y Luis C.A. Gutiérrez-Negrín

□ Recursos geotérmicos de baja temperatura

En Norteamérica hay abundantes recursos geotérmicos de baja temperatura, adicionales a los de temperaturas altas. Explotar tales recursos es cada vez más económico debido al uso de ciclos orgánicos tipo Rankine (ORC) y a la coproducción con pozos de petróleo y gas. Los proyectos de energía geotérmica de baja temperatura se definen como aquellos que utilizan recursos con temperaturas de hasta 149°C (para producir energía eléctrica) y/o aquellos que tienen una capacidad de sólo unos pocos megawatts. El Servicio Geológico de Estados Unidos ha identificado más de 120,000 MW de potencial sin explotar con esas temperaturas. Algunos podrían explotarse con plantas de ciclo binario convencionales, y otros en proyectos de coproducción con pozos de petróleo y gas, generando electricidad a partir del agua caliente residual.

Chena Hot Springs, Alaska, es el sitio en donde se encuentra la planta geotérmica comercial que opera a la más baja temperatura hasta la fecha. Dos unidades geotérmicas de 210 kW de capacidad operan con agua a 73.3°C desde 2006. El sistema sustituye la generación con diesel en el lugar, produciendo ahorros sustanciales.

En Estados Unidos los recursos de baja temperatura empezaron a explotarse comercialmente al menos desde 1984, cuando Ormat instaló una planta de ciclo binario integrada a la red de 700 kW en Nevada. En México operó una planta similar, aunque de menor capacidad en Maguarichi, Chihuahua, y se han hecho cálculos de una gran potencial nacional en recursos de baja temperatura (Iglesias y Torres, 2009). En Canadá hay dos proyectos de baja temperatura en desarrollo con 1 MW de capacidad cada uno.

El primer proyecto de coproducción geotérmica de agua caliente en un pozo de petróleo fue un proyecto de investigación y desarrollo entre Ormat y el Departamento de Energía de Estados Unidos cerca de Casper, Wyoming, en el campo petrolífero de las Montañas Rocosas. Antes de echarlo a andar, las aguas residuales calientes de los pozos de petróleo y gas se desechaban. El proyecto comenzó en 2008 y produce a la fecha 217 kW con 93.3°C. Podría ser el primero de muchos de su clase, pues la tecnología también se está utilizando en Nevada, Mississippi, Luisiana, Dakota del Norte y Texas.

En la coproducción con pozos de petróleo y gas, aparte del financiamiento, también puede haber problemas tecnológicos que se deben resolver. Por ejemplo, los pozos son profundos y por lo general la temperatura se reduce de 149°C hasta 93°C o menos cerca de la superficie. Además, el caudal de estos pozos puede ser mucho más bajo que en los pozos geotérmicos convencionales. Pero a pesar de estos desafíos, muchos proyectos de prueba siguen en marcha en Estados Unidos.

Fuente:

<http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/print/article/2010/12/low-temperature-geothermal-activity-is-taking-off>

□ La geotermia podría suministrar 20% de la demanda de energía en Europa en 2050

La geotermia podría suministrar 20% de la demanda energética europea en 2050, de acuerdo con el Consejo Europeo de Energía Geotérmica (EGEC).

“Las cosas deben cambiar si Europa quiere alcanzar su objetivo de descarbonizar la energía, lo que no será posible sin una contribución sustancial

de la energía geotérmica”, dijo el Presidente del EGEC, Dr. Burkhard Sanner.

La energía geotérmica proporciona carga base renovable y no tiene costos externos como el almacenamiento, la infraestructura de red o la gestión de residuos. La energía geotérmica convencional es ya una fuente de energía competitiva, pero sólo se encuentra en ciertas regiones. “Los Sistemas Geotérmicos Mejorados (EGS) son una tecnología innovadora con éxito demostrado que permitirá un desarrollo geotérmico en cualquier lugar de Europa, y que se volverá competitiva dentro de algunos años más... La geotermia será un jugador clave en una combinación energética óptima”, concluyó Sanner.

El Consejo Europeo de Energía Geotérmica pide a los gobiernos nacionales y las instituciones europeas:

- Invertir en investigación y desarrollo en sistemas EGS para reducir su costo.
- Adoptar políticas de estímulos económicos adecuados para el desarrollo de los sistemas geotérmicos mejorados; y
- Crear un Esquema Europeo de Seguros de Riesgos para mitigar el riesgo geológico.

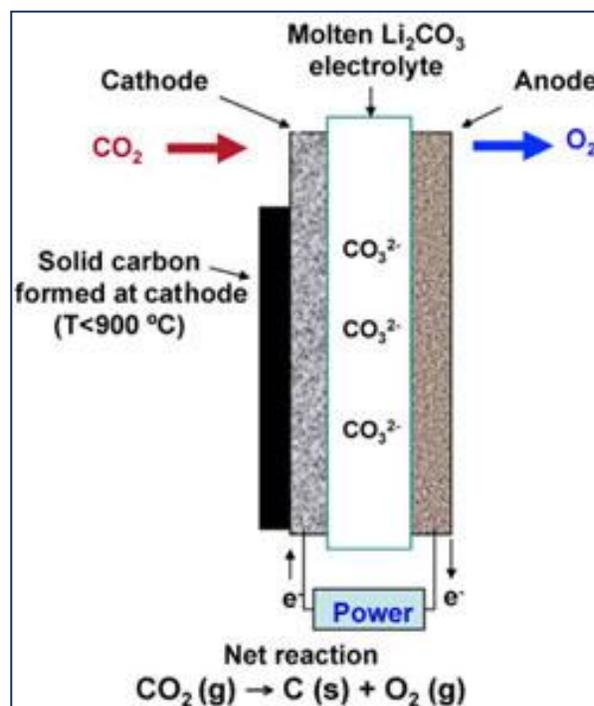
Fuente: <http://www.renewableenergyfocus.com>

□ Instituto Geotérmico Nacional en Estados Unidos

La Universidad de Nevada, en Reno, ha recibido 1.2 millones de dólares de fondos federales para establecer el primer programa nacional de entrenamiento geotérmico en Norteamérica. Funcionarios del Departamento de Energía de EUA comentaron que los fondos federales serán usados por la universidad para desarrollar y mantener el Instituto Geotérmico Nacional, que será un consorcio de escuelas geotérmicas líderes. El consorcio incluirá al Instituto Tecnológico de Massachusetts, la Universidad de Cornell, la Universidad de Stanford, el Instituto Tecnológico de Oregon, la Universidad de Utah y probablemente a otras conforme el programa se expanda. Los funcionarios agregaron que el instituto, que abarcará todos los aspectos de la

producción de energía geotérmica, se considera como una mejora del *Great Basin Center for Geothermal Energy* de la Universidad de Nevada que producirá investigaciones relevantes y graduados entrenados para la industria geotérmica de Estados Unidos.

□ Captura de CO₂ mediante un nuevo proceso solar



El calentamiento global provocado por el incremento de gases de efecto invernadero en la atmósfera, particularmente el bióxido de carbono, ha generado diversas propuestas para capturar y almacenar CO₂ a fin de mitigar emisiones provenientes de combustibles fósiles. Algunas de esas ideas se refieren a reciclar el bióxido de carbono capturado, convirtiéndolo, por ejemplo, en hidrocarburos que podrían re-utilizarse para fabricar plásticos o combustibles. En el segundo semestre de 2010 se presentaron evidencias experimentales de un nuevo proceso de conversión solar que combina métodos electrónicos y químicos para la captura de CO₂. Más que secuestrar el exceso de bióxido de carbono, este nuevo método permite que sea almacenado como carbón sólido o convertirlo en productos útiles. El proceso, conocido como STEP (*Solar Thermal Electrochemical Photo*), captura el CO₂ utilizando una celda electroquímica de alta temperatura

alimentada por el espectro solar completo en un solo paso. La energía solar térmica disminuye la energía que se requiere para la captura del carbón mientras que la luz solar visible genera una carga electrónica para permitir la electrólisis. El CO₂ puede ser capturado a un 34%-50% de eficiencia a partir de la energía solar --dependiendo del nivel de calor solar incluido-- como carbón sólido y ser almacenado, o bien ser utilizado como monóxido de carbono sintetizar diesel, turbosina u otros productos a partir de biomasa. Stuart Licht, profesor de la Universidad George Washington, explica que “en lenguaje de un investigador de energía solar, hemos convertido la luz del sol en energía útil a eficiencias de energía solar sin precedentes a través de la sinergia que supone utilizar la totalidad del espectro solar.” En general, las celdas solares desechan la radiación solar térmica dado que resulta perjudicial para la generación fotovoltaica, lo que disminuye la producción y la estabilidad. En contraste, el método STEP utiliza no sólo la luz visible sino también el usualmente indeseado componente térmico de la luz del sol para la formación electrolítica de químicos, y emplea esta energía extra para alcanzar eficiencias de conversión solar más altas que las mejores fotovoltaicas. Además de la captura de carbono, Lichti y su equipo están probando el proceso STEP para generar hidrógeno a partir del agua, y para otras aplicaciones. Sin embargo, el proceso aún debe resolver algunos problemas relacionados con su estabilidad, el costo de los materiales, la actividad electro-catalítica, el uso efectivo del exceso de calor, la operación continua o discontinua del proceso para extraer carbón sólido como producto en un cátodo, y otros.

Fuente:

http://www.nanowerk.com/spotlight/spotid=17198.php?utm_source=feedburner&utm_medium=email&utm_campaign=Feed%3A+NanowerkNanotechnologySpotlight+%28Nanowerk+Nanotechnology+Spotlight%29

❑ **Geo-secuestro de CO₂ en yacimientos de carbón**

Otra propuesta para reducir el CO₂ en la atmósfera, es su secuestro y subsecuente

almacenamiento en formaciones geológicas, denominada como geo-secuestro, la cual ya está siendo probada a gran escala. Entre las diversas opciones de formaciones geológicas, el secuestro en yacimientos de carbón tiene varias ventajas. Por ejemplo, el carbón puede atrapar CO₂ durante largos periodos de tiempo, y varias cuencas carboníferas potencialmente utilizables están cerca de fuentes emisoras de bióxido de carbono. La idea básica es inyectar grandes cantidades del gas en yacimientos de carbón aún no explotados. Debido a su gran absorción, el CO₂ sería absorbido en el carbón y gradualmente se convertiría en roca sólida. Pero el problema fundamental es la así llamada *deformación inducida por absorción* del carbón (y de hecho, de cualquier otro material poroso). El carbón no es un material inerte, y el CO₂ inyectado produce altas presiones internas que a su vez deforman los poros. La matriz del carbón tenderá a hincharse como consecuencia de la inyección de bióxido de carbono, lo que producirá una reducción en la capacidad de absorción. Por supuesto, la solución es inyectar a mayor presión, pero eventualmente la matriz del carbón se rompería en cuanto la presión de inyección superara a la presión litostática de confinamiento. Recientes modelos y cálculos han concluido que bajo presiones de inyección de 2.7 MPa y 333°K de temperatura (que son condiciones cercanas a la operativas en el geo-secuestro), el carbón se expandiría un 0.75%. Estas conclusiones están corroborándose en la práctica.

Fuente:

http://www.nanowerk.com/spotlight/spotid=19206.php?utm_source=feedburner&utm_medium=email&utm_campaign=Feed%3A+NanowerkNanotechnologySpotlight+%28Nanowerk+Nanotechnology+Spotlight%29

❑ **Petróleo extremo**

85 millones de barriles. Eso es lo que se consume diariamente. Es una cantidad asombrosa, suficiente para llenar 5400 albercas olímpicas, y se espera que la demanda siga aumentando, a pesar de la inminente reducción de la oferta. La Agencia Internacional de Energía (AIE) pronostica que para 2030 el consumo subirá a 105 millones de barriles diarios. Para esa fecha habremos rebasado

el pico de la producción de petróleo convencional, es decir el momento en que la producción a partir de reservas convencionales de petróleo empezará su declinación final. Un informe del Centro de Investigación en Energía del Reino Unido (UKERC) publicado en agosto de 2009 dijo que existía un “riesgo significativo” de que esto pudiera ocurrir antes de 2020. Así, se han empezado a desarrollar alternativas para mantener los sistemas mundiales de transporte en movimiento cuando se acabe el petróleo barato. Esas alternativas incluyen biocombustibles, automóviles más eficientes (o eléctricos) e hidrógeno. Pero no es probable que alguna de ellas esté lista cuando llegue la caída global de la producción petrolera.

Hay mucha presión para que el petróleo siga fluyendo, y por tanto veremos en las próximas dos décadas un esfuerzo sin precedentes para explotar fuentes de petróleo exóticas y no convencionales, entre ellas: arenas bituminosas (una mezcla de arena o arcilla con un depósito de petróleo negro, viscoso y pegajoso llamado bitumen), petróleo de lutitas (rocas sedimentarias con kerógeno, un precursor del petróleo) y combustibles líquidos sintéticos a base de carbón o gas. En términos estrictos de su disponibilidad geológica, esas

fuentes parecen más que suficientes para satisfacer la demanda global. De acuerdo con la AIE, en conjunto incrementan los recursos petroleros mundiales restantes a unos 9 billones (10^{12}) de barriles, casi cinco veces la cantidad de petróleo que la humanidad ha consumido hasta la fecha. El problema es que el término “petróleo no convencional” esconde una enorme cantidad de retos aún no resueltos. El petróleo convencional se refiere a hidrocarburos líquidos atrapados en yacimientos profundos y altamente presurizados, lo que implica que cuando se perfora un pozo el petróleo normalmente fluye por sí mismo hasta la superficie. El petróleo no convencional no es tan sencillo de obtener y requiere grandes cantidades de energía, agua y dinero para extraerlo del subsuelo y convertirlo en algún combustible útil como diesel o gas-avión. En consecuencia, la producción de petróleo no convencional ha evolucionado muy lentamente a la fecha, con un total actual de apenas 1.5 millones de barriles diarios. Y no sólo eso, como se consume mucha energía para producirlos, son responsables de mayores emisiones de carbono por barril que el petróleo convencional.

Fuente: *David Strahn, 2009. Extreme oil: Scraping the bottom of Earth's barrel. New Scientist.*

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 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.