

GEOTERMIA

REVISTA MEXICANA DE GEOENERGÍA

ISSN 0186-5897

Volumen 22, No. 1

Enero-Junio de 2009

CONTENIDO

Editorial	1
Condiciones termodinámicas mínimas del yacimiento para producir vapor en el campo geotérmico de Cerro Prieto, BC Marco Helio Rodríguez Rodríguez	2
Aplicación del SPCALC en la especiación química y termodinámica de fluidos: ejemplo del caso de los pozos LV-4A, LV-11 y LV-13, de Las Tres Vírgenes, BCS J.C. Viggiano-Guerra, F. Sandoval-Medina, M.C. Flores-Armenta, R.J. Pérez y E. González-Partida	12
Estudio con un trazador de vapor en la zona aledaña al pozo Az-64, en el campo geotérmico de Los Azufres, Mich. Eduardo R. Iglesias, Magaly Flores Armenta, José Luis Quijano León, Marco A. Torres Rodríguez, Rodolfo J. Torres, Neftalí Reyes Picasso y Fernando Sandoval Medina	28
Monitoreo sísmico en la zona geotérmica de Acoculco, Pue., México Javier Lermo, Yanet Antayhua, Isabel Bernal, Saúl Venegas y Jesús Arredondo	40
Estado térmico inicial del campo geotérmico de Los Humeros, Puebla, México Alfonso García Gutiérrez	59
La invasión de fluidos geotérmicos en yacimientos de hidrocarburos Mario César Suárez Arriaga	70
Foro	89
La crisis y qué hacer con ella George Soros (Traducción de Luis C.A. Gutiérrez-Negrín)	90
La Asociación Geotérmica Mexicana celebró su XVI congreso y asamblea nacionales Nota de Luis C.A. Gutiérrez-Negrín	97
Tuberías en los océanos podrían proveer energía limpia ilimitada Phil Mckenna (Traducción de Luis C.A. Gutiérrez-Negrín)	100
El Mundo de la Energía Con información de Alfredo Mañón Mercado	104

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. GEOTERMIA – REVISTA MEXICANA DE GEOENERGÍA es nombre registrado en la Dirección General de Derechos de Autor de la Secretaría de Educación Pública, con la Reserva 01.86. Reservados todos los derechos de reproducción del material publicado. Registro ISSN 0186-5897.

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

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

EDITORES

Director: José Luis Quijano León

Editor: Luis C.A. Gutiérrez Negrín

Consejo Editorial:

Alejandro Becerril Zavala

Magaly Flores Armenta

Raúl Sánchez Velasco

Jaime Vaca Serrano

Editores asociados:

Víctor Arellano Gómez (IIE)

Víctor Hugo Garduño Monroy (UMSNH)

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

Alfredo Mañón Mercado (Consultor)

José Manuel Romo Jones (CICESE)

Mario César Suárez Arriaga (UMSNH)

Secretaría:

Enedelia Calderón Ochoa

Responsable de sitio en página de la UMSNH:

María de los Ángeles Fabián-Álvarez

Oficinas:

Alejandro Volta 655, Col. Electricistas

Morelia, Mich., 58290

Tel. (443) 323-5706

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

Editorial

Con Europa occidental, Japón y Estados Unidos, entre otras economías desarrolladas, entrando oficialmente en recesión y en medio de una crisis económica que se estima comparable o superior a la gran depresión de los treinta, presentamos este número de la revista Geotermia que corresponde al primer semestre de 2009 y que viene a ser el undécimo de esta nueva época que aparece en formato digital y que empezamos cinco años atrás. Y, en ese contexto de crisis del cual no podíamos sustraernos, incluimos en la sección del Foro un interesante artículo de George Soros que explica en términos generales sus causas y propone medidas para enfrentarla y evitar su recurrencia, al menos con consecuencias tan devastadoras como las que actualmente se prevé que tendrá. En el fondo de todo, subyace la inoperancia de un sistema financiero que desde hace tiempo adoptó como dogma de fe la creencia de que un mercado completamente libre y desregulado es capaz de funcionar adecuadamente por sí solo. El dogma es lamentablemente falso, como hemos visto y apunta Soros, y es de esperar que los responsables del sistema financiero mundial lo asuman y actúen en consecuencia.

En la sección sustantiva de la revista publicamos un artículo sobre cada uno de los campos geotérmicos mexicanos en operación (Cerro Prieto, Las Tres Virgenes, Los Azufres y Los Humeros) y sobre la zona geotérmica de Acoculco, actualmente en exploración por parte de la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos (GPG) de la CFE, así como un trabajo general que aborda el proceso de invasión de fluidos geotérmicos en yacimientos petroleros. Los artículos de Cerro Prieto, Los Azufres y Acoculco, así como el general, corresponden a trabajos sometidos al XV Congreso anual de la Asociación Geotérmica Mexicana (AGM), que se realizó en septiembre de 2007 en las instalaciones del campo geotérmico de Los Humeros. Con ello terminamos la publicación de los trabajos presentados en ese congreso. Los artículos sobre Las Tres Virgenes y Los Humeros se presentaron en la III Reunión Interna de Mejora Continua (RIMC) que organizó la GPG en Xalapa, Ver., en marzo de 2008, con lo cual empezamos la publicación de algunos de los treinta trabajos que se dieron a conocer en ese evento. En números sucesivos publicaremos otros de ellos, así como los presentados en el XVI Congreso anual de la AGM, celebrado en noviembre pasado en Morelia, Mich., y del cual incluimos una pequeña nota en la sección del Foro de este mismo número.

Los temas abordados por los artículos que publicamos resultan también muy variados, e incluyen desde asuntos eminentemente prácticos relativos al manejo operativo de un campo geotérmico como el de Cerro Prieto, fundamentados en la acción cotidiana, hasta trabajos de corte más teórico que también concluyen aspectos prácticos. Y en medio de ambos extremos se encuentran trabajos que parten de aspectos teóricos generales para aterrizar en aplicaciones muy puntuales que permiten la toma de decisiones específicas.

Complementa la sección del Foro, que como se sabe incluye notas y artículos no necesariamente arbitrados, la traducción de un artículo sobre la tecnología de conversión de la energía térmica oceánica, publicado recientemente en la revista *New Scientist*, y *El Mundo de la Energía*, que continúa pasando revista a la situación actual de algunas notas previamente publicadas en la misma sección en años anteriores.

Le expresamos nuestros saludos de año nuevo y esperamos sus colaboraciones y comentarios.

Luis C.A. Gutiérrez-Negrín

Condiciones termodinámicas mínimas del yacimiento para producir vapor 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. Correo: marco.rodriguez01@cfe.gob.mx

Resumen

Las condiciones termodinámicas mínimas del yacimiento geotérmico de Cerro Prieto, BC, para producir vapor se determinan tomando en cuenta la mínima producción de vapor aceptable en superficie, considerando un rango de entalpías de la mezcla y para diferentes profundidades de pozos, lo que permite valorar adecuadamente el impacto de la evolución de la presión y entalpía del fluido en el yacimiento. Se discuten los factores que pueden afectar la producción de vapor, los cuales se deben tomar en cuenta para determinar la conveniencia o no de perforar o reparar un pozo en determinada zona del yacimiento. Estas evaluaciones adquieren gran relevancia al considerar los enormes cambios termodinámicos que ha presentado el yacimiento geotérmico de Cerro Prieto, como resultado de su explotación iniciada en 1973, lo que ha llevado a abandonar algunas zonas del campo para la producción de vapor.

Palabras Clave: Cerro Prieto, entalpía, evaluación de yacimientos, políticas de explotación, presión, producción de vapor.

Minimal thermodynamic conditions in the reservoir to produce steam at the Cerro Prieto geothermal field, BC

Abstract

Minimal thermodynamic conditions in the Cerro Prieto geothermal reservoir for steam production are defined, taking into account the minimal acceptable steam production at the surface, considering a rank of mixed-enthalpies for different well-depths, and allowing proper assessments for the impacts of the changes in fluid reservoir pressure and enthalpy. Factors able to influence steam production are discussed. They have to be considered when deciding whether or not to drill or repair a well in a particular area of the reservoir. These evaluations become much more relevant by considering the huge thermodynamic changes that have occurred at the Cerro Prieto geothermal reservoir from its development, starting in 1973, which has lead to abandoning some steam producing areas in the field.

Keywords: Cerro Prieto, enthalpy, reservoir assessment, developing policies, pressure, steam production.

1. Introducción

Las condiciones del yacimiento del Campo Geotérmico de Cerro Prieto (CGCP) han evolucionado como resultado de su explotación comercial. La extracción de fluidos durante más de tres décadas ha inducido una enorme recarga de fluidos circunvecinos de baja entalpía, provocando en algunas zonas enfriamientos significativos del orden de los 100° C. Como resultado, algunas zonas originalmente productoras no

alcanzan actualmente condiciones mínimas para producir vapor. El objetivo del presente estudio es precisamente determinar esas condiciones mínimas que el yacimiento debe tener para que pueda producir vapor, considerando diferentes profundidades y condiciones de presión, entalpía e índices de productividad.

Al conocer las condiciones actuales del yacimiento y las condiciones termodinámicas mínimas para que este produzca vapor, se podrá mejorar la toma de decisiones para determinar la conveniencia o no de perforar o reparar un pozo en determinada zona del campo.

2. Proceso de producción de vapor en un pozo geotérmico

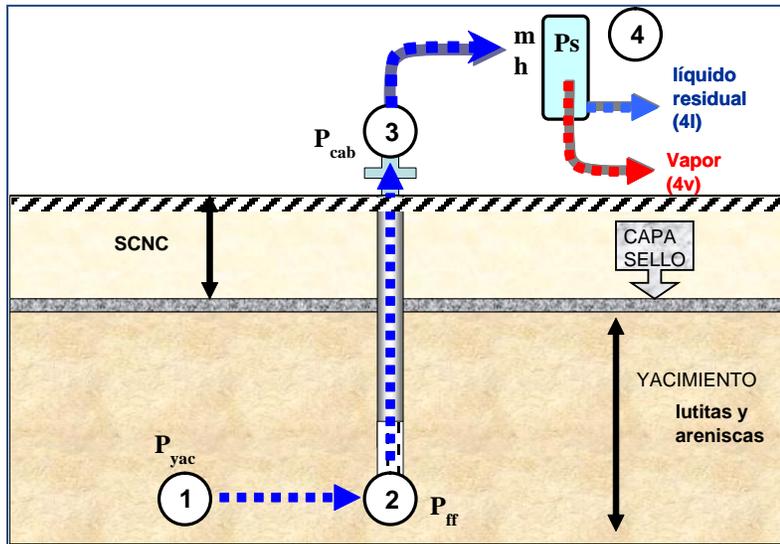


Fig. 1. Etapas del proceso de producción de vapor, desde el yacimiento hasta el separador para el CGCP (SCNC = sedimentos clásticos no consolidados).

$P_1 > P_2 > P_3 > P_4$, o bien $P_y > P_{ff} > P_{cab} > P_s$, siendo P_y , P_{ff} , P_{cab} y P_s las presiones de: yacimiento, fondo fluyendo, cabezal y separación, respectivamente.

Para conocer las condiciones mínimas del yacimiento en el punto 1 se partirá de las condiciones mínimas que se pueden tener en el punto 4, definidas por los puntos 4V y 4L, correspondientes al vapor y líquido a presión de separación en superficie. Definidas las condiciones en el punto 4, se procederá a calcular las del punto 3, continuando con el punto 2 y finalmente en el punto 1.

3. Condiciones mínimas del punto 4

Las condiciones mínimas que se esperan en el punto 4 corresponden a las condiciones en el punto 4V y 4L. Las condiciones mínimas en el punto 4V pueden variar de acuerdo a la presión de separación del vapor y al flujo másico de vapor mínimo aceptado (V_{mina}), esto es el vapor que garantiza la rentabilidad de la inversión requerida para su producción. El V_{mina} que garantiza la rentabilidad de la inversión puede variar según se trate de un pozo nuevo o de un pozo reparado. Para un pozo nuevo somero se puede considerar que el costo de perforación y equipamiento es de 3.5 millones de dólares. Si se toma en cuenta que el costo por tonelada de vapor es de unos 2 dólares, entonces el pozo debe producir un mínimo de 1.75 millones de toneladas para recuperar la inversión. Si un pozo tiene en promedio un periodo de vida productiva de 10 años, entonces el vapor promedio durante ese periodo deberá ser de 20 toneladas por hora (t/h) para lograr generar ingresos de 3.5 millones de dólares (10 años x 365 días x 24 horas x 20 t/h x 2 dólares = 3.5 millones de dólares). Así, en el caso de un pozo nuevo el V_{mina} deberá ser de 20 t/h.

Para conocer las condiciones termodinámicas mínimas que debe tener el yacimiento para producir vapor, se toma en cuenta el recorrido del fluido desde el yacimiento hasta superficie. En la Figura 1 se indican los cuatro puntos principales por los que tiene que pasar el fluido para producir vapor. Del punto 1 al 2 el fluido se mueve desde el yacimiento no perturbado por el pozo hacia la tubería ranurada o agujero descubierto del pozo. Del punto 2 al punto 3 el fluido se mueve verticalmente por el interior del pozo, desde la zona de alimentación dentro del intervalo productor. Finalmente, del punto 3 al punto 4, que corresponde a la tercera etapa, el fluido total producido pasa por el orificio de producción. En cada una de las etapas mencionadas el fluido va perdiendo presión, de tal forma que

Para el caso de un pozo reparado, el costo de reparación se estima en un millón de dólares y el tiempo de vida productiva después de la reparación se puede calcular en cinco años. Por lo tanto, el flujo de vapor promedio mínimo en ese periodo para recuperar la inversión será de 11.4 t/h, por lo que es de esperarse que el V_{mina} inicial sea de 15 t/h.

En el CGCP las presiones de separación en los pozos varían en función de la planta a la que se enviará el vapor y de la caída de presión entre el pozo y la planta. Para los pozos que envían vapor para la planta del sector de Cerro Prieto I (CP-I), el promedio de la presión de separación es de 9 bara. Para el caso de los que suministran vapor a las plantas de CP-II y CP-III el promedio es de 14 bara en el separador primario y de 5.5 bara en el separador secundario. Finalmente, para algunos pozos que alimentan a las unidades de CP-IV, la presión de separación es de 15 bara. Para este análisis se tomará la presión de separación mínima de 9 bara (175° C) y un flujo de V_{mina} de 15 t/h, con lo cual queda definido el punto 4V de la Figura 1.

El punto 4L se define para un rango de 3 a 120 t/h, para obtener el rango de entalpías que abarque las realmente observadas en el campo, obteniendo valores de 2430 a 970 kJ/kg. El agua residual a 9 bars tiene una entalpía de 750 kJ/kg y una temperatura de 175° C, por lo que si un fluido en superficie presenta tales condiciones queda descartado para producir vapor. Para este análisis, se tomarán los flujos másicos de líquido, vapor, entalpías y Fracción de Vapor (FV) que se muestran en la Tabla 1, a fin de calcular las condiciones del fluido en el yacimiento.

4. Condiciones de los puntos 3 y 2

Para calcular las condiciones del punto 3, correspondientes al cabezal del pozo, se parte de las condiciones de los puntos 4V y 4L. El flujo másico en el punto 3 queda definido al sumar el vapor y líquido separado, por lo que tomando en cuenta los valores de la Tabla 1 el flujo total varía de 18 a 135 t/h.

Para la presión en el punto 3, que corresponde a la presión de cabezal, ésta debe ser mayor a la presión de separación. Si se considera que en general, la presión de cabezal declina 2 bar por año, y si el tiempo de vida esperada para el pozo reparado es de 5 años, entonces es de esperarse que la presión mínima de cabezal debe ser de 10 bar, más la presión de separación y más un diferencial de presión entre los puntos 3 y 4 (DP3-4), el cual para fines prácticos se tomará en un mínimo de 2 bar. Por lo tanto, se obtiene entonces una presión de cabezal de 21 bara (9 Psep + 2 Declinación anual x 5 años + 2 bar DP3-4).

Flujo másico en el separador			Ent. [kJ/kg]	FV
Vap. [t/h]	Liq. [t/h]	Mezcla [t/h]		
15	3	18	2433	0.83
15	6	21	2191	0.71
15	10	25	1959	0.60
15	15	30	1757	0.50
15	20	35	1612	0.43
15	25	40	1503	0.38
15	30	45	1418	0.33
15	35	50	1351	0.30
15	40	55	1295	0.27
15	50	65	1210	0.23
15	60	75	1148	0.20
15	70	85	1100	0.18
15	80	95	1062	0.16
15	100	115	1007	0.13
15	120	135	967	0.11

Tabla 1. Flujo másico de vapor y líquido separado, mezcla y su entalpía y la fracción de vapor consideradas para calcular las correspondientes condiciones en el yacimiento.

Una vez definidas las condiciones en el punto 3, se calcularán las condiciones en el punto 2 tomando en cuenta que el punto 2 corresponde a la profundidad total del pozo. Las condiciones en el punto 2 dependerán de la terminación del pozo, y del flujo total y de la entalpía definidas en la Tabla 1. Para el cálculo de las condiciones termodinámicas del punto 3 al 2, en donde hay flujo vertical y dos fases, se utilizó el simulador para pozos geotérmicos *Wellsim*. En los cálculos de flujo vertical elaborados se considera que el proceso en

esta etapa es adiabático, y que no hay transferencia de calor entre el pozo y la formación circundante por considerarse insignificante.

Respecto a la caída de presión, ésta se debe a tres componentes: 1) la gravedad, 2) la aceleración y 3) la fricción. La caída de presión total para un intervalo (dz) es la suma de los tres componentes, como se muestra en la siguiente ecuación:

$$\frac{dp}{dz_{tot}} = \frac{dp}{dz_{fri}} + \frac{dp}{dz_{acc}} + \frac{dp}{dz_{gra}}$$

$$\frac{dp}{dz_{tot}} = \left[\frac{2f\rho_t U_t^2}{D \cos \theta} \right]_{fri} + \left[\rho_t U_t (U_1 - U_2) \right]_{acc} + \left[\rho_t g \cos \theta \right]_{gra}$$

Donde:

U_t = velocidad de la mezcla

ρ_t = densidad de la mezcla

f = factor de fricción

D = diámetro

θ = desviación respecto a la vertical

Subíndices 1 y 2 = condiciones a las profundidades del inicio y fin del incremento

Como se puede observar en la ecuación, en todos los términos aparece la densidad (ρ_t), por lo que la caída de presión es determinada en gran medida por la densidad del fluido. Cuando el fluido se encuentra en fase líquida y se tienen flujos másicos bajos, cerca del 90% de la caída de presión se debe al componente de la gravedad. Al tener flujos másicos bajos, la velocidad también es baja, por lo que los términos de la fricción y de la aceleración también son bajos. Aun cuando se tengan velocidades altas pero no se tenga un incremento de velocidad en el fluido, como ocurre cuando se tiene únicamente una fase líquida, el término por aceleración es despreciable. Sin embargo, cuando hay dos fases y flujo másico alto el componente de la fricción puede ser el mayor, como lo muestran Brennand y Watson (1987).

Para hacer los cálculos de la caída de presión en flujo vertical es necesario definir la terminación del pozo (profundidades y diámetros de las tuberías de producción), el flujo másico, su presión de cabezal y su entalpía. La densidad del fluido y su temperatura quedan definidas con la entalpía y la presión del fluido. Por ello vale la pena determinar la relación entre la entalpía del fluido y su densidad, por lo importante que esta resulta con la caída de presión en flujo vertical, como se mencionó anteriormente al analizar la ecuación para el cálculo de la caída de presión en flujo vertical. Para ello se grafica la relación entre la entalpía y la densidad del fluido en la Figura 2. La densidad del fluido depende de la temperatura y de la FV, como se ilustra en la mencionada figura, pero tomando en cuenta que el fluido que se explota en el yacimiento tiene una temperatura mayor a 200° C, se puede observar una definida relación entre entalpía y densidad para esos rangos ($T > 200^\circ \text{C}$).

La línea azul continua de la Figura 2 corresponde a la línea de líquido saturado, mientras que la línea roja corresponde al vapor saturado. Es importante señalar que al aumentar la temperatura la densidad del líquido saturado disminuye, mientras que la del vapor saturado aumenta. También se puede observar, con las isotermas punteadas verdes, que el valor máximo de la entalpía corresponde al vapor saturado cercano a los 235° C, disminuyendo tanto por arriba como por debajo de esa temperatura. Las líneas sólidas discontinuas en color negro representan diferentes fracciones de vapor.

Para comprender mejor la relación entre entalpía y densidad, tómesese como referencia un fluido con una entalpía de 1300 kJ/kg, representativa de los pozos localizados hacia el oeste del CGCP, y otro fluido con entalpía de 2000 kJ/kg, característica de los pozos del este del campo. Si se considera en ambos casos una temperatura de 275° C, las densidades correspondientes serían de 300 y 60 kg/m³ respectivamente, como se puede observar en la Figura 2.

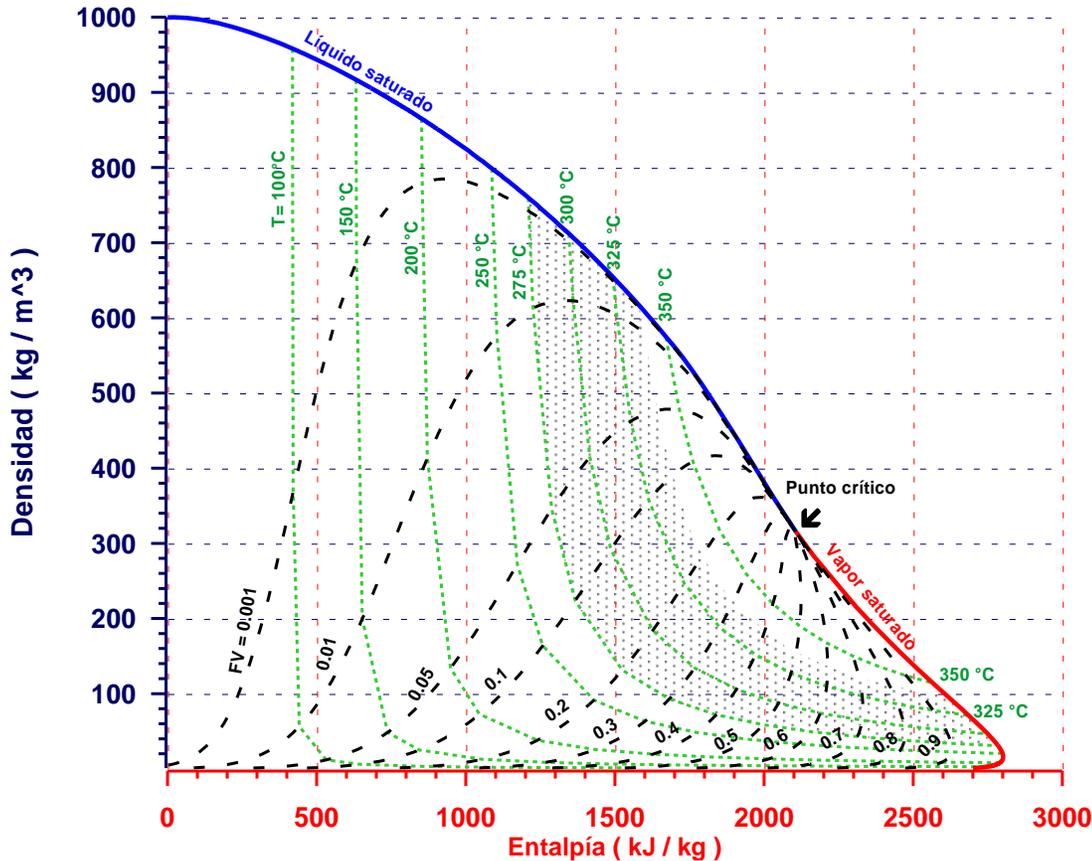


Fig. 2. Relación entre entalpía del fluido y su densidad, para temperaturas mayores a los 200° C.

Con la finalidad de ver la importancia que juega la componente de la gravedad con la entalpía y ésta con la caída de presión en flujo vertical, en la Figura 3 se muestra la correlación entre entalpía y caída de presión en flujo vertical, para cuatro terminaciones de pozos con profundidades de 1500, 2000, 2500 y 3000 m, considerando en todos los casos un flujo másico total de 50 t/h y una presión de cabezal de 14 bar.

Se puede observar que la relación entre la caída de presión y la entalpía no es lineal. La caída de presión aumenta enormemente para entalpías de 1100 a 1400 kJ/kg, mientras que para entalpías de 1600 a 2400 kJ/kg, la caída de presión varía en forma gradual. Por ejemplo, es muy crítico si la entalpía disminuye 300 kJ/kg, de 1400 a 1100 kJ/kg, ya que la caída de presión aumenta en un 300%, pero cuando baja de 2200 a 1900 kJ/kg (los mismos 300 kJ/kg) la caída de presión sólo aumenta en un 30%. Así mismo, se puede observar que considerando una misma entalpía, entre mayor longitud tenga el pozo mayor es la caída de presión en flujo vertical. Por ello, es también importante la profundidad a la cual se encuentre el recurso geotérmico, ya que esta puede ser una limitante para su explotación.

Al disminuir la entalpía no sólo se genera una mayor caída de presión en flujo vertical, sino que la fracción de vapor también disminuye. Por ejemplo, considerando una presión de separación de 9 bar y entalpías de 1100, 1400, 1800 y 2200 kJ/kg, las correspondientes FV son 0.176, 0.324, 0.521 y 0.719, respectivamente. Las implicaciones en la producción de vapor de las observaciones anteriores pueden evaluarse si se considera un flujo de mezcla constante; al variar la entalpía de 1400 a 1100 kJ/kg la producción de vapor se reduce en

un 46%, mientras que al disminuir de 2200 a 1800 kJ/kg la producción de vapor se reduce un 20%. Con lo anterior se pretende enfatizar lo crítico que es para la producción de vapor una disminución de entalpía por debajo de los 1400 kJ/kg.

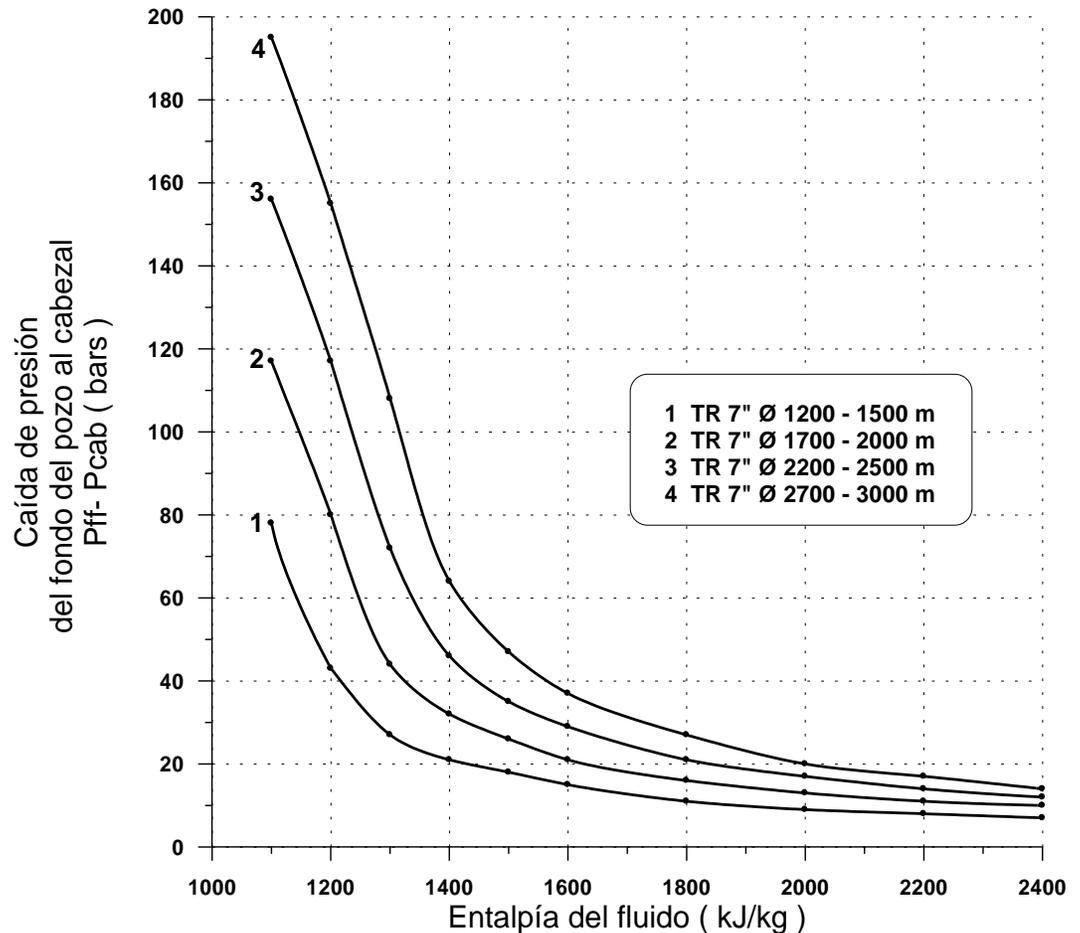


Fig. 3. Relación entre la entalpía del fluido y la caída de presión en flujo vertical.

En la Tabla 2 se muestran las condiciones de presión en el fondo del pozo fluyendo correspondientes al punto 2 de la Figura 1, para los flujos y entalpías considerados en la Tabla 1, con una presión de cabezal de 21 bara. Se consideraron seis terminaciones de pozos con profundidades de 1000 a 3500 m, para cubrir el rango de profundidades de los pozos del CGCP.

5. Condiciones en el punto 1

Las condiciones termodinámicas en el punto 1, objetivo del presente trabajo, se calculan a partir de las condiciones en el fondo del pozo fluyendo, correspondientes al punto 2. El cálculo entre estos puntos es muy complejo, ya que el medio donde ocurre el transporte de fluidos es la formación geológica, que en los yacimientos geotérmicos se caracteriza por ser generalmente heterogénea, con fracturas y fallas de dirección y echado definidos, con volúmenes variables de otras rocas intercaladas. Por lo tanto, determinar la permeabilidad vertical y horizontal de los estratos geológicos del yacimiento dentro del radio de influencia del pozo productor es una tarea compleja.

Una manera de afrontar esta complejidad de cálculo es simplificarla, utilizando una correlación entre el flujo másico, el diferencial de presión entre el punto 1 y 2 y un factor denominado índice de productividad (IP). La correlación más simple que involucra estos parámetros es la correlación lineal, la cual se presenta a continuación:

$$IP = Q / (P1 - P2)$$

En donde: IP = Índice de Productividad [t/h/bar]
 Q = Flujo másico total (mezcla) [t/h]
 P1 = Presión en el punto 1 ó Py (presión del yacimiento) [bar]
 P2 = Presión en el punto 2 o Pff (presión del fondo fluyendo) [bar]

Flujo másico [t/h]	Ent. [kJ/kg]	Presión en el fondo del pozo [bara]					
		1000 [m]	1500 [m]	2000 [m]	2500 [m]	3000 [m]	3500 [m]
18	2433	24.6	33.1	35.0	37.0	39.3	41.3
21	2191	26.1	34.9	37.8	40.9	44.3	47.6
25	1959	27.9	37.8	42.0	46.5	51.7	56.9
30	1757	30.1	41.7	47.6	54.2	61.8	69.8
35	1612	32.2	45.8	53.8	62.9	74.0	87.9
40	1503	34.5	50.4	61.4	74.8	90.1	109.9
45	1418	36.9	56.0	70.3	88.3	112.4	146.8
50	1351	39.6	62.2	80.9	110.8	145.5	180.2
55	1295	42.9	69.5	99.6	135.4	171.2	207.0
65	1210	50.5	95.4	132.6	169.9	207.5	244.8
75	1148	65.9	115.6	153.9	192.4	231.1	269.5
80	1100	78.0	129.8	169.0	208.3	247.8	287.0
90	1062	86.6	140.3	180.1	220.0	260.2	300.0
100	1007	96.9	154.0	194.7	235.5	276.6	317.2
135	967	101.8	161.8	203.1	244.5	286.4	327.5

Tabla 2. Presión calculada en el fondo del pozo requerida para producir 15 t/h de vapor constantes a una presión de separación de 9 bara, para el rango considerado de flujo másico y entalpía, para 5 pozos de diferentes profundidades.

Esta correlación lineal es aplicable únicamente cuando el fluido en el yacimiento está en fase líquida. Sin embargo, se utiliza en general en el CGCP aunque se tengan dos fases, lo cual puede ser aceptable siempre y cuando se aplique dentro de un determinado rango, por ejemplo en un rango donde se espera que pueda operar el pozo, resultando riesgoso utilizarla fuera de ese rango.

Se ha observado que para pozos de baja entalpía el IP es mayor que para los de alta entalpía. Esto se debe probablemente a que a entalpías altas, por ejemplo mayores de 1500 kJ/kg, se tienen dos fases en la formación productora, y al tener dos fases el flujo total se ve afectado por la diferencia de movilidad entre la fase líquida y la gaseosa (vapor). La relación de la entalpía con el IP se ajusta con una ecuación; esto permite evaluar de una manera práctica el IP, lo cual a su vez se requiere para calcular las condiciones de presión en el yacimiento. La ecuación ajustada es la siguiente:

$$IP = 10 - 0.003 * E$$

En donde: E = Entalpía [kJ/kg]

IP = Índice de Productividad [t/h/bar]

Considerando el rango de entalpías de la Tabla 1, se obtiene que el rango de IP será entre 2.7 y 7.1 [(t/h)/bar]. Una vez definido el IP, se procede a calcular la presión del yacimiento (P1), de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$P1 = P2 + Q / IP, \text{ o utilizando otra nomenclatura, se tiene: } Py = Pff + Q / IP$$

Respecto a la entalpía del fluido entre el punto 1 y 2, se considera que en general cuando el flujo másico se mantiene en fase líquida o gaseosa (vapor) durante su recorrido por la formación dentro del radio de influencia del pozo, la entalpía se mantiene constante. Sin embargo, cuando hay dos fases en el yacimiento es posible que durante su recorrido en la zona de influencia del pozo la fracción de vapor del fluido aumente o disminuya, dependiendo de varios factores y de las permeabilidades relativas. En este caso, para simplificar los cálculos, se considerará que la entalpía del punto 1 será la misma que en el punto 2, por lo que entonces la única diferencia en las condiciones entre el punto 1 y 2 será la presión.

Como resultado, aplicando las consideraciones anteriores se logra obtener las condiciones mínimas de presión del yacimiento para el rango de entalpías y para el rango de terminaciones de pozos considerado, tal como se muestra en la Tabla 3.

Flujo másico [t/h]	Ent. [kJ/kg]	Presión del yacimiento [bar]					
		1000 [m]	1500 [m]	2000 [m]	2500 [m]	3000 [m]	3500 [m]
18	2433	31.3	33.1	35.0	37.0	39.3	41.3
21	2191	32.2	34.9	37.8	40.9	44.3	47.6
25	1959	33.9	37.8	42.0	46.5	51.7	56.9
30	1757	36.4	41.7	47.6	54.2	61.8	69.8
35	1612	39.0	45.8	53.8	62.9	74.0	87.9
40	1503	41.8	50.4	61.4	74.8	90.1	109.9
45	1418	44.8	56.0	70.3	88.3	112.4	146.8
50	1351	48.0	62.2	80.9	110.8	145.5	180.2
55	1295	51.9	69.5	99.6	135.4	171.2	207.0
65	1210	60.7	95.4	132.6	169.9	207.5	244.8
75	1148	77.3	115.6	153.9	192.4	231.1	269.5
80	1100	90.7	129.8	169.0	208.3	247.8	287.0
90	1062	100.5	140.3	180.1	220.0	260.2	300.0
100	1007	113.4	154.0	194.7	235.5	276.6	317.2
135	967	120.9	161.8	203.1	244.5	286.4	327.5

Tabla 3. Presiones del yacimiento mínimas necesarias para producir 15 t/h de vapor constantes para un rango de entalpías y terminaciones de pozos con profundidad de 1000 a 3500 m.

La gráfica de la presión y entalpía mínimas requeridas para producir 15 t/h de vapor, para cada una de las seis terminaciones de pozo consideradas, se muestra en la Figura 4. En ella se puede observar que las condiciones termodinámicas de abandono para un pozo de mayor profundidad son más altas que para un pozo somero. Lo anterior concuerda con lo observado en el CGCP, en el sentido que sólo en el área de CP-I, en donde los pozos son más someros, se ha logrado tener pozos en operación con entalpía incluso menor a las 1000 kJ/kg, mientras que en las zonas profundas de CP-II y CP-III los pozos profundos de menor entalpía siempre están por arriba de los 1200 kJ/kg.

6. Factores adicionales que pueden afectar la producción

Hasta aquí se han calculado las condiciones termodinámicas mínimas del yacimiento para producir vapor. Sin embargo, debido a que existen algunos otros factores que afectan negativamente la producción de vapor, es posible que aun teniendo condiciones termodinámicas en el yacimiento por arriba de las mínimas, un pozo perforado en la zona oriental del CGCP no logre fluir o que el vapor que produce esté muy por debajo de las expectativas calculadas, aunque se hayan alcanzado la temperatura y presión de yacimiento estimadas. Algunas de las causas más comunes para que eso ocurra se presentan a continuación:

- Baja permeabilidad de la zona.
- Problemas de incrustación en la zona permeable o en el mismo pozo.

- Problemas por recarga dominante de menor temperatura. Es posible que las mediciones de presión y temperatura en el pozo bajo condiciones estáticas resulten conforme a lo estimado, pero que al fluir el pozo induzca recarga de fluidos de menor temperatura. Por ello, los registros de fondo con el pozo fluyendo registrarán temperaturas menores, quizás lo suficiente para que el pozo deje de producir.

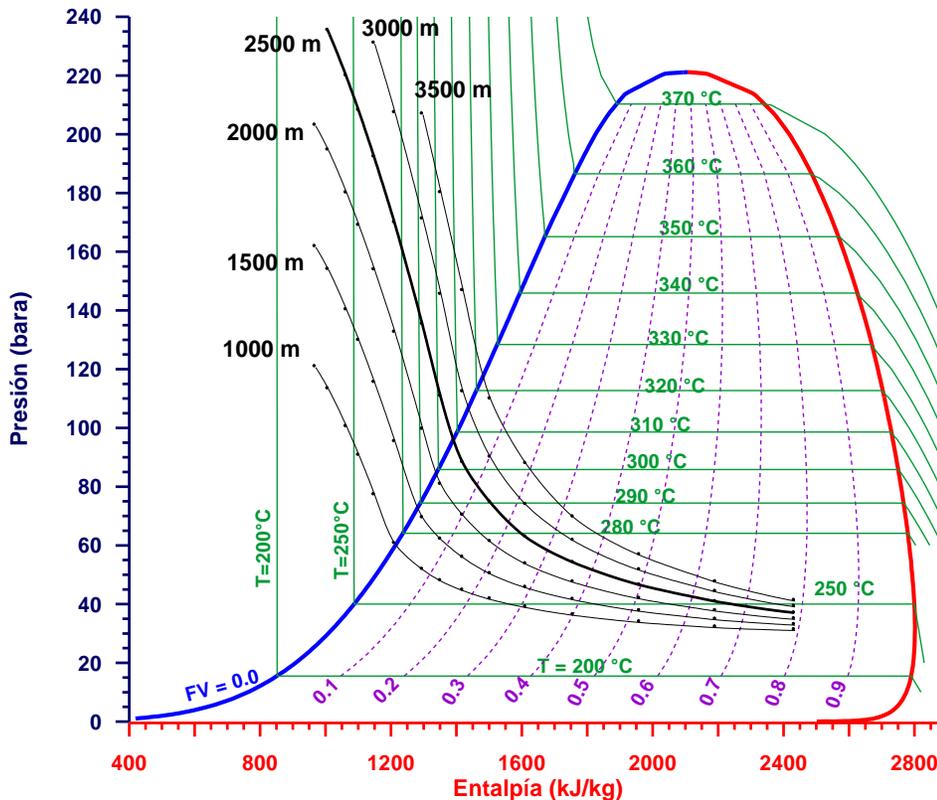


Fig. 4. Presión y entalpía mínimas requeridas para producir 15 t/h de vapor, considerando 6 terminaciones de pozos, dentro del diagrama de entalpía-presión.

También es posible que estratos profundos del yacimiento presenten condiciones de presión y temperatura suficientes para la explotación, pero que se decida no explotar esa zona o abandonarla temporalmente, cuando exista un alto riesgo de que el pozo haya sido mal construido o de que la zona productora pueda ser invadida en corto tiempo por fluidos someros de menor temperatura.

En el CGCP existe una zona denominada informalmente como Zona del Domo, al oriente del área de CP-III, la cual ha sido invadida por fluidos de baja entalpía. Esta invasión es inducida por la despresurización debido a la explotación de esta zona. La presión del yacimiento en la Zona del Domo ha declinado cerca de 100 bar, y aunque los estratos profundos alcancen condiciones de presión y temperatura suficientes para producir vapor, la perforación de pozos para explotar esos estratos profundos es riesgosa. Por lo regular, al perforar zonas altamente despresurizadas se tienen pérdidas totales de circulación (PTC). Al intentar cementar las tuberías del pozo en las zonas altamente despresurizadas y con PTC, el cemento puede perderse en la formación permeable dejando sin cemento el espacio anular entre el agujero y la tubería, lo que permite el descenso de fluidos de menor temperatura desde zonas someras, canalizándose por el espacio anular. Así puede ocurrir una invasión de fluidos de menor temperatura que evitan que el pozo fluya. A este flujo descendente entre estratos permeables se le llama flujo cruzado.

Es igualmente posible que aun cuando las condiciones termodinámicas del yacimiento estén por arriba de las mínimas, en ciertas partes del campo pueda resultar inconveniente su explotación por no contar con infraestructura superficial, como vapoductos y tuberías para deshacerse de la salmuera. Así, puede resultar incosteable la inversión total requerida para explotar esas partes. Por ejemplo, en el área de CP-I, que tiene el

mayor tiempo en explotación y la mayor invasión de fluidos de menor temperatura, hay pozos que podrían ser reparados porque sus condiciones de yacimiento se encuentran ligeramente por arriba de las mínimas para producir vapor. Pero debido a la escasa producción que se espera después de su reparación, del orden de 10 t/h, y a sus cortas expectativas de vida útil, menores de 5 años, se toma la decisión de no invertir en su reparación. En general, las expectativas para un pozo nuevo o reparado la zona occidental del sector CP-I son bajas, debido a que la recarga dominante ahí es líquido de baja temperatura, que es la única disponible en esa zona.

7. Conclusiones

Las condiciones termodinámicas mínimas del yacimiento para producir vapor, como la entalpía y presión, dependen de varios factores, como la profundidad a la que se encuentren los estratos productores. Entre más profundo se encuentre el recurso geotérmico, las condiciones termodinámicas del fluido tienen que ser mayores respecto a los estratos someros. Por ejemplo, a profundidades de 2500 m con entalpía de 1200 kJ/kg y presión de yacimiento de 110 bars, la explotación resulta imposible, según los cálculos aquí presentados. Sin embargo, si esas mismas condiciones se encontraran a una profundidad 1500 m, entonces sí sería posible explotar ese recurso con un pozo que fluiría por sí mismo (pozo artesiano).

El presente estudio muestra lo determinante que resulta ser la entalpía del fluido en la producción de vapor, por su relación con la caída de presión en flujo vertical y con la fracción de vapor de la mezcla producida. Comprender la relación de la entalpía y de la presión del yacimiento con la producción de vapor, así como entender la evolución de estas propiedades observada en el yacimiento, permite identificar las principales causas del abatimiento en la producción de vapor. Por ejemplo, en la zona oeste del CGCP la principal causa ha sido el abatimiento de la entalpía más que el de la presión del yacimiento. Así mismo, se puede comprender el porqué de las altas producciones de vapor hacia la zona oriental del campo, donde a pesar de que la presión del yacimiento ha disminuido entre 80 y 100 bars, la producción de vapor se ha mantenido debido a la estabilidad o incluso al incremento de la entalpía en algunas zonas.

Para definir una política de explotación adecuada, se debe tener presente la evolución del yacimiento, particularmente la tendencia de la entalpía y la presión para cada zona del yacimiento, y determinar así qué tan cerca está cada zona de alcanzar las condiciones termodinámicas mínimas para producir vapor y tomar las medidas más convenientes.

Por otro lado, es posible que en ciertas zonas el yacimiento presente condiciones por arriba de las mínimas necesarias para producir vapor. Pero debe tenerse presente que hay otros factores que pueden afectar negativamente la producción, como la baja permeabilidad, problemas durante la construcción del pozo o el tipo de recarga dominante que se induzca cuando se explote el pozo, además de la infraestructura disponible en superficie para el aprovechamiento y manejo del fluido. Todas esas consideraciones deben ser tomadas en cuenta al momento de hacer el estudio técnico-económico para determinar la rentabilidad de las inversiones para la explotación del recurso.

Referencias:

Brennan, A.W., and A. Wattson, 1987. Use of the ESDU compilation of two-phase for correlations for the prediction of well discharge characteristics. *Proceedings of 9th NZ Geothermal Workshop*, pp. 146-151.

Aplicación del SPCALC en la especiación química y termodinámica de fluidos: ejemplo del caso de los pozos LV-4A, LV-11 y LV-13, del campo geotérmico de Las Tres Vírgenes, BCS

J.C. Viggiano-Guerra¹, F. Sandoval-Medina¹, M.C. Flores-Armenta¹, R.J. Pérez² y E. González-Partida³

¹Comisión Federal de Electricidad, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, correos: fernando.sandoval@cfe.gob.mx, magaly.flores@cfe.gob.mx, ²Universidad de Calgary, Canadá, ³Centro de Geociencias, UNAM.

Resumen

El SPCALC es un excelente software recientemente adquirido por la CFE a través de un contrato con la UNAM y la universidad de Calgary, Canadá, mediante el cual se obtiene la especiación química y multifásica de fluidos geotérmicos. La metodología consiste en el cálculo de variables termodinámicas, tales como las actividades (a) y las fugacidades (f) de las especies químicas, así como los índices de saturación ($\log Q/K$) de las fases minerales del yacimiento, lo que implica que modela condiciones termodinámicas de yacimiento (pH entre otras cosas) contribuyendo así a pronosticar incrustaciones y corrosión dado que también simula la tasa de corrosión de los fluidos. En este artículo se modelan fluidos que han percolado a través de rocas granodioríticas cretácicas de los pozos LV-4A, LV-11 y LV-13 del campo geotérmico de Las Tres Vírgenes, BCS, haciendo uso del software mencionado a partir de sus análisis químicos. Así, las razones más importantes entre actividades, es decir aquéllas que influyen en las reacciones entre el fluido y la roca (v.gr. ${}^a\text{K}^+ / {}^a\text{H}^+$, ${}^a\text{Ca}^{++} / {}^a\text{H}^+$, ${}^a\text{Na}^+ / {}^a\text{H}^+$, ${}^a\text{Mg}^{++} / {}^a\text{H}^+$), cuyo resultado son los minerales caracterizados microscópicamente, se han graficado en diagramas de equilibrio compatibles con las condiciones de presión (P) y temperatura (T) del yacimiento. El mineral que se encuentra en equilibrio de manera congruente con el sistema es la epidota (zoisita). La asociación mineralógica predominante a esas condiciones (200-250° C y ≈ 18 bar), observada en los ripios, es calcita+illita+cuarzo+/-epidota, situación que se explica debido a reacciones hidrolíticas que originan la formación de calcita de reemplazamiento, en presencia de CO_2 , restringiendo en consecuencia la formación de epidota y, eventualmente, anulándola. Este fenómeno enriquece la molalidad del CO_2 del fluido residual incluso hasta $m\text{CO}_2 = 1$ que puede diluirse de nuevo en el fluido y volver a participar en la formación de calcita ($2\text{HCO}_3^- + \text{Ca}^{++} = \text{calcita} + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$) toda vez que haya o se induzca la ebullición (por *flasheo* por ejemplo). Las reacciones que intervienen durante este proceso producen el resto de los minerales observados en la roca (illita+cuarzo+/-epidota) aunque los diagramas de equilibrio no representen fidedignamente el fenómeno debido a la explicación previa. Por otro lado, las fases que están sobresaturadas, de acuerdo al SPCALC, son principalmente variedades de la sílice (desde el cuarzo hasta la calcedonia), predicción corroborada por las incrustaciones de sílice en las instalaciones. La calcita, en cambio, se reporta insaturada en aparente contradicción con la realidad, debido a las problemáticas incrustaciones de esta fase generadas durante la explotación, según el mecanismo explicado previamente. Es recomendable, por lo tanto, ajustar los cálculos del SPCALC a nivel de yacimiento, con el fin de vaticinar la inminente incrustación de calcita y poder así evitarla. La especiación química y multifásica de fluidos con el uso del SPCALC resulta muy útil y práctica siempre que los resultados se interpreten cuidadosamente.

Palabras clave: Asociaciones minerales, incrustación, interacción agua-roca, Las Tres Vírgenes, mineralogía hidrotermal.

Application of SPCALC for chemical and thermodynamic speciation of fluids –example for wells LV-4A, LV-11 and LV-13, Las Tres Vírgenes geothermal field, BCS

Abstract

SPCALC is an excellent software application providing chemical and multi-phase speciation for geothermal fluids. Recently it was acquired by the CFE through a contract with the National Autonomous University of Mexico and the University of Calgary, Canada. Software methodology consists of calculating thermodynamic variables, such as activity (a) and fugacity (f) of chemical species, as well as the saturation indices ($\log Q/K$) of mineral phases of the reservoir. In other words, it models the thermodynamic conditions of the reservoir (pH among other) and simulates the fluid-corrosion rate. This allows the software to foresee scaling and corrosion. In this paper, pervasive fluids in Cretaceous granitic rocks penetrated by wells LV-4A, LV-11 and LV-13 in Las Tres Vírgenes geothermal field, BCS, are modeled, starting with chemical analyses. The more important ratios among activities [those which influence the fluid-rock interaction (*i.e.* ${}^a\text{K}^+/\text{H}^+$, ${}^a\text{Ca}^{++}/\text{H}^+$, ${}^a\text{Na}^+/\text{H}^+$, ${}^a\text{Mg}^{++}/\text{H}^+$) and whose results are the minerals visible under a microscope] are graphed in balance diagrams compatible with the pressure (P) and temperature (T) conditions in the reservoir. Epidote (zoisite) is the mineral found in congruent equilibrium with the system. The main mineral association at those conditions (200-250° C and ~18 bar), as observed in the well cuttings, is calcite+illite-quartz±epidote, which is explained by the hydrolithic reactions that form replacement calcite in the presence of CO₂, thus restricting the formation of epidote and eventually eliminating it. The process enhances the CO₂ molarity in the residual fluid, even up to $m\text{CO}_2 = 1$, which means the CO₂ can be diluted back into fluid and intervene again in the process of calcite formation ($2\text{HCO}_3^- + \text{Ca}^{++} = \text{calcite} + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$) if boiling occurs or is induced, for instance, by flashing. Reactions occurring during the process produce the rest of the observed minerals in rocks (illite+quartz±epidote), although the balance diagrams do not truly represent the process due to the just-mentioned explanation. On the other hand the oversaturated phases, according to SPCALC, are mainly silica varieties (from quartz to chalcedony), a prediction that is confirmed by the silica scaling occurring at superficial installations. Calcite, on the contrary, is reported as unsaturated, an apparent contradiction with reality, which shows problematic calcite scaling produced during the well exploitation according to the same just-mentioned mechanism. It is therefore recommended to adjust the SPCALC calculations at the reservoir level to be able to prevent imminent calcite scaling. Chemical and multi-phase speciation by using SPCALC results are useful and practical, if results are interpreted carefully.

Keywords: Mineral associations, scaling, water-rock interaction, Las Tres Vírgenes, hydrothermal mineralogy.

Introducción

El sistema geotérmico de Las Tres vírgenes (SGLTV), proyecto geotermoeléctrico operado por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) a través de la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos (GPG), se localiza aproximadamente 46 km al norte de Santa Rosalía, BCS (Fig. 1). Su desarrollo comenzó en 1986 con la perforación del pozo LV-2 y está dividido en dos zonas: norte, en la que se perforaron los pozos productores LV-1 y LV-5 y los inyectores LV-2 y LV-8, y zona sur, en la que se han perforado los pozos LV-3, LV4, LV-13, LV11, LV-4A, LV-13D y LV-7, siendo productivos actualmente el LV11, LV-4A, LV-13D e inyector el LV-7.

El proyecto consta de dos unidades a condensación de 5 MW de carga nominal cada una produciendo en el macizo intrusivo granodiorítico del Cretácico ubicado en el subsuelo entre 950 y 1200 m de profundidad, en promedio. La permeabilidad de estas rocas se restringe a fallas puntuales en movimiento poco o nada comunicadas horizontalmente (permeabilidad penetrativa), la cual ha estado sujeta a altos grados de daño ocasionados por la invasión del lodo bentonítico que se utiliza en la perforación; la permeabilidad se ha restablecido con procedimientos de acidificación matricial (Jaimes y Sánchez, 2002). Sin embargo, un problema grave en el campo es que el fluido de producción se encuentra sobresaturado en sílice y calcita, provocando serios problemas de incrustación tanto en los pozos como en las líneas de inyección.

Debido a la demanda de energía eléctrica, el proyecto ha resultado prioritario para CFE aun con los ya mencionados problemas inherentes. La GPG adquirió el software SPCALC (por sus siglas en inglés: *Speciation Calculation*) mediante un convenio con la UNAM y la Universidad de Calgary, Canadá, que calcula a partir de los análisis químicos de fluidos de los pozos las variables termodinámicas a nivel de yacimiento. Dichas variables pueden ser adecuadamente interpretadas con el fin de conocer los mecanismos genéticos de incrustación y/o corrosión y así poder enfrentarlos, ya sea para evitarlos o al menos para mitigarlos y darle mayor manejo y rentabilidad al yacimiento geotérmico.

En este artículo se analizan con el SPCALC los fluidos de los pozos productores LV-4A, LV-11 Y LV-13D, interpretando adecuadamente sus resultados con el fin de recomendar algunas soluciones viables.

2. Generalidades geológicas, geoquímicas y petrológicas de Las Tres Vírgenes

En el contexto regional el SGLTV se localiza en la depresión plio-cuaternaria de dirección NW-SE denominada Cuenca de Santa Rosalía, que constituye el límite de una zona de deformación relacionada con la apertura del Golfo de California (Demant, 1981; López-Hernández *et al.*, 1995). El borde occidental de la cuenca es cortado por un sistema de fallas orientadas NW-SE. Gutiérrez-Negrín (1990) y Viggiano-Guerra (1992) han apuntado que el SGLTV se localiza en un área tectónicamente activa relacionada con el proceso de fallamiento de la apertura del Golfo de California. Tres centros volcánicos cuaternarios (del más viejo al más joven): la Caldera de La Reforma, la Sierra El Aguajito y el complejo volcánico de LTV, se encuentran alojados en la región, siendo todos ellos de naturaleza calcoalcalina, excepto un flujo piroclástico alcalino y algunos conos basálticos observados en La Reforma de tipo peralcalino (Sawlan, 1986).

El centro eruptivo de LTV, justo donde se ubica el proyecto, consiste en tres volcanes de tipo andesítico a riolítico alineados en dirección N-S: El Viejo/El Partido (0.44 Ma), El Azufre, (0.28 Ma) y La Virgen (López-Hernández *et al.*, 1995). La actividad volcánica se hace progresivamente más joven hacia el sur aunque el área geotérmicamente más activa y por ende la de mayor importancia se localiza en el límite septentrional de LTV aparentemente asociada con el volcán El Azufre, lo que propondría como primera aproximación que la fuente de calor estaría debajo de ese volcán (Viggiano-Guerra, 1992).

La secuencia subsuperficial de rocas del campo caracterizadas con muestras procedentes de los pozos perforados se sintetiza en la Tabla 1.

La actividad hidrotermal superficial está representada por fumarolas y varias manifestaciones ácido-sulfatadas diseminadas en “manchones” aislados con temperaturas que fluctúan entre 53 y 98° C originalmente asociadas a la alineación estructural NW-SE, si bien una observación minuciosa demuestra que se encuentran en el cruce de estructuras NW/SE-NE/SW. La extensión de las áreas alteradas no excede los 1000 m² significando una descarga másica superficial pequeña (Viggiano-Guerra, 2000). Estos manchones indican descargas de varios conductos independientes pero asociados a la intersección de estructuras mencionadas. La alteración hidrotermal superficial está dominada por caolinita + calcedonia (sílice residual) + sulfuros, típicamente formada arriba del nivel de fluido sódico-clorurado hirviente, por reacción del H₂SO₄

con la roca circundante o huésped, condición que le confiere la categoría de sistema de alto relieve (Viggiano-Guerra y Gutiérrez-Negrín, 2000). Por otro lado, se ha sugerido, con base en la posición de los minerales hidrotermales, que el nivel freático se ha estado profundizando, lo que podría deberse a movimientos tectónicos verticales del área (Viggiano-Guerra, 1995). En suma, el nivel estático medido (700 m de profundidad), se encuentra debajo de la primera ocurrencia de calcita hidrotermal (≈ 250 m de profundidad) que se ha formado debajo del mismo.

Profundidad (m)	Descripción petrográfica	Unidad litológica
0-650	Andesitas porfíricas de augita y hornblenda, andesitas basálticas de piroxenos, basaltos.	Complejo volcánico El Aguajito: coladas recientes del volcán El Viejo (Cuaternario)
650-950	Areniscas maduras bien clasificadas constituidas por fragmentos de cuarzo, colofano, andesitas, feldespatos, etc. Hacia la parte superior se interdigita con andesitas e ignimbritas.	Grupo Comondú (Mioceno Tardío-Oligoceno Medio)
De 950/1150 a mayor profundidad	Granodiorita de biotita y hornblenda caracterizada por la siguiente mineralogía: PL > Q > BT > FK > HORN = ESF > AP. Aumenta el contenido de AUG y MT después de 1250 m de profundidad.	Batolito de California (Cretácico)

Tabla 1. Columna litológica generalizada del subsuelo del campo geotérmico de LTV (Claves: PL=plagioclasa, Q=cuarzo, BT=biotita, FK=feldespato potásico, HORN=hornblenda, ESF=esfena, AP=apatita).

3. Pozos LV-4A, LV-11 y LV-13D (Figura 1)

3.1 Pozo LV-4A

El pozo LV-4A se programó como reposición del pozo original LV-4 perforándose en la misma plataforma de éste debido a que el objetivo geológico-geotérmico fue el mismo (desviación con un rumbo S 58° W y una inclinación de 20.42°). A una altitud de 715 msnm y con una profundidad total de 2100 m, este pozo cortó las unidades litológicas cuya distribución es de la siguiente manera (Viggiano-Guerra, 2007): de 0 a 85 m se hallaron andesitas vítreas de hornblenda pertenecientes al Complejo Volcánico El Aguajito, mismo que es parte del vulcanismo de LTV de edades tan recientes como 0.44 millones de años. El intervalo entre 85 y 473 m no se caracterizó debido a la falta de muestras. De 473 m a 740 m se atravesó un paquete de derrames volcánicos intermedios a básicos constituido por andesitas de augita, andesitas porfíricas vítreas de augita, y basaltos de olivino. De 740 a 950 m de profundidad las rocas atravesadas son unas areniscas maduras (los granos bien redondeados) bien clasificadas (los granos varían muy poco en tamaño), constituidas por fragmentos de minerales como cuarzo, feldespatos y colofano o colofanita ($\text{Ca}_3\text{P}_2\text{O}_3 \cdot \text{H}_2\text{O}$) y de rocas como andesitas, basaltos, etc. Los granos de esta arenisca están cementados por calcita e illita de origen hidrotermal. Este litotipo es representativo de la Cuenca de Santa Rosalía del Mioceno Superior al Cuaternario Inferior. De 950 m y hasta 1140 m (máxima profundidad de muestreo de rocas) aparece el cuerpo ígneo intrusivo clasificado como granodiorita de biotita y hornblenda. Por analogía con otros pozos y por sentido común geológico elemental se asume que el intrusivo va más allá de la máxima profundidad del pozo, que es de 2100 m.

Las unidades litológicas antes mencionadas han interactuado con fluido geotérmico sódico clorurado a partir, al menos, de 473 m de profundidad, dando origen a los siguientes minerales: montmorillonita/smectita-calcita-cuarzo-clorita-anhidrita-illita-muscovita cuyo orden de formación o progresividad a medida que se incrementa la temperatura es tal como se ha mencionado. Los minerales hidrotermales se han depositado

directamente en el grupo Comondú tanto en las andesitas como en las areniscas, en tanto que en la granodiorita están reemplazando, predominantemente, a minerales primarios.

El perfil de temperaturas que resultó de las mediciones hechas con 6 horas de reposo en el pozo LV-4A responde, en el intervalo entre 400 y 1700 m, a un perfil convectivo bajo, que fluctúa entre 40 y 120° C; a partir de esa profundidad el perfil se quiebra bruscamente y deviene convectivo forzado, es decir, casi conductivo, pero con temperaturas más altas hasta alcanzar los 250° C a 2100 m. Se ha verificado un importante defasamiento entre el perfil de temperaturas medidas con respecto a las esperadas, de acuerdo a la aparición de los minerales hidrotermales (Viggiano-Guerra, 2007) y con las obtenidas por inclusiones fluidas (Izquierdo, 2007).

3.2 Pozo LV-11

A una altitud de 745 msnm, este pozo penetró hasta 2048 m de profundidad. Cortó de 0 a 654 m rocas andesíticas, andesítico-basálticas e incluso basaltos del Grupo Comondú inalterados hasta 250 m pero alteradas de 451 a 654 a calcita ± clorita/smectita ± cuarzo ± pirita ± hematita. De 654 a 804 atravesó andesitas similares a las previas, intercaladas con areniscas subordinadas en abundancia del Grupo Comondú también, con alteración hidrotermal del 20-69% representada por calcita + cuarzo + clorita + clorita/smectita + hematita + montmorillonita con estilo de depósito de reemplazo en las andesitas y de depósito directo en las areniscas. De 804 a 813 se encontraron unas tobas vítreo cristalinas del Grupo Comondú alteradas totalmente según la siguiente desigualdad: calcita > illita >> calcita >> óxidos. De 813 a 1065 m se detectaron unas areniscas de colofano también del Grupo Comondú con cemento intergranular hidrotermal de calcita > montmorillonita > hematita hasta 1064 y de 1044 a 1065 con cemento de illita > cuarzo > calcita = pirita. De ahí hasta el fondo del pozo (1065-2048 m) se encontró el basamento intrusivo formado por granodioritas holocristalinas granulares del Cretácico alteradas a illita (muscovita) + calcita + clorita + cuarzo + pirita + epidota incipiente de reemplazamiento hasta 1206 m, y los mismos minerales depositados directamente sobre todo en fallas identificadas de acuerdo a la presencia de texturas cataclásticas entre 1572 y 1808 m.

Las temperatura deducidas por mineralogía hidrotermal son relativamente coincidentes con las medidas con 7 días de reposo (Viggiano-Guerra, 2000). Se observaron también coincidencias relativas entre las temperaturas determinadas por microtermometría de inclusiones fluidas y las medidas directamente a partir de 1100 m de profundidad.

3.3 Pozo LV-13A

Se encuentra a 737 m de altitud y alcanzó 2048 m de profundidad, habiéndose definido su litología con base en estudios megascópicos de la siguiente manera: de 0 a 103 m coluvión, de 103 a 150 m dacitas El Viejo, de 150 a 412 m andesitas Santa Lucía, de 412 a 1140 m rocas del grupo vulcano-sedimentario Comondú. Finalmente, de 1140 a 2414 m se cortó el intrusivo granodiorítico (Romero-Ríos, 2000). La petrografía

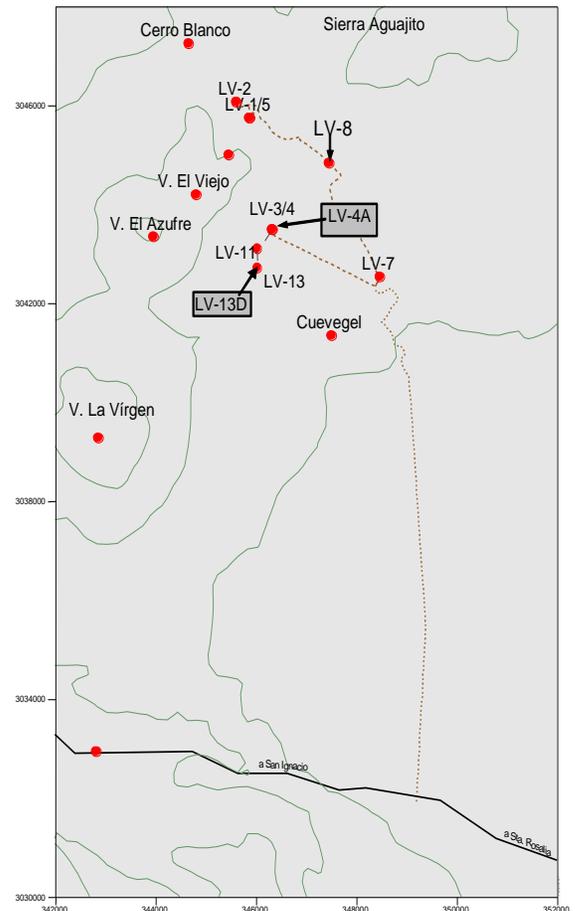


Fig. 1. Ubicación de los pozos LV-4A, LV-11 y LV-13D en el campo de LTV.

microscópica se estudió en la unidad granodiorítica a partir de 1511 m de profundidad. La mineralogía de alteración hidrotermal está representada por calcita + illita + clorita (variedad peninita) a partir de 1619 m con intensidades de alteración apenas del 20%. Eventualmente la illita se torna de grano suficientemente grueso como para considerarla mica potásica (mica-K). La epidota aparece no muy esporádicamente a partir de 1881 m haciendo una brusca pero efímera aparición a los 2138 m, precisamente en una zona de falla identificada según textura cataclástica. En general, no obstante, los minerales hidrotermales se caracterizan por estar reemplazando otros primarios.

El perfil de temperaturas medidas es muy cercano al obtenido por inclusiones fluidas (Izquierdo, 2006), con una temperatura máxima de 260° C a 1800 m de profundidad.

En la Tabla 2 se sintetizan algunos rasgos sobresalientes de los pozos mencionados.

Pozo	Coordenadas UTM	Profundidad (m)	Características sobresalientes
LV4-A	X = 346,349 Y = 3,043,443 Z = 715 msnm	2100	Produce fluido sódico clorurado en la roca granodiorítica alrededor de 1400, 1600-1700, 1900 (Hernández y Tapia, 2007) a 260° C. Se infiere la asociación hidrotermal calcita + illita (muscovita) + cuarzo y la presencia de fallas. Produce alrededor de 18 t/h de vapor por 65 t/h de salmuera a 8 bar en la cabeza.
LV11	X = 345,987 Y = 3,043,471 Z = 745 msnm	2048	Produce fluido sódico-clorurado en el intervalo de 1650 a 1850 a 240° C (Gutiérrez-Negrín <i>et al.</i> , 2001), constituido por granodioritas falladas con presencia de calcita + illita y/o muscovita + cuarzo + epidota incipiente + pirita + clorita (peninita) ± wairakita. Es el mejor pozo del campo. Produce 35 t/h de vapor por 119 t/h de agua a 9 bar de presión.
LV13-D	X = 345,962.98 Y = 3,043,222.03 Z = 737.73	2390	Produce fluido sódico clorurado en el intervalo entre 1250, 1600 y 1900 m a 250 y 270° C, constituido por granodioritas con la asociación hidrotermal calcita + illita (muscovita) + cuarzo + clorita (peninita) ± epidota de reemplazo. Produce alrededor de 15 t/h de vapor por 33 t/h agua a una presión de cabezal de 10 bar.

Tabla 2. Características sobresalientes de los pozos LV-4A, LV-11 y LV-13D

En general en los tres pozos el perfil de temperaturas corresponde a líquido encontrándose más alejado de la zona de vapor el pozo LV-4A. Con los estudios de inclusiones fluidas se ha podido inferir un fluido parental con un considerable componente magmático y salinidades que podrían fluctuar entre 10 y 20% en peso equivalente de NaCl (Viggiano-Guerra y Gutiérrez-Negrín, 2000). Los estudios de isotopía, sin embargo, no concuerdan con esta apreciación, otorgándole mayor porcentaje volumétrico cualitativo al fluido meteórico (Tello, 2005). La Figura 2 muestra una correlación entre los pozos LV-4A, LV-11 y LV-13D. Los análisis químicos de los fluidos producidos por los pozos se presentan en las Tablas 3A y 3B.

4. Especiación química con el uso del SPCALC

Los análisis de muestra de agua y de vapor procedentes de los pozos (véanse Tablas 3A y 3B) proporcionan información sobre la concentración de los componentes químicos individuales generalmente en mg/l (ppm). Cuando los sólidos y los gases se disuelven en agua (fenómeno característico de los sistemas geotérmicos) reaccionan con las moléculas de esta o entre sí para formar varias clases de especies acuosas tales como iones libres, pares de iones o iones hidrolizados, que no son detectados en la información procedente de los análisis de agua y vapor (Arnórsson, 2000). Además, cada componente analizado puede constituir más de una especie.

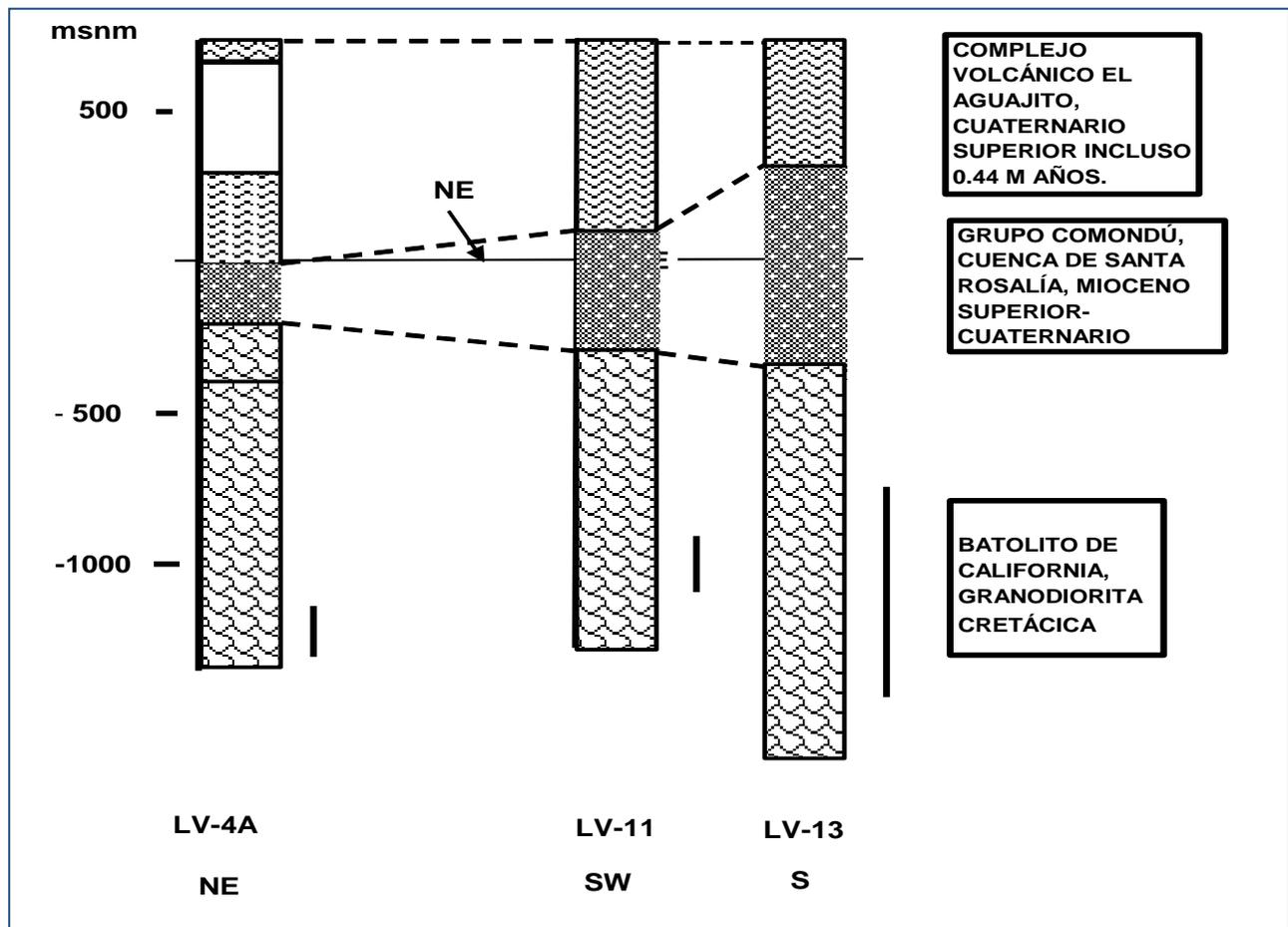


Fig. 2. Correlación litológica entre los pozos LV-4A, LV-11 y LV-13D.

Notas: 1. Debajo se han indicado los rumbos. 2. Las distancias entre los pozos están a escala. 3. La línea gruesa que se encuentra debajo a la derecha de cada pozo representa la zona de producción. 4. Para minerales de alteración en la zona de producción, véase Tabla 2.

Pozo	Fecha	CE	pH	B	Ca	Cl	HCO ₃	Fe	K	Li	Mg	Na	SiO ₂	SO ₄
LV-4A	Dic 07	23200	7.2	1813	274	7651	5.2	1.44	643	23	0.70	4230	715	51
LV-11	Nov 07	27200	7.4	206	282	9048	13.1	0.25	815	27	0.13	5170	730	42
LV-13D	Dic 07	25800	7.0	220	264	8255	21.9	0.69	833	26	0.14	4590	830	38
LV-4*	May 97	26900	7.2	380	197	9601	68	---	923		0.1	5333	740	42
LV-5*	May 97	22800	7.3	185	319	8554	114	---	778		0.27	4917	162	99

Tabla 3A. Análisis químicos de especies acuosas en mg/l en pozos de LTV. (CE: Conductividad Eléctrica) (*Tello, 2005)

Pozo	Fecha	Cg	Ar	CH ₄	CO ₂	H ₂	H ₂ S	He	N ₂	NH ₃
LV-4A	Dic 07	1.3155	0.14228	0.21112	89.20	1.4742	3.3332	0.1848	3.7841	1.6709
LV-11	Nov 07	0.2398	0.30734	0.31786	80.53	0.4673	7.3232	0.9535	3.9023	6.1986
LV-13D	Dic 07	0.8100	0.18289	0.39199	90.68	0.6944	3.6418	0.2462	1.8494	2.3146
LV-4*	May 97	1.9200	0.01800	0.16000	96.00	0.3800	0.2250	0.0000	1.9040	0.8740
LV-5*	May 97	1.4800	0.06300	0.27000	92.40	0.8500	0.3270	0.0000	6.0640	0.0570

Tabla 3B. Análisis químicos de especies gaseosas (concentración volumétrica base seca) en pozos de LTV. (Cg = concentración total de gases) (*Tello, 2005)

La abundancia relativa de especies acuosas interactuantes se denomina especiación y se describe por las constantes de equilibrio (K ó constantes de disociación). La determinación de las especies interactuantes es fundamental en el conocimiento del estado termodinámico del yacimiento, aunque su concentración efectiva la expresan las actividades. Para calcular las actividades de especies individuales es necesario resolver a la vez dos tipos de ecuación: ecuaciones de balance de masa y de equilibrio “disociacional”. La actividad (a) describe el comportamiento termodinámico de las especies acuosas y se expresa de la siguiente manera: $a_i = \gamma_i m_i$, donde a_i es la actividad de la especie acuosa i , γ_i es el coeficiente de actividad que se calcula mediante la ecuación de Debye-Hückel (Browne, 1991) y m_i es la concentración molal de la especie i . Un ejemplo típico del uso de la actividad es el pH que es el logaritmo negativo de la actividad de los iones hidrógeno, esto es $\text{pH} = -\log_{10} [\text{H}^+]$.

El índice de saturación (SI) de una fase sólida mineralógica viene dado por la razón $\text{SI} = \log Q/K$, donde Q es el cociente de reacción y K es la constante de equilibrio. El cociente de reacción tiene la misma forma que la constante de equilibrio, pero se refiere a concentraciones específicas que representan la reacción verdadera en el yacimiento, es decir, no son necesariamente concentraciones en equilibrio que, en cambio, son representadas por las constantes de equilibrio. Lo importante es que cuando son concentraciones en equilibrio, $Q = K$. Por consiguiente, puede compararse la magnitud de Q con la de K para una reacción en determinadas condiciones con el fin de decidir si debe producirse la reacción neta hacia la derecha o hacia la izquierda (reacción inversa) para establecer el equilibrio. Cuando $K = Q$ la fase está en equilibrio, si $Q > K$ la fase está sobresaturada y si $Q < K$ la fase estará insaturada. Estos cálculos son complicados y laboriosos pero la versatilidad del SPCALC los torna muy simples.

Para los pozos que conciernen a este estudio (LV-4A, LV-11 y LV-13D) junto con otros dos (LV-4 y LV-5; Tello, 2005) los valores de los logaritmos de las razones entre actividades selectas obtenidos con el SPCALC se reportan en la Tabla 4. Se trata de las razones entre actividades que rigen las reacciones de los minerales que se han encontrado en el yacimiento y que se asume, obviamente, están en formación en este momento. El pH, por su lado, ha sido calculado también a condiciones de yacimiento.

Pozo	T (° C)	P (bar)	pH (yac)	Log $^a\text{Ca}^{++}/^a\text{H}^+$	Log $^a\text{Mg}^{++}/^a\text{H}^+$	Log $^a\text{Na}^+/^a\text{H}^+$	Log $^a\text{K}^+/^a\text{H}^+$	Log $^a\text{SiO}_2$
LV-4A	271	99	6.42	8.35	8.35	5.05	4.29	-1.93
LV-11	245	50	6.34	9.06	6.59	5.35	4.36	-1.92
LV-13D	224	68	6.50	9.72	7.05	5.52	4.56	-1.86
LV-4*			6.79	10.74	7.7	5.83	4.86	
LV-5*			6.55	10.45	7.6	5.56	4.54	

Tabla 4. Razones de actividades calculadas con el SPCALC a la presión (P) y temperatura (T) indicadas, en pozos de LTV. (*Tello, 2005)

5. Interpretación

5.1. Equilibrio agua-roca

El equilibrio mineral-roca se definió usando diagramas de equilibrio selectos entre fases minerales a determinadas temperaturas y presiones. Estos diagramas representan el status de equilibrio de las fases que se están formando en el yacimiento y que han sido observadas a través del microscopio petrográfico o que se pueden precipitar como incrustaciones; tal es el caso de la calcita en el pozo LV-4 (Viggiano-Guerra, 2005) o de la sílice en las líneas de inyección del pozo LV-7 (Viggiano-Guerra y Romero-Ríos, 2000). Los diagramas de equilibrio son herramientas útiles que sintetizan las relaciones entre minerales hidrotermales y fluidos. Se construyen a partir de reacciones (tanto reactivos como productos) verificadas en el yacimiento empleando

logaritmos de las razones entre actividades de las especies en los ejes coordenados. Estos definen el estado químico termodinámico de las fases minerales. En estos diagramas se grafican determinadas razones entre actividades de especies que definen los campos de estabilidad entre fases mineralógicas en el yacimiento. El diagrama de equilibrio es el verdadero vínculo entre el fluido y la roca con la que este reacciona.

Para este caso se utilizaron cuatro diagramas. El primero es el sistema $\text{CaO-Al}_2\text{O}_3\text{-SiO}_2\text{-K}_2\text{O-H}_2\text{O+/-CO}_2$ (Browne, 1991), que incluye minerales cálcicos y potásicos cuyos campos los definen las razones $^a\text{Ca}^{2+}/^a\text{H}^+$ y $^a\text{K}^+/^a\text{H}^+$ a 260°C y en presencia de exceso de sílice, es decir, con cuarzo presente, lo cual es congruente con la realidad (Fig. 3). Obsérvese que hay una relativa evolución de los pozos en este orden: LV-11, LV-13D, LV-4 y LV-5 en términos de la molalidad del mCO_2 en el fluido desde 1.00 hasta 0.01. Esta molalidad indica la precipitación de calcita y su relación con otros minerales. Así para un valor de $\text{mCO}_2 = 1.00$ sólo se estaría formando calcita pero ni la zoisita (epidota) ni la wairakita se pueden formar, que sería el caso del pozo LV-4A. Para el resto de los pozos la situación se puede interpretar de manera análoga: en el pozo LV-11 se estarían formando calcita y wairakita pero no zoisita (epidota). Por su parte, los pozos LV-13D, LV-4 y LV-5 alternarían sus fases entre calcita y (zoisita) epidota.

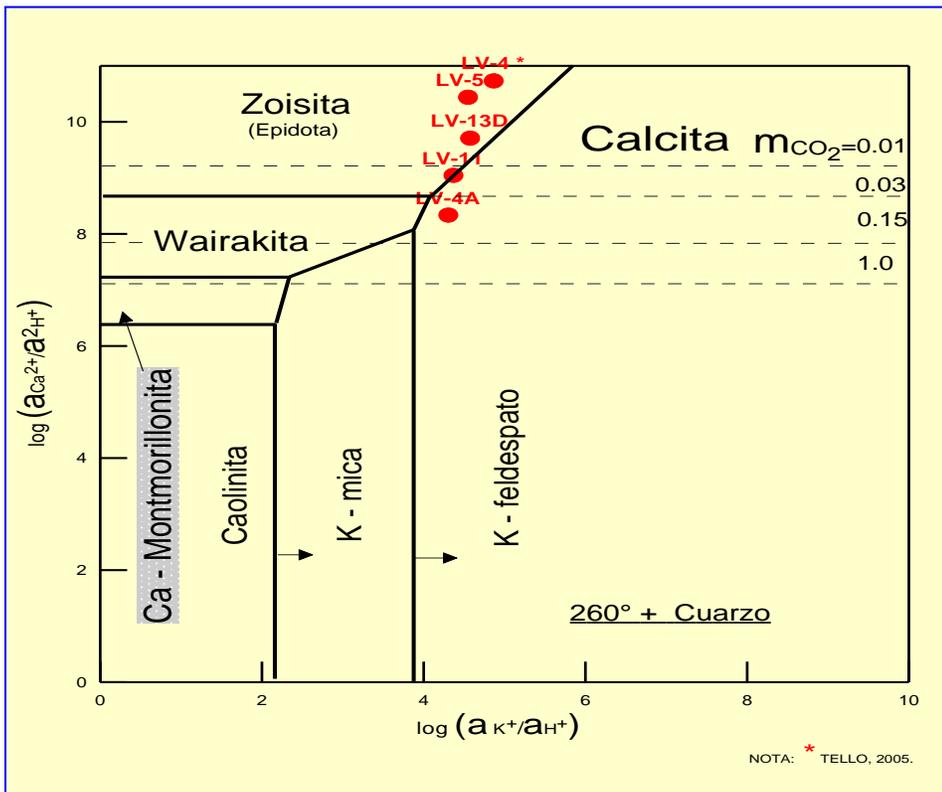


Fig. 3. Comportamiento de fluidos geotérmicos en los pozos LV-11, LV-13D, LV-4, LV-4A y LV-5 para el sistema $\text{CaO-Al}_2\text{O}_3\text{-SiO}_2\text{-K}_2\text{O-H}_2\text{O+/-CO}_2$ que incluye minerales cálcicos y potásicos.

Es relevante apuntar que 0.01 es el valor de la solubilidad de la calcita (Browne, 1991) lo que implica que a valores menores de esta cantidad ya no se precipita dicha fase. Las observaciones microscópicas de los recortes reportan epidota esporádica para los pozos LV-11 (e incluso algo de wairakita; Viggiano-Guerra, 2000) y para el LV-13D (ver Tabla 3A); en cambio, para el pozo LV-4A no se identificó esta fase, predominando la calcita, al menos hasta la profundidad estudiada. Se carece de información petrográfica para los pozos LV-4 y LV-5, por lo que no es posible discurrir al respecto.

Es obvio que en este sistema el CO_2 juega un papel muy importante porque un determinado valor de mCO_2 en el fluido representa el valor al cual la calcita se precipita. Por ejemplo, para un valor de $\text{mCO}_2 = 1.00$, la calcita se precipitará y aunque el punto de composición está muy cercano al campo de la wairakita y del feldespato, difícilmente se nuclearán, mientras la calcita se está formando; la zoisita (epidota) tendrá aún menor oportunidad de formarse, lo que sería el caso del pozo LV-4A (Fig. 3). En otras palabras, a mayor concentración de CO_2 disuelto en el fluido habrá más posibilidades de que se forme calcita. Y, desde esta perspectiva, en el pozo LV-4A la fase predominante en formación en el yacimiento es la calcita. Más adelante se abundará respecto a este fenómeno verdaderamente crucial.

Los siguientes dos diagramas que se utilizaron pertenecen al sistema $\text{CaO-Al}_2\text{O}_3\text{-SiO}_2\text{-MgO-H}_2\text{O+/-CO}_2$, que incluye minerales cálcicos y magnésicos cuyos campos los definen las razones ${}^a\text{Ca}^{2++}/{}^a\text{H}^+$ y ${}^a\text{Mg}^{++}/{}^a\text{H}^+$ (Fig. 4) y al sistema $\text{Na}_2\text{O-Al}_2\text{O}_3\text{-SiO}_2\text{-K}_2\text{O-H}_2\text{O}$, que incluye minerales sódicos y potásicos cuyos campos los definen las razones ${}^a\text{Na}^+ / {}^a\text{H}^+$ y ${}^a\text{K}^+ / {}^a\text{H}^+$ (Fig. 5), ambos a 260°C y en presencia de exceso de sílice, es decir, con cuarzo presente (Browne, 1991).

En el primer diagrama (Fig. 4) sólo se ratifica la evolución ya explicada, aunque en el LV-4 aumenta la razón ${}^a\text{Mg}^{++}/{}^a\text{H}^+$ lo que se traduce en la formación de clorita si bien con variaciones en el fenómeno de desgasificación en los pozos LV-11 y LV-13D; la clorita se puede asociar a la calcita y a la zoisita (epidota) como se observó en los recortes de perforación.

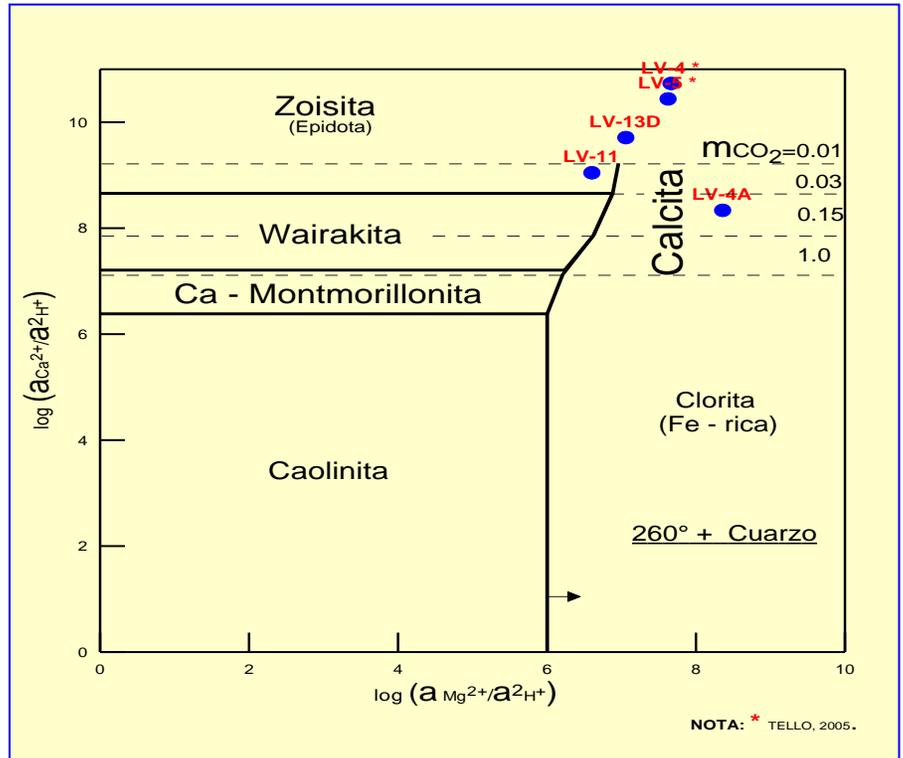


Fig. 4. Comportamiento de fluidos geotérmicos en los pozos LV-11, LV-13D, LV-4, LV-4A y LV-5 para el sistema $\text{CaO-Al}_2\text{O}_3\text{-SiO}_2\text{-MgO-H}_2\text{O+/-CO}_2$ que incluye minerales cálcicos y magnésicos.

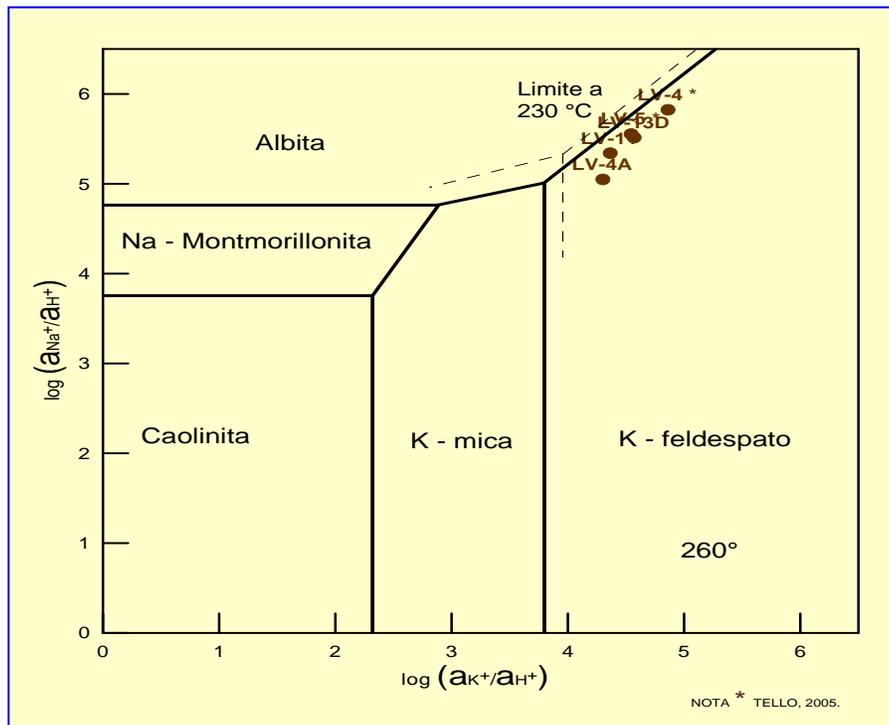


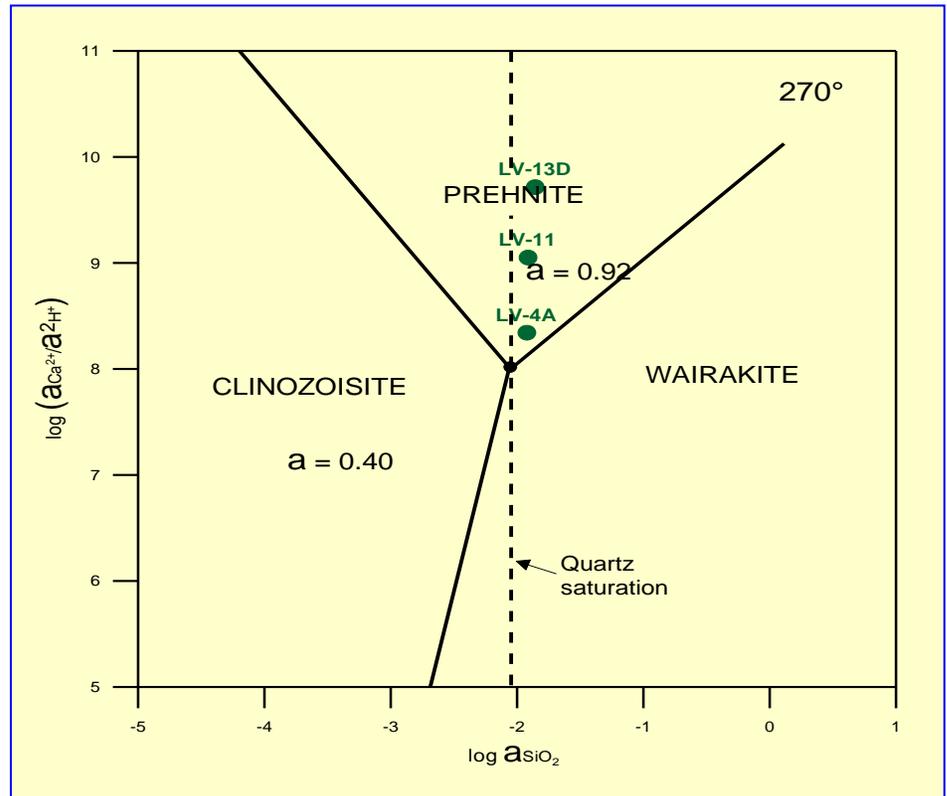
Fig. 5. Comportamiento de fluidos geotérmicos en los pozos LV-4, LV-11, LV-13D, LV-4 y LV-5 para el sistema $\text{Na}_2\text{O-Al}_2\text{O}_3\text{-SiO}_2\text{-K}_2\text{O-H}_2\text{O}$ que incluye minerales sódicos y potásicos.

El sistema mostrado en la Figura 5 no contempla el rol del CO_2 pero es muy importante porque elucidar el estado de equilibrio en la mineralogía primaria de la granodiorita (ver Tabla 1). En suma, el feldespato primario está en equilibrio con el fluido, en tanto que la plagioclasa (representada por albita) está siendo destruida por reemplazamiento para dar lugar a otros minerales secundarios (véase Viggiano-Guerra, 2000). Esta destrucción es la fuente de suministro de los iones de calcio que están reaccionando.

En la Figura 6 se han graficado los valores de la razón ${}^a\text{Ca}^{2++}/{}^a\text{H}^+$ contra la razón $\log {}^a\text{SiO}_2$ a 270°C (Browne *et al.*, 1989). Como podrá observarse, aparte de que los tres pozos se encuentran saturados en

sílice, todos caen en el campo de la prehnita y muestran una evolución desde el LV-4^a hacia el LV-11 y LV-13D de enriquecimiento en calcio o bien de disminución en el pH. Esto significaría estrictamente que hacia el pozo LV-13D se ha incrementado la ebullición. O, desde otra óptica, que hay una mayor producción de illita hacia el pozo LV-4A a expensas de la hidrólisis (véase adelante), como de hecho ocurre. Sin embargo, la prehnita no ha sido verificada microscópicamente, siendo su presencia solo virtual. A pesar de ello la prehnita es un mineral que se forma en condiciones de baja permeabilidad (Reyes, 1990) y, aunque sea potencialmente, parece estar acorde con la realidad.

Fig. 6. Comportamiento de fluidos geotérmicos en los pozos LV-11, LV-13D y LV-4A para minerales cálcicos en función la razón $a_{Ca^{2+}}/a_{H^+}$ y la a_{SiO_2}

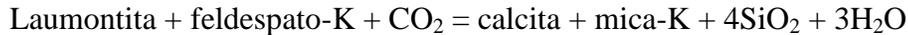
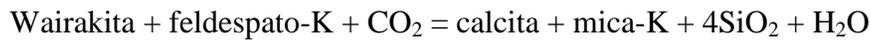
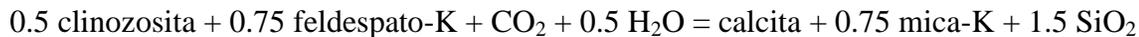


Debido a que la calcita es un mineral que predomina en las reacciones agua-roca no sólo de los pozos aquí incluidos sino en todo el universo hidrotermal, conviene ampliar la explicación respecto de los mecanismos de precipitación de la misma.

La formación de calcita hidrotermal se rige por parámetros acuosos que incluyen la fCO_2 , el pH, la temperatura y la actividad de los iones de calcio (Simmons y Christenson, 1994). Estos parámetros dependen del equilibrio fluido-mineral, permeabilidad (proporción agua/roca) además del ingreso inicial de CO_2 a niveles profundos del sistema hidrotermal. Fundamentalmente hay tres mecanismos de formación de la calcita en el ambiente hidrotermal: hidrólisis, ebullición y enfriamiento. En el caso del SGTV, sólo se han verificado los dos primeros.

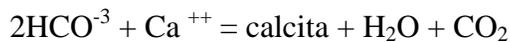
Hidrólisis. La calcita de reemplazamiento (predominante en los pozos aquí estudiados) se forma vía reacciones de hidrólisis que incluyen sílicoaluminatos de calcio junto con la típica asociación calcita + arcillas (illita), según las siguientes reacciones representativas que incluyen plagioclasas (anortita), clinozoisita (epidota) y wairakita, a temperaturas $>200^\circ C$, o laumontita, a $<200^\circ C$ (Simmons y Christenson, 1994):

Anortita + feldespato-K + CO_2 + H_2O = calcita + mica-K + $2SiO_2$ (típica reacción en la granodiorita)



De manera sintética se pueden apreciar estas reacciones en los diagramas de equilibrio previamente presentados (Figuras 3, 4 y 5). Obsérvese el importantísimo rol del CO_2 dado que al mezclarse con agua da lugar al H_2CO_3 promoviendo así la hidrólisis y la liberación de iones de calcio en la solución, pero también suministrando el carbonato disuelto necesario para la formación de calcita de reemplazamiento vinculada a la hidrólisis (Simmons y Christenson, 1994). La calcita de reemplazamiento se forma en un ambiente de roca dominante donde, gracias a su lento movimiento, los fluidos tienen tiempo de reaccionar con la roca en condiciones de sub-ebullición o sea en la zona de líquido dominante. Este modelo es congruentemente aplicable al SGTV donde predomina la calcita y su origen es por reemplazamiento.

Ebullición. Este mecanismo de formación de calcita es por ebullición en un ambiente de fluido dominante, es decir, donde el fluido se mueve con rapidez (alta permeabilidad) en “canales abiertos”, por ejemplo a través de una falla en movimiento, y puede ebullición. La pérdida de una cantidad, incluso pequeña, de vapor remueve una gran cantidad de gases disueltos, especialmente CO_2 y H_2S . La pérdida del primero es muy importante debido a que causa que la calcita precipite y el fluido remanente tenga más alto pH (o sea el H^+ decrecerá) causando a su vez un ligero enfriamiento (Browne, 1991).



Lo más importante de la reacción anterior es que el CO_2 no sólo se consume en la formación de calcita sino que pasa a la fase gaseosa, decreciendo la $m\text{CO}_2$ en la fase líquida dando así oportunidad, por consiguiente, a la formación de otros minerales cálcicos como wairakita y epidota. De esta manera puede explicarse la alternancia esporádica de estas fases o la carencia de las mismas en los pozos LV-4A, LV-11 y LV-13D. Esto querría decir que a mayor concentración de CO_2 en el líquido, la ebullición natural en el yacimiento no ha ocurrido y se correrá mayor riesgo de que la precipitación de calcita sea mayor cuando se induzca el flasheo por explotación, como ocurrió en el pozo LV-4 (Viggiano-Guerra, 2005). Bajo esta perspectiva, el pozo LV-4A tendrá que presentar sobresaturación de calcita en términos de valores de SI.

Los dos mecanismos de deposición de calcita dan lugar a morfologías de este mineral completamente discriminables: la calcita formada por hidrólisis reemplaza minerales, en cambio la que se forma por ebullición rellena oquedades y es a menudo “*platy calcite*” (en forma de placas).

5.2. Estado de saturación de fases importantes

En la Figura 7 se encuentran los valores de los índices de saturación $\text{SI} = \log Q/K$ para fases selectas importantes (cuarzo y calcita) a temperaturas que son comunes en el manejo del fluido geotérmico, desde su zona de aporte hasta enfriarse a través de su recorrido donde justamente pueden ocasionar disturbios. Como se podrá observar, para todos los pozos los polimorfos de la sílice (cuarzo, cristobalita α , cristobalita β y calcedonia) se encuentran sobresaturadas. En efecto, dado que la sílice es polimorfa tiene rangos de deposición muy variables en términos de temperatura. Así, esta fase se está depositando desde el yacimiento en forma de cuarzo hasta las tuberías superficiales, sea en forma de calcedonia (sílice amorfa) o de cristobalita. El clásico ejemplo lo constituyen las incrustaciones de sílice en las líneas de inyección del pozo LV-7 donde se reportó este compuesto (Viggiano-Guerra y Romero-Ríos, 2000). Este problema ha sido atacado y resuelto con éxito, acidulando el agua separada con ácido sulfúrico, con lo cual se retarda la polimerización de la sílice y se evita su depósito en superficie (Tapia y Arvisu, 2005).

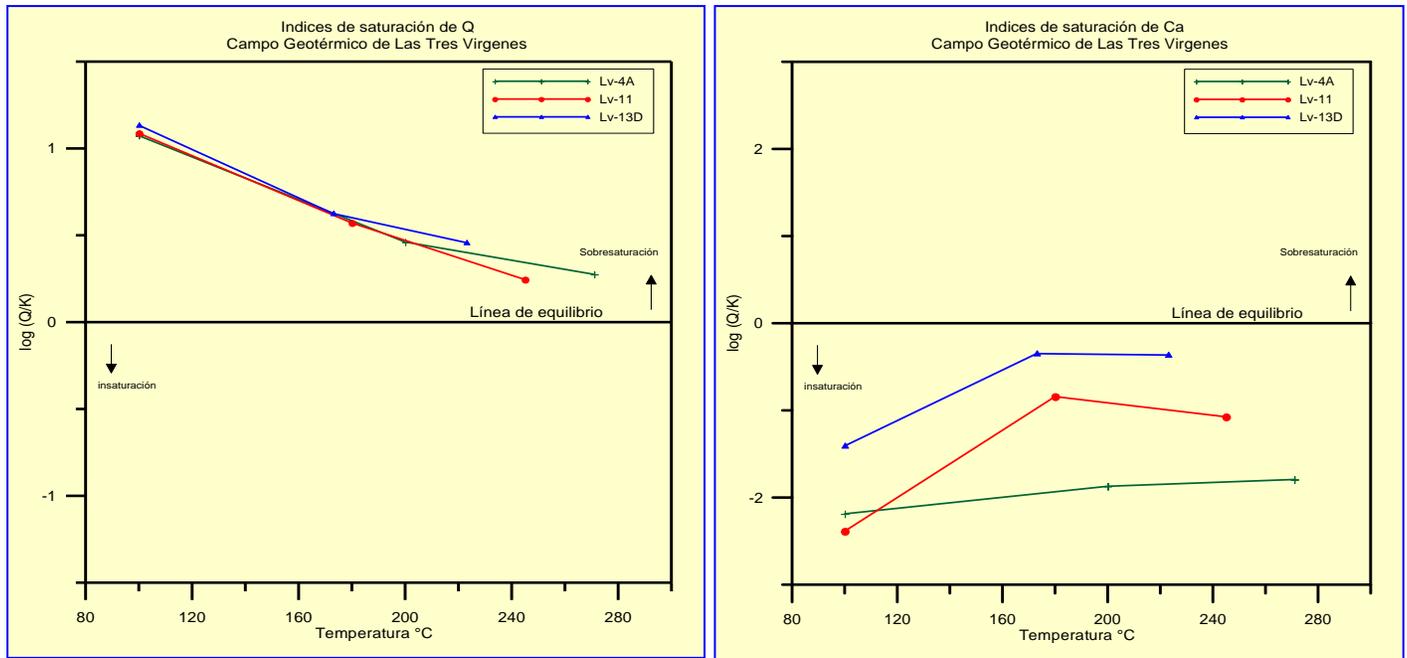


Fig. 7. Índices saturación ($\log Q/K$) contra temperatura, para el cuarzo (Q) (izquierda) y la calcita (Ca) (derecha) en los pozos LV-4A, LV11 y LV-13D

La calcita, en cambio, registra valores de SI correspondientes a insaturación lo cual es antagónico con la realidad, a pesar de que los valores son relativamente cercanos al equilibrio. Efectivamente, esta fase es la más abundante no sólo en el yacimiento sino como incrustación. La única explicación viable al respecto es que en el fluido actual (muestreado en los pozos) se ha agotado la calcita, hasta llegar a una "exigua" insaturación debido a su reciente deposición en forma abundante en el yacimiento.

Otro mineral que está sobresaturado es la anhidrita en el pozo LV-4A a 270° C (datos de archivo, no mostrados en la Figura 7). Esto significa que esta fase se está depositando en el yacimiento en el pozo LV-4A, lo cual es, en parte, congruente con la realidad, ya que los estudios petrográficos reportan la presencia de anhidrita a 790 m de profundidad (Viggiano-Guerra, 2007). Por otro lado, es importante apuntar que la anhidrita y la halita han sido reportadas como fases minoritarias en el material incrustado (Viggiano-Guerra y Romero-Ríos, 2000) a pesar de que sus índices de saturación no lo reflejan.

6. Conclusiones

Con independencia de la complejidad de la evolución hidrotermal del sistema, que debe incluir uno o varios ciclos de calentamiento y quizá varios acuíferos alternados en el tiempo y en el espacio, el presente estudio constriñe sus conclusiones al área activa que está siendo explotada por los pozos LV-4A, LV11 y LV-13D.

La mineralogía hidrotermal representada por calcita + arcillas (illita/moscovita) + cuarzo +/- clorita +/- epidota +/- wairakita +/- pirita +/- anhidrita, está en formación alternada y es congruente con las variables termodinámicas calculadas con el SPCALC a partir de los análisis químicos de los fluidos.

El estado termodinámico del yacimiento está regido no sólo por las temperaturas, las concentraciones efectivas de los compuestos o actividades (a) y el pH, sino también por la concentración y el comportamiento del CO_2 expresada en mCO_2 que ha dado origen a la fase más importante de este sistema, que es la calcita.

La calcita que se forma por hidrólisis se caracteriza por estar reemplazando minerales primarios y ocurre en rocas de baja permeabilidad, como las granodioritas. A concentraciones de $m\text{CO}_2$ cercanas a 1 en el líquido, obtenidas mediante el SPCALC, la fase que predominará será la calcita asociada a la illita y al cuarzo, frustrando o inhibiendo la nucleación de otros minerales cálcicos debido al consumo del ión Ca^{++} al formarse calcita. Esto significará que no ha habido depósito de calcita por ebullición natural en el yacimiento (por ejemplo a través de fracturas o fallas) y habrá más riesgo potencial de que esta fase se torne problemática durante la “ebullición inducida” por la explotación, aun cuando esta sea dosificada. Tal podría ser el caso del pozo LV-4A.

En cambio cuando ha habido ebullición aunque sea local, por ejemplo a través de una falla en movimiento, la calcita se precipita directamente en oquedades en el yacimiento dando lugar a la liberación de CO_2 . Este mecanismo agota la concentración del CO_2 en el líquido y da lugar a la formación de otras fases calcosilicatadas, como en los pozos LV-11 y LV-13D, pero puede garantizar menores posibilidades de formación de calcita por incrustación porque el inminente agotamiento del CO_2 ya no facilita la formación de calcita. En otras palabras, el pozo LV-11 ha cortado una falla activa, seguramente profunda, por donde el fluido se ha liberado verticalmente facilitando la ebullición. Petrográficamente se ha inferido la presencia de fallas por la presencia de texturas cataclásticas (Viggiano-Guerra, 2000). Además en este pozo se identificó piritita (FeS_2) (Viggiano-Guerra, 2000) y, en consonancia con ello, el valor más alto de H_2S (ver Tabla 3B) lo que indica recarga profunda facilitada por el fallamiento.

Es importante recordar que la ebullición natural en el yacimiento de LTV si bien ha existido, ha sido muy puntual. Existen evidencias de apoyo al respecto, como los registros de temperatura medida y la microtermometría de inclusiones fluidas y, obviamente, la misma petrografía.

Debe agregarse que la ebullición *in-situ* en rocas de baja permeabilidad, por ejemplo donde los movimientos de las fallas no son tan frecuentes, tiene un efecto contraproducente ya que puede conllevar autosellamiento (*self-sealing*), como ha ocurrido seguramente no sólo en los pozos LV-2 y LV-2A sino en todo el sistema durante su desarrollo, lo que ha obligado a que la descarga se mude y su estilo superficial sea en forma de “manchones”.

La sobresaturación de sílice en todos sus polimorfos podría estar también ligada al fenómeno de la precipitación de calcita. En efecto, el consumo de sílice en el yacimiento para formar calcosilicatos está supeditado a la formación de calcita. Mientras más calcita se forme habrá menos posibilidades de que la sílice se consuma en la formación de calcosilicatos (como wairakita, epidota, prehnita, etc.) debido a que su formación ha sido inhibida por la formación de calcita. La sílice no consumida será acarreada en el fluido y podrá ocasionar problemas de incrustación en la superficie.

Quedaría por dilucidar el hecho de que la calcita es una fase en depósito activo y los índices de saturación obtenidos con el SPCALC para estos pozos muestran instauración.

Referencias

- Arnórsson, S., 2000 (Ed.). *Isotopic and geochemical techniques in geothermal exploration, development and use. Sampling methods, data handling. Interpretation.* Informe técnico, IAEA, Viena, 2000, 75 pp.
- Browne, P.R.L., 1991. *Hydrothermal alteration and geothermal systems.* 86.102 Geothermal Institute. University of Auckland, N.Z., 68 pp.

- Browne, P.R.L., S.F. Courtney, and C.P. Wood, 1989. Formation rates of calc-silicate minerals inside drillhole casing, Ngatamariki geothermal field, New Zealand. *American Mineralogist*, Volume 74, pp. 759-763.
- Demant, A., 1981. Plio-Quaternary volcanism of Santa Rosalía area, Baja California, México, In: *Geology of the northern México and southern Arizona, Fields guides and papers*, L. Ortlieb and J. Roldán (Eds.), pp. 295-307.
- Hernández L., P., y S. Tapia, 2007. Perforación del pozo LV-4A. Informe Final de Resultados. CFE, Informe interno RE-03-2007, 24 pp. Inédito.
- Gutiérrez-Negrín, L.C.A., 1990. Litología, mineralogía y geotermometría del pozo LV-2, Las Tres Vírgenes, B.C.S. *Geothermia*, Vol. 6, No. 2, pp. 185-211.
- Gutiérrez-Negrín, L.C.A., J.C. Viggiano-Guerra, and M. Flores-Armenta, 2001. Characteristics and production results of the well LV-11, Las Tres Vírgenes, México. *Geothermal Resources Council Transactions*, Vol. 25, pp. 635-640.
- Izquierdo M., G., 2006. Estudio microtermométrico de inclusiones fluidas en los pozos LV-11 y LV-13 del Campo Geotérmico de las Tres Vírgenes, B.C.S. Informe interno del IIE para la CFE. Inédito.
- Izquierdo M., G., 2007. Estudio microtermométrico de inclusiones fluidas en los pozos AZ-2A, AZ-68-D (Los Azufres, Mich.) y LV-4A (Las Tres Vírgenes). Informe interno del IIE para la CFE. Inédito.
- Jaimes, G., y R. Sánchez, 2003. Acid stimulation of production wells in Las Tres Vírgenes geothermal field. *Geothermal Resources Council Transactions*, Vol. 27, pp. 207-211.
- López-Hernández, A., G. García-Estrada, and J.F. Arellano-Guadarrama, 1995. Geothermal exploration at Las Tres Vírgenes, B.C.S., México. *Proc. of the World Geothermal Congress*, Vol. 2, pp. 707-712.
- Ramírez, M., M. Sánchez, y P. Hernández, 2007. Construcción del pozo LV-13D en el CGLTV. CFE, informe interno No. DINYAC-012-2007, 28 pp. Inédito.
- Reyes, A., 1990. *Petrology of Philippine geothermal systems and the application of alteration mineralogy in their assessment*. Informe técnico, PNOC-EDC, Geothermal Division, Manila, Philippines, 55 pp.
- Romero-Ríos, F., 2000. Pozos geotérmicos profundos de Las Tres Vírgenes. CFE, reporte interno, s/n. Inédito.
- Sawlan, M.G., 1986. Petrogenesis of Late Cenozoic volcanic rocks from Baja California Sur, México. Ph.D. Thesis, University of California, USA, 174 pp. Inédito.
- Simmons, S.F., and B.W. Christenson, 1994. Origins of calcite in a boiling geothermal system. *American Journal of Science*, Vol. 294, pp. 361-400.
- Tapia S., R., y N. Arvisu, 2004. Modificación de pH como método de prevención de depositación de sílice en instalaciones superficiales del campo geotérmico de Las Tres Vírgenes, BCS. CFE, Informe Interno de la Residencia de Las Tres Vírgenes, No. GQLV-03/04. Inédito.

- Tello-Hinojosa, E., 2005. Estado de equilibrio soluto-mineral saturación de minerales de alteración en fluidos geotérmicos de alta temperatura de México. Tesis Doctoral, UNAM. Inédito.
- Viggiano-Guerra, J.C., 1992. El pozo desviado LV-2A (Las Tres Vírgenes, B.C.S.): Petrología e Interpretación. *Geotermia*, Vol. 8, No. 3, pp. 373-394.
- Viggiano-Guerra, J.C., 1995. Evolución térmica del sistema geotérmico de Las Tres Vírgenes, B.C.S. *Memorias del III Congreso de la Asociación Geotérmica Mexicana (AGM)*, pp. 38-54.
- Viggiano-Guerra, J.C., 2000. Estudios petrográficos elaborados en el pozo LV-11 del campo geotérmico de Las Tres Vírgenes, BCS. CFE, informe interno No. DEX-TV026/2000. Inédito.
- Viggiano-Guerra, J.C., and L.C.A. Gutiérrez-Negrín, 2000. Mineralogy and fluid inclusion characteristics of the Las Tres Vírgenes, BCS, Mexico, geothermal system. *Geothermal Resources Council Transactions*, Vol. 24, pp. 451-455.
- Viggiano-Guerra, J.C., y F. Romero-Ríos, 2000. Reporte de la visita al campo geotérmico de Las Tres Vírgenes, BCS. CFE, reporte interno No. DEX-03/2000. Inédito.
- Viggiano-Guerra, J.C., 2005. Interpretación petrográfico-microscópica del material arrojado durante la inducción del pozo LV-4 en agosto de 2005. CFE, reporte interno No. GC-TV-02/05. Inédito.
- Viggiano-Guerra, J.C., 2007. Resultados de 74 estudios petrográficos de muestras de canal del pozo LV-4A y su interpretación. C.G. Las Tres Vírgenes, B.C.S. CFE, reporte interno No. GG-TV-4/07. Inédito.

Estudio con un trazador de vapor en la zona aledaña al pozo Az-64, en el campo geotérmico de Los Azufres, Mich.

Eduardo R. Iglesias¹, Magaly Flores Armenta², José Luis Quijano León², Marco A. Torres Rodríguez², Rodolfo J. Torres¹, Neftalí Reyes Picasso¹ y Fernando Sandoval Medina²

¹Instituto de Investigaciones Eléctricas, Reforma 113, Col. Palmira, 62490, Cuernavaca, Mor., México.

²Comisión Federal de Electricidad, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, Morelia, Michoacán, México.

Correo: iglesias@ie.org.mx.

Resumen

En el estudio con trazadores precedente a este, efectuado en la zona Marítaro–La Cumbre del campo geotérmico de Los Azufres, Mich., se comprobó que la inyección en el pozo Az-15 recarga a un grupo de pozos situados a una distancia máxima del inyector de algo menos de 2000 m. Y se comprobó que la inyección en dicho pozo o bien no recarga a pozos situados a más de 2300 m hacia el este, en las inmediaciones de la falla Laguna Verde, o lo hace muy lentamente en un largo periodo. Como es importante recargar la zona mencionada en último término, se decidió entonces explorar la posibilidad de recargarla desde el pozo Az-64, localizado en dicha área. Para ello se diseñó el presente estudio. Se designaron seis pozos productores para monitorear el arribo del trazador. Debido a que todos estos pozos producen vapor (aunque varios producen también líquido), y por consideraciones económicas, se decidió utilizar en este caso un trazador de vapor solamente. Se utilizó hexafluoruro de azufre (SF_6), un trazador utilizado con éxito previamente en este campo. El 24 de octubre de 2006 se inyectaron 96.4 kg de SF_6 en el pozo Az-64. El monitoreo de los pozos se realizó durante 156 días a partir de esa fecha. El trazador se detectó en los seis pozos productores monitoreados. En todos los casos las formas de las curvas de residencia manifestaron claramente la naturaleza fracturada de la permeabilidad involucrada. En todos los casos las curvas de recuperación del trazador indicaron claramente que la llegada del mismo se había completado dentro del lapso de 156 días de monitoreo. Los mayores porcentajes de recuperación se registraron en los pozos Az-05 (48.5%) y Az-43 (1.27%), los más cercanos al pozo inyector, y situados del mismo lado de la falla Marítaro que el Az-64. El pozo Az-51, situado a 848 m del inyector, y el más lejano de los monitoreados, registró el tercer porcentaje de trazador recuperado ($1.01 \times 10^{-5}\%$), significativamente mayor que lo recuperado en el pozo Az-19 ($6.95 \times 10^{-6}\%$), situado a menor distancia (490 m) del Az-64; estos dos pozos también se encuentran del mismo lado de la falla Marítaro que el inyector. El pozo Az-32, situado a 423 m del inyector pero del otro lado de la Falla Marítaro, recuperó $5.6 \times 10^{-7}\%$ de trazador, cantidad comparable con lo recuperado en el pozo Az-13 ($8.67 \times 10^{-7}\%$), situado del mismo lado de la falla Marítaro y a 539 m del inyector. Estos resultados comprobaron que los pozos productores monitoreados son recargados por lo inyectado en el pozo Az-64 y cuantificaron la fracción de lo inyectado que se recupera como vapor en los mismos. Debido a que sólo se utilizó un trazador de fase vapor, no fue posible determinar qué fracción de lo inyectado se recupera en los pozos monitoreados como líquido. Este trabajo permitió también caracterizar relaciones entre la distribución de la permeabilidad en la zona estudiada y la distribución de fallamiento conocida, sugiriendo algunas relaciones que no se habían considerado previamente.

Palabras clave: Los Azufres, recarga artificial, trazadores geotérmicos, trazadores de vapor.

Study with a steam tracer in a zone near well Az-64, in the Los Azufres geothermal field, Mich.

Abstract

A previous tracer study in the Marítaro–La Cumbre area of the Los Azufres, Mich., geothermal field concluded that injection in well Az-15 recharges a group of producing wells located east of the injector to a maximum distance of about 2000 m. The study also indicated injection in Az-15 either does not recharge wells farther east in the neighborhood of the Laguna Verde fault, or does so at very low rates over a long period. Because it is important to recharge this zone, it was decided to explore the possibility of doing it by injecting in well Az-64, located in the area. Thus the present study was designed. Six producing wells were chosen to monitor tracer arrivals. Because all the chosen wells produce steam (several also produce water) and for economic reasons, it was decided to use a steam-phase tracer. We chose sulfur hexafluoride (SF_6), a tracer successfully used before in the field. On October 24, 2006, we injected 96.4 kg of SF_6 into well Az-64. All six chosen wells were sampled for 156 days, starting the day of injection. The tracer was detected in all six wells and for every well the shape of the residence curve clearly depicted the fractured nature of the corresponding permeability. Again in every case, the recovery curves indicated recovery was completed within the 156-day sampling period. The largest recoveries were in wells Az-05 (48.5%) and Az-43 (1.27%), those closest to the injection well and on the same side of the Marítaro fault as Az-64. Well Az-51, lying at 848 m from the injector and farthest away, registered the third-highest recovery percentage ($1.01 \times 10^{-5}\%$), significantly higher than well Az-19 ($6.95 \times 10^{-6}\%$), located 490 m from the injector; the two wells are on the same side of the Marítaro fault as Az-64. Well Az-32, located 423 m from the injector, but on the other side of the Marítaro fault, recovered $5.6 \times 10^{-7}\%$ of the injected tracer, comparable to $8.67 \times 10^{-7}\%$, the amount recovered in well Az-13 on the same side of the Marítaro fault and 539 m from the injector. The results showed the six monitored wells are recharged from injection in Az-64 and quantified the corresponding recoveries as steam. Because only a steam-phase tracer was used, we were unable to determine liquid-recovery amounts. The work also allowed us to characterize relations between the permeability in the studied zone and the known distribution of faults. Some relationships were suggested unconsidered before.

Keywords: Los Azufres, artificial recharge, geothermal tracers, steam tracers.

1. Introducción

En un estudio con trazadores que precedió al presente, efectuado en la zona Marítaro–La Cumbre del campo geotérmico Los Azufres, Mich. (Iglesias *et al.*, 2008), se comprobó que la inyección en el pozo Az-15 recarga a los pozos Az-65D, Az-04, Az-41, Az-30, Az-28 y Az-66D, situados a una distancia máxima de ese inyector de algo menos de 2000 m. Pero no se detectaron los trazadores utilizados en los pozos Az-28A, Az-43, Az-45, Az-48, Az-51, Az-5, Az-09AD, Az-13, Az-32, Az-09, Az-19 y Az-69, también localizados en la zona Norte del campo, pero a distancias de entre 2300 y 3200 m aproximadamente del pozo Az-15, en las inmediaciones de la falla Laguna Verde (Fig. 1).

La falta de detección de los trazadores en estos pozos no significa necesariamente que los mismos no reciben recarga alguna desde el pozo Az-15. Es posible que, debido a las grandes distancias al inyector involucradas, no haya habido tiempo en los 279 días de la prueba para el arribo de los trazadores. También es posible que aunque los trazadores hubieran llegado a este conjunto de pozos, la concentración de los mismos hubiera disminuido a valores menores que los límites de detección correspondientes, debido a las altas dispersiones esperadas para las grandes distancias al inyector y a los correspondientes largos tiempos de residencia. De cualquier manera, los resultados del estudio precedente sugieren que, si existe, la recarga de este conjunto de pozos desde el Az-15 es o bien pequeña o tiene lugar muy lentamente en un largo periodo.

El conjunto de pozos que no registró trazadores en el estudio previo se localiza en la zona parcialmente delimitada por la confluencia de la falla Laguna Verde con las fallas Marítaro y La Cumbre (Fig. 1). Esta es una zona muy productiva del campo y sería importante implementar su recarga. La Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos (GPG) de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) decidió entonces explorar la posibilidad de recargar dicha zona inyectando en el pozo Az-64 (Fig. 1). Para ello se diseñó el presente estudio. Los objetivos específicos del mismo son: (1) establecer si existe una conexión hidráulica entre el pozo inyector Az-64 y un conjunto de pozos productores de la zona designados por la GPG; y (2) en el caso de que la conexión exista, determinar qué fracción de lo inyectado recarga cada uno de los productores designados.

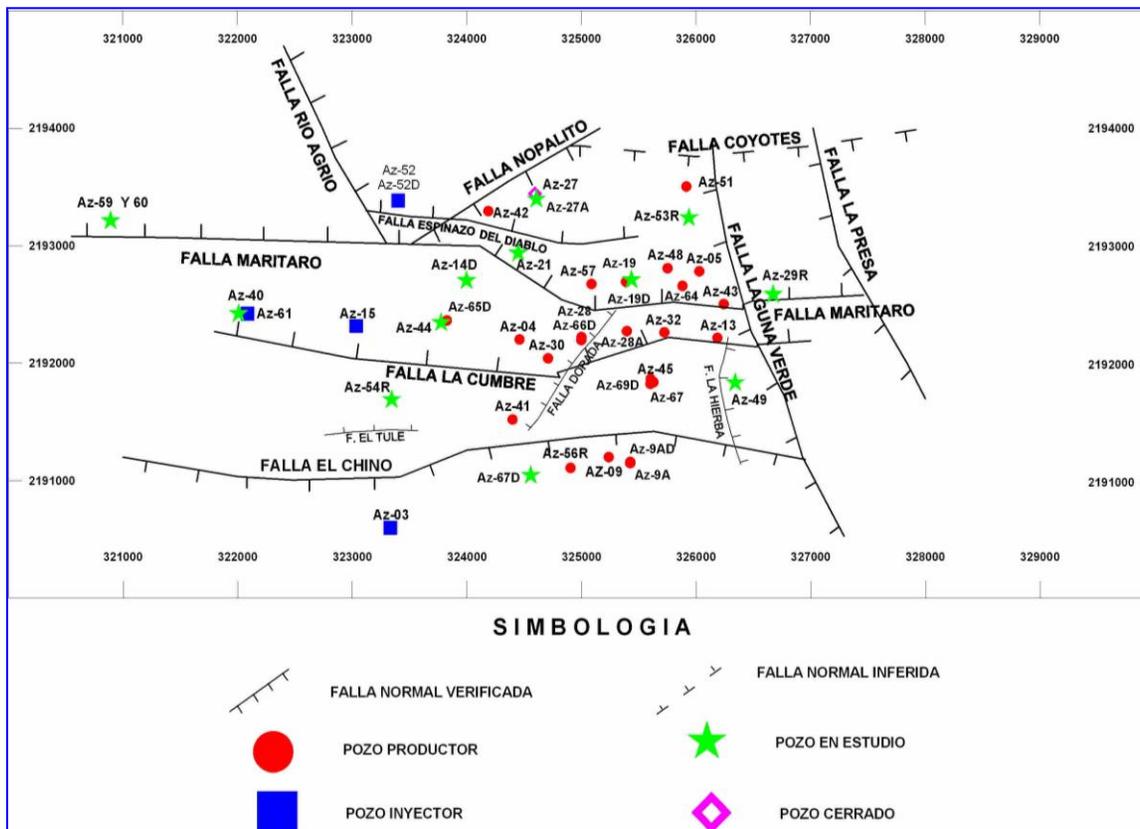


Fig. 1. Área de interés para este estudio en Los Azufres

2. Método y materiales

La GPG designó los pozos productores Az-05, Az-43, Az-32, Az-19, Az-13, y Az-51 (en orden de distancia creciente al inyector) para monitorear el arribo del trazador en este estudio. La Tabla 1 presenta las distancias de estos pozos al inyector Az-64 y sus respectivas producciones de agua y vapor.

Debido a que todos estos pozos producen vapor (aunque varios producen también líquido, Tabla 1), y por consideraciones económicas, se decidió utilizar en este caso un trazador de vapor solamente.

Los trazadores geotérmicos de fase vapor fueron investigados por varios autores en años recientes (e.g., Adams, 1995; Adams *et al.*, 2000, 2001). Muchos de los candidatos considerados resultaron inestables o marginalmente estables a 300° C, que es la temperatura aproximada del yacimiento en la zona de interés. 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. Este es el mismo trazador de fase vapor utilizado en el estudio precedente (Iglesias *et al.*, 2008).

Pozo	Distancia al Az-64 (m)	Producción (t/h)	
		Agua	Vapor
Az-05	195.02	0.00	75.64
Az-43	392.08	1.97	52.37
Az-32	423.57	0.00	53.43
Az-19	490.54	10.20	62.71
Az-13	539.55	0.36	71.50
Az-51	847.76	14.62	32.22

Tabla 1. Pozos productores designados

Para implementar este nuevo estudio, la GPG efectuó los trabajos necesarios para poder inyectar salmuera de desecho en el pozo Az-64. Estos trabajos incluyeron el tendido de una línea de inyección, la instalación de presas para almacenar salmuera, y la preparación del pozo para la inyección.

El 24 de Octubre de 2006 se inyectaron 96.4 kg de SF₆ en el pozo Az-64. El monitoreo de los pozos productores comenzó el mismo día y se realizó durante 156 días a partir de esa fecha.

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 configuraciones disponibles en los distintos pozos, las muestras de vapor se obtuvieron directamente del vaporoducto o del cabezal del pozo, en este caso por medio de un separador transportable.

3. Resultados y discusión

A continuación se presentan las curvas de residencia y de recuperación de cada trazador en los seis pozos productores, durante los 156 días que duró el muestreo. Los pozos se presentan en orden de distancia creciente al pozo inyector.

3.1. Pozo Az-05

La Fig. 2 presenta los resultados observados hasta el momento en el pozo Az-05, situado a 195 m del pozo inyector, muy cerca del mismo, y del mismo lado de la falla Marítaro que el pozo inyector (Fig. 1). En este pozo se recibió una señal extraordinariamente intensa del trazador, con una concentración máxima de 5.89 e-06 gr/gr, y una recuperación de 46% a los 30 días desde la inyección. La extraordinaria intensidad de la señal y la extremadamente alta recuperación para un tiempo tan corto, se deben en gran medida a la gran proximidad entre el pozo inyector y el pozo Az-05.

En la curva de residencia (concentración) se distinguen dos picos superpuestos (notar el “hombro” que presenta la curva entre 2 y 3 días) y una larga cauda característica. Los picos reflejan la existencia de otros tantos “canales” de permeabilidad entre el pozo inyector y el pozo Az-05. Como se observó anteriormente (Iglesias *et al.*, 2008) la naturaleza fracturada de la permeabilidad del campo se manifiesta claramente en los resultados obtenidos con trazadores.

La intensidad de la señal registrada y la extraordinaria magnitud de la recuperación para un tiempo tan corto revelan que la permeabilidad de estos canales es muy considerable. Aunque desde el punto de vista de la recarga y el mantenimiento de la presión del yacimiento estos resultados son positivos, los mismos sugieren que existe riesgo de que se produzca interferencia térmica significativa en un tiempo relativamente corto.

Finalmente, en la cauda de la curva de residencia se detectó el trazador con baja intensidad hasta los 156 días que duró el monitoreo, aunque debido a la escala esto no se distingue en esta curva. Sin embargo se evidencia

en la curva de recuperación, que registra 64% a los 30 días y continúa creciendo lentamente hasta alcanzar 48.5% a los 165 días (Fig. 2).

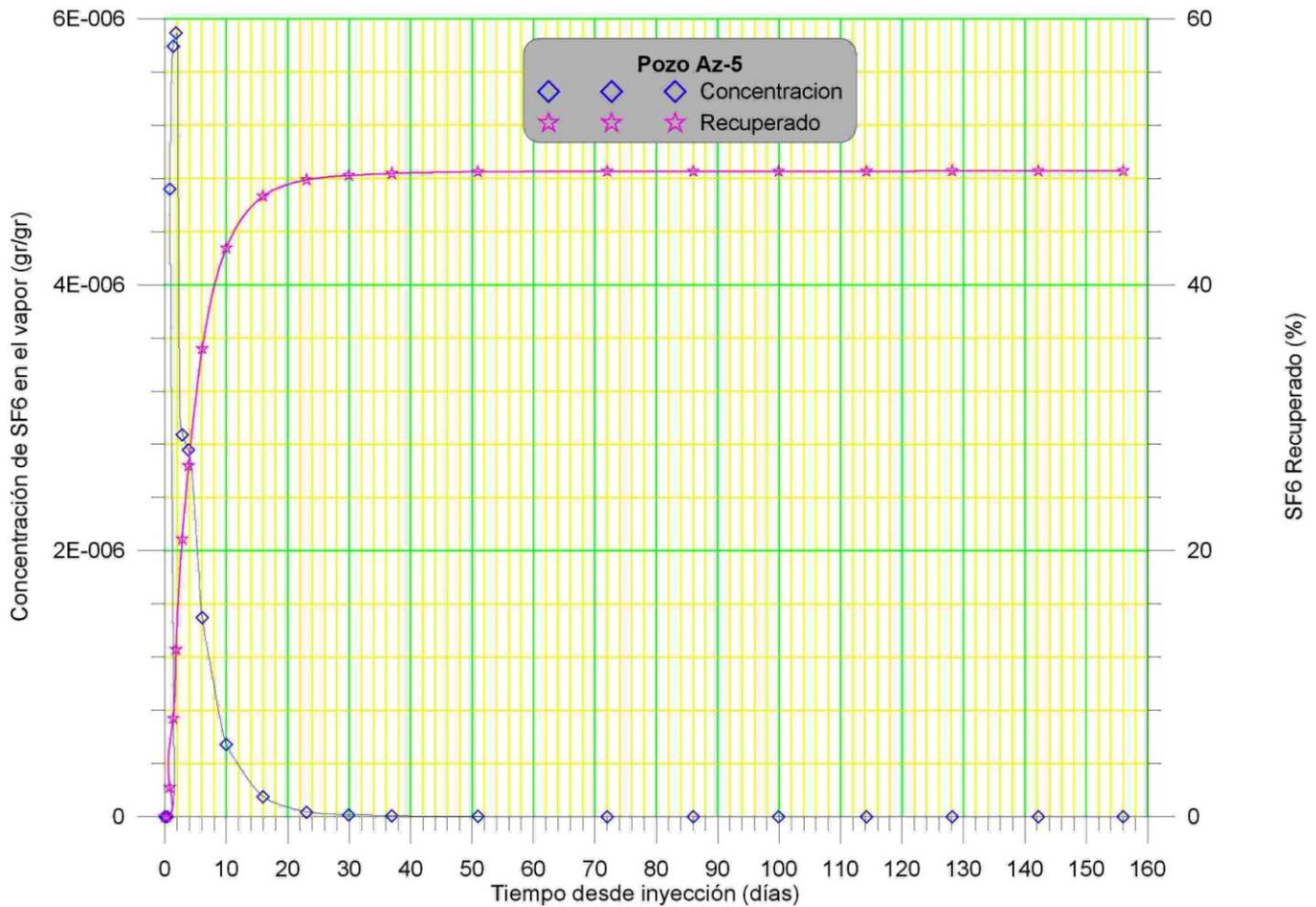


Fig. 2. Curvas de residencia y recuperación de SF₆ en el pozo Az-05

Estos resultados comprueban fehacientemente que la inyección de salmuera en el pozo Az-64 recarga la zona de alimentación del pozo Az-05, y que al menos 48.5% de lo inyectado recarga a este pozo. Además, revelan que inyectar en el pozo Az-64 implica riesgo de que se produzca interferencia térmica significativa en un tiempo relativamente corto.

3.2. Pozo Az-43

La Fig. 3 presenta los resultados observados en el pozo Az-43. Este pozo está situado a 392 m del pozo inyector, relativamente cerca del mismo, y del mismo lado de la falla Marítaro que el pozo inyector (Fig. 1). La concentración máxima de trazador observada fue de 1.65 e-07 gr/gr, aproximadamente 2.8% de la concentración máxima observada en el pozo Az-05. En este pozo (Az-43) se registró la máxima recuperación de 1.27% a los 30 días desde la inyección, aproximadamente 2.62% de lo recuperado en el pozo Az-05 en el mismo tiempo. Las menores magnitudes relativas a lo registrado en el pozo Az-05 están relacionadas con la mayor distancia al pozo inyector y con el menor gasto de vapor en este pozo (Tabla 1).

En la curva de residencia se insinúan dos picos superpuestos, que reflejan la existencia de otros tantos "canales" de permeabilidad entre el pozo inyector y el pozo Az-43. Nuevamente, la naturaleza fracturada de la permeabilidad del campo se manifiesta claramente en los resultados obtenidos con trazadores.

Estos resultados comprueban fehacientemente que la inyección de salmuera en el pozo Az-64 recarga la zona de alimentación del pozo Az-43, y que aproximadamente 1.27% de lo inyectado en el pozo Az-64 recarga a este pozo. La magnitud del factor de recuperación observada sugiere que el riesgo de interferencia térmica en este pozo por la inyección en el Az-64 es pequeño.

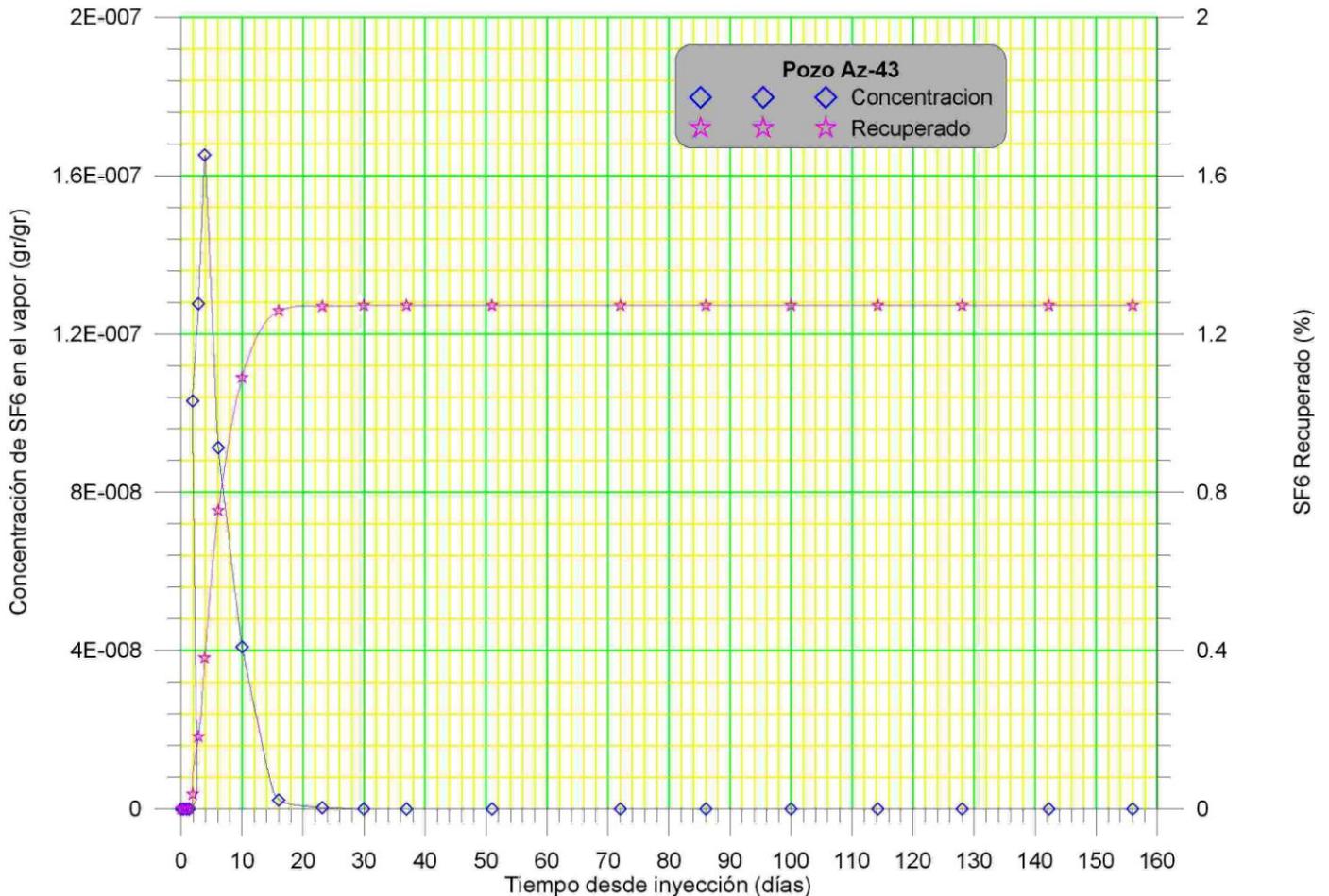


Fig. 3. Curvas de residencia y recuperación de SF₆ en el pozo Az-43

3.3. Pozo Az-32

La Fig. 4 presenta los resultados observados en el pozo Az-32. Este pozo está situado a 424 m del pozo inyector, relativamente cerca del mismo, y del lado opuesto de la falla Marítaro que el pozo inyector (Fig. 1).

La concentración máxima de trazador observada fue de 2.38×10^{-13} gr/gr, aproximadamente $0.4 \times 10^{-5}\%$ de la concentración máxima observada en el pozo Az-05. En este pozo (Az-32) se registró una recuperación máxima de $5.60 \times 10^{-7}\%$ a los 72 días desde la inyección. Esto es aproximadamente seis órdenes de magnitud menor que lo recuperado en el pozo Az-05. Las menores magnitudes relativas a lo registrado en el pozo Az-05 están relacionadas con la mayor distancia al pozo inyector, con el menor gasto de vapor en este pozo (Tabla 1), y probablemente con el hecho de que el mismo se localiza del otro lado de la falla Marítaro.

En la curva de residencia se perciben siete picos, que reflejan la existencia de otros tantos “canales” de permeabilidad entre el pozo inyector y el pozo Az-32. Nuevamente, la naturaleza fracturada de la permeabilidad del campo se manifiesta claramente en los resultados obtenidos con trazadores.

Estos resultados comprueban fehacientemente que la inyección de salmuera en el pozo Az-64 recarga la zona de alimentación del pozo Az-43, y que la recarga es mucho menor que la registrada en los pozos Az-05 y Az-43. Los resultados sugieren que no existe riesgo de interferencia térmica por recarga desde el pozo Az-64, pero también indican que dicha recarga no es significativa.

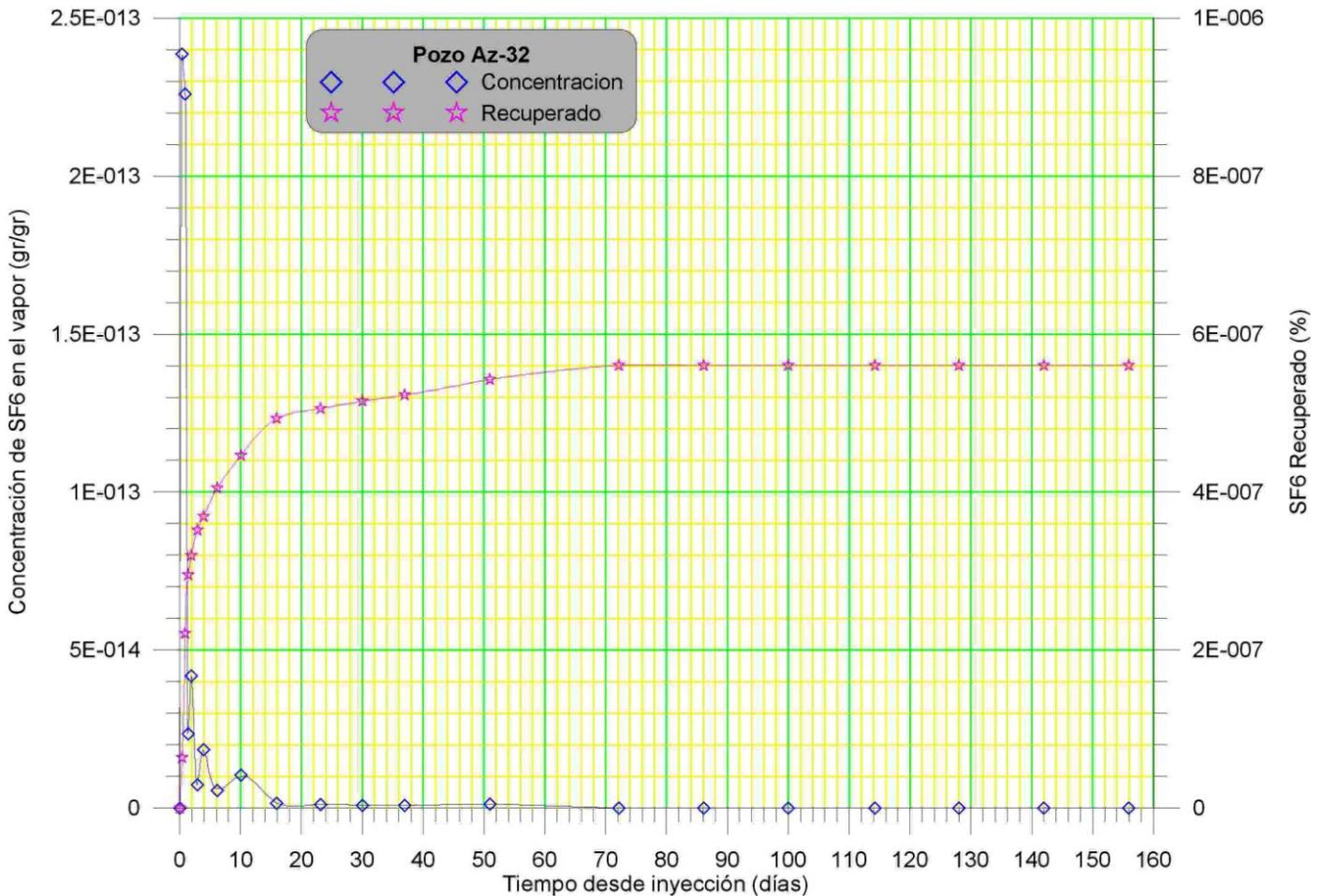


Fig. 4. Curvas de residencia y recuperación de SF_6 en el pozo Az-43

3.4. Pozo Az-19

La Fig. 5 presenta los resultados observados en el pozo Az-19. Este pozo está situado a 491 m del pozo inyector, y del mismo lado de la falla Marítaro que el pozo inyector (Fig. 1).

La concentración máxima de trazador observada fue de 1.07×10^{-12} gr/gr, aproximadamente $0.18 \times 10^{-4}\%$ de la concentración máxima observada en el pozo Az-05, y un orden de magnitud mayor que la observada en el pozo Az-32, que es más cercano al inyector. En este pozo (Az-19) se registró una recuperación total de $6.95 \times 10^{-6}\%$ a los 114 días desde la inyección, aproximadamente seis órdenes de magnitud menor que lo recuperado en el pozo Az-05, pero un orden de magnitud mayor que lo recuperado en el pozo Az-32. Las menores magnitudes relativas a lo registrado en el pozo Az-05 están relacionadas con la mayor distancia al pozo inyector y con el menor gasto de vapor en este pozo (Tabla 1). Las mayores magnitudes de máxima concentración y recuperación respecto del pozo Az-32, que es más cercano al inyector, se relacionan probablemente con el hecho de que el Az-19 está del mismo lado de la falla Marítaro que el inyector.

En la curva de residencia se perciben claramente cinco picos, que reflejan la existencia de otros tantos “canales” de permeabilidad entre el pozo inyector y el pozo Az-19. Nuevamente, la naturaleza fracturada de la permeabilidad del campo se manifiesta claramente en los resultados obtenidos con trazadores.

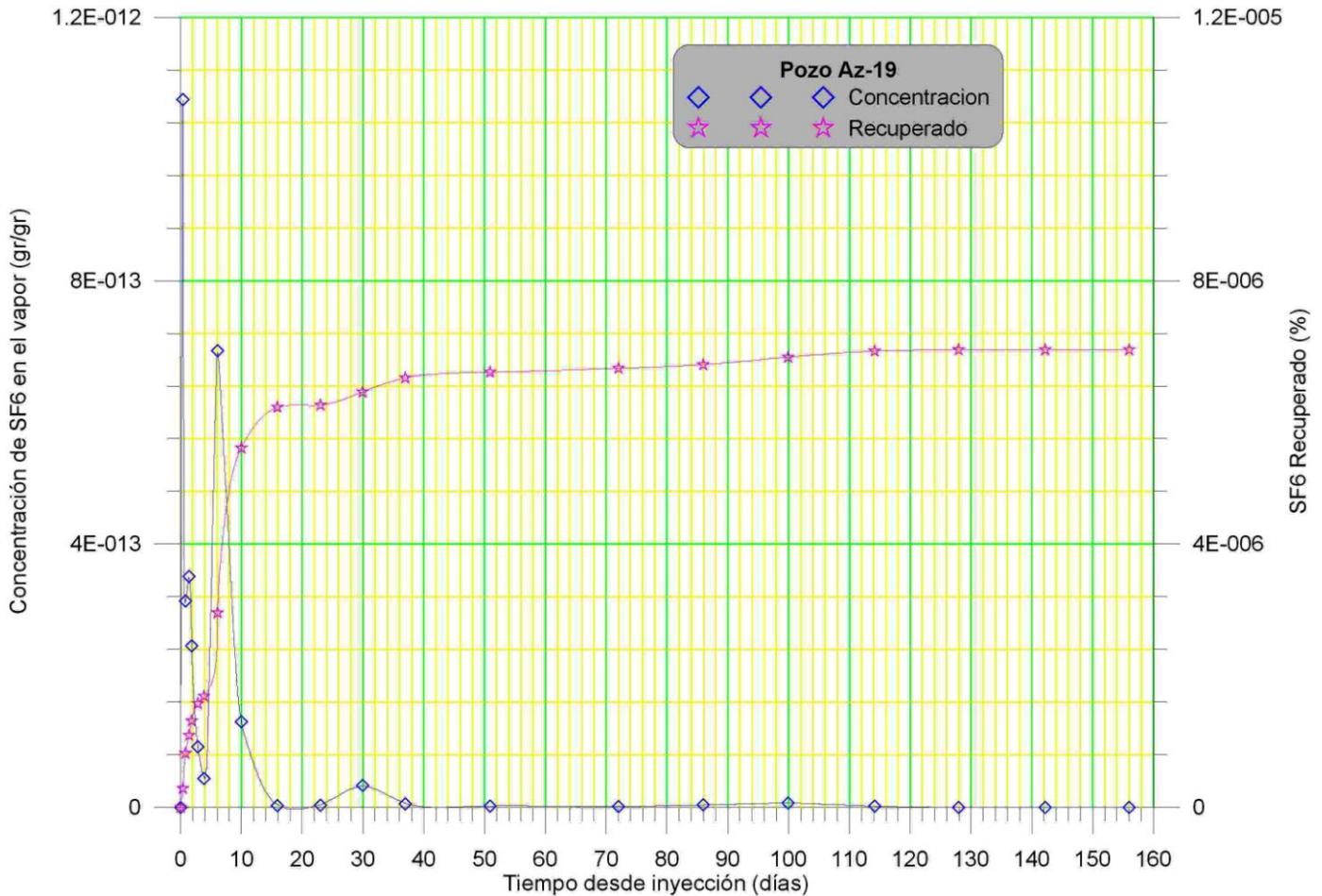


Fig. 5. Curvas de residencia y recuperación de SF₆ en el pozo Az-19

Estos resultados comprueban fehacientemente que la inyección de salmuera en el pozo Az-64 recarga la zona de alimentación del pozo Az-19, y que la recarga es mucho menor que la registrada en los pozos Az-05 y Az-43. Los resultados sugieren que no existe riesgo de interferencia térmica por recarga desde el pozo Az-64, pero también indican que dicha recarga no es significativa.

3.5. Pozo Az-13

La Fig. 6 presenta los resultados observados en el pozo Az-13. Este pozo está situado a 540 m del pozo inyector, y del lado opuesto de la falla Marítaro que el pozo inyector (Fig. 1).

La concentración máxima de trazador observada fue de 2.01 e-13 gr/gr, aproximadamente 0.34 e-05% de la concentración máxima observada en el pozo Az-05, y del mismo orden de magnitud que la observada en el pozo Az-32, que es más cercano al inyector y está situado del mismo lado de la falla Marítaro. En este pozo (Az-13) se registró una recuperación máxima de 8.67 e-07% a los 37 días desde la inyección, aproximadamente ocho órdenes de magnitud menor que lo recuperado en el pozo Az-05 en el mismo tiempo, y del mismo orden de magnitud que lo recuperado en el pozo Az-32. Las menores magnitudes relativas a lo registrado en el pozo Az-05 están relacionadas con la mayor distancia al pozo inyector y con el menor gasto de vapor en este pozo (Tabla 1). Las magnitudes de máxima concentración y recuperación similares a las del

pozo Az-32, que es más cercano al inyector, se relacionan probablemente con el hecho de que el Az-13 está del mismo lado de la falla Marítaro que el Az-32.

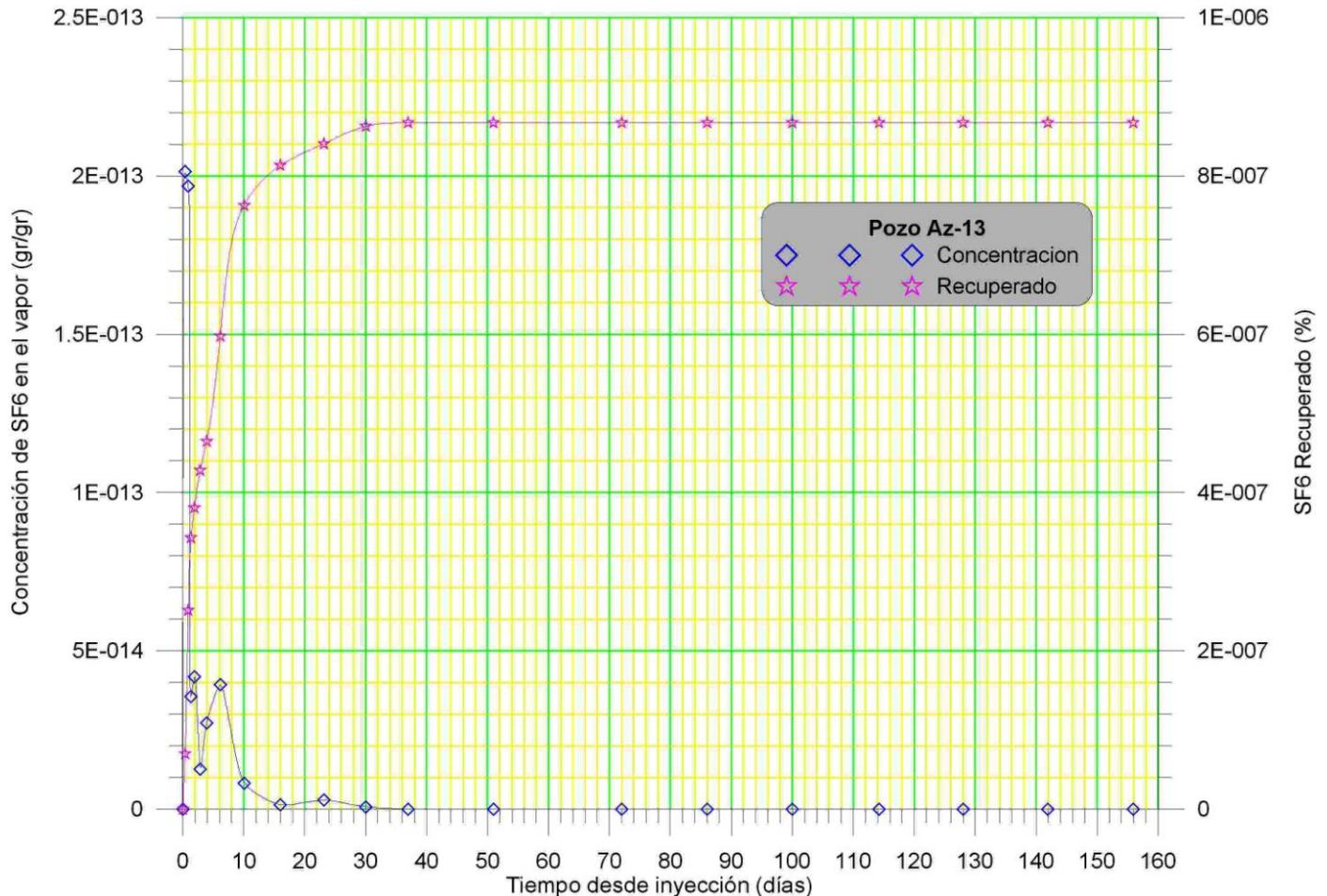


Fig. 6. Curvas de residencia v recuperación de SF₆ en el pozo Az-13

En la curva de residencia se perciben claramente cuatro picos, que reflejan la existencia de otros tantos “canales” de permeabilidad entre el pozo inyector y el pozo Az-19. Nuevamente, la naturaleza fracturada de la permeabilidad del campo se manifiesta claramente en los resultados obtenidos con trazadores.

Estos resultados comprueban fehacientemente que la inyección de salmuera en el pozo Az-64 recarga la zona de alimentación del pozo Az-13, y que la recarga es mucho menor que la registrada en los pozos Az-05 y Az-43. Los resultados sugieren que no existe riesgo de interferencia térmica por recarga desde el pozo Az-64, pero también indican que dicha recarga no es significativa.

3.6. Pozo Az-51

La Fig. 7 presenta los resultados observados en el pozo Az-51. Este pozo está situado a 848 m del pozo inyector, el más lejano, y del mismo lado de la falla Marítaro que el pozo inyector (Fig. 1).

La concentración máxima de trazador observada fue de 5.1 e-12 gr/gr, aproximadamente 0.87 e-04% de la concentración máxima observada en el pozo Az-05, y del mismo orden de magnitud que la observada en el pozo Az-19, que es más cercano al inyector y está situado del mismo lado de la falla Marítaro. En este pozo (Az-51) se registró una recuperación máxima de 1.01 e-05% a los 51 días desde la inyección,

aproximadamente siete órdenes de magnitud menor que lo recuperado en el pozo Az-05 en el mismo tiempo, y casi dos veces mayor que lo recuperado en el pozo Az-19. Esto último es inesperado, ya que este pozo está casi dos veces más lejos del inyector que el pozo Az-19. Esto sugiere que la falla Laguna Verde (ver Fig. 1) podría proveer permeabilidad entre el inyector y el pozo Az-51.

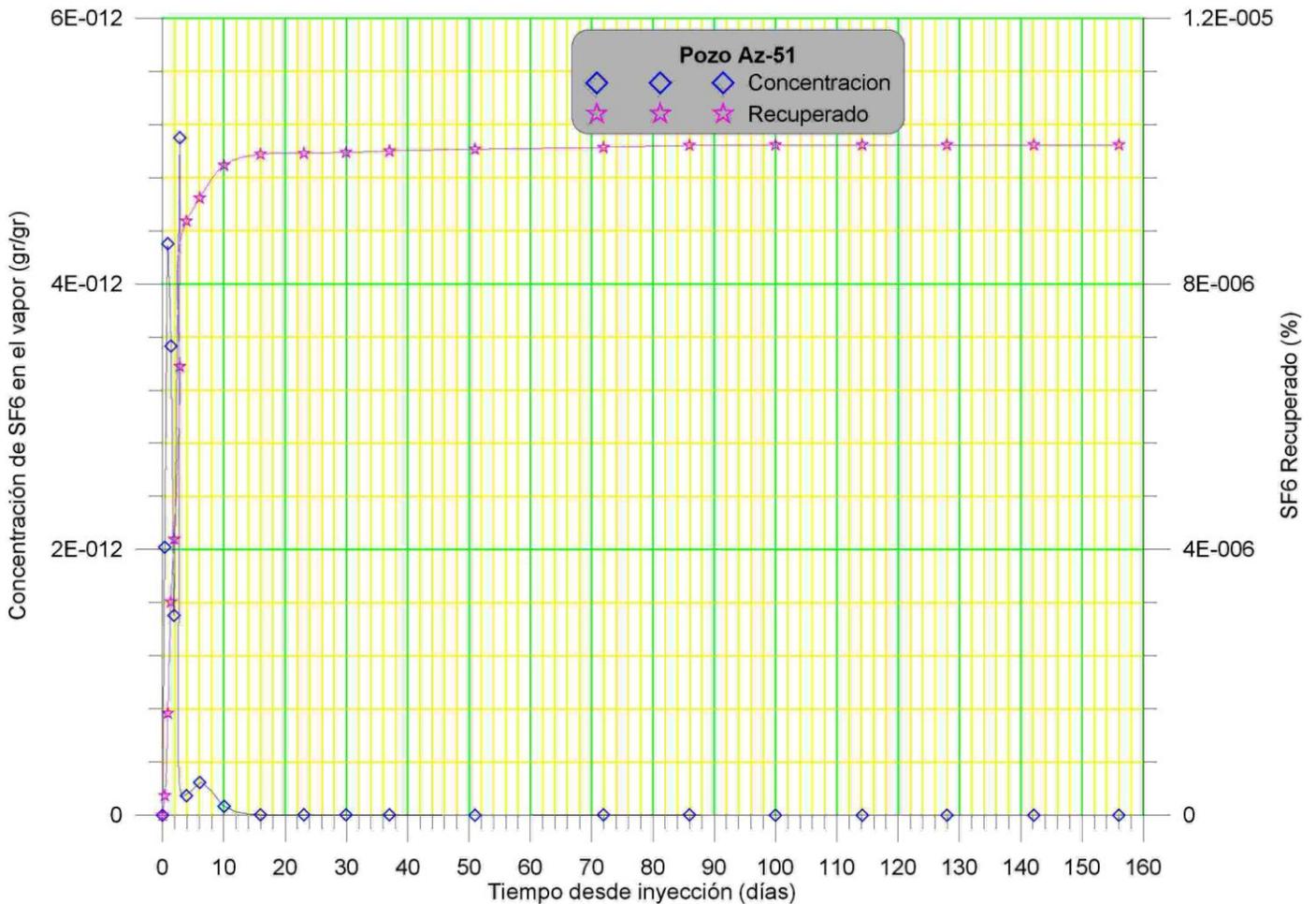


Fig. 7. Curvas de residencia y recuperación de SF6 en el pozo Az-51.

En la curva de residencia se perciben claramente tres picos, y se insinúa un cuarto, que reflejan la existencia de otros tantos “canales” de permeabilidad entre el pozo inyector y el pozo Az-51. Nuevamente, la naturaleza fracturada de la permeabilidad del campo se manifiesta claramente en los resultados obtenidos con trazadores.

Estos resultados comprueban fehacientemente que la inyección de salmuera en el pozo Az-64 recarga la zona de alimentación del pozo Az-51, y que la recarga es mucho menor que la registrada en los pozos Az-05 y Az-43. Los resultados sugieren que no existe riesgo de interferencia térmica por recarga desde el pozo Az-64, pero también indican que dicha recarga no es significativa.

3.7. Distribución de la permeabilidad

En esta sección intentamos interpretar, a la luz de los resultados disponibles, algunos rasgos de la distribución de permeabilidad que interconecta los pozos en la zona estudiada. Con el objeto de facilitar las interpretaciones, en la Tabla 2 se resumen varias magnitudes de interés que se discutieron más arriba. También se mencionan las fallas interceptadas por los pozos, incluyendo el inyector Az-64, de acuerdo con la información provista por CFE.

Pozo	Distancia (m)	Gasto vapor (t/h)	Residencia (días)	cmax (gr/gr)	Recuperación máxima (%)	Falla interceptada
Az-64	0	-	-	-	-	Marítaro
Az-05	195.02	75.64	9.9	5.89 E-06	48.5	Laguna Verde
Az-43	392.08	52.37	9.9	1.65 E-07	1.27	Marítaro
Az-32	423.57	53.43	9.9	2.38 E-13	5.60 E-07	La Cumbre
Az-19	490.54	62.71	9.9	1.07 E-12	6.95 E-06	Marítaro
Az-13	539.55	71.5	9.9	2.01 E-13	8.67 E-07	La Cumbre
Az-51	847.76	32.22	9.9	5.10 E-12	1.01 E-05	Coyotes

Tabla 2. Datos relevantes sobre los pozos implicados en el estudio

En primer lugar, el arribo de grandes cantidades de trazador en 30 días al pozo Az-05, discutido en la sección 3.1, indica que existe una conexión hidráulica muy significativa entre la falla Marítaro, interceptada por el pozo inyector, y la falla Laguna Verde, interceptada por este productor (Tabla 2). El pozo Az-05 se ubica en el ángulo formado por la intersección de las fallas Marítaro y Laguna Verde (Fig. 1), ambas fallas con sus respectivos buzamientos hacia el pozo Az-05. La existencia de una conexión hidráulica significativa entre ambas fallas, en esa zona, refuerza la conocida noción de que en las inmediaciones de este tipo de intersección entre fallas se incrementa la permeabilidad.

El pozo Az-43 también registró una alta recuperación del trazador. Esto lo ubica en el segundo lugar en cuanto a recuperación en este grupo de pozos. Este pozo también ocupa el segundo lugar en distancia al inyector (Tabla 2). Los resultados mencionados implican una alta permeabilidad entre el pozo inyector Az-64 y este pozo. El hecho de que ambos pozos interceptan la falla Marítaro sugiere fuertemente que la misma es la responsable de la permeabilidad que los interconecta.

Los pozos Az-51 y Az-19, que se encuentran del mismo lado de la falla Marítaro (Fig. 1), registraron el tercer y cuarto lugar respectivamente en relación con la recuperación del trazador (Tabla 2), con valores similares. Sin embargo, la magnitud de la recuperación en estos pozos es seis o siete órdenes de magnitud menor que las registradas en los pozos Az-43 y Az-05 respectivamente, sugiriendo permeabilidades menores que las indicadas para los pozos mencionados en último término. Llama la atención que, estando Az-51 a una distancia del inyector 73% mayor que la del pozo Az-19 al Az-64, tanto la concentración máxima como la recuperación observada en el mismo son significativamente mayores que las correspondientes magnitudes en el pozo Az-19. La razón de esta aparente anomalía parece encontrarse en la presencia de la Falla Laguna Verde, que con rumbo aproximado SSE–NNW vincula las fallas Marítaro y Coyotes, ambas de rumbo aproximado E–W (Fig. 1). Esto sugiere que el flujo comprobado entre el pozo inyector Az-64 y el productor Az-51 se produce vía las fallas Marítaro–Laguna Verde–Coyotes. Los registros de perforación del Az-51 soportan esta interpretación, ya que el pozo cortó la falla Laguna Verde a aproximadamente 1046 m y la falla Coyotes a 1832 m; aunque la zona superior se dejó aislada con tubería de revestimiento, es posible que exista canalización hacia la zona ranurada del pozo.

Finalmente, en la Tabla 2 se han destacado en color azul claro los pozos Az-32 y Az-13, que interceptan la falla La Cumbre y se encuentran del lado opuesto de la falla Marítaro al que se encuentra el inyector (Fig. 1). Como se mencionó, tanto las concentraciones máximas como las recuperaciones registradas en estos pozos resultaron significativamente menores que las mismas magnitudes correspondientes al pozo Az-19, que se encuentra más lejos del inyector que el pozo Az-32, y a una distancia similar a la del pozo Az-13, pero del mismo lado de la falla Marítaro que el inyector Az-64. Esto indica que existe permeabilidad a través de la falla Marítaro, y que esta es significativamente menor que a lo largo de la misma.

4. Conclusiones

El trazador fue detectado en los seis pozos de observación designados, con lo que se demostró fehacientemente que la inyección en el pozo Az-64 recarga las zonas productoras de los mismos.

Los porcentajes de recuperación varían grandemente entre los pozos estudiados. Para los pozos Az-05 y Az-43 son significativos, 48.5 % y 1.27 % respectivamente. Para el resto de los pozos en este estudio los factores de recuperación no son significativos.

La permeabilidad entre los pozos Az-64 y Az-05 es muy considerable, y los resultados sugieren que existe riesgo de que se produzca interferencia térmica significativa en un tiempo relativamente corto, si se inyecta permanentemente en el pozo Az-64. Los resultados de los demás pozos sugieren que no existe riesgo de interferencia térmica por recarga desde el pozo Az-64.

La conexión hidráulica entre el pozo Az-64 y el pozo Az-05 se efectúa muy probablemente vía las fallas Marítaro–Laguna Verde. La conexión hidráulica entre el pozo Az-64 y el pozo Az-43 se efectúa muy probablemente a través de la falla Marítaro. El flujo entre el pozo inyector Az-64 y el productor Az-51 se produce probablemente vía las fallas Marítaro–Laguna Verde–Coyotes. El flujo entre el pozo inyector Az-64 y el productor Az-19 se produce probablemente vía la falla Marítaro.

La falla Marítaro no actúa como una barrera impermeable entre los pozos Az-13 y Az-32 y el inyector Az-64, aunque la permeabilidad a través de la misma es significativamente menor que a lo largo de la misma.

Agradecimientos

Los autores agradecen a las autoridades de la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos de la CFE y a las autoridades del Instituto de Investigaciones Eléctricas, las facilidades brindadas para la publicación de este trabajo. Se agradece también especialmente al personal del Laboratorio de Química de la Residencia de Los Azufres su generosa colaboración en el muestreo de los pozos, que contribuyó en forma importante para el éxito de este estudio.

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. Pálmason, pp. 1875-1880.
- Adams, M.C., Y. Yamada, M. Yagi, T. Kondo, and 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, and J.L.B. Smith, 2001. Hydrofluorocarbons as geothermal vapor-phase tracers. *Geothermics*, v. 30, pp. 747-775.
- Iglesias E.R., M. Flores Armenta, 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, Mich. *Geotermia*, Vol. 21, No. 1, pp. 12-24.

Monitoreo sísmico en la zona geotérmica de Acapulco, Pue., México

Javier Lermo¹, Yanet Antayhua¹, Isabel Bernal¹, Saúl Venegas² y Jesús Arredondo²

¹Instituto de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad Universitaria, 04510, México DF; ²Comisión Federal de Electricidad. Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos. Correo:

jles@pumas.iingen.unam.mx

Resumen

Se presentan los resultados de un proyecto de investigación para estudiar la actividad sísmica de la zona geotérmica de Acapulco, Puebla, México. Con este fin se recopiló información geológica y geofísica de la zona y se instaló durante cuatro meses (de agosto a noviembre de 2004) una red sísmica conformada por siete sismógrafos digitales. Se registraron 30 sismos regionales que fueron localizados por el Servicio Sismológico Nacional en la zona de subducción (14), en la zona de intraplaca (7), de tipo cortical del Eje Volcánico Transmexicano (6), y de tipo profundo en la zona de Veracruz y Chiapas (3). Aun cuando no se registraron sismos locales, probablemente por la corta duración del monitoreo o porque no hay zonas activas en estos momentos, se determinaron modelos de velocidad cerca de los manantiales de Los Azufres y Alcaparrosa utilizando arreglos lineales de estaciones sísmicas de banda ancha (SPAC) y los estratos identificados en el pozo exploratorio EAC-1 perforado por la Comisión Federal de Electricidad. Así mismo, usando los registros de sismos regionales se estimó el efecto de sitio en las seis estaciones sísmicas temporales, cuyas funciones de transferencia empíricas sirvieron para validar un modelo de velocidades propuesto para la periferia de la cuenca endorreica. Los modelos de velocidad propuestos tanto para la cuenca endorreica como fuera de ella mejoran interpretaciones realizadas previamente, ya que por un lado confirman que el modelo geoelectrico propuesto es adecuado para la zona y por otro proporcionan propiedades dinámicas para el modelo, como son las velocidades de propagación de las ondas P y S, densidades y amortiguamientos.

Palabras clave: Acapulco, monitoreo sísmico, modelo de velocidades.

Seismic monitoring at the geothermal zone of Acapulco, Pue., Mexico

Abstract

Results are presented of a research project to study seismic activity in the Acapulco geothermal zone, Puebla, Mexico. Geological and geophysical information was collected for the zone and a seismic network composed of seven digital seismographs was installed over four months (August-November 2004). Of the 30 regional earthquakes located by the National Seismological Service, 14 were at the subduction zone, 7 in the intra-plate zone, 6 of cortical type were in the Mexican Volcanic Belt, and 3 had deep origins in the Veracruz and Chiapas regions. Although there were no local earthquakes, probably due to the short monitoring span or lack of currently active zones, velocity models were defined near the springs of Los Azufres and Alcaparrosa, with lineal arrangements of wide-band seismic stations (SPAC) and strata identified in the exploratory well EAC-1, drilled by the Comisión Federal de Electricidad. By using the registers of regional earthquakes, the site-effects were estimated on the six temporary seismic stations, whose empirical transfer functions were used to validate a velocities model proposed for the endhoreic basin. The proposed velocity models, both for the endhoreic basin and outside it, enhance the previous interpretations. They confirm the geo-electrical model proposed for the zone is adequate and they provide dynamic conditions for the model, such as propagation velocities of the P and S waves and densities and attenuation.

Keywords: Acoculco, seismic model, velocity model.

1. Introducción

La Comisión Federal de Electricidad (CFE), a través de la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, asignó un contrato al Instituto de Ingeniería de la UNAM para realizar un “Estudio de la actividad sísmica en la zona geotérmica de Acoculco, Pue.” Los objetivos de este estudio fueron: 1). Realizar el análisis e interpretación de los eventos sísmicos registrados durante un periodo de 120 días, así como su presentación gráfica y estadística; 2). Localizar los epicentros y focos de los eventos sísmicos detectados, analizando su distribución espacial y temporal, calcular sus magnitudes, determinar mecanismos de falla (simples y compuestos) y correlacionar la sismicidad con las estructuras geológicas locales y regionales.

Aun cuando hay certeza de que existe sismicidad cortical en esta región, como se muestra en la Figura 2, es importante mencionar que los cuatro meses de monitoreo sísmico continuo con siete instrumentos sismológicos de alta sensibilidad probablemente no fueron suficientes para obtener sismos locales o asociados al sistema hidrotermal del complejo volcánico. Sin embargo, con los datos de sismos regionales se pudo realizar lo siguiente: 1). Estimar modelos de velocidad para la zona, utilizando las funciones de transferencia empíricas que muestran el efecto de sitio de las primeras capas superficiales en cada una de las estaciones sísmicas, arreglos lineales de estaciones sísmicas de banda ancha (SPAC) y los estratos identificados en el pozo exploratorio EAC-1, perforado por la CFE; 2). Validar la interpretación realizada por la compañía GIGSA (2000) que muestran una posible *cuenca endorreica* alrededor del pozo exploratorio EAC-1.

Por otro lado, aun cuando el periodo de observación fue muy corto el hecho de no registrar ningún sismo local muestra que en esa zona probablemente no hay fallas activas por el momento.

2. Aspectos geológicos y geofísicos

La zona geotérmica de Acoculco está asociada con un complejo volcánico de domos riolíticos emplazados en una fractura anular de 18 km de diámetro (línea discontinua gruesa en la Figura 1), acompañado de un depósito de flujos de ceniza (Castillo y De la Cruz, 1986). Los emplazamientos dómicos ocurrieron en el Cuaternario Temprano (~1.4 Ma) alrededor de un centro andesítico-riolítico-dacítico de alto relieve. La fractura anular fue reactivada hace 0.24 Ma mediante inyecciones de material magmático de composición basáltica, responsable de la actual anomalía térmica que se observa en el pozo EAC-1 (Figura 1).

Una tectónica compresiva cretácica tardía produjo un ensamble de pliegues y fallas inversas orientadas en dirección NW-SE en la parte final del régimen compresivo. Posteriormente una fase extensional produjo fallas normales en la misma dirección, cortando la secuencia sedimentaria. Finalmente durante el Plioceno actuó el último evento tectónico regional, el cual produjo fallas normales NE-SW y fracturas que afectaron la totalidad de la secuencia. El emplazamiento del centro volcánico de Acoculco ocurrió en la intersección de ambos sistemas (NW-SE y NE-SW).

Las rocas en este centro volcánico son principalmente dacitas. El espesor total de los productos volcánicos medidos en el pozo EAC-1 es de 790 m seguido de una secuencia sedimentaria Jurásico-Cretácica.

Estudios estructurales detallados muestran una fase de deformación en el Plioceno Tardío, relacionado con la intrusión magmática (López-Hernández y Castillo-Hernández, 1997). Una fractura anular de 18 km de diámetro controló la actividad volcánica en la sección oeste y generó un sistema de graben. No se observan deformaciones posteriores en esta área.

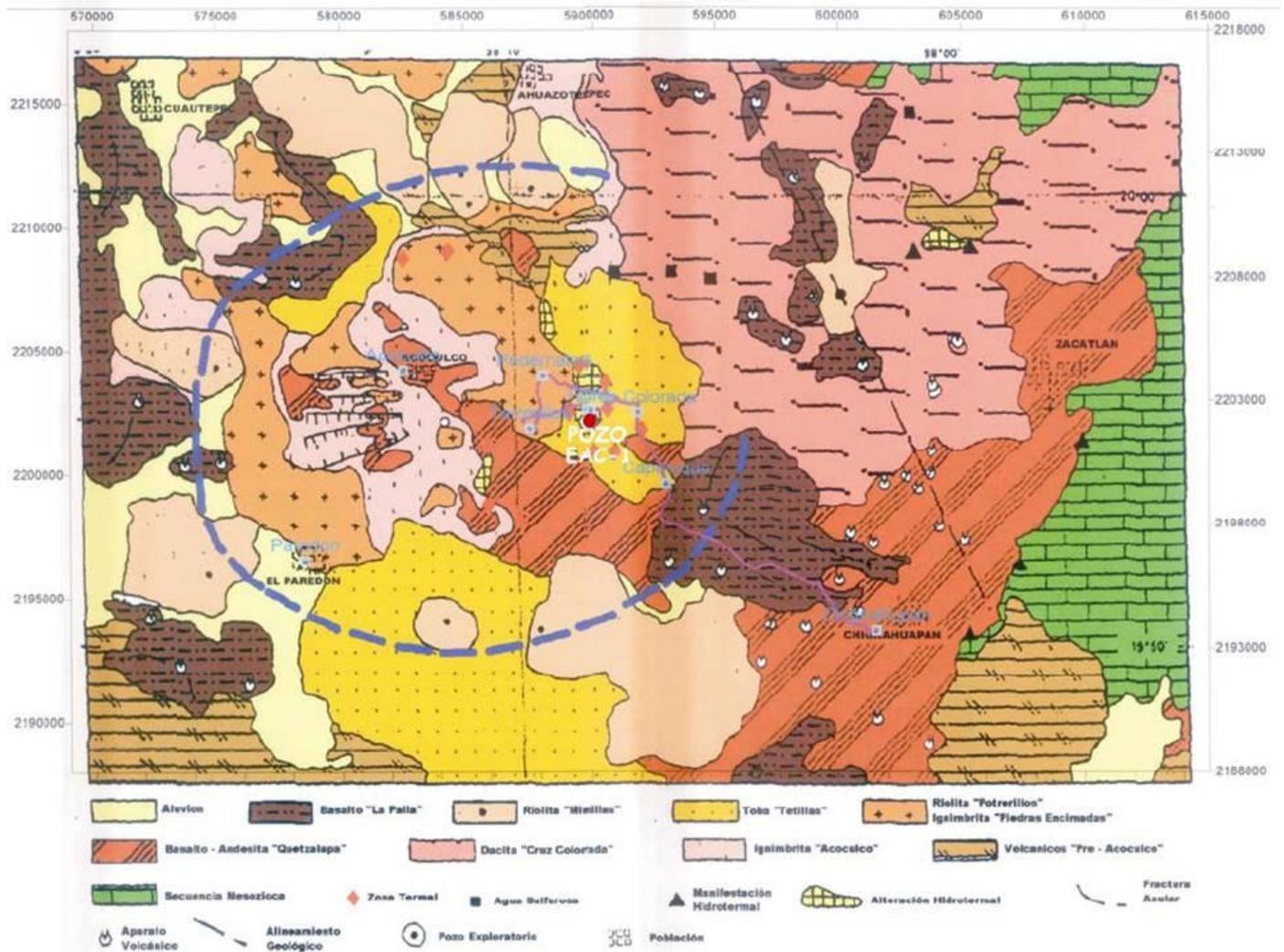


Fig. 1. Geología de la zona de estudio. El círculo rojo indica la localización del pozo EAC-1, y la línea gruesa azul discontinua indica los límites de la fractura anular. (Tomado de López-Hernández y Castillo-Hernández, 1997)

Por otro lado, un estudio geofísico de resistividad (GIGSA, 2000), realizado con la técnica del Transitorio Electromagnético (TEM) alrededor del pozo exploratorio EAC-1, muestra en lo general una clara zonificación de los materiales de alta conductividad, rodeada de áreas de mayor resistividad. En el mapa resistivo se muestra un modelo conceptual de una posible *cuenca endorreica*, con base en la distribución georesistiva que presentan los materiales. El comportamiento en perfil también indica la presencia de estructuras asociadas con diferentes eventos geológicos. Estos perfiles fueron interpretados con el apoyo de la columna litológica determinada por la CFE en el pozo EAC-1, lo que permitió identificar dos paquetes de diferente resistividad: uno de alta y otro de baja resistividad. El primero corresponde al material volcánico, con un espesor promedio de 800 m, y el segundo es un material asociado a las calizas con cierto grado de metamorfismo.

El sistema hidrotermal de Acoculco es conocido desde 1981. Polak *et al.* (1985) midieron relaciones altas de $^3\text{He}/^4\text{He}$. La exploración geológica fue realizada por Castillo y De la Cruz (1986), quienes describen algunas zonas de alteración hidrotermal acompañadas de fuentes ácidas frías. Estructuras similares se han reportado en Filipinas, asociadas con zonas de alta temperatura geotérmica y que han sido llamadas “Kaipohans”. Estas emisiones de gas frío se localizan en la parte SE y alrededores del pozo EAC-1.

Desde 1976 la red sismo-telemétrica de la Ciudad de México (SISMEX) ha registrado sismos provenientes de esta región, pudiendo asignarle una localización a 63 sismos que se muestran en la Figura 2, cuyas magnitudes de coda se encuentran entre 0.8 y 4.4 y con profundidad entre 0.2 y 15.4 km. Aun cuando estos sismos presentan en forma general un error cuadrático medio (RMS) significativo, por la poca cobertura de estaciones sismológicas con que fueron estimadas (Lermo *et al.*, 2001), muestran dos concentraciones notables. La primera zona se activó durante el mes de mayo de 1986 cerca de la laguna de San Antonio de Atocha, y la segunda durante febrero de 1992 en la semi-fosa de Apan.

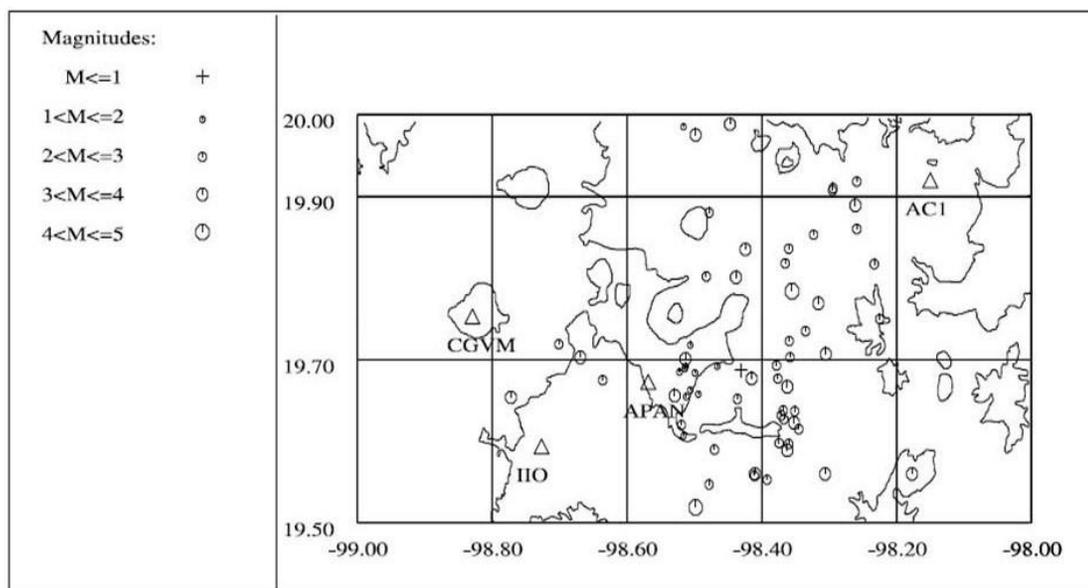


Fig. 2. Distribución espacial de la sismicidad de la actividad sísmica en la región de Apan. Círculos abiertos, eventos sísmicos. Líneas delgadas, curvas de nivel (2500 msnm). Triángulos abiertos, estaciones sismológicas y AC1 ubicación del pozo geotérmico exploratorio de Acoculco.

En la Figura 2 también se muestra con el símbolo AC1 la zona donde aproximadamente se perforó el primer pozo exploratorio de esta zona geotérmica de Acoculco, así como dos estaciones sismológicas permanentes de redes sísmicas nacionales: IIO (estación perteneciente al Sistema de Información Sismo-telemétrico de México, SISMEX) y CGVM (estación perteneciente a la Red del Valle de México, RVM).

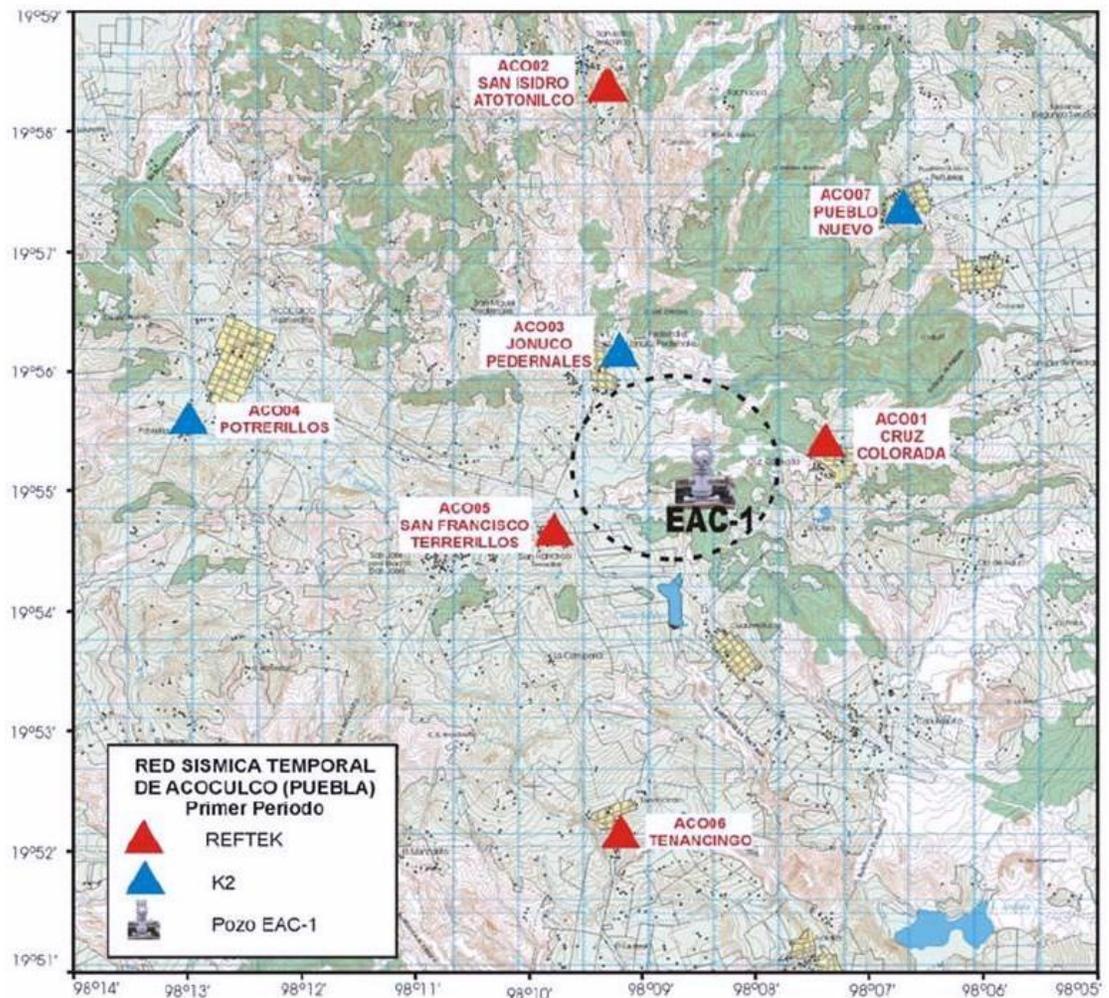
3. Análisis de la actividad sísmica

En la Figura 3 se muestra la distribución espacial de las siete estaciones sismológicas instaladas dentro del complejo volcánico de Acoculco (triángulos rojos y azules), así como la ubicación del pozo exploratorio EAC-1 como referencia. La distribución de las estaciones trató de cubrir la fractura anular de la caldera de Acoculco estimada con datos geológicos y geofísicos, así como la cuenca endorreica propuesta por GIGSA (2000).

Cada estación estuvo constituida por un registrador digital de 24 bits (marca Reftek o Kinematics) acoplado a tres sismómetros de banda ancha o a tres acelerómetros (marcas Guralp o Episensor). Los equipos también contaron con un sistema de tiempo controlado por un GPS de alta resolución. Su sistema de alimentación fue a base de baterías de 12 volts acopladas a celdas solares para mantener su carga.

Después de realizar la selección de las señales y los cambios de formato necesarios para ser visualizados en el programa SEISAN (Havskov, 1997), se procedió a buscar sismos de origen tectónico o volcánico logrando visualizar más de 50 sismos tectónicos, de los cuales ninguno fue local o que se haya originado en fallas locales dentro o cerca de este complejo volcánico. Sin embargo, se pudieron registrar sismos corticales originados en el Eje Volcánico Transmexicano, como el mostrado en la Figura 4 que fue localizado en el estado de Tlaxcala (Evento 13, Tabla 1), así como de subducción e intraplaca provenientes de Oaxaca y Guerrero, como el mostrado en la Figura 5 (Evento 20, Tabla 1). También se pudieron registrar algunos sismos profundos originados en la zona de Veracruz y Chiapas, como el Evento 27 (Tabla 1). Como se puede notar en las figuras mencionadas, los sismogramas de velocidad de banda ancha (SB), registrados en sus tres componentes en tres o dos estaciones sísmicas (ACO1, ACO4 y ACO2): este-oeste (E), norte-sur (N) y vertical (Z), presentan características diferentes en cuanto a su primer arribo, frecuencia y amplitud del paquete de las ondas P y S, etc., por tener diferentes orígenes (corticales, de subducción, intraplaca y profundos).

Fig. 3. Distribución espacial de la red sísmica temporal de la zona geotérmica de Acoculco. Los triángulos rojos y azules indican la ubicación de las estaciones sísmicas y el color el tipo de equipo instalado. Con línea oscura discontinua se muestran los límites aproximados de la cuenca andorreica.



Se seleccionaron 30 de esos sismos que fueron localizados por el Servicio Sismológico Nacional (SSN), cuyos parámetros hipocentrales se muestran en la Tabla 1: Número de sismo (#), día juliano (djul), fecha (día, mes y año), tiempo origen (hora, minuto y segundo local), magnitud de energía (Me), ubicación del epicentro (latitud, longitud), profundidad del hipocentro (Prof) en kilómetros, la zona donde se localizó y las estaciones que la registraron. De los 30 sismos seleccionados, 14 fueron originados en la zona de subducción, 7 en la zona de intraplaca, 6 fueron corticales y 3 fueron de origen profundo.

Las señales registradas en seis de las siete estaciones sismológicas se utilizaron para estimar el efecto de sitio en cada una de ellas (funciones de transferencia empíricas). Se puede observar en la Tabla 1 que la estación E7 (ACO07), localizada en la localidad de Pueblo Nuevo, no registró ningún sismo por tener haber presentado problemas con el equipo sismológico.

#	djul	Fecha d/m/a	Hora h:m:s	Mag Me	Lat N	Long O	Prof Km	Zona	E1	E2	E3	E4	E5	E6
1	226	13/08/04	09:31:22	3.9	18.05	-98.79	63	Puebla-Morelos	X					X
2	231	18/08/04	09:03:10	5.7	16.33	-95.14	66	Oaxaca	X		X	X		X
3	244	31/08/04	07:54:03	3.7	19.50	-97.42	16	Tlaxcala	X					
4	250	06/09/04	14:28:35	4.4	15.73	-97.54	13	Costa Oaxaca	X					
5	252	08/09/04	18:43:18	4.2	17.39	-95.01	107	Ver-Oax	X					
6	261	17/09/04	02:13:34	4.0	15.93	-98.14	9	Costa Oaxaca	X	X		X		
7	262	18/09/04	19:37:55	3.9	16.16	-97.94	7	Oaxaca	X	X		X		
8	269	25/09/04	19:19:22	3.7	18.80	-99.04	56	Taxco-Iguala	X	X		X		
9	272	28/09/04	08:47:07	4.5	16.65	-99.07	16	Costa Guerrero	X	X		X		
10	273	29/09/04	08:14:52	4.1	17.17	-100.50	6	Guerrero	X	X		X		
11	275	01/10/04	19:42:02	4.5	17.74	-95.17	129	Ver-Oax	X	X		X		
12	281	07/10/04	14:55:25	4.2	20.67	-103.49	5	Jalisco	X	X		X		
13	282	08/10/04	03:06:25	3.3	19.32	-98.94	2	Tlaxcala	X	X		X		
14	282	08/10/04	03:07:47	2.5	19.64	-99.18	20	DDF-norte	X	X		X		
15	282	08/10/04	03:08:05	2.6	19.64	-99.18	20	DDF-norte	X	X		X		
16	282	08/10/04	07:08:58	2.8	19.64	-99.18	20	DDF-norte	X	X		X		
17	288	14/10/04	17:36:11	4.4	16.74	-99.69	10	Costa Guerrero	X	X		X		
18	291	17/10/04	05:34:23	4.3	17.23	-100.25	25	Guerrero	X	X		X		
19	302	28/10/04	19:22:33	4.7	15.93	-99.27	10	Costa Guerrero	X		X		X	
20	302	28/10/04	20:30:02	4.6	18.34	-99.74	51	Taxco-Iguala	X		X		X	
21	307	02/11/04	06:00:06	4.5	16.47	-95.86	62	Oaxaca	X		X		X	
22	311	06/11/04	05:45:40	4.1	15.88	-99.88	16	Costa Guerrero	X		X		X	
23	314	09/11/04	00:43:59	4.2	18.16	-100.22	56	Alto Rio Balsas			X		X	
24	317	12/11/04	08:25:08	4.4	15.98	-96.06	54	Costa Oaxaca			X		X	
25	320	15/11/04	00:25:01	4.2	15.04	-98.58	5	Costa Gue-Oax			X		X	
26	320	15/11/04	00:31:10	4.5	15.97	-98.73	16	Costa Oaxca			X		X	
27	320	15/11/04	02:10:23	4.6	16.09	-98.89	99	Chiapas			X		X	
28	320	15/11/04	02:38:39	5.1	15.98	-98.72	25	Costa Oaxaca			X		X	
29	320	15/11/04	02:51:21	4.5	15.74	-98.51	16	Costa Oaxaca			X		X	
30	320	15/11/04	03:48:29	4.4	16.14	-98.73	21	Costa Gue-Oax			X		X	

Tabla 1. Parámetros hipocentrales de los sismos registrados en la zona geotérmica de Acapulco. Número de sismo (#), día juliano (djul), fecha (día, mes y año), tiempo origen (hora, minuto y segundo), magnitud de energía (Me), ubicación del epicentro (latitud, longitud), profundidad del hipocentro (Prof) en kilómetros, la zona donde se localizó y las estaciones que la registraron (E1, E2, E3, E4, E5 y E6).

Una de las técnicas introducida recientemente para estimar efectos de sitio usando registros de sismos y microtemores es la razón espectral entre las componentes horizontales y la vertical de un mismo registro (técnica de Nakamura), propuesta originalmente por Nakamura (1989) para interpretar mediciones de microtemores. Lermo y Chávez-García (1993, 1994 a, b), quienes comparan resultados de microtemores y sismos contra razón espectral estándar de registros de temblores, concluyen que los microtemores o registros de movimientos débiles (sismos pequeños y moderados), cuando son analizados con la técnica de Nakamura, permiten la determinación con buena precisión del periodo dominante (T_0) de sedimentos sujetos a amplificación dinámica en un intervalo de frecuencias entre 0.3 y 10 Hz, junto con una estimación preliminar del nivel de amplificación (A_r).

En las Figuras 6 y 7 se presentan los resultados obtenidos al aplicar la técnica de Nakamura para las seis estaciones sísmicas que registraron sismos regionales. Se presenta una gráfica promedio para las dos componentes horizontales (E-W y N-S). En cada figura, la línea continua indica la función de transferencia empírica (FTE) promedio obtenida para la componente horizontal promedio de movimiento. Las líneas discontinuas muestran los valores obtenidos para la media más o menos una desviación estándar. Se trata pues de una medida de la dispersión observada entre los diferentes registros de sismos para cada componente y estación.

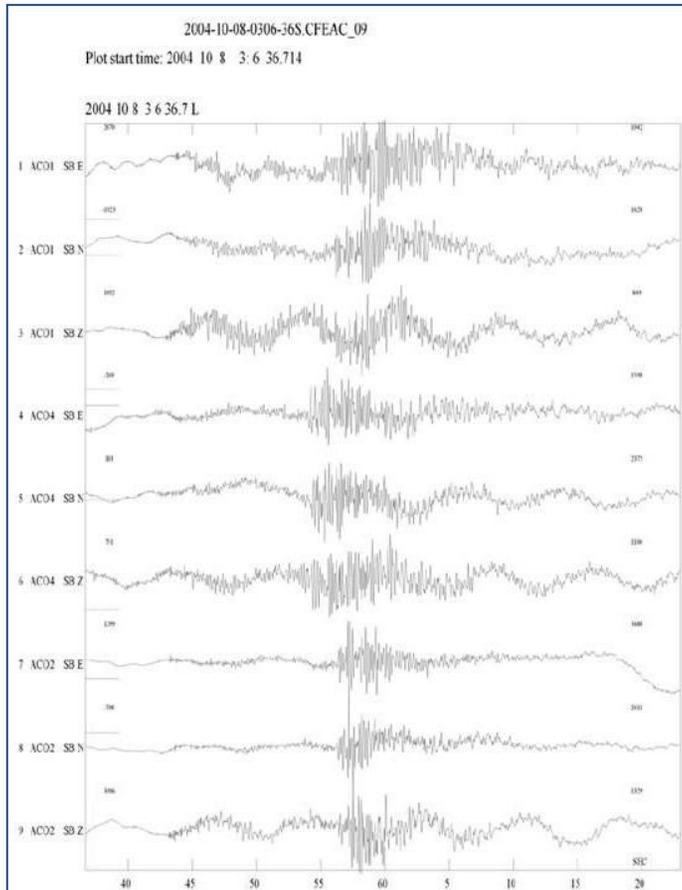


Fig. 4. Sismogramas de las tres componentes (dos horizontales y una vertical), registrados en tres estaciones temporales de la red sísmica de Acoculco, del temblor cortical localizado en el estado de Tlaxcala (Evento 13, Tabla 1).

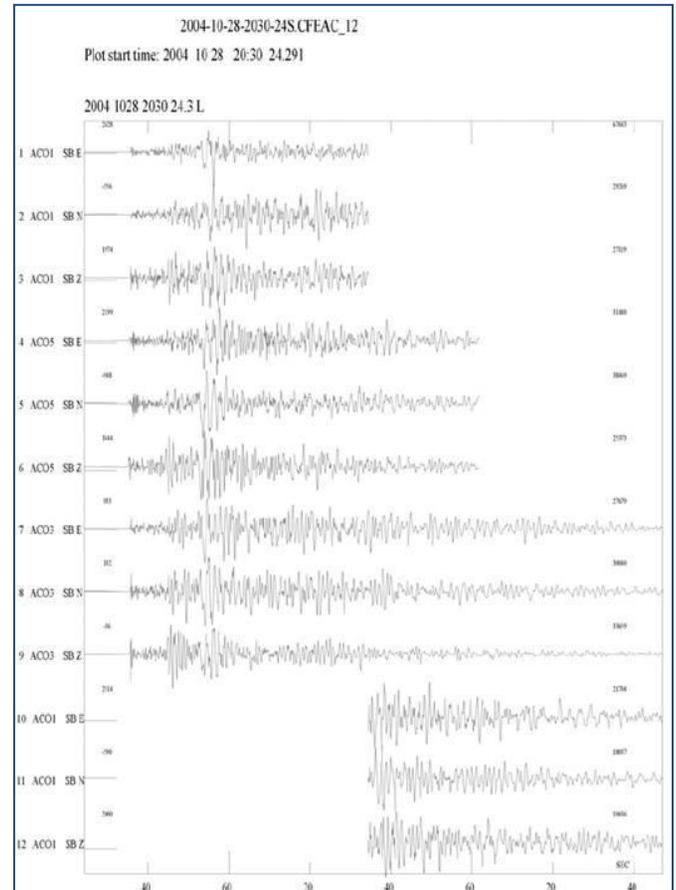


Fig. 5. Sismogramas de las tres componentes (dos horizontales y una vertical), registrados en tres estaciones temporales de la red sísmica de Acoculco, del temblor intraplaca localizado cerca de Taxco (Evento 20, Tabla 1).

Por ejemplo para la estación Cruz Colorada (ACO01) la FTE en sus dos componentes horizontales muestra un máximo espectral en la banda de 0.6 a 0.8 Hz, cuya amplificación relativa es de aproximadamente tres veces. Para las otras dos estaciones sísmicas (Atotonilco, ACO02 y Pedernales, ACO03), sus máximos espectrales (para las dos componentes horizontales) también muestran aproximadamente el mismo rango de frecuencias (0.6 a 0.9 Hz) que la estación de Cruz Colorada. Mientras que las FTE para las otras tres estaciones sismológicas de la red sísmica de Acoculco, Potrerillos (ACO04), Terrerillos (ACO05) y Tenancingo (CO06), graficados en la Figura 7, presentan máximos espectrales diferentes entre sí. Por ejemplo, en la estación de Potrerillos este máximo se presenta aproximadamente entre 0.5 a 0.9 Hz, en Terrerillos alrededor de los 0.6 Hz, y en la estación de Tenancingo tiene máximos en 0.4 y 0.6 Hz.

Por otro lado, cabe aclarar que los máximos espectrales mencionados representan precisamente el efecto de sitio de la zona donde se encuentra la estación sísmica, la cual puede estar asociada al paquete litológico más superficial o más profundo. En este caso, probablemente se refieran al paquete volcánico o a la caliza metamorfozada, si se toma como referencia la estratigrafía del pozo EAC-1. Para tener una estimación preliminar de la respuesta dinámica de estos paquetes y su variación espacial, en primer lugar se asignaron valores de velocidad para ondas P y S a las rocas cortadas por el pozo EAC-1, utilizando arreglos lineales de estaciones sísmicas cerca del pozo. Luego, al modelo cortical estimado para esta zona se le calculó una función de transferencia teórica (FTT) utilizando el método Haskell, la cual se comparó con las seis funciones de transferencia empíricas que se acaban de estimar.

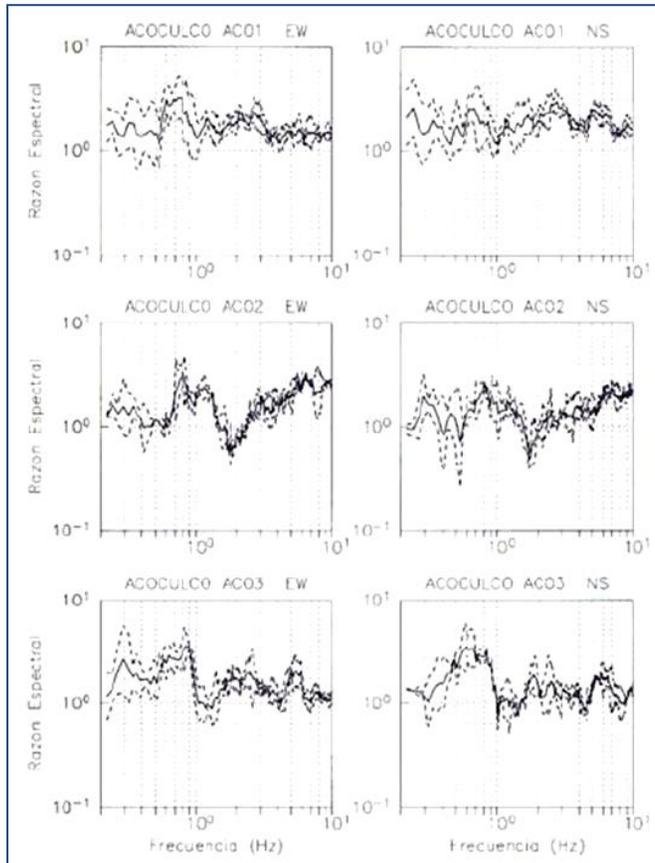


Fig. 6. Funciones de transferencia empíricas (FTE) obtenidas para cada una de las componentes horizontales (E-W y N-S) en las estaciones sísmicas AC001, AC002 y AC003. La línea continua indica el promedio, mientras que las líneas discontinuas indican las curvas de media más o menos una desviación estándar.

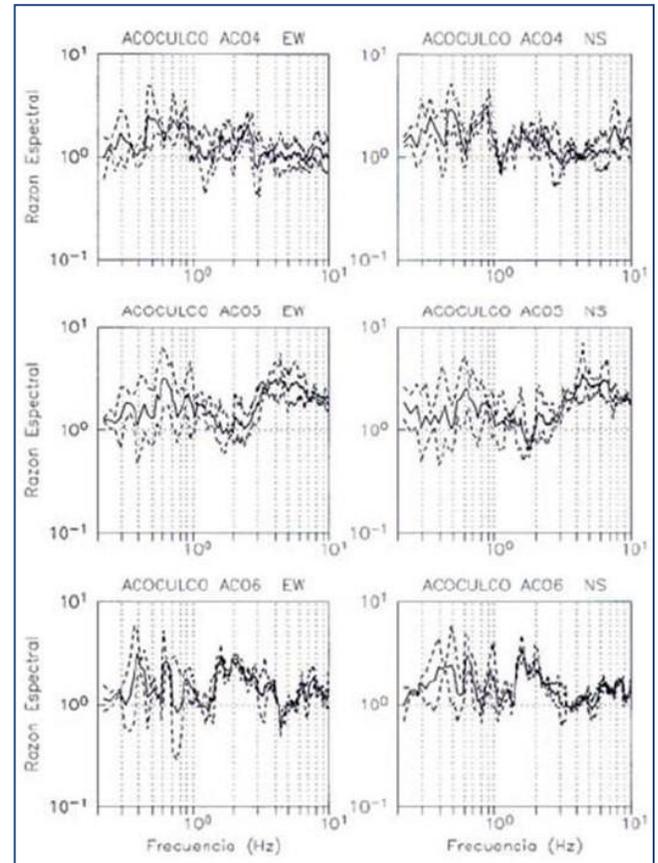


Fig. 7. Funciones de transferencia empíricas (FTE) obtenidas para cada una de las componentes horizontales (E-W y N-S) en las estaciones sísmicas AC004, AC005 y AC006. La línea continua indica el promedio, mientras que las líneas discontinuas indican las curvas de media más o menos una desviación estándar.

4. Correlación espacial entre estaciones sísmicas (SPAC)

Para cumplir con el objetivo de estimar la estructura de velocidades en la zona de la cuenca endorreica se realizaron dos experimentos que consistieron en el registro de microtremores con arreglos de estaciones sísmicas distribuidos linealmente, para analizar la variación de los mismos y estudiar la relación del coeficiente de correlación en función de la distancia entre estaciones, y a partir de ellos encontrar curvas de dispersión calculada (velocidades de fase). El primer arreglo lineal con dirección N-S se realizó cerca del

manantial Los Azufres, sobre el pozo EAC-1. El segundo arreglo se realizó cerca del manantial Alcaparrosa, en la zona de mayor conductividad según los estudios de GIGSA (2000).

Los experimentos de campo de este trabajo fueron diseñados a partir de metodologías utilizadas en trabajos previos realizados para diferentes zonas como son: los realizados por Ferrazini y Aki (1991) para el Volcán de Hawai, Lazcano y Rodríguez (1999) para el valle de Parkway (Nueva Zelanda), Flores-Estrella y Aguirre-González (2003) para el Valle del Distrito Federal (México), los de Flores-Estrella (2004) y otros.

4.1. Consideraciones teóricas

El método SPAC (*Spatial Autocorrelation Method*) considera el procedimiento original desarrollado por Aki (1957) y que fuera implementado por Ferrazzini y Aki (1991) para determinar las propiedades físicas del suelo a partir de las principales características de las ondas producidas por la vibración ambiental o microtemores (contienen principalmente ondas Rayleigh). Este método ha sido utilizado por diferentes autores (Ferrazzini y Aki, 1991; Lazcano y Rodríguez, 1999; Flores-Estrella y Aguirre-González, 2003; y Flores-Estrella, 2004) para conocer la estructura del suelo a partir de las curvas de dispersión y las velocidades de fase de las ondas Rayleigh para diferentes rangos de frecuencias. En general, el método SPAC utiliza un arreglo instrumental de tipo circular o semicircular a fin de obtener una función de correlación promediada azimutalmente para eliminar el ángulo desconocido entre la estación central y la orientación de las estaciones equidistantes (Lazcano y Rodríguez, 1999).

El método supone que los registros de microtemores obtenidos con un arreglo de estaciones equidistantes y sincronizadas, son estacionarios en tiempo y espacio. Por tanto, desde un punto de vista hipotético la función de correlación en espacio para una distancia r puede expresarse como:

$$\Phi(r, \varphi) = \langle u(x, y, t)u(x + r \cos \varphi, y + r \sin \varphi, t) \rangle \quad (1)$$

Donde: $\langle \rangle$ representa el promedio sobre el tiempo,
 u señal,
 r distancia entre las dos estaciones,
 φ azimut,
 t tiempo.

Aki (1957) demostró que en el caso de una onda escalar con velocidad de fase $c(w)$, la función de autocorrelación promediada azimutalmente $\phi(r)$ del campo de onda está relacionado con el espectro de potencia temporal Φ . Para definir los coeficientes de autocorrelación normalizados con el coeficiente de los registros de microtemores a una distancia r y para $r=0$, se tiene:

$$\rho(r, \varphi, w_0) = \frac{\phi(r, \varphi, w_0)}{\phi(0, \varphi, w_0)} \quad (2)$$

Para la componente vertical, Aki (1957) demuestra que el promedio azimutal puede escribirse como:

$$\rho(r) = J_0\left(\frac{w}{c(w)}r\right) \quad (3)$$

Esta ecuación muestra la relación funcional entre los coeficientes de correlación $\rho(r)$ promediados azimutalmente para una distancia (r) fija y para varios rangos de frecuencias (w) y la función de Bessel J_0 (.) cuyo argumento depende de la frecuencia (w), velocidad de fase $c(w)$ y la de distancia (r) fija.

El principio básico del método SPAC es considerar la propiedad de que la *“función de correlación entre los registros del ruido entre estaciones equidistantes y promediada espacialmente, para el caso de la componente vertical tiene la forma de una función de Bessel de orden cero de primera clase”*, a partir de la cual se obtiene la curva de dispersión.

Para la aplicación de este método es necesario considerar que los microtemores contengan frecuencias dentro de un intervalo de 0.01 a 30 Hz y que en ellas parte de la energía se transmite en forma de ondas Rayleigh, cuyos modos y velocidades de propagación pueden ser estimados y medidos con arreglos instrumentales. Esta característica permite obtener información sobre los parámetros elásticos del suelo dependiendo de la distancia entre estaciones. Las características del medio pueden llegar a diferentes profundidades, ya que esto básicamente depende de la impedancia acústica.

4.2. Arreglos instrumentales

Los instrumentos que se utilizaron fueron sismógrafos digitales triaxiales de banda ancha (registrador REFTEK de 24 bits conectado a un sismómetro triaxial Guralp, con periodo natural de 30.86 segundos). Los sismómetros fueron ubicados dentro de excavaciones de aproximadamente 40 a 50 cm de profundidad sobre losetas para facilitar su nivelación y posteriormente fueron enterrados para aislarlos del efecto de la temperatura y del viento. Además en cada punto los sensores se estabilizaron durante 10 minutos, después de los cuales se comenzó a registrar durante tres horas, divididas en archivos de 300 segundos a 100 muestras por segundo.

- Arreglo 1

El arreglo 1 se realizó el 26 de Octubre de 2004 considerando sub-arreglos cuya distancia entre estaciones fue de 25, 50, 100 y 200 m como se muestra en la Figura 8, mismos que se distribuyen con una orientación N-S a fin de estudiar la relación del coeficiente de correlación a diferentes distancias. Cada sub-arreglo fue conformado por tres estaciones, considerando a la estación de en medio como la estación base.

- Arreglo 2

El 21 de noviembre se realizó el segundo experimento para determinar las velocidades superficiales de propagación de ondas sísmicas en la otra zona propuesta, cerca del manantial Alcaparrosa. En esta zona se realizaron los mismos sub-arreglos, con una pequeña variación en cuanto a la separación de las estaciones sismológicas cuyos espaciamientos fueron de 25, 50, 75 y 150 metros, con una orientación N 45° W (Figura 9). Esto se debió a que no pudo conseguirse una zona plana y sin vegetación de dimensiones mayores a los 300 m.

En este arreglo también se utilizaron los mismos tres sismógrafos de 24 bits de sensibilidad que registran de forma continua, y que se encuentran acoplados con tres sismómetros Guralp de banda ancha.

4.3. Procesado de datos

Para el análisis de los registros, de cada sub-arreglo de tres estaciones, se tomaron ventanas de 60 segundos sincronizadas en las tres estaciones del sub-arreglo. Enseguida se filtraron las señales en un ancho de banda de 0.03 a 1.0 Hz, usando para esto un filtro Butter-Worth de cuatro polos y pasándolo dos veces.

Luego, se calcularon los coeficientes de correlación de la forma:

$$\rho(r, \varphi, w_0) = \frac{\phi(r, \varphi, w_0)}{\phi(0, \varphi, w_0)}$$

Donde $\phi(0, \varphi, w_0)$ es la señal de la estación base y $\phi(r, \varphi, w_0)$ es la señal de la estación localizada a una cierta distancia respecto a la estación base.

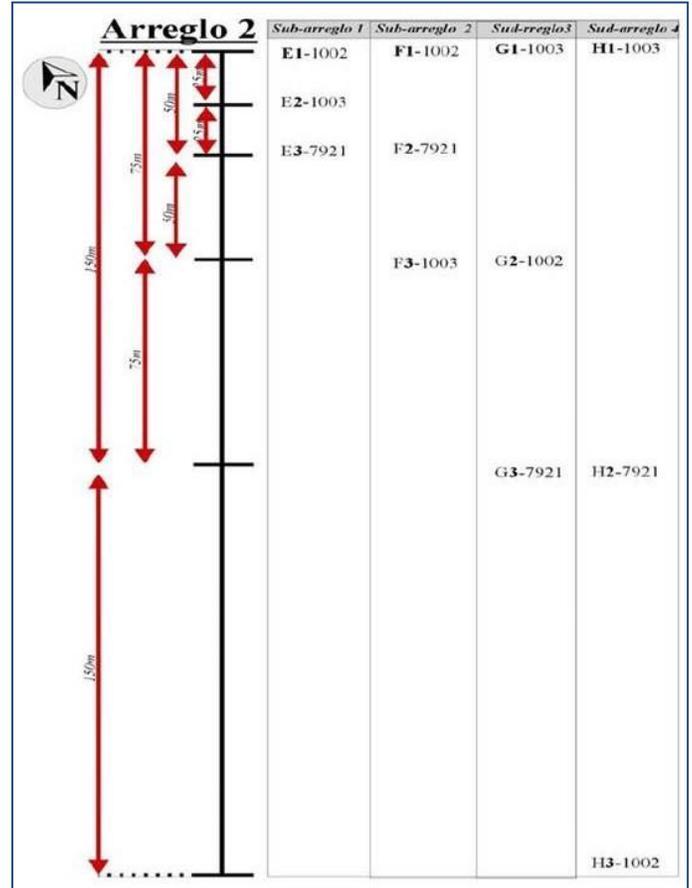
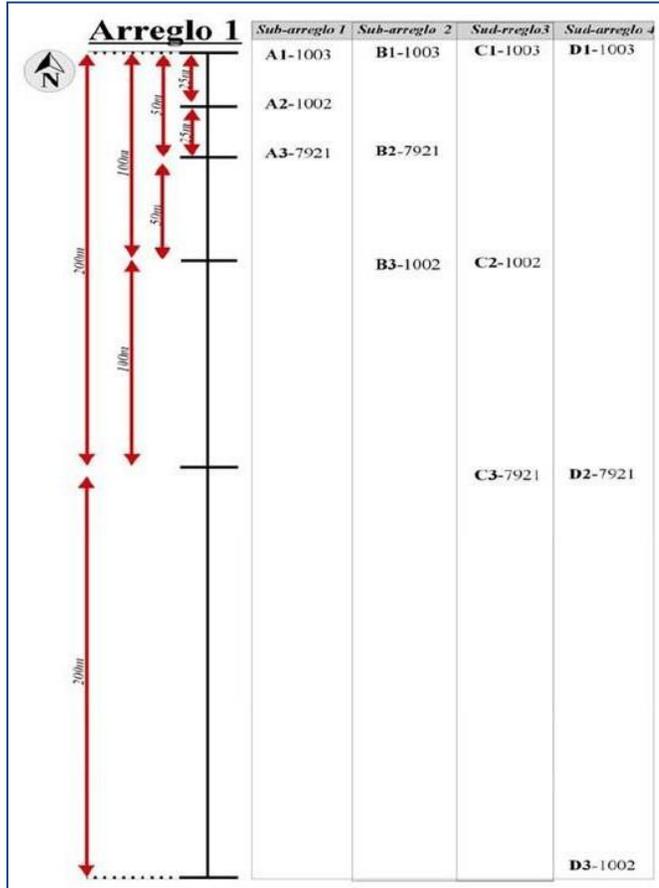


Fig. 8. Esquema de los sub-arreglos de estaciones en el Arreglo 1. A1-A3, B1-B3, C1-C3 y D1-D3 son el primero, segundo, tercero y cuarto sub-arreglo, cuyas distancias entre estaciones son de 25, 50, 100 y 200 m, respectivamente.

Fig. 9. Esquema de los sub-arreglos de estaciones en el Arreglo 2. E1-E3, F1-F3, G1-G3 y H1-H3 son el primero, segundo, tercero y cuarto sub-arreglo, cuyas distancias entre estaciones son de 25, 50, 75 y 150 m, respectivamente.

Nuevamente se leyeron los datos originales, se pasaron por el filtro Butter-Worth habiendo cambiado el ancho de banda, mediante un incremento de 0.25 Hz, a las frecuencias de corte a $F_i = 0.03 + 0.25 = 0.28$ y $F_f = 1.0 + 0.25 = 1.25$ (F_i , frecuencia inicial; F_f , frecuencia final), y de nuevo se calcularon las correlaciones. Este procedimiento se hizo para los diferentes sub-arreglos. Los valores obtenidos se promediaron para tener una primera estimación de la correlación promediada azimutalmente $\rho(r, w_0)$.

En las Figuras 10 y 11 se muestran las curvas de correlación para tres sub-arreglos en cada uno de los dos arreglos, respectivamente. Cabe mencionar que para el Arreglo 1 no se consideró el sub-arreglo C y para el Arreglo 2 no se tomó en cuenta el sub-arreglo H, por la mala calidad de los registros.

Una de las ventajas que presenta el método SPAC es que realiza la búsqueda de valores del coeficiente de correlación similares a la Función de Bessel de orden cero y de primera clase, y sólo considera estos valores para estimar la velocidad de fase, por lo que no es indispensable que el coeficiente de correlación tenga

valores cercanos a 1.0 hacia bajas frecuencias, ni tampoco se debe hacer una selección previa de los coeficientes de correlación.

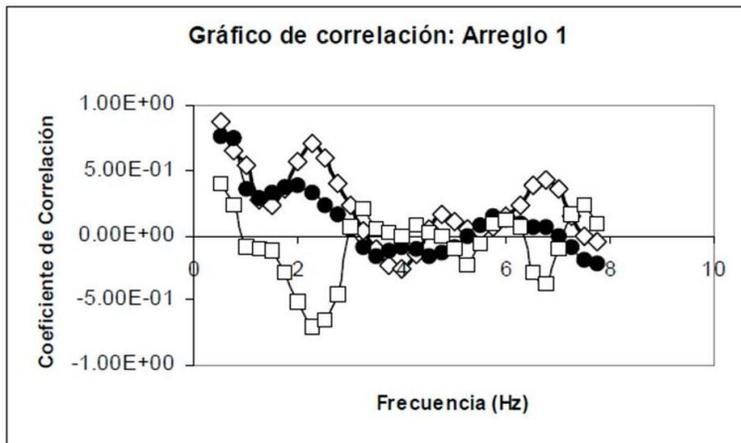


Fig. 10. Curvas de correlación para el Arreglo 1. Los rombos representan al sub-arreglo A, los círculos oscuros al sub-arreglo B y los cuadrados al sub-arreglo D.

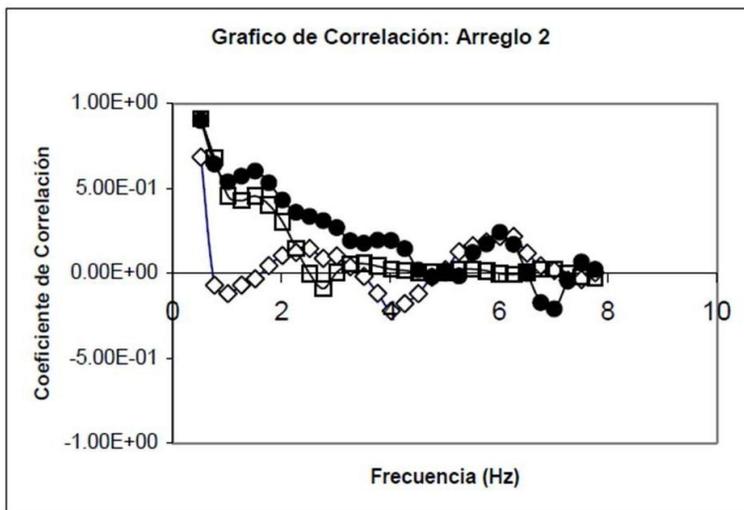


Fig. 11. Curvas de correlación para el Arreglo 2. Los rombos representan al sub-arreglo E, los círculos oscuros al sub-arreglo F y los cuadrados al sub-arreglo G.

calculados para este tipo de formaciones (Bollinger, 1980).

Después de generar nuevas curvas de dispersión teóricas y compararlas con la estimada en el Arreglo 1, y tomando en cuenta la relación de Poisson $VP = (3)^{1/2} VS$ para el cálculo de las velocidades, se obtuvo un nuevo modelo (parte media de la Tabla 4), el cual generó una curva de dispersión teórica que al sobreponerla a la curva de dispersión estimada en el Arreglo 1, dio un ajuste adecuado, como se puede observar en la Figura 13 (parte superior).

La Figura 13 muestra la curva de dispersión teórica con triángulos oscuros y la curva de dispersión estimada con círculos oscuros. También se pueden observar dos líneas rectas que representan los abanicos de confiabilidad para los datos obtenidos del arreglo instrumental de 50 m (Arreglo 1). Los límites superior e

Los coeficientes de correlación para los sub-arreglos de 50 m (círculos oscuros graficados en las figuras 10 y 11) tienen una aparente similitud en cuanto a su forma a la curva de la Función de Bessel de orden cero.

De la relación funcional entre los coeficientes de correlación promediados azimutalmente para una distancia $r = 50$ m en varias frecuencias w y la función de Bessel (ecuación 3), se obtuvo la velocidad de fase $c(w)$ o curvas de dispersión calculadas como función de la frecuencia (Tablas 2 y 3; Figura 12), para lo cual se utilizó un algoritmo desarrollado en MATLAB.

4.4. Estimación de modelos de velocidad

A fin de obtener el modelo de velocidad para la zona de estudio, se utilizó el algoritmo de Herrman (2002) para obtener curvas de dispersión teóricas, mismas que fueron comparadas con las curvas de dispersión calculadas en los dos arreglos.

Para generar la primera curva de dispersión teórica se utilizaron como datos de entrada los parámetros mostrados en la parte superior de la Tabla 4, cuyos espesores fueron tomados directamente de la columna litológica definida por la CFE en el pozo EAC-1, mientras que los valores de velocidad para las ondas P y S, así como las densidades y velocidades se estimaron tomando en cuenta el tipo de roca descrita en el pozo EAC-1 y valores típicos

inferior del abanico de confiabilidad están dados por: $L_s = r \cdot 10 \cdot f$ y $L_i = r \cdot 2 \cdot f$, donde r es la distancia entre instrumentos y f es la frecuencia.

Tabla 2. Frecuencia vs velocidad de fase, calculadas para el sub-arreglo 2 (B1-B3) del Arreglo 1.

Sub-arreglo B			
Frecuencia (Hz)	Veloc. de Fase (m/s)	Frecuencia (Hz)	Veloc. de Fase (m/s)
0.765	528.5	4.015	160.4
1.015	411.6	4.265	149.8
1.265	334.6	4.515	139.2
1.515	282.9	4.765	127.6
1.765	257.6	5.015	115.8
2.015	245.5	5.265	107.0
2.265	232.0	5.515	103.7
2.515	224.9	5.765	101.0
2.765	220.2	6.015	98.0
3.015	209.6	6.265	94.8
3.265	192.2	6.515	94.2
3.515	176.2	6.765	94.7
3.765	166.3	7.015	95.3

Tabla 3. Frecuencia vs velocidad de fase, calculadas para el sub-arreglo 2 (F1-F3) del Arreglo 2.

Sub-arreglo B			
Frecuencia (Hz)	Veloc. de Fase (m/s)	Frecuencia (Hz)	Veloc. de Fase (m/s)
0.765	528.5	4.015	160.4
1.015	411.6	4.265	149.8
1.265	334.6	4.515	139.2
1.515	282.9	4.765	127.6
1.765	257.6	5.015	115.8
2.015	245.5	5.265	107.0
2.265	232.0	5.515	103.7
2.515	224.9	5.765	101.0
2.765	220.2	6.015	98.0
3.015	209.6	6.265	94.8
3.265	192.2	6.515	94.2
3.515	176.2	6.765	94.7
3.765	166.3	7.015	95.3

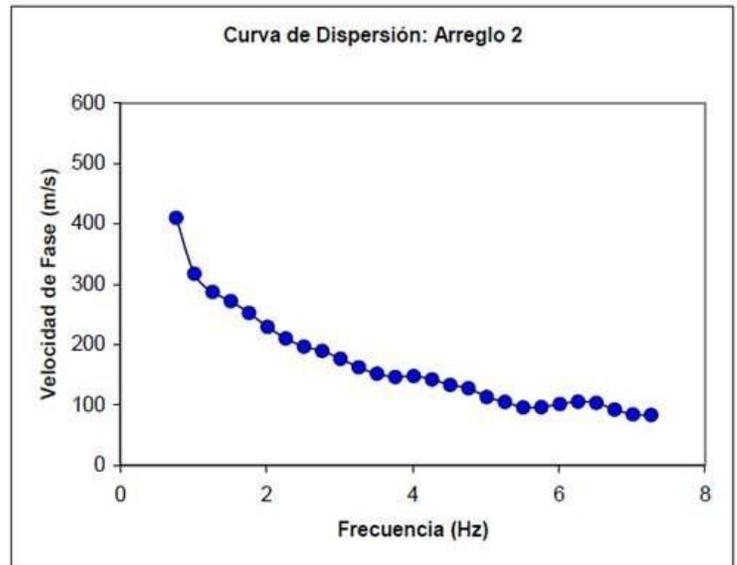
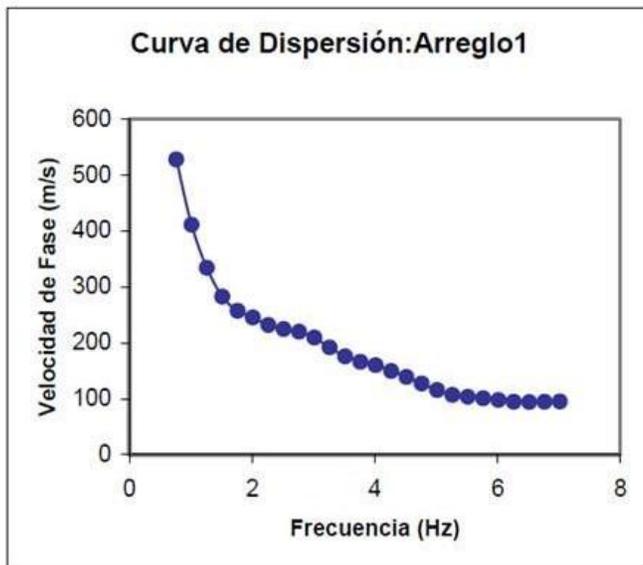


Fig. 12. Izquierda: Curvas de dispersión calculadas para el sub-arreglo B1-B3 (Arreglo 1), a la izquierda, y para el sub-arreglo F1-F3 (Arreglo 2), a la derecha.

Se observa en la parte superior de la Figura 13 que las curvas dentro del intervalo de confianza se traslapan, lo que indica que el modelo de velocidad utilizado para la obtención de curva teórica (Tabla 4, parte media) es el adecuado para la zona de estudio.

H (m)	VP (m/s)	VS (m/s)	RHO (gr/cc)	QP	QS
60	1630	804	2.0	675	300
200	2500	1263	2.0	562	250
520	3100	1500	2.2	675	300
870	4500	2153	2.2	675	300
0	5600	3000	2.5	5.00E+03	5.00E+03

H (m)	VP (m/s)	VS (m/s)	RHO (gr/cc)	QP	QS
60	410	236.9	2.0	675	300
200	762	440.4	2.1	562	250
520	3000	1734.1	2.3	675	300
870	4000	2312.1	2.65	675	300
0	6000	3468.2	2.7	5.00E+03	5.00E+03

H (m)	VP (m/s)	VS (m/s)	RHO (gr/cc)	QP	QS
70	410	236.9	2.0	675	300
200	762	440.4	2.1	562	250
510	3000	1734.1	2.3	675	300
860	4000	2312.1	2.65	675	300
0	6000	3468.2	2.7	5.00E+03	5.00E+03

Tabla 4. Modelos de velocidad utilizados para obtener la curva de dispersión teórica. Arriba: modelo inicial. Parte media: modelo final para el Arreglo 1. Parte inferior: modelo final para el Arreglo 2. H: espesor, VP: velocidad de la onda P, VS: velocidad de la onda S, RHO: densidad de las capas, QP-QS: amortiguamientos.

Para el Arreglo 2 se siguió el mismo procedimiento, pero como modelo inicial se utilizaron los valores del modelo final obtenido en el Arreglo 1 (parte media de la Tabla 4). Dado que la zona del Arreglo 2 se encuentra a pocos kilómetros del Arreglo 1, a este modelo inicial sólo se le variaron los espesores de los estratos y se obtuvo así el modelo que se presenta en la parte inferior de la misma Tabla 4. La curva de dispersión teórica encontrada se muestra igualmente en la Figura 13 (parte inferior), donde se observa que tanto la curva teórica como la estimada se traslapan en su totalidad dentro del rango de confiabilidad, lo que sugiere nuevamente que el modelo de velocidad encontrado (Tabla 4, parte inferior) es el adecuado para la segunda zona, cercana al manantial Alcaparrosa.

4.5. Estimación de funciones de transferencia teóricas

Con objeto de comparar las funciones de transferencia empíricas (FTE) obtenidas para cada una de las seis estaciones sismológicas, con las funciones de transferencia teóricas (FTT) para los dos modelos de velocidad encontrados en los Arreglos 1 y 2 (Tabla 4, partes media e inferior), se calculó la respuesta teórica en superficie para un modelo unidimensional de capas planas ante incidencia vertical de ondas SH, que incluyó los valores de velocidad de las ondas-S y los espesores encontrados en los dos modelos. Para ello se utilizó el conocido método de Haskell (Haskell, 1964).

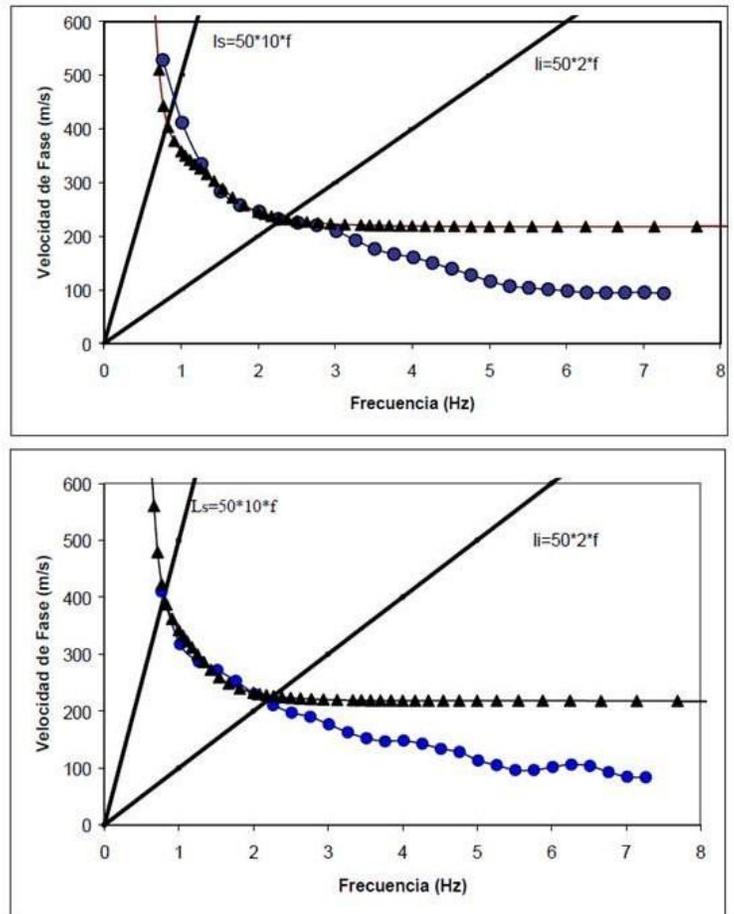


Fig. 13. Curvas de dispersión para los arreglos 1 (arriba) y 2 (abajo). Los triángulos indican la curva de dispersión teórica obtenida con los datos de la Tabla 4 (parte media e inferior) y los círculos la curva de dispersión calculada. Las líneas rectas indican el intervalo de confianza.

Los resultados de este ejercicio se muestran en la Figura 14, donde se han graficado con una línea continua las FTT unidimensionales para los dos modelos de velocidad finales presentados en la Tabla 4. Se puede notar que los máximos observados hacia 0.4 y 0.9 Hz, aproximadamente, no concuerdan con los máximos observados en las seis FTE estimadas con registros de temblores regionales. Esto sugiere que los modelos de velocidad encontrados en estos dos arreglos pueden tener espesores o velocidades diferentes a los modelos de velocidad que se encuentran debajo de cada una de las seis estaciones sísmicas.

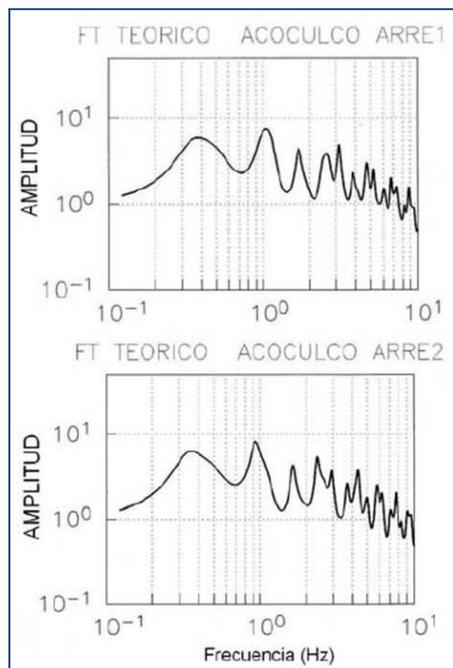


Fig. 14. Líneas continuas oscuras, función de transferencia teórica (FTT) unidimensional, calculada con el método de Haskell. Parte superior, FTT para el Arreglo 1. Parte inferior, FTT para el Arreglo 2.

5. Discusión de los resultados

En el inciso anterior se observó que las FTE estimadas a partir de registros de temblores regionales en las seis estaciones sísmicas analizadas presentan máximos diferentes a las FTT estimadas a partir de los modelos de velocidad encontrados para los arreglos 1 y 2. Estas diferencias sugieren que la zona denominada como cuenca endorreica presenta un modelo de velocidad diferente a sus zonas circundantes. Por lo tanto, una manera de aumentar la confianza a la interpretación realizada por GIGSA (2000), es encontrar un modelo de velocidades que tome en cuenta los espesores del modelo de capas planas sugeridas en este trabajo y las velocidades estimadas para esta cuenca usando los arreglos sísmicos.

Aun cuando los perfiles de resistividad fueron interpretados con el apoyo del corte litológico del pozo EAC-1, lo que permitió identificar hasta cuatro paquetes de diferente resistividad (U1, U2a, U2b y U3a), muestran continuidad azimuthal hacia el NW y NE. A partir de los perfiles geoelectricos correspondientes a las líneas T05 y P05 (GIGSA, 2000) es posible estimar los espesores para el modelo cortical promedio para las tres estaciones sísmicas mencionadas. Así, si se toma en cuenta la prolongación de las unidades resistivas hacia Cruz Colorada en el perfil T05 y hacia Torrecillos en el perfil P05, se puede resumir en tres capas un modelo general: la capa U1 asociada a paquetes volcánicos recientes (tobas dacíticas), que muestra una resistividad variable entre 20 y 400 ohm-m y un espesor promedio alrededor de 100 m; la capa U2a asociada a rocas volcánicas más compactas (riodacitas), con resistividad menor a 10 ohm-m y un espesor promedio de 250 m; y la capa U3a asociada a las calizas metamorfizadas, con resistividad entre 50 y 200 ohm-m, y un espesor promedio de 1500 m.

Con esos espesores y tomando las velocidades de las ondas S y sus respectivas densidades y amortiguamientos de los modelos encontrados para los arreglos (Tabla 4, partes media e inferior), se calculó la respuesta teórica en superficie para un modelo unidimensional de capas planas ante la incidencia vertical de ondas SH, utilizando nuevamente el método de Haskell. Esta respuesta unidimensional, o FTT, se fue variando hasta ajustar aproximadamente a las curvas de las FTE obtenidas para las tres estaciones sísmicas mencionadas. El primer ajuste que se realizó fue elegir la velocidad para la primera capa (U1), ya que el modelo sísmico de los arreglos presenta dos valores para esta capa (237 y 440 m/s), logrando definir que el mejor valor es el de 440 m/s, lo que demuestra que fuera de la cuenca endorreica se pierde la capa asociada al vidrio o a las tobas dacíticas. Los siguientes ajustes se asociaron a los espesores de las tres capas, logrando definir un modelo que ajustara en forma general a la respuesta aproximada de las FTE de las tres estaciones sísmicas. También se fijó la velocidad de la capa del semiespacio (granito) al mismo valor encontrado en los

Con esos espesores y tomando las velocidades de las ondas S y sus respectivas densidades y amortiguamientos de los modelos encontrados para los arreglos (Tabla 4, partes media e inferior), se calculó la respuesta teórica en superficie para un modelo unidimensional de capas planas ante la incidencia vertical de ondas SH, utilizando nuevamente el método de Haskell. Esta respuesta unidimensional, o FTT, se fue variando hasta ajustar aproximadamente a las curvas de las FTE obtenidas para las tres estaciones sísmicas mencionadas. El primer ajuste que se realizó fue elegir la velocidad para la primera capa (U1), ya que el modelo sísmico de los arreglos presenta dos valores para esta capa (237 y 440 m/s), logrando definir que el mejor valor es el de 440 m/s, lo que demuestra que fuera de la cuenca endorreica se pierde la capa asociada al vidrio o a las tobas dacíticas. Los siguientes ajustes se asociaron a los espesores de las tres capas, logrando definir un modelo que ajustara en forma general a la respuesta aproximada de las FTE de las tres estaciones sísmicas. También se fijó la velocidad de la capa del semiespacio (granito) al mismo valor encontrado en los

arreglos. Este modelo cortical sísmico final se muestra en la Tabla 5 y su función de transferencia teórica en la Figura 15.

Finalmente, en la Figura 16 se muestran las curvas de las FTT para el modelo de velocidades de la cuenca endorreica (línea continua delgada), para el modelo de velocidades

fuera de la cuenca (línea continua gruesa), y las curvas de las funciones de transferencias empíricas (FTE) obtenidas para las componentes horizontales E-W en las estaciones sísmicas ACO01, ACO03 y ACO05. La línea continua indica el promedio, mientras que las líneas discontinuas indican las curvas media más o menos una desviación estándar. Aun cuando el ajuste no es el mejor para la estación de Terrerillos, sí logra envolver la banda de frecuencias (0.6 a 0.9 Hz) máximas observadas en las estaciones sísmicas de Cruz Colorada y Pedernales, así como también ajusta aproximadamente en las tres estaciones el efecto observado hacia los 3 Hz.

H (m)	VP (m/s)	VS (m/s)	RHO (gr/cc)	QP	QS
120	762	440.0	2.1	562	250
280	3000	1734.0	2.3	675	300
1670	4000	2312.0	2.65	675	300
0	6000	3468.0	2.7	5.00E+03	5.00E+03

Tabla 5. Modelo de velocidad utilizado para obtener la función de transferencia teórica para las estaciones ACO01, ACO03 y ACO05, donde H es el espesor, VP velocidad de la onda P, VS velocidad de la onda S, RHO densidad de las capas y QP-QS son los amortiguamientos.

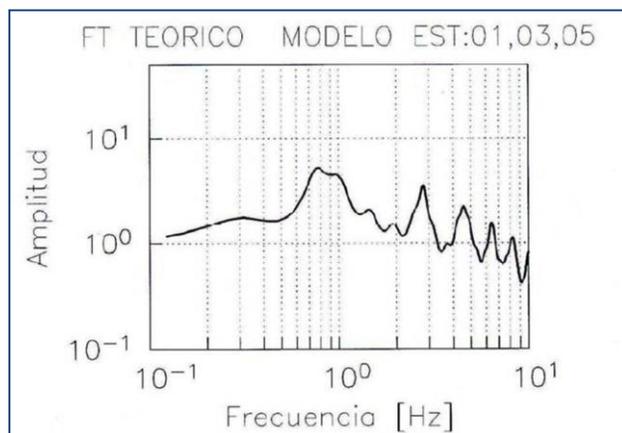


Fig. 15. Líneas continuas oscuras, función de transferencia teórica (FTT) unidimensional, calculada con el método de Haskell para el modelo cortical sísmico estimado para las estaciones ACO01, ACO03 y ACO05.

Este resultado mejora la interpretación realizada por GIGSA (2000) en esta área, que probablemente represente el corazón de la caldera volcánica de Acoculco, ya que por un lado confirma que su modelo geoelectrico propuesto es el adecuado para esta zona, y por otro proporciona propiedades dinámicas para el modelo como son las velocidades de propagación de ondas P y S, densidades y amortiguamientos.

6. Conclusiones y recomendaciones

Del estudio de la actividad sísmica en la zona geotérmica de Acoculco correspondiente al periodo septiembre-diciembre de 2004, se concluye lo siguiente:

1. Se han registrado y seleccionado 30 sismos regionales que fueron localizados por el Servicio Sismológico Nacional (SSN), de los cuales 14 fueron originados en la zona de subducción, 7 en la zona de intraplaca, 6 corticales del Eje Volcánico Transmexicano, y 3 profundos de la zona de Veracruz y Chiapas.
2. Se determinaron modelos de velocidad cerca de los manantiales de Los Azufres y Alcaparrosa, utilizando arreglos lineales de estaciones sísmicas de banda ancha (SPAC) y los estratos identificados en el pozo exploratorio EAC-1, que es aplicable en el interior de la cuenca endorreica (Tabla 4, parte inferior).
3. Los registros de sismos regionales se utilizaron para estimar el efecto de sitio en las seis estaciones sísmicas temporales, cuyas FTE sirvieron para validar un modelo de velocidades propuesto para la periferia de la cuenca endorreica (Tabla 5).

4. Estos modelos de velocidad propuestos (para la cuenca endorreica y para su periferia) mejoran la interpretación realizada por GIGSA (2000) ya que por un lado confirman que su modelo geoelectrico propuesto es adecuado, y por otro proporciona propiedades dinámicas para el modelo, como son las velocidades de propagación de ondas P y S, las densidades y los amortiguamientos.

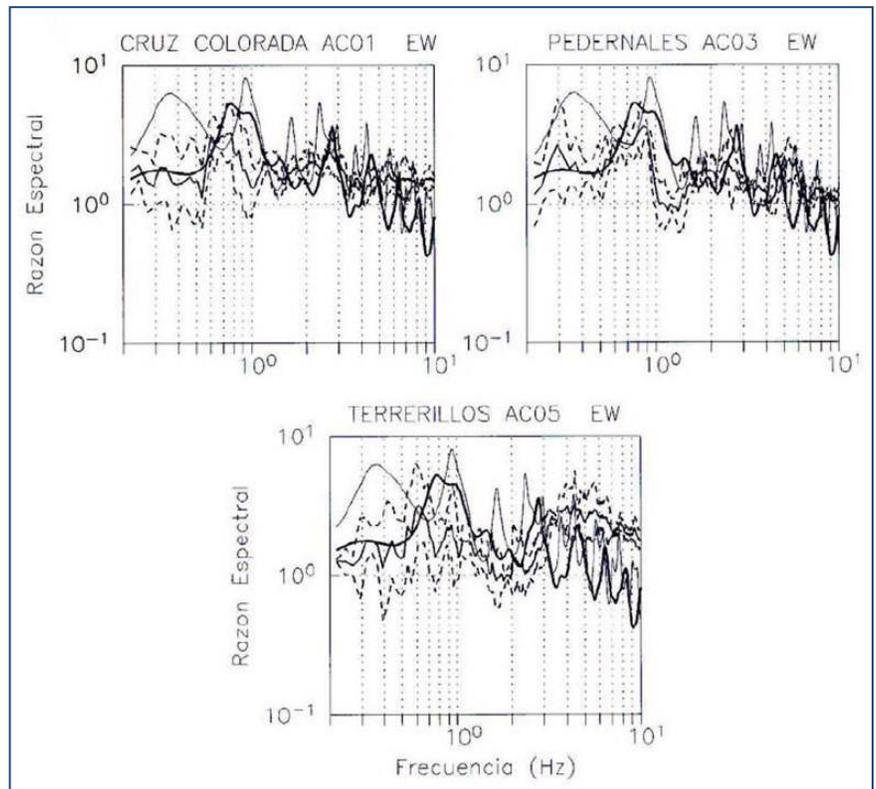


Fig. 16. Líneas continuas delgadas, función de transferencia teórica (FTT) calculada con el método de Haskell para el modelo de la cuenca endorreica; Líneas continuas gruesas, FTT calculada para el modelo externo a la cuenca endorreica. Funciones de transferencias empíricas (FTE) obtenidas para la componente horizontal E-W en las estaciones sísmicas AC001, AC003 y AC005. La línea continua indica el promedio, mientras que las líneas discontinuas indican las curvas medias más o menos una desviación estándar.

5. Finalmente, es necesario continuar con el monitoreo de la actividad sísmica de la zona geotérmica de Acoculco, con objeto de complementar este estudio y asegurar que las fallas cartografiadas dentro de ella no se encuentran activas, ya que al iniciar la explotación de este campo en un futuro pueden reactivarse.

7. Agradecimiento

Nuestro agradecimiento a los ingenieros Jesús Arredondo Fragoso y Saúl Venegas por su apoyo en la recopilación de información de la zona geotérmica de Acoculco, así como a los Comisarios de los siete pueblos, que amablemente nos apoyaron en la instalación y resguardo de las estaciones sismológicas.

Referencias

- Aki, K., 1957. Space and spectra of stationary waves, with special reference to microtremors. *Bull. Earthquake Res. Inst. Univ. Tokio*, pp. 415-457.
- Bollinger, G.A., 1980. Blast vibration analysis. Southern Illinois University Press, USA, 131 pp.
- Castillo H., D. y V. De La Cruz M., 1986. Características geológicas de la zona termal de Chignahuapan-Zacatlan, Pue. CFE. Departamento de Exploración. Reporte GG 4/86, 8 pp. Inédito.

- Ferrazini V. and K. Aki, 1991. Characteristics of seismic waves composing Hawaiian volcanic tremor and gas-piston events observed by a near-source array. *Journal of Geophysical Research* Vol. 96, Núm. B4, pp. 6199-6209.
- Flores-Estrella, H. and J. Aguirre-González, J., 2003. SPAC: An alternative method to estimate site effects in México City. *Geofísica Internacional*, v. 42, Núm. 2, pp. 227-237.
- Flores-Estrella, H., 2004. Método SPAC: Una alternativa para la estimación de modelos de velocidad en el Valle de México. Tesis de Maestría en Ciencias, UNAM. 236 pp. Inédito.
- García-Palomo, A., J.L. Macías, M. Mena, J. Lermo y G. Tolson, 2003. NW-SE Quaternary extension in the northeast portion of the Mexico Basin. Trabajo sometido a *Tectonophysics*.
- GIGSA, 2000. Estudio de resistividad con transitorios electromagnéticos en la zona geotérmica de Acapulco, Pue. CFE, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, Informe Técnico DEX-AC-023/00, 65 pp. Inédito.
- Haskell, N.A., 1964. Radiation patterns of surface waves from point source in a multi-layered medium. *Bull. Seism. Soc. Am.*, 54, pp. 377-393.
- Havskov, J., 1997. The SEISAN earthquake analysis software for the IBM PC and SUN, version 6.0. Internal Report, Institute of Solid Earth Physics, University of Bergen, Norway. Inédito.
- Herrmann, R.B., and C.J. Ammon, 2002. Surface waves, receiver functions and crustal structure. *Computer Programs in Seismology*, Version 3.2, Saint Louis University, USA, 112 pp.
- Lachet, C. and P.Y. Bard, 1994. Numerical and theoretical investigations on the possibilities and limitations of Nakamura's technique. *J. Phys. Earth.*, 42, pp. 377-397.
- Lazcano, J., y M. Rodríguez, 1999. Estructura somera de la velocidad de propagación de ondas sísmicas en zonas urbanas. Parte 1: Estimación de coeficientes de correlación. Informe inédito, 35 pp.
- Lermo, J., and F.J. Chávez-García, 1994(a). Are microtremors useful in site response evaluation? *Bull. Seism. Soc. Am.*, 84, pp. 1350-1364.
- Lermo, J., and F.J. Chávez-García, 1994(b). Site effect evaluation at Mexico City. Dominant period and relative amplification from strong motion and microtremors records. *Soil Dynamics & Earthquake Engineering*, 13, pp. 413-423.
- Lermo, J., J. Havskov y J. Soto, 2001. Sistema de información sismotelemétrica de México (SISMEX). Veintisiete años de servicio. *Memorias Técnicas del XIII Congreso Nacional de Ingeniería Sísmica*, Guadalajara, Jal., México, Octubre 31-Noviembre 3, 2001.
- López-Hernández, Aída, y Daniel Castillo-Hernández, 1997. Exploratory drilling at Acapulco: A hydrothermal system with only non-thermal manifestations. *Geothermal Resources Council Transactions*, V. 21, pp. 134-138.
- Nakamura, Y., 1989. A method for dynamic characteristics estimation of subsurface using microtremors on the ground surface. *QR of RTRI*, 30, No. 1, pp. 25-33.

Polak, B.G., V.I. Kononov, E.M. Prasalov, I.V. Sharkov, R.M. Prol-Ledesma, A. González, A. Razo, y R. Molina B., 1985. First estimations of terrestrial heat flow in the TMVB and adjacent areas based on isotopic composition of natural helium. *Geofísica Internacional*, Special Volume on Mexican Volcanic Belt, Part 2, Vol. 24-3, pp. 465-475.

Estado térmico inicial del campo geotérmico de Los Humeros, Puebla, México

Alfonso García Gutiérrez

Instituto de Investigaciones Eléctricas, Reforma 113, Col. Palmira, 62490, Cuernavaca, Mor., México.

Correo: aggarcia@iie.org.mx

Resumen

En este trabajo se presenta el campo de temperatura inicial del yacimiento geotérmico de Los Humeros y una curva de elevación contra la temperatura de formación o temperatura más probable del yacimiento, obtenida para 40 pozos del campo. Las temperaturas estabilizadas se estimaron mediante el método de Flujo de Calor Esférico Radial, y su elección sobre las temperaturas del método de Horner se soporta con simulación numérica de los procesos de circulación y paro del pozo H-26, en la cual la última serie de registros se reprodujo considerando pérdidas de circulación. Con estas temperaturas se generaron curvas isotérmicas para tres secciones geológicas del campo, que constituyen la distribución inicial de temperatura del yacimiento, y muestran las características térmicas y la relación entre anomalías térmicas y fallas del yacimiento. La curva de elevación contra temperatura inicial de formación se generó a partir de la detección de las zonas principales de alimentación de cada pozo mediante un análisis detallado de información diversa, tal como registros de temperatura, pérdidas de circulación, litología, terminación de pozos y velocidades de calentamiento, entre otras. De los resultados obtenidos se distinguen dos grupos de pozos: uno entre 1000 y 1650 msnm con temperaturas de 290 a 330° C, y otro grupo entre 900 y 0 msnm con temperaturas entre 300 y 400° C.

Palabras clave: Los Humeros, ingeniería de yacimientos geotérmicos, temperatura estabilizada, temperatura inicial.

Initial thermal state of the Los Humeros, Puebla, Mexico, geothermal field

Abstract

The initial temperatures field is presented for 40 wells in the Los Humeros geothermal reservoir, along with an elevation curve based on the formation temperature or the most probable reservoir temperature. Stabilized temperatures were estimated using the Radial Spherical Heat Flow method, chosen over the Horner method based on the numerical simulation of the circulation and stop processes of well H-26. In this well, the last temperature log series was reproduced, considering circulation losses. The temperatures were used to produce isothermal curves over three geological sections of the field, which represent the initial distribution of temperatures in the reservoir and show the thermal characteristics and the relationships among thermal anomalies and faults in the reservoir. The elevation curve plotted against the initial temperature of the formation was generated based on detection of the main feed zones at each well, which in turn was developed using detailed analyses of diverse information, such as temperature logs, circulation losses, lithology, well completion, and heat velocities. Based on the results, two groups of wells may be distinguished: one between 1000 and 1600 masl with temperatures from 290 to 330° C, and one between 900 and 0 masl with temperatures from 300 to 400° C.

Keywords: Los Humeros, geothermal reservoir engineering, stabilized temperature, initial temperature.

1. Introducción

El campo geotérmico de Los Humeros se localiza en el extremo oriental del Cinturón Volcánico Mexicano ($19^{\circ} 40'$ latitud N, $97^{\circ} 25'$ longitud W), a unos 200 km de la Ciudad de México. Su explotación comercial empezó en 1990 con la puesta en operación de una unidad de 5 MWe. Hoy existen más de 40 pozos perforados y se tienen 40 MWe de capacidad instalada a base de unidades de 5 MWe. La Figura 1 muestra la distribución de los pozos en este campo y la orientación de tres secciones o cortes geológicos que se discuten más adelante. Las elevaciones de las zonas productoras se encuentran entre -12 y 1610 msnm.

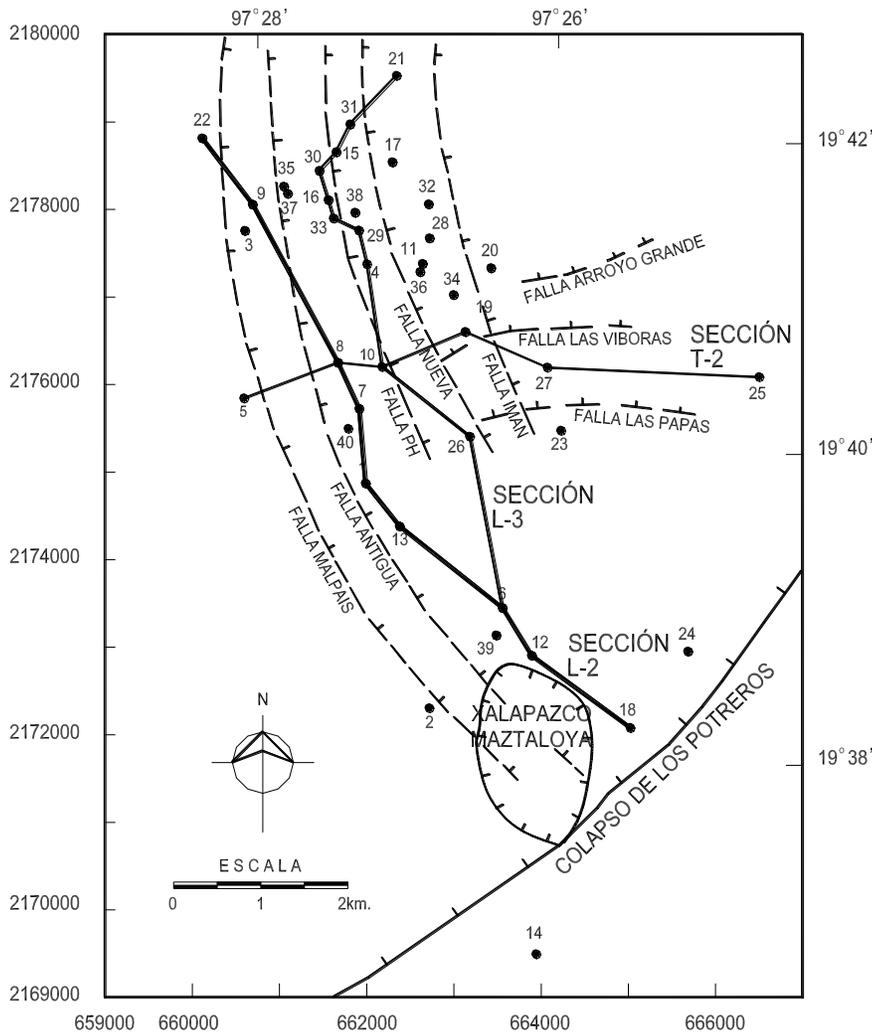


Fig. 1. Distribución de pozos en el campo geotérmico de Los Humeros

En 1989 la terminación original de algunos pozos localizados en el llamado Colapso Central fue modificada debido a la ocurrencia de procesos de corrosión-obturación en las tuberías profundas, ocasionados por la presencia de fluidos ácidos. El pozo H-1, localizado en el Corredor de Maztaloja, también fue desviado por causas de incrustación en las tuberías. La mayoría de los pozos profundos producen una alta fracción de vapor a las condiciones de separación y presentan el fenómeno de exceso de entalpía o exceso de vapor, lo que dificulta la reconstrucción de la composición química del fluido a condiciones de yacimiento. Este hecho afecta también la correcta estimación de temperaturas mediante geotermometría, por lo que se utilizaron técnicas de Ingeniería de Yacimientos para estimar las temperaturas iniciales de este yacimiento. Las características geológicas de este yacimiento han sido descritas con anterioridad (Arellano *et al.*, 1998; 1999; 2000), mientras que la geoquímica de

gases del yacimiento ha sido descrita por Barragán *et al.* (1999; 2000) y el origen de los fluidos ácidos y la alteración hidrotermal han sido reportados por Izquierdo *et al.* (2000). Campos y Durán (1986) determinaron el campo de temperaturas de Los Humeros resolviendo la ecuación bidimensional de difusión de calor en régimen permanente. Sin embargo, sus resultados se consideraron preliminares ya que no se contaba con mediciones del flujo de calor para alimentar su modelo. Arellano *et al.* (1998) y García *et al.* (2000a) presentaron el campo de temperatura inicial en forma detallada, y sus resultados parecen ser los últimos y más completos sobre la condición térmica inicial del campo.

El presente trabajo forma parte de un estudio más amplio realizado para: (a) confirmar la posible existencia de dos yacimientos; (b) determinar las condiciones iniciales del o los yacimientos, (c) definir el origen de los fluidos ácidos observados en la parte profunda del sistema geotérmico, entre otros (Arellano *et al.*, 1998). En particular, en este trabajo se presenta, en primer lugar, el campo inicial de temperaturas del yacimiento geotérmico de Los Humeros en forma de curvas isotérmicas en tres secciones geológicas del campo, y en segundo lugar, una curva de elevación contra temperatura obtenida a partir de información multidisciplinaria de 40 pozos del campo. En sí, este trabajo constituye una versión resumida de los trabajos anteriores (Arellano *et al.*, 1998; García *et al.*, 2000a).

2. Campo inicial de temperaturas de Los Humeros

El campo de temperaturas iniciales de yacimiento de Los Humeros se obtuvo a partir de las temperaturas estabilizadas que se determinaron mediante los métodos de Horner y la esfera (Ascencio *et al.*, 1994) usando los registros de temperatura de 40 pozos de este campo. Con estas temperaturas se construyó un perfil de temperatura de la formación para cada pozo y se correlacionaron dichas temperaturas con la probable zona de alimentación más importante de cada pozo, es decir, la parte donde el pozo y el yacimiento están en contacto, poniendo especial cuidado en que el efecto convectivo no afectase las temperaturas estimadas para las zonas de aporte, según la metodología de Grant *et al.* (1982; 1984). Finalmente, se trazaron las isothermas del campo en tres secciones o cortes geológicos transversales del yacimiento.

2.1. Temperaturas estabilizadas de la formación por el método de Horner

Es uno de los métodos más comúnmente usados para estimar temperaturas estabilizadas de las formaciones y consiste de una gráfica de temperatura a pozo cerrado (sin circulación) contra el logaritmo del tiempo adimensional de Horner. Se basa en el concepto de una línea fuente/sumidero de calor infinitamente larga sin sección transversal para representar los procesos de circulación y paro. El modelo matemático representativo es:

$$T_{ws} = T_i - m \log \left(\frac{t_c + \Delta t}{\Delta t} \right) \quad (1)$$

donde t_c es el tiempo de circulación, Δt es el tiempo de reposo, T_{ws} es la temperatura del pozo en reposo, $[(t_c + \Delta t)/\Delta t]$ es el tiempo adimensional de Horner y T_i es la temperatura inicial o estabilizada de la formación. Así, una gráfica de T_{ws} contra $[(t_c + \Delta t)/\Delta t]$ describe una línea recta con pendiente m y ordenada al origen T_i . Aunque el método de Horner ha sido usado ampliamente en la industria geotérmica, se considera que subestima las temperaturas de las formaciones y se ve limitado cuando se tienen gradientes de temperaturas muy pequeños y tiempos de circulación muy cortos (Dowdle y Cobb, 1975).

2.2. Temperaturas estabilizadas de la formación por el método de la esfera

El método supone un modelo de flujo de calor conductivo en coordenadas esférico-radiales para la formación a fondo de pozo, a diferencia de la geometría cilíndrica radial del método de Horner. Conceptualmente, la formación enfriada por la circulación de fluido se trata como una esfera de radio R , suponiendo que la formación es homogénea e isotrópica, con propiedades constantes. El modelo matemático de este método está dado por (Ascencio *et al.*, 1994):

$$T_{ws} = T_i - \frac{m}{\sqrt{\Delta t}}; \quad m = \frac{R(T_i - T_f)}{\sqrt{\pi\alpha}} \quad (2)$$

En esta ecuación, T_f es la temperatura del fluido en el pozo al término de la circulación, R es el radio de la esfera afectada térmicamente y α es la difusividad térmica del medio. La temperatura estabilizada se obtiene

una línea recta de T vs $(1/\Delta t^{1/2})$ cuya pendiente es m y la ordenada al origen es T_i . En este método no se requiere conocer explícitamente el tiempo de circulación para obtener la temperatura estabilizada.

2.3. Resultados de temperaturas estabilizadas por los métodos de Horner y la esfera

La estimación de la temperatura estabilizada de 40 pozos de Los Humeros por los métodos de Horner y de la esfera arrojó unas 180 estimaciones por cada método al considerar todas las series de registros de cada pozo, original o reparado. De los resultados se pudo observar que existen diferencias significativas en los resultados que producen ambos métodos, siendo siempre mayores las temperaturas obtenidas con el método de la esfera. Esto es de esperarse ya que el método de Horner normalmente subestima la temperatura de la formación (Ascencio *et al.*, 1994). También es importante notar que los coeficientes de correlación de ambos métodos son muy altos, pero por lo general los del método de la esfera son superiores.

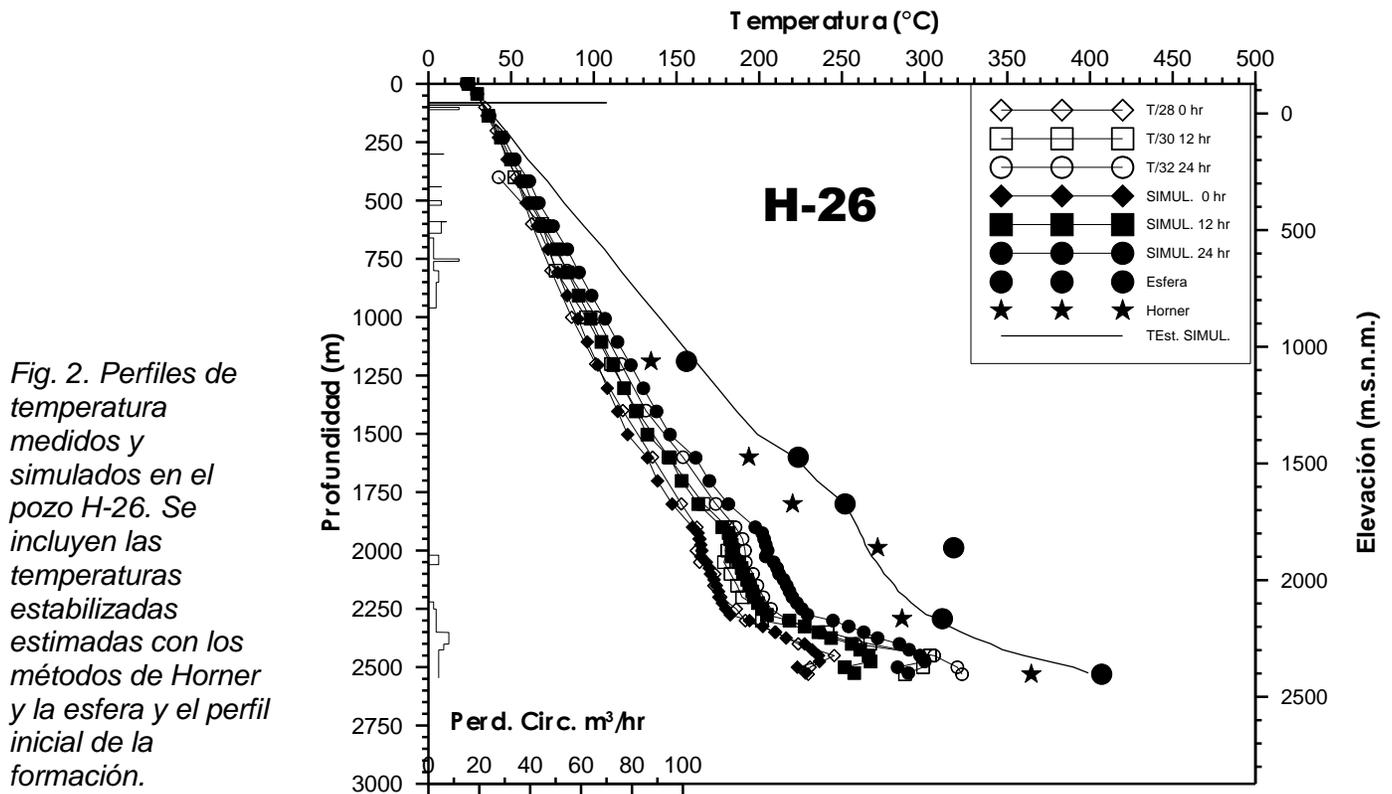
2.4. Simulación del pozo H-26

Se simularon varios pozos con el fin de determinar si el perfil de temperatura estática de la formación estimado con el método de Horner o el de la esfera permite reproducir los perfiles de temperatura medidos (registros) en un pozo en perforación. Se incluye la simulación del pozo H-26 como caso típico. La simulación considera las pérdidas de circulación del pozo. La condición inicial de temperatura es un perfil supuesto (esta condición inicial es equivalente a la temperatura imperturbada de la formación antes de que se perfora el pozo). Dicho perfil se modifica hasta reproducir, por prueba y error, los perfiles medidos. La última versión obtenida del perfil de temperatura inicial se considera como la mejor aproximación al perfil de temperatura del yacimiento alrededor del pozo simulado. Este último perfil es conceptualmente el perfil de la temperatura imperturbada de yacimiento y deberá ser muy similar al perfil que se genere, al menos aproximadamente, con los resultados de las temperaturas estáticas de la formación obtenidas, ya sea por el método de la esfera o el de Horner. Para la simulación, se utilizó el simulador GEOTRANS (García *et al.*, 1996; García *et al.*, 2000b).

La información requerida para efectuar las simulaciones es extensa y se obtuvo de la historia de perforación del pozo. La simulación parte de un perfil inicial de temperatura (la temperatura imperturbada de la formación) y el pozo se perturba enfriándolo mediante circulación de fluido de perforación. Después de este periodo, se detiene la circulación y se registra la distribución de temperaturas en el pozo y la formación para que esta nueva distribución sirva como condición inicial para el proceso de calentamiento y retorno al equilibrio térmico. Durante este periodo de calentamiento, se reproducen los perfiles de temperatura medidos (registros) con el pozo en reposo. Si el ajuste entre perfiles medidos y simulados no es satisfactorio, se supone un nuevo perfil de temperatura antes de enfriar el pozo y se repite el proceso hasta mejorar la convergencia. El proceso es complejo y se complica más en presencia de pérdidas de circulación, pues estas se convierten en otro parámetro de ajuste.

Con la información descrita arriba se simuló un proceso de circulación de lodo, con un gasto de $133 \text{ m}^3/\text{h}$ de lodo entrando a 20° C , suponiendo una temperatura de superficie de 25° C . Las propiedades del lodo son: conductividad térmica = 0.7 W/m-K , densidad = 1080 kg/m^3 , viscosidad = 0.044 N-s/m^2 y calor específico = 4100 J/kg-K . El tiempo de circulación fue de 2.5 horas con lo que el pozo sufrió un proceso de enfriamiento, al final del cual cesó la circulación y el pozo empezó a calentarse. Al final del periodo de circulación se tiene el tiempo final de circulación que equivale al tiempo cero de reposo. Aunque normalmente no se tienen registros a 0 horas de reposo, en el caso del pozo H-26 se reporta el registro T-28 con 0 horas de reposo (dependiendo de la profundidad del pozo, las temperaturas de fondo del registro a 0 horas de reposo corresponden a tiempos del orden de 1 a 1.5 horas). Entonces, durante la simulación se reprodujo numéricamente este perfil al final de la circulación (principio del calentamiento), y los demás perfiles medidos (registros) se reprodujeron durante el periodo de calentamiento del pozo.

La Figura 2 muestra una comparación entre los perfiles medidos y simulados a 0, 12 y 24 horas de reposo. Como se puede observar, la reproducción es satisfactoria, aunque los perfiles simulados a 24 horas muestran una recuperación ligeramente mayor en la zona de pérdidas comprendida entre 1900 y 2300 m de profundidad. Este hecho puede asociarse a la transferencia de calor más intensa y prolongada en el pozo descubierto (nótese que la TR de 9-5/8" termina a los 1903 m de profundidad). A la derecha de la figura se tiene una línea continua. Esa curva es el perfil de temperatura que tendría la formación antes de perturbar el yacimiento, perturbación que es causada por la perforación de pozo. Este es el perfil que se usó para simular el periodo de circulación en el pozo. Dicho perfil fue modificado iterativamente hasta que se lograron reproducir los perfiles medidos en el pozo. Se puede observar que esta curva pasa muy de cerca de las temperaturas estáticas calculadas por el método de la esfera.



2.5. Elección de temperaturas estabilizadas para determinar el campo de temperaturas iniciales

Entre las temperaturas estabilizadas obtenidas por los métodos de Horner y la esfera, se seleccionaron como más representativas de las temperaturas de yacimiento a las temperaturas estimadas mediante el método de la esfera, con base en dos criterios: (1) que el método de Horner normalmente subestima las temperaturas de formación, y (2) que la simulación de circulación y paro en el pozo H-26 indica que los registros de temperatura se pueden reproducir mejor usando las temperaturas obtenidas con el método de la esfera como condición inicial, lo cual constituye un criterio adicional para la elección de temperaturas.

2.6 Distribución de temperatura inicial en secciones geológicas

La Figura 3 muestra una sección geológica longitudinal con rumbo general NW-SE que une los pozos H-22, H-9, H-8, H-7, H-1, H-13, H-6, H-12 y H-18. Las isotermas mostradas van de 150 a 350° C, y la parte más caliente y más somera se localiza entre los pozos H-8 y H-9. Entre estos pozos también se observa un

ascenso de las isotermas, relacionado con el ascenso de fluidos, al igual que en el pozo H-1. La parte más caliente y menos profunda se localiza también en el pozo H-8, alcanzando unos 300°C a 1250 msnm y unos 350°C a 900 msnm. De la Tabla 1 se infiere que todos los pozos tienen sus horizontes permeables en la unidad 9 (calizas metamorfizadas), excepto los pozos H-1, H-7 y H-12. El pozo H-1 tiene su horizonte permeable en la unidad 5 (andesitas de augita Teziutlán), el pozo H-7 muy cerca del contacto entre las unidades 7 y 8 (andesitas de hornblenda y basaltos), y el pozo H-12 en un intrusivo localizado en las Calizas metamorfizadas.

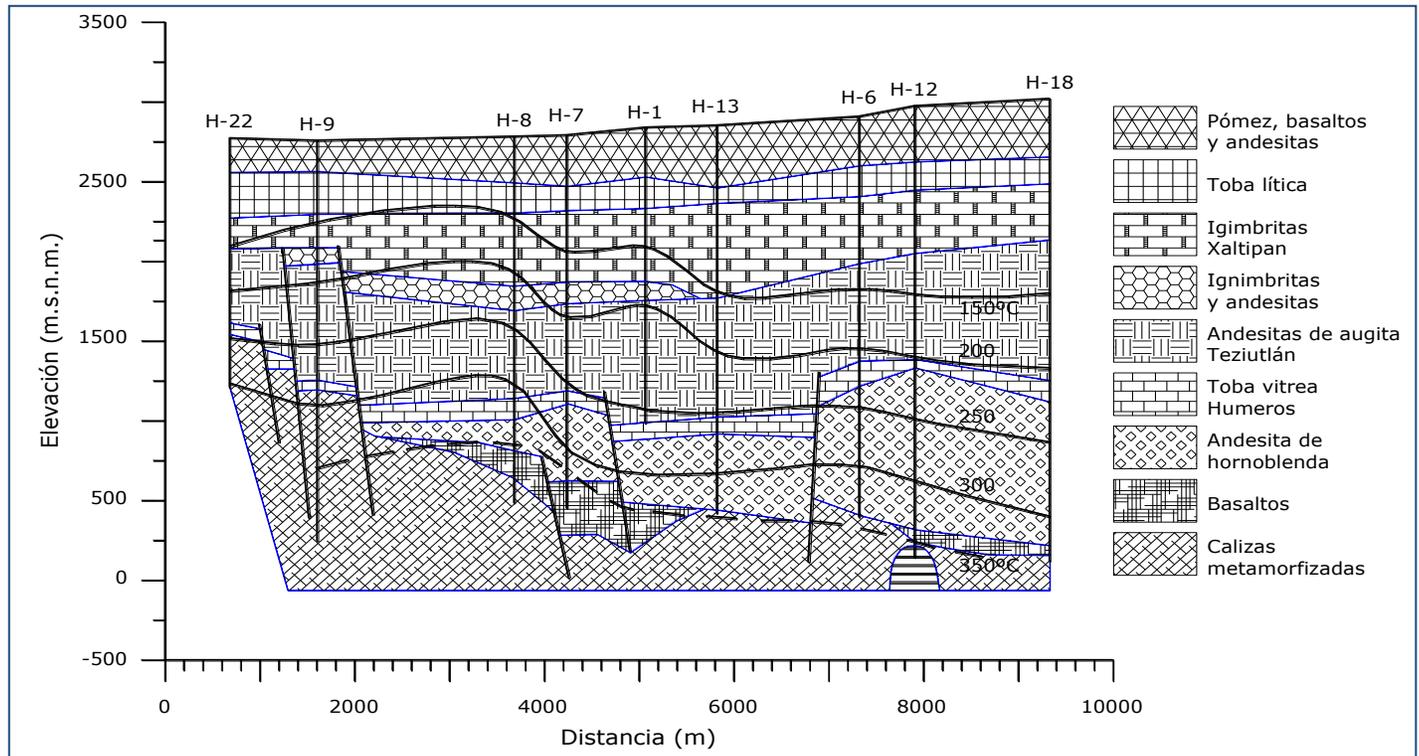


Fig. 3. Distribución de temperatura inicial en la sección geológica L2 (rumbo general NW-SE).

La Figura 4 muestra una sección geológica longitudinal con rumbo general NNW-SSE que une a los pozos H-21, H-31, H15, H-30, H16, H-33, H-29, H-4, H-10, H-26 y H-6. El ascenso de las isotermas, relacionado con el ascenso de fluidos, es notable alrededor del pozo H-33, donde se alcanzan temperaturas de 300°C a unos 1500 msnm. También se observa un ascenso alrededor del pozo H-15 asociado a una falla o fractura. En este caso, de la Tabla 1 se observa que pozos H-15, H-30, H-33 y H-4 tienen sus principales zonas permeables en la unidad 5 (andesitas de augita Teziutlán). Los pozos H-16 y H-29 tienen su principales zonas permeables en la unidad 8 (basaltos); el pozo H-10 muy cerca del contacto entre la toba vítrea Los Humeros y las andesitas de hornblenda (unidades 6 y 7); los pozos H-21, H-31 y H-6 en las calizas metamorfizadas y el pozo H-26 en una intrusión localizada en las calizas.

La Figura 5 muestra una sección geológica transversal con rumbo general W-E que une a los pozos H-5, H-8, H10, H-19, H-27 y H-25. Las temperaturas más altas y someras se localizan entre los pozos H-5 y H-10, y el ascenso de fluidos se asocia con las fallas mostradas en el lado izquierdo de la Figura 1. Los pozos H-5 y H-8 tienen su principales zonas permeables en las calizas metamorfizadas; el pozo H-10 en la toba vítrea Los Humeros; los pozos H-19 y H-25 en la andesita de hornblenda, y el pozo H-27 en los basaltos, muy cerca del contacto con la andesita de hornblenda.

En general, se tienen temperaturas de hasta 403° C en el yacimiento de Los Humeros y las isoterma reflejan el ascenso de calor asociado con las fallas del mismo, lo cual da lugar a estratos calientes relativamente someros.

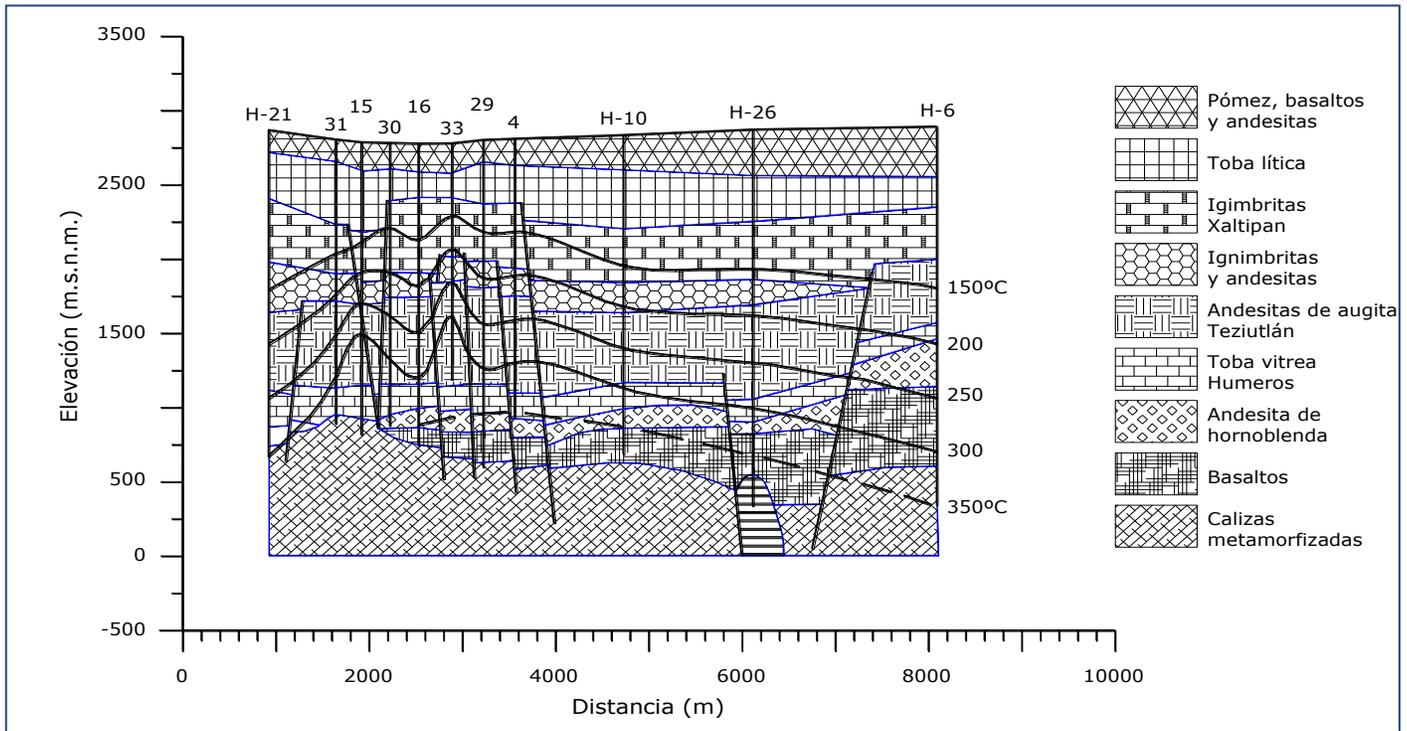


Fig. 4. Distribución de temperatura inicial en la sección geológica L3 (rumbo general NNW-SSE)

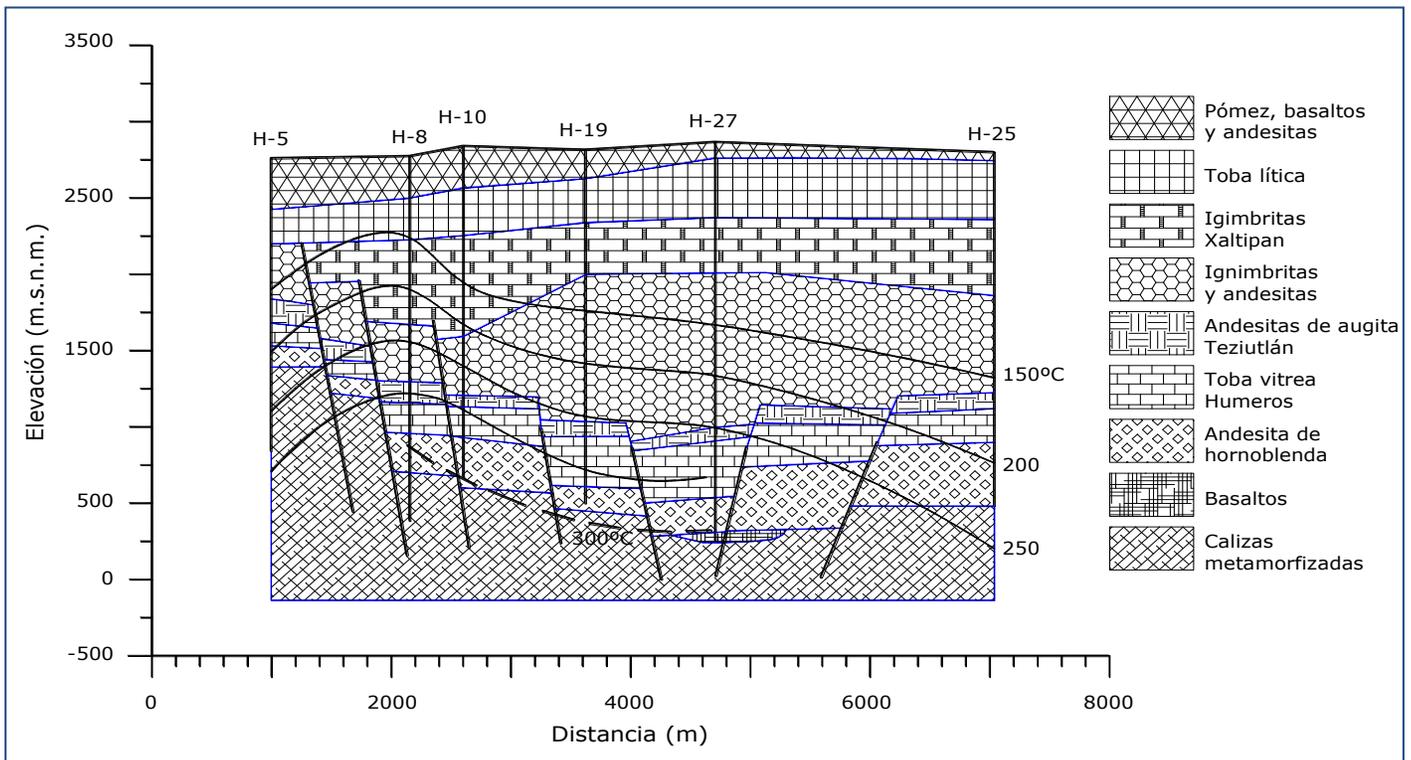


Fig. 5. Distribución de temperatura inicial en la sección geológica T2 (rumbo general W-E)

3. Detección de horizontes permeables

La detección de las principales zonas de alimentación de cada pozo se hizo con el fin de determinar la profundidad en que el pozo está en contacto directo con el yacimiento e inferir la temperatura más probable de la formación y determinar la curva de elevación-temperatura de yacimiento. La metodología seguida para identificar las zonas permeables de los pozos de Los Humeros se describe en Grant *et al.* (1982, 1984) y Arellano *et al.* (1998). La metodología aplicada en el presente trabajo para determinar las principales zona de aporte de los pozos de Los Humeros consistió en:

1° Preparar, para cada pozo, una gráfica que contiene:

- * la distribución espacial de las pérdidas de circulación,
- * la última serie de registros de temperatura,
- * las temperaturas estáticas estimadas mediante los métodos de Horner y de la esfera,
- * los registro(s) de calentamiento,
- * las unidades litológicas atravesadas,
- * un perfil de la velocidad de calentamiento (dT/dt) entre 2 registros de temperatura, y
- * el croquis de terminación del pozo.

2° Determinar las principales zonas de permeabilidad de cada pozo, correlacionando la cantidad relativa y profundidad de las pérdidas de circulación, las inflexiones de los registros de temperatura, la velocidad de calentamiento y las unidades litológicas en el intervalo de profundidades en que el pozo está en contacto con el yacimiento. Normalmente, la profundidad de la zona permeable principal indicada por las pérdidas y los registros coincide de cerca, pero no exactamente, con la profundidad indicada por la velocidad de calentamiento. Por otro lado, los pozos de Los Humeros presentan dos o más zonas de aporte, y la decisión sobre cuál es la zona permeable principal se basó en aplicar de forma conjunta los criterios relevantes a las pérdidas de circulación, las características de los registros y la velocidad de calentamiento.

3° Con la profundidad de la principal zona de aporte ya definida, se obtuvo la temperatura de yacimiento correspondiente empleando la información de las temperaturas estáticas y los registros de calentamiento, cuidando que estas temperaturas representaran lo más fielmente posible la temperatura del yacimiento y estuvieran libres de los efectos de convección o flujo interno en el pozo.

3.1 Principales zonas de alimentación de los pozos de Los Humeros

La Figura 6 muestra un ejemplo típico de las gráficas construidas para los 40 pozos de Los Humeros. Un resumen de los resultados obtenidos de la aplicación de la metodología descrita arriba se presenta en la Tabla 1 para los pozos originales y reparados. Se incluye la temperatura de yacimiento, la elevación y la capa litológica (Arellano *et al.*, 1998) de cada pozo. Para los pozos originales, las elevaciones de las zonas permeables van desde -24 msnm (Pozo H-12) hasta 1610 msnm (Pozo H-33). Las temperaturas de yacimiento corresponden a las obtenidas con el método de la esfera y van desde 140° C (Pozo H-14) hasta 403° C (Pozo H-11). Las correspondientes temperaturas estimadas con método de Horner alcanzaron 365° C, pero no se incluyen en este trabajo.

Las altas temperaturas son consistentes con las temperaturas que se han medido en Los Humeros, que alcanzan hasta 418° C. Se observa también que las principales zonas permeables reportadas en la Tabla 1 se localizan en las andesitas de augita y en las calizas metamorfizadas (unidades litológicas 5 y 9), aunque para algunos pozos sus horizontes permeables se localizan en las andesitas de hornblenda y en los basaltos (unidades 7 y 8). También es notorio que los contactos entre pares diferentes de unidades litológicas

proporcionan un medio permeable para los pozos de Los Humeros. Los resultados en forma gráfica se reportaron en García *et al.* (2000a).

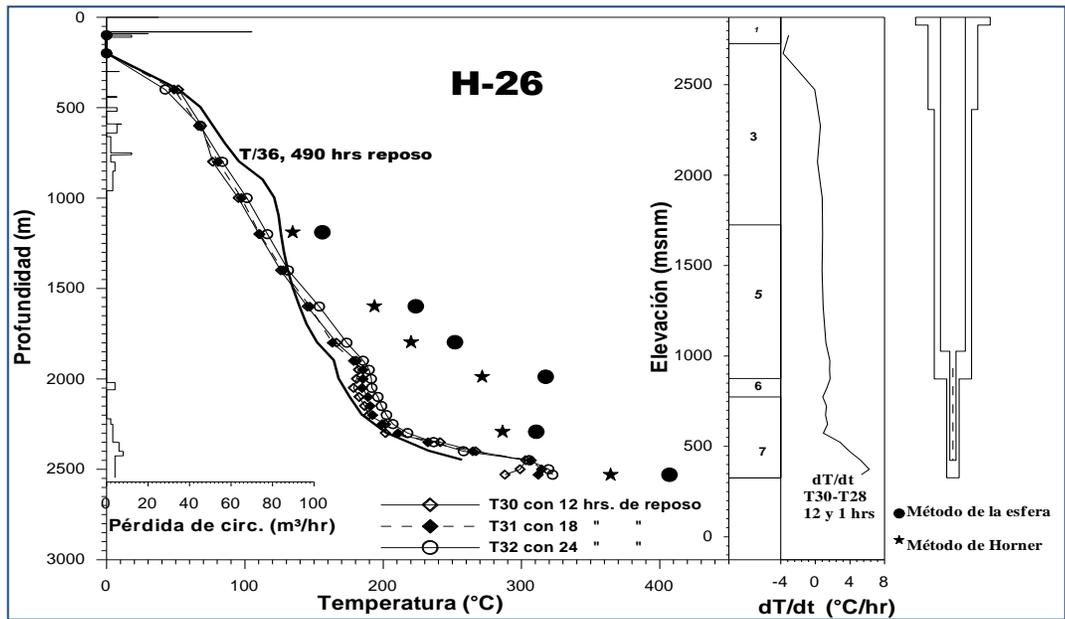


Fig. 6. Perfiles de temperatura, temperaturas estáticas y velocidades de calentamiento durante la perforación y terminación del pozo H26.

Pozo Núm.	Elevación (msnm)	Temp. Estabiliz. (° C)	Capa litológica No.	Pérdida de circ. (m³/hr)	Pozo Núm.	Elevación (msnm)	Temp. Estabiliz. (° C)	Capa litológica No.
1	1410	240	5		18	100	332	9
1R	1013	267	5		19	540	325	7
2	675	342	9		20	535	370	6,7
2R	598	312	9		21	660	300	9
3	1255	315	5		22	1218	300	9
3R	1156	256	6		23	375	345	6
4	1210	314	5		24	100	308	9
5	1054	252	9		25	540	220	7
6	344	349	9		26	375	397	7
7	500	337	8		27	315	350	8
8	570	394	9		28	310	366	9
9	678	353	9		29	700	390	8
9R	1352	302	5		30	1320	300	5
10	1020	318	6		31	910	350	9
11	510	403	8		32	640	383	7
11R	1363	324	5		32	1290	317	5
12 (rev)	-24 (1050)	383 (330)	9 (7)		33	1610	300	5
13	434	330	9		34	1015	296	5
14	1440	140	9		35	1450	310	5
15	1396	322	5		36	1220	332	5
15R	1290	294	5		37	1240	290	5
16	790	364	8		38	600	335	9
17	663	322	7		39	400	340	9
17R	1122	315	5		40	600	279	7

Tabla 1. Temperaturas estabilizadas, elevación y capa litológica de pozos originales del campo geotérmico Los Humeros. Las temperaturas mostradas se obtuvieron con el método de la esfera.

3.2. Curva de elevación vs la temperatura de la zona principal de alimentación de los pozos

A partir de los resultados de la Tabla 1 se generó la curva de temperatura de yacimiento contra elevación. La Figura 7 muestra la distribución de temperatura estimada por el método de la esfera y su ajuste con el modelo PPEP (Perfil de Presión versus Profundidad). La línea llena representa el perfil de temperaturas correspondiente a una columna de agua en ebullición. Si no se consideran en la gráfica los pozos que tienen más dispersión y que probablemente se encuentran en el límite o fuera del yacimiento explotable (H-1, H-5, H-14, H-24 y H-25), puede observarse un agrupamiento de pozos entre 1000 y 1650 msnm que corresponde al yacimiento superior discutido anteriormente. Estos pozos tienen temperaturas medidas de producción entre 290 y 330° C, que concuerda razonablemente con las temperaturas estimadas (entre 300 y 330° C) para la columna en ebullición que se observa en el perfil de presión (Arellano *et al.*, 1998, Figura 9.2.1).

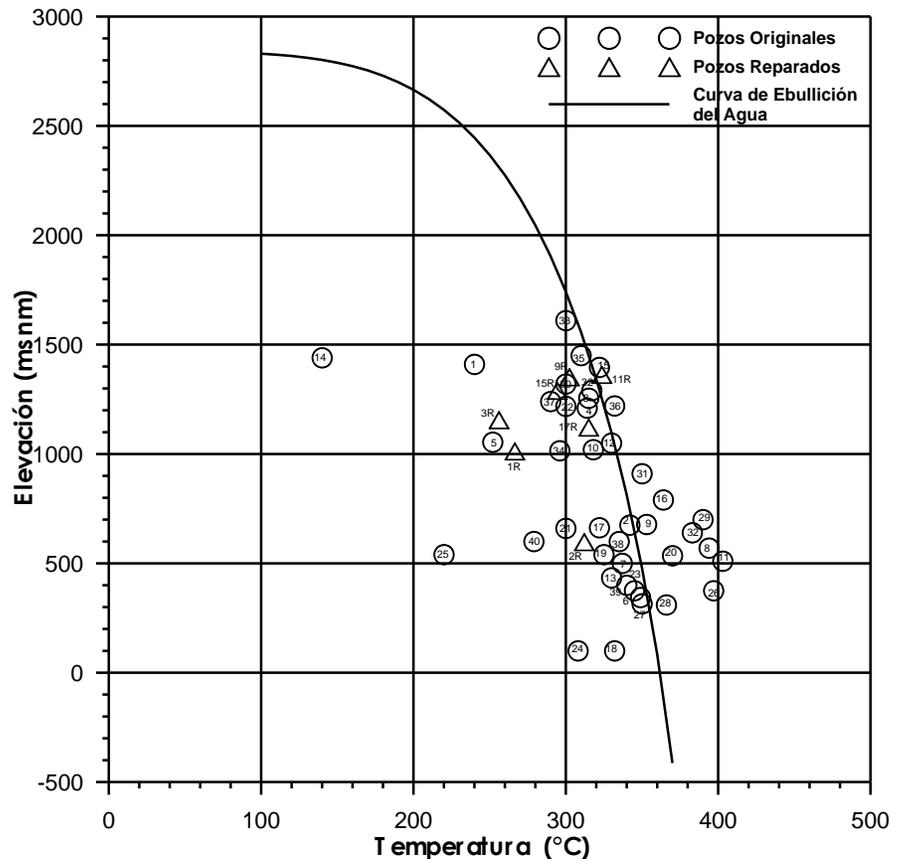


Fig. 7. Curva de ebullición del agua con la profundidad y temperaturas estáticas de pozos originales y reparados del campo Los Humeros.

Los resultados obtenidos para la distribución de temperatura concuerdan razonablemente con la imagen del yacimiento obtenida a partir de los datos de presión. Es decir, un yacimiento superior de líquido dominante y en la parte profunda un yacimiento de baja saturación de líquido, principalmente en la zona denominada Colapso Central. Los pozos que se encuentran en la parte inferior, a elevaciones de 900 a 0 msnm, muestran un rango de temperatura mayor, entre 300 y 400° C. Esto probablemente refleja en parte lo complejo del sistema geotérmico y, por otro lado, la dispersión mostrada en la Figura 7 se debe en parte a las limitaciones del método, el cual se ve afectado por todos los aspectos que tengan influencia en los perfiles de temperatura medidos (enfriamiento, ebullición, errores de medición, etc.) y que se emplearon como datos de entrada. Los pozos reparados se ubican entre 1000 y 1500 msnm de elevación, excepto el pozo H-2.

4. Conclusiones

Se estimaron las temperaturas estáticas de los 40 pozos del campo geotérmico de Los Humeros empleando los métodos de Horner y de la esfera. La técnica de Horner tiende a subestimar las temperaturas de formación, mientras que el método de la esfera da resultados más cercanos a las temperaturas reales de la formación, hecho que se soportó con la simulación del proceso de circulación y del retorno al equilibrio térmico de varios pozos. Se determinó la zona principal de aporte de fluido a cada pozo y la temperatura de dichas zonas. La distribución de temperatura del yacimiento indica que hay dos grupos de pozos: uno entre

1000 y 1500 msnm de elevación, con temperaturas entre 290 y 330° C, y otro más profundo, entre 0 y 1000 msnm, con temperaturas entre 330 y 400° C. Los pozos que se localizan en los límites o fuera del campo de Los Humeros se alejan notablemente de la curva de ebullición del agua. Los principales horizontes permeables se localizan principalmente en las andesitas de augita y en las calizas metamorfizadas, aunque algunos pozos tienen sus horizontes permeables en las andesitas de hornblenda y en los basaltos. La caliza metamorfizada es la unidad litológica de menor permeabilidad, pero buena cantidad de pozos se alimentan de esa zona del yacimiento. Finalmente, la distribución de temperatura en secciones geológicas permite determinar las partes del yacimiento donde existe ascenso de fluido caliente, también observado en el análisis de distribución de presión en el yacimiento.

Agradecimientos

El autor expresa su agradecimiento a las autoridades del IIE por el apoyo para la elaboración de este trabajo.

Referencias

- Arellano, V., A. García, R.M. Barragán, G. Izquierdo, A. Aragón, D. Nieva, E. Portugal, e I. Torres, 1998. Desarrollo de un modelo básico actualizado del yacimiento geotérmico de Los Humeros, Pue., Instituto de Investigaciones Eléctricas, Informe IIE/11/11459/01/F, 462 pp. Inédito.
- Arellano, V., A. García, R.M. Barragán, G. Izquierdo, A. Aragón, y A. Pizano, 1999. Modelo conceptual del estado inicial del campo geotérmico de Los Humeros, Pue., México, *Geotermia*, Vol. 15, No. 2, pp. 111-120.
- Arellano, V., A. García, R.M. Barragán, G. Izquierdo, A. Aragón, y A. Pizano, 2000. A conceptual model of the Los Humeros (México), geothermal reservoir in its natural state. *Proceedings World Geothermal Congress 2000*, Kyushu-Tohoku, Japan, May 28-June 10, pp. 2503-2509.
- Ascencio, F., A. García, J. Rivera, y V. Arellano, 1994. Estimation of undisturbed formation temperatures under spherical-radial heat flow conditions. *Geothermics*, Vol. 23, No. 4, pp.317-326.
- Barragán, R.M., V. Arellano, D. Nieva, E. Portugal, A. García, A. Aragón, y R. Tovar, 1999. Geoquímica de gases del campo geotérmico de Los Humeros, Pue., (México). *Geotermia*, Vol. 15, No.3, pp. 183-193.
- Barragán, R.M., V. Arellano, D. Nieva, E. Portugal, A. García, A. Aragón, R. Tovar, e I. Torres-Alvarado, 2000. Gas geochemistry of the Los Humeros geothermal field, Mexico. *Proceedings World Geothermal Congress 2000*, Kyushu-Tohoku, Japan, May 28-June 10, pp. 2527-2532.
- Campos, J.O., y F. Durán, 1986. Determinación preliminar del campo de temperaturas en Los Humeros, Pue., *Geotermia*, Vol. 2, No. 2, pp. 141-152.
- Dowdle, W.L., and W.M. Cobb, 1975. Static formation temperature from well logs – an empirical method. *Journal of Petroleum Technology*, November, pp. 1326-1330.
- García, A., G. Espinosa, P.R. Mendoza, E. Santoyo, y J.M. Morales, 1996. Desarrollo de un simulador para la interpretación de perfiles de temperatura en pozos geotérmicos. Instituto de Investigaciones Eléctricas, Informe IIE/11/10747/I 01/F, 114 pp. Inédito.

- García, A., V. Arellano, A. Aragón, R.M. Barragán, G. Izquierdo, y A. Pizano, 2000(a). Distribución de temperatura inicial en el campo geotérmico de Los Humeros, Puebla, *Geotermia*, Vol. 16, No.1-3, pp. 97-115.
- García, A., G. Espinosa, E. Santoyo, P.R. Mendoza, e I. Hernández, 2000(b). GEOTRANS: A computer code for estimating transient temperatures in the completion of geothermal wells with drilling fluid losses. *Proceedings World Geothermal Congress 2000*, Kyushu-Tohoku, Japan, May 28-June 10, pp. 4023-4028.
- Grant, M.A., I.G. Donaldson, and P.F. Bixley, 1982. *Geothermal Reservoir Engineering*, Academic Press, New York, 369 pp.
- Grant, M.A., S.K. Garg, and T.D. Riney, 1984. *Interpretation of downhole data and development of a conceptual model for the Redondo Creek area of the Baca geothermal field*. Applied Mathematics Division, Dept. of Scientific and Industrial Research, Wellington, New Zealand – S-Cubed, La Jolla, Cal., USA., Rept. No. 92038.
- Izquierdo, G., V. Arellano, A. Aragón, E. Portugal, e I. Martínez, 2000. Fluid acidity and hydrothermal alteration at the Los Humeros geothermal reservoir, Puebla, México. *Proceedings World Geothermal Congress 2000*, Kyushu-Tohoku, Japan, May 28-June 10, pp.1301- 1306.

La invasión de fluidos geotérmicos en yacimientos de hidrocarburos

Mario César Suárez-Arriaga

Facultad de Ciencias, Universidad Michoacana, Edificio B, Ciudad Universitaria (UMSNH), 58060 Morelia, Mich., México, Email: msuarez@umich.mx, web page: <http://coedudis.cedumich.org.mx/msuarez/>

Resumen

Se reportan reservorios de aceite situados en la costa del Golfo de México que son invadidos por salmuera geotérmica con una temperatura de 150° C, produciendo una mezcla variable de agua caliente y aceite. El agua de un acuífero, a 6000 metros de profundidad, fluye verticalmente por fallas conductivas. Estas condiciones no isotérmicas afectan las saturaciones efectivas y las permeabilidades relativas de las fases inmiscibles. Las viscosidades dinámicas del agua y del aceite disminuyen, afectando el desplazamiento de ambos fluidos. Los pozos estudiados producen en la zona saturada de aceite, arriba del acuífero, pero el volumen total de agua producida puede igualar o exceder al del petróleo. La presencia de esta agua deviene entonces un serio problema práctico. Hemos creado un modelo numérico original, capaz de predecir el gasto crítico para el cual los pozos empiezan a ser invadidos por salmuera geotérmica. El modelo está constituido por una sola ecuación en derivadas parciales, parabólica no lineal, función de la saturación del agua, del espacio tridimensional y del tiempo, y puede incluirse también una fase gaseosa. Con ella se establece una generalización del resultado clásico isotérmico de Buckley-Leverett en una dimensión. El modelo se resuelve numéricamente empleando el método de Elementos Finitos sobre una malla no estructurada. Se reproduce el efecto histórico de la invasión de agua observado en algunos casos críticos. Luego de cierto tiempo de extracción con ambas fases estables, puede ocurrir una invasión súbita de salmuera con disminución abrupta del volumen de aceite producido. El objetivo inmediato es optimizar el gasto para que el pozo produzca una mezcla estable agua-aceite donde el aceite predomine siempre.

Palabras clave: Agua intersticial, gasto crítico, salmuera geotérmica, modelado numérico, elementos finitos.

Invasion of geothermal fluids into hydrocarbon reservoirs

Abstract

Oil reservoirs beneath the coast of the Gulf of Mexico contain geothermal brine at 150° C and produce a mixture of hot brine and oil. Water from an aquifer 6000 m deep flows vertically through conductive faults. These nonisothermal conditions affect the effective saturations and the relative permeability of the immiscible phases. Dynamic viscosities of oil and water diminish, affecting the displacement of both fluids. Studied wells produce from the oil-saturated zone above the aquifer, yet the total volume of produced water can equal or exceed the volume of oil. The presence of water is a severe problem. We produced an original numerical model able to predict the critical production when the wells start to be invaded by geothermal brine. The model has a single equation in partial derivatives, of a parabolic and nonlinear type, which is a function of water saturation, three-dimension space and time. A gas phase can be included in the model. This equation is a generalization of the classic isothermal result of Buckley-Leverett, in a single dimension. The model is solved numerically by using the Finite Element method on a nonstructured network. The historic effect of water invasion observed in some critical cases is reproduced. After production with both phases stable, a sudden brine invasion can occur with a sharp reduction of the oil volume produced. The immediate objective is to optimize the production so the well will be able to produce a stable water-oil mix where oil always prevails.

Keywords: Interstitial water, critical production, geothermal brine, numerical modeling, finite elements.

1. Introducción

La producción de petróleo junto con agua conificada es inevitable y un fenómeno común en yacimientos de aceite y gas. Esta agua no tiene utilidad práctica y es desechable, aunque su operación resulta, en general, bastante costosa. En la revista *Oilfield Review* se reportó en 2004 que sólo en EUA son extraídos, en promedio, 10 barriles (1.6 m^3) de agua por cada barril de aceite (Arnold *et al.*, 2004). En el mundo se producen 3 barriles de agua por cada uno de aceite. El costo de disponer de esta agua es estimado entre 5 y 10 mil millones de dólares en EUA y aproximadamente en 40 mil millones de dólares en el mundo entero. Aun usando las técnicas de disposición más avanzadas, esa agua puede representar hasta el 90% del volumen de líquidos en superficie, impactando seriamente la factibilidad comercial del campo. Debido a su nula utilidad comercial, esta agua se debe reinyectar al yacimiento para tratar de mantener la presión del mismo. Otro uso futuro es su tratamiento para potabilizarla e inyectarla en las redes hidráulicas de ciudades cercanas al campo petrolero (Arnold *et al.*, 2004).

En particular, en campos petroleros de aceite en etapa de explotación avanzada, el volumen total de agua extraída excede a la producción de petróleo. Bajo condiciones estrictas de protección ambiental, por ejemplo en yacimientos del Ártico (Pedersen and Christensen, 2006) o en el Mar del Norte, la concentración de aceite en el agua hace necesario su tratamiento y limpieza antes de regresar el agua sobrante al mar. La miscibilidad agua-aceite es casi insignificante y, de hecho, se considera nula en este trabajo. Pero el efecto de la presencia de la fase agua en mezclas de gas-hidrocarburos puede ser muy importante. Esta agua contiene sales disueltas (por eso se le llama salmuera) que tienen influencia notable en el comportamiento físico de los fluidos en el yacimiento. Las sales afectan la solubilidad mutua del agua y el hidrocarburo, pues decrecen la solubilidad del gas en el agua. A la escala de poros y fisuras, la salmuera intersticial influye en la mojabilidad y en la saturación irreducible del agua en el sistema, lo cual afecta la permeabilidad relativa de las fases presentes (Pedersen and Christensen, 2006).

Acuífero geotérmico bajo el Activo Bellota-Jujo en Tabasco

Existen zonas geotérmicas relacionadas con yacimientos de hidrocarburos en distintas partes del mundo. La presencia de agua intersticial caliente en los poros altera varios parámetros del reservorio. Las condiciones no isotérmicas afectan las saturaciones efectivas y las permeabilidades relativas de las fases inmiscibles. La permeabilidad relativa del aceite se incrementa por el aumento de temperatura que causa el agua geotérmica. Al mismo tiempo las viscosidades dinámicas del agua y del aceite disminuyen, afectando el desplazamiento de ambos fluidos. El Activo Bellota-Jujo, de PEMEX, situado en la costa sur del Golfo de México (Fig. 1), es un ejemplo notable de este tipo de procesos acoplados. El yacimiento Puerto Ceiba, que es parte de este Activo, se encuentra asociado a un acuífero profundo, por lo cual contiene agua salobre e hidrocarburos. El agua en este reservorio fluye verticalmente hacia algunos pozos, a través de fallas conductivas, las cuales conectan la zona de aceite con el acuífero profundo situado a 6000 metros bajo la superficie del campo.

El agua del acuífero es una salmuera geotérmica a temperatura de 150°C , con una densidad de 1150 kg/m^3 . Los pozos de Puerto Ceiba son productores de aceite, pero algunos actualmente están invadidos por salmuera, produciendo una mezcla variable de agua y aceite. A pesar de que el aceite se produce en pozos terminados arriba del contacto agua-aceite (CAA), el volumen total de agua producida iguala o excede, en algunos casos, a la producción de aceite. El efecto de la invasión de agua, aunada a la extracción de aceite, produce una disminución paulatina del volumen original del aceite y un desplazamiento vertical de la frontera CAA. El efecto local a corto plazo origina que el pozo produzca cada vez más agua hasta ser totalmente invadido. El manejo de esta agua en la formación se convierte entonces en un serio problema práctico que le cuesta millones de pesos a la empresa cada año.

Descripción del proyecto de ingeniería para el Activo Bellota-Jujo



Fig. 1. Localización geográfica del Activo Bellota –Jujo, de PEMEX.

La comprensión y modelado del mecanismo de invasión de agua en pozos productores de aceite es el principal objetivo de este trabajo de investigación. Este proyecto fue realizado en forma conjunta por la Facultad de Ciencias de la UMSNH, el área de Ingeniería petrolera de la DEPMI-UNAM y por el Dpto. de

Diseño de Explotación, PEMEX Exploración y Producción, en Comalcalco, Tabasco (Suárez *et al.*, 2006). El objetivo central del proyecto es el desarrollo y construcción de un modelo matemático para realizar estudios numéricos confiables sobre este fenómeno. La meta principal de la investigación es la comprensión del mecanismo de invasión de agua y el cálculo del gasto crítico en pozos productores de aceite para el cual la invasión empieza a ocurrir. El modelo debe permitir predecir con mucha precisión este gasto crítico para poder reducir a tiempo los gastos de los pozos, maximizando su vida productiva.

En este trabajo se desarrolla un modelo numérico original, capaz de predecir gastos críticos máximos bajo los cuales los pozos pueden ser invadidos total o parcialmente por salmuera geotérmica. Para la construcción del modelo aplicamos a ambas fases la ley de Darcy y la ecuación de continuidad. Usando fórmulas estándar para las permeabilidades relativas y para la presión capilar, suponemos constantes porosidad y permeabilidad de la roca, viscosidades y densidades de ambas fases. Así se obtiene una ecuación transitoria en derivadas parciales, parabólica no lineal, dependiente solo de la saturación del agua. Esta a su vez depende del espacio y del tiempo. Resolviendo la ecuación por Elementos Finitos obtenemos sucesivamente saturaciones, permeabilidades relativas y presión capilar. Esto posibilita enseguida el cálculo de velocidades y presiones de cada fase.

2. Formulación del problema

Descripción general

El agua se encuentra presente en todas las etapas de la vida del campo petrolero, desde la exploración hasta el abandono del campo, pasando por el desarrollo y producción del mismo. Cuando se extrae petróleo del yacimiento, tarde o temprano el agua proveniente del acuífero se mezcla y es producida junto con el petróleo. En algunos casos de pozos en el Activo Bellota-Jujo, el volumen total de agua producida iguala o excede a la producción de aceite. El manejo de esta agua en la formación se convierte entonces en un serio problema.

La presencia de agua intersticial en los poros afecta a varios parámetros del reservorio: las saturaciones efectivas de aceite y agua, la mojabilidad de la roca porosa, la permeabilidad relativa de cada fase y hasta la misma química de los aceites producidos. El proceso de ingreso de agua conforme el pozo produce aceite

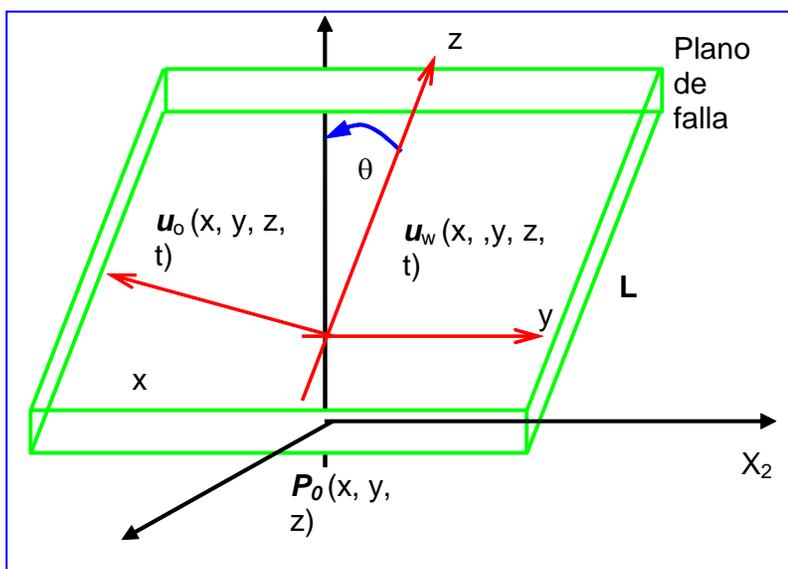


Fig. 2. Esquema del medio poroso donde ocurre el flujo simultáneo de agua y aceite.

puede ocurrir en forma lateral o desde el fondo de la zona de extracción o en ambas direcciones. Abajo de los pozos así invadidos en el Activo Bellota-Jujo hay un acuífero profundo subyaciendo al yacimiento de hidrocarburos y, por consiguiente, el flujo de agua es esencialmente vertical.

En estas condiciones, el mecanismo principal del flujo de agua es causado por la elasticidad y compresibilidad de la roca y la consiguiente expansión del acuífero que acompaña a la extracción de aceite. Esta produce una disminución de la presión del yacimiento en zonas profundas. El efecto de la invasión de agua, aunada a la extracción, produce una disminución paulatina del volumen original del aceite, acompañada del desplazamiento hacia arriba de la frontera de

contacto CAA entre el aceite y el agua (Fig. 2).

El efecto local a mediano o corto plazo es que el pozo irá produciendo cada vez más agua hasta ser totalmente invadido con su gasto cercano al 100% de agua. El efecto global a largo plazo es que todos los pozos de la zona productora produzcan sólo agua o una mezcla agua-aceite donde el gasto de agua predomine. La frontera original del contacto entre el aceite y el agua puede ser un plano o una curva suave y continua. Pero al darse el efecto de invasión de agua, esta curva llegará a ser de una gran complejidad, caracterizada por pendientes abruptas en las zonas de pozos con mayor conificación de agua. Otros efectos paralelos son estructurales y provocados por la diferencia de compresibilidades actuantes. La compresibilidad del agua es menor que la del aceite (de 1 a 25 veces menor), y mientras más ligero mayor es esta diferencia. En cambio, las compresibilidades del agua y de la roca son muy similares.

Posibles efectos de la temperatura

Las viscosidades del agua y del aceite se reducen por efecto del incremento de temperatura. Por consiguiente esta variable puede afectar el desplazamiento de ambos fluidos en procesos de recuperación térmica. En cambio la permeabilidad absoluta de la roca tiene una tendencia clara a disminuir de valor a mayor temperatura. Lo mismo ocurre con la porosidad debido a la expansión de la matriz (Suárez *et al.*, 2006). En cuanto a las permeabilidades relativas, hay evidencia experimental de la variación de este parámetro con la temperatura. Por ejemplo Passmore y Archer (1985) reportan un incremento significativo de la permeabilidad relativa del aceite al aumentar la temperatura. Se acepta comúnmente que la saturación residual del aceite disminuye, sobre todo la de aceites pesados, y que la saturación irreductible del agua aumenta con el incremento de temperatura.

Hipótesis e información disponible

El agua en la formación tiene un comportamiento distinto a los hidrocarburos, pues se comporta como si tuviera un peso molecular mayor al que tiene, en realidad, de 18. Este comportamiento se debe a que las fuerzas intra-moleculares del agua son más intensas que las del petróleo. Debido a tensiones superficiales, una gran cantidad de aceite queda atrapada en los poros, predominando la movilidad del agua de invasión. Mientras más pesado y viscoso sea el aceite, la movilidad del agua dominará más en la mezcla inmiscible de ambos fluidos. Este fenómeno es descrito por el comportamiento del gasto total $q = q_w + q_o$ y por el cociente de gastos: $q_w/q_o = \lambda_w/\lambda_o > 1$ ($\lambda_j = \kappa_j/\mu_j$ es la movilidad de la fase, κ_j su permeabilidad y μ_j su viscosidad dinámica, $j = w, o$). Si el gasto del pozo es muy alto, el fluido producido sería predominantemente agua. Sea $B_w = \rho_{wS}/\rho_{wR}$ el factor de volumen del agua en la formación (densidad del agua a condiciones estándar entre densidad del agua a condiciones de yacimiento). Este factor representa el cambio o expansión que sufre el volumen del agua entre el yacimiento y la superficie del campo. Como esta expansión es pequeña, supondremos que $B_w \approx 1$. Se dispone de la siguiente información:

- El agua invade el reservorio de aceite a través de una falla que corta un acuífero el cual se encuentra a 6000 m de profundidad y tiene una temperatura de 150° C.
- El acuífero y el yacimiento de aceite forman un sistema geológico único, acotado en todas sus fronteras por rocas impermeables conformando un volumen isotérmico.
- El agua proviene del acuífero profundo, el cual cede agua al yacimiento en respuesta a variaciones de presión en la frontera CAA de contacto agua-aceite.
- El aceite se produce en pozos terminados arriba del acuífero. El flujo es en dos fases solamente: agua (w) y aceite (o). La Ley de Darcy es válida en ambas fases.
- Son aplicables fórmulas estándar para las permeabilidades relativas.
- Las permeabilidades relativas y la presión capilar sólo dependen de las saturaciones.

- Son constantes los siguientes parámetros: permeabilidad de la roca, viscosidades y densidades de ambas fases.

3. Datos de campo

Información de campo requerida para el problema:

- La presión inicial y la variación de la presión promedio del yacimiento, medida en varios intervalos de tiempo una vez empezada la extracción de aceite.
- El volumen inicial del agua en el acuífero y el volumen inicial de aceite.
- La profundidad inicial del contacto agua – aceite y la profundidad total del yacimiento.
- La cantidad total de aceite y agua producidos, medida a la presión atmosférica local y en cada intervalo de tiempo con producción continua.
- Datos de temperatura (el acuífero está a 150° C y a 6000 m de profundidad).
- La saturación residual del agua S_{wi} y su distribución en el reservorio.
- Salinidad, densidad y porcentaje de agua producida, e historia de producción.
- Mediciones de laboratorio sobre el comportamiento de la presión capilar.
- Tres puntos que relacionen permeabilidades relativas con la saturación de agua.

Esta última puede estimarse de curvas de capilaridad por drenaje. Una fórmula fundamental es:

$$P_c(S_w) = h_c \Delta\rho g, \quad \Delta\rho = \rho_w - \rho_o, \quad g = 9.8 \text{ m/s}^2 \quad (1)$$

Donde h_c es la altura sobre el plano de presión capilar $P_c = 0$. Esta superficie (Fig. 2) es la frontera de contacto aceite-agua (CAA), con $S_w = 1$, $S_o = 0$. La zona de transición es donde coexisten ambas fases inmiscibles. La saturación residual del agua S_{wi} se alcanza en el punto del reservorio donde $S_o = 1$.

4. Modelo general tridimensional

En el problema se considera el flujo simultáneo de dos fluidos inmiscibles, aceite y agua, en un medio poroso en tres dimensiones. En este contexto, los subíndices para referir a dichos fluidos se tomarán respectivamente como agua (w), aceite (o).

Ecuaciones básicas

- La Ley de Darcy en 3D para cada una de las dos fases.
- Las ecuaciones de continuidad en cada una de las dos fases
- Saturaciones: $S_w + S_o = 1$. Presión Capilar: $P_c(S_w) = p_o - p_w$:

$$\vec{v}_i = -\frac{\mathbf{K} k_{ri}}{\mu_i} (\vec{\nabla} p_i - \rho_i \vec{g} \text{Cos } \theta), \quad \vec{v}_i = \begin{pmatrix} u_x \\ u_y \\ u_z \end{pmatrix}; \quad i = w, o \quad (2)$$

$$\vec{\nabla} \cdot (\vec{v}_i) + \phi \frac{\partial S_i}{\partial t} = 0; \quad S_w + S_o = 1 \quad (3)$$

Flujo de aceite (o) y agua (w) en 3D

En el sistema de referencia indicado en la Figura 2, el flujo inmisible de aceite y agua ocurre en un plano del medio poroso a través de una falla inclinada, formando un ángulo θ entre 0° y 90° con la vertical X_3 , es decir $\theta = (\text{Oz}, \text{OX}_3)$. Los fluidos ingresan a la falla desde la formación por P_0 a una distancia h y a velocidad constante $u_o(x,y,z,0) = u_o^0$ y $u_w^0 = u_w(x,y,z,0)$ respectivamente. Las coordenadas (x, y, z) representan la dirección vectorial del flujo de ambos fluidos en el dominio ocupado por la formación que contiene a la falla productora.

Desarrollo del Modelo en 3D

Empleando las hipótesis y variables adecuadas, el procedimiento de construcción del modelo tridimensional es muy similar a la construcción del modelo en dos dimensiones. Por motivos prácticos de simplificar la escritura de las ecuaciones defino las siguientes variables:

$$\begin{aligned}\vec{v}_w &= \vec{w} && \text{velocidad darciana del agua.} \\ \vec{v}_o &= \vec{v} && \text{velocidad darciana del aceite.} \\ \vec{u} &= \vec{w} + \vec{v} && \text{velocidad total de fases.}\end{aligned}$$

$$\text{es decir: } \vec{u} = \begin{pmatrix} u_x \\ u_y \\ u_z \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} w_x + v_x \\ w_y + v_y \\ w_z + v_z \end{pmatrix} \quad (4)$$

Considerando las ecuaciones de continuidad y dado que las densidades de las fases son constantes, sumando ambas ecuaciones:

$$\rho_w \vec{\nabla} \cdot \vec{w} + \varphi \rho_w \frac{\partial S_w}{\partial t} = 0; \quad \rho_o \vec{\nabla} \cdot \vec{v} + \varphi \rho_o \frac{\partial S_o}{\partial t} = 0 \quad (5)$$

$$\Rightarrow \quad \vec{\nabla} \cdot \vec{w} + \varphi \frac{\partial S_w}{\partial t} = 0; \quad \vec{\nabla} \cdot \vec{v} + \varphi \frac{\partial S_o}{\partial t} = 0 \quad (6)$$

$$\Rightarrow \quad \vec{\nabla} \cdot (\vec{w} + \vec{v}) + \varphi \frac{\partial}{\partial t} (S_w + S_o) = 0 \quad (7)$$

$$\begin{aligned}\Rightarrow \quad \vec{\nabla} \cdot (\vec{w} + \vec{v}) &= \vec{\nabla} \cdot \vec{u} = 0; \\ &(\text{pues: } S_w + S_o = 1)\end{aligned} \quad (8)$$

La velocidad total es la suma de velocidades de ambas fases, y como la velocidad inicial total es constante se deduce que, al fluir juntos ambos fluidos:

$$\vec{u}(t_0) = \vec{u}_0 = \vec{u} \Rightarrow \vec{u} = \text{constante}; \quad (9)$$

En general podemos considerar el medio como anisotrópico y definir el tensor de permeabilidad absoluta como la matriz constante:

$$\mathbf{K} = \begin{pmatrix} k_x & 0 & 0 \\ 0 & k_y & 0 \\ 0 & 0 & k_z \end{pmatrix} \quad (10)$$

La Ley de Darcy para cada fase se reescribe así:

$$\vec{w} = -\frac{k_{rw}}{\mu_w} \mathbf{K} (\vec{\nabla} p_w - \rho_w g \vec{\nabla} D) = -\lambda_w \begin{pmatrix} k_x \partial_x p_w \\ k_y \partial_y p_w \\ k_z \partial_z p_w - k_z \rho_w g \cos \theta \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} w_x \\ w_y \\ w_z \end{pmatrix} \quad (11)$$

$$\vec{v} = -\frac{k_{ro}}{\mu_o} \mathbf{K} (\vec{\nabla} p_o - \rho_o g \vec{\nabla} D) = -\lambda_o \begin{pmatrix} k_x \partial_x p_o \\ k_y \partial_y p_o \\ k_z \partial_z p_o - k_z \rho_o g \cos \theta \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} v_x \\ v_y \\ v_z \end{pmatrix} \quad (12)$$

$$\text{las pseudo-movibilidades son: } \lambda_w = \frac{k_{rw}}{\mu_w}; \lambda_o = \frac{k_{ro}}{\mu_o}; \frac{1}{\lambda} = \frac{1}{\lambda_w} + \frac{1}{\lambda_o} \quad (13)$$

De estas ecuaciones se despejan los gradientes de presión (λ es el inverso de la movilidad total):

$$\vec{\nabla} p_w = \begin{pmatrix} \frac{\partial p_w}{\partial x} \\ \frac{\partial p_w}{\partial y} \\ \frac{\partial p_w}{\partial z} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -\frac{w_x}{\lambda_w k_x} \\ -\frac{w_y}{\lambda_w k_y} \\ \frac{-w_z}{\lambda_w k_z} + \rho_w g \cos \theta \end{pmatrix}; \quad \vec{\nabla} p_o = \begin{pmatrix} \frac{\partial p_o}{\partial x} \\ \frac{\partial p_o}{\partial y} \\ \frac{\partial p_o}{\partial z} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -\frac{v_x}{\lambda_o k_x} \\ -\frac{v_y}{\lambda_o k_y} \\ \frac{-v_z}{\lambda_o k_z} + \rho_o g \cos \theta \end{pmatrix} \quad (14)$$

Definimos las siguientes variables auxiliares, las cuales permiten calcular las seis componentes de las velocidades de cada fase por medio de las velocidades fraccionarias:

$$u_x = w_x + v_x \Rightarrow 1 = \frac{w_x}{u_x} + \frac{v_x}{u_x} = f_x + g_x$$

$$u_y = w_y + v_y \Rightarrow 1 = \frac{w_y}{u_y} + \frac{v_y}{u_y} = f_y + g_y \quad (15)$$

$$u_z = w_z + v_z \Rightarrow 1 = \frac{w_z}{u_z} + \frac{v_z}{u_z} = f_z + g_z \quad \text{que equivalen a:}$$

$$w_x = u_x f_x; w_y = u_y f_y; w_z = u_z f_z;$$

$$v_x = u_x - u_x f_x; v_y = u_y - u_y f_y; v_z = u_z - u_z f_z \quad (16)$$

En términos de las velocidades fraccionarias se calcula el gradiente de la presión capilar:

$$\begin{aligned} \bar{\nabla} p_c &= \bar{\nabla} p_o - \bar{\nabla} p_w = \\ &= \begin{pmatrix} \frac{w_x}{\lambda_w k_x} - \frac{v_x}{\lambda_o k_x} \\ \frac{w_y}{\lambda_w k_y} - \frac{v_y}{\lambda_o k_y} \\ \frac{w_z}{\lambda_w k_z} - \frac{v_z}{\lambda_o k_z} + (\rho_o - \rho_w) g \cos \theta \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{u_x f_x}{\lambda_w k_x} - \frac{u_x - u_x f_x}{\lambda_o k_x} \\ \frac{u_y f_y}{\lambda_w k_y} - \frac{u_y - u_y f_y}{\lambda_o k_y} \\ \frac{u_z f_z}{\lambda_w k_z} - \frac{u_z - u_z f_z}{\lambda_o k_z} + (\rho_o - \rho_w) g \cos \theta \end{pmatrix} \end{aligned} \quad (17)$$

Es decir:

$$\bar{\nabla} p_c = \begin{pmatrix} \frac{\partial p_c}{\partial x} \\ \frac{\partial p_c}{\partial y} \\ \frac{\partial p_c}{\partial z} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{u_x f_x}{\lambda k_x} - \frac{u_x}{\lambda_o k_x} \\ \frac{u_y f_y}{\lambda k_y} - \frac{u_y}{\lambda_o k_y} \\ \frac{u_z f_z}{\lambda k_z} - \frac{u_z}{\lambda_o k_z} + (\rho_o - \rho_w) g \cos \theta \end{pmatrix} \quad (18)$$

Arreglando algebraicamente cada componente de este vector gradiente se despejan las tres componentes de $\mathbf{f}(S_w) = (f_x, f_y, f_z)$, obteniendo finalmente una ecuación en derivadas parciales que depende únicamente de la saturación del agua. También puede obtenerse directamente una EDP para la saturación del aceite:

$$f_x = \frac{\lambda k_x}{u_x} \left[\frac{d p_c}{d S_w} \frac{\partial S_w}{\partial x} + \frac{u_x}{\lambda_o k_x} \right] = \frac{\lambda k_x}{u_x} \frac{d p_c}{d S_w} \frac{\partial S_w}{\partial x} + \frac{\lambda}{\lambda_o} \quad (19)$$

$\leftarrow F_x \rightarrow$

$$f_y = \frac{\lambda k_y}{u_y} \left[\frac{d p_c}{d S_w} \frac{\partial S_w}{\partial y} + \frac{u_y}{\lambda_o k_y} \right] = \frac{\lambda k_y}{u_y} \frac{d p_c}{d S_w} \frac{\partial S_w}{\partial y} + \frac{\lambda}{\lambda_o} \quad (20)$$

$\leftarrow F_y \rightarrow$

$$\begin{aligned} f_z &= \frac{\lambda k_z}{u_z} \left[\frac{d p_c}{d S_w} \frac{\partial S_w}{\partial z} + \frac{u_z}{\lambda_o k_z} + (\rho_w - \rho_o) g \cos \theta \right] = \\ &= \frac{\lambda k_z}{u_z} \frac{d p_c}{d S_w} \frac{\partial S_w}{\partial z} + \frac{\lambda k_z}{u_z} (\rho_w - \rho_o) g \cos \theta + \frac{\lambda}{\lambda_o} \end{aligned} \quad (21)$$

$\leftarrow F_z \rightarrow \quad \leftarrow G_z \rightarrow$

$$\text{donde: } \frac{\lambda}{\lambda_o} = \frac{\lambda_w}{\lambda_w + \lambda_o} = \frac{1}{1 + \frac{\lambda_o}{\lambda_w}} = \left(1 + \frac{k_{ro} \mu_w}{k_{rw} \mu_o} \right)^{-1} \quad (22)$$

En las ecuaciones (19) a (21) se han definido las siguientes funciones auxiliares:

$$F_x = \frac{\lambda k_x}{u_x} \frac{d p_c}{d S_w}; \quad F_y = \frac{\lambda k_y}{u_y} \frac{d p_c}{d S_w}; \quad F_z = \frac{\lambda k_z}{u_z} \frac{d p_c}{d S_w}; \quad G_z = \frac{\lambda k_z}{u_z} (\rho_w - \rho_o) g \cos \theta \quad (23)$$

Entonces, las componentes de $f(S_w)$ definidas por medio de las ecuaciones (19) a (22) pueden expresarse por medio de las Ecs. (23) como sigue:

$$f_x = F_x \frac{\partial S_w}{\partial x} + \frac{\lambda}{\lambda_o}; \quad f_y = F_y \frac{\partial S_w}{\partial y} + \frac{\lambda}{\lambda_o}; \quad f_z = F_z \frac{\partial S_w}{\partial z} + G_z + \frac{\lambda}{\lambda_o} \quad (24)$$

Reemplazando estas componentes en la ecuación (5, 6) para la continuidad del agua:

$$\begin{aligned} \phi \frac{\partial S_w}{\partial t} + \vec{\nabla} \cdot \vec{w} &= \phi \frac{\partial S_w}{\partial t} + \frac{\partial w_x}{\partial x} + \frac{\partial w_y}{\partial y} + \frac{\partial w_z}{\partial z} = \\ &= \phi \frac{\partial S_w}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x} \left(u_x F_x \frac{\partial S_w}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(u_y F_y \frac{\partial S_w}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(u_z F_z \frac{\partial S_w}{\partial z} \right) + \\ &+ \frac{\partial}{\partial x} \left(u_x \frac{\lambda}{\lambda_o} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(u_y \frac{\lambda}{\lambda_o} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(u_z \frac{\lambda}{\lambda_o} \right) = 0 \end{aligned} \quad (25)$$

En los términos de esta ecuación (25) se observa que todas las variables involucradas dependen únicamente de la saturación del agua. Definiendo las partes correspondientes en términos tensoriales se obtiene una sola ecuación más compacta. Sean:

$$\mathbf{F} = \begin{pmatrix} u_x F_x & 0 & 0 \\ 0 & u_y F_y & 0 \\ 0 & 0 & u_z F_z \end{pmatrix}; \quad \vec{G} = \begin{pmatrix} u_x \frac{\partial}{\partial S_w} \left(\frac{\lambda}{\lambda_o} \right) \\ u_y \frac{\partial}{\partial S_w} \left(\frac{\lambda}{\lambda_o} \right) \\ u_z \frac{\partial}{\partial S_w} \left(\frac{\lambda}{\lambda_o} \right) + u_z \frac{\partial G_z}{\partial S_w} \end{pmatrix} \quad (26)$$

\mathbf{F} es el tensor de movilidad de las fases.

\vec{G} es el vector de la movilidad relativa de ambas fases.

La Ecuación en Derivadas Parciales que modela a la fase agua queda finalmente así:

$$\begin{aligned} \phi \frac{\partial S_w}{\partial t} + \vec{\nabla} \cdot (\mathbf{F} \cdot \vec{\nabla} S_w) + \vec{G} \cdot \vec{\nabla} S_w &= 0 \\ S_w &= S_w(x, y, z, t) \end{aligned} \quad (27)$$

Cálculo de permeabilidades relativas y de la presión capilar

En el cálculo de las permeabilidades agua – aceite, se utilizaron las correlaciones propuestas por Brooks y Corey en 1964 y verificadas experimentalmente en una publicación reciente (Cunha *et al.*, 1999):

$$k_{rw}(S_w) = 0.0525 \left(\frac{S_w - 0.363}{0.326} \right)^{2.714} ; \quad k_{ro}(S_w) = 1.3180 \left(\frac{0.689 - S_w}{0.326} \right)^{1.193} \quad (28)$$

Los números dentro de los paréntesis y los exponentes fueron medidos experimentalmente, mientras que los valores fuera de los paréntesis se obtuvieron por ajustes de mínimos cuadrados (Cunha *et al.*, 1999). Para la presión capilar se usaron los valores experimentales reportados por Aziz (1998) junto con la ecuación (1).

La ecuación (27) es una EDP de tipo parabólico no lineal, función solo de la saturación S_w . Resolver la ecuación (27) permite obtener soluciones para ambas saturaciones $S_w(x,y,z,t)$, $S_o(x,y,z,t)$, enseguida deducir $k_{rw}(S_w)$ y $k_{ro}(S_w)$ a partir de la ecuación (28), así como la presión capilar $p_c(S_w)$ en el instante t y en cualquier punto (x,y,z) . Con (k_{rw}, k_{ro}) calculamos λ_w , λ_o y λ usando la ecuación (22). Enseguida se pueden calcular las componentes del tensor $F(S_w)$ y del vector $G(S_w)$ con las ecuaciones (23); (f_x, f_y, f_z) se computan usando las ecuaciones (24). La saturación del aceite es simplemente $S_o = 1 - S_w$. A partir de los resultados anteriores, se pueden calcular las velocidades de las fases empleando las ecuaciones (16) y finalmente despejar el gradiente de cada presión en (14) o usando la Ley de Darcy (11) y (12). Finalmente la presión capilar se calcula usando la ecuación (18).

Cálculo del gasto crítico de aceite para el pozo Puerto Ceiba (PC) 115 invadido por agua

El pozo Puerto Ceiba (PC) 115 se invadió por la entrada anormal de agua a través de una falla conductiva, en febrero de 2004. La Tabla 1 presenta la información relacionada con las condiciones de producción y de los fluidos de este pozo. Birks (1963) ha presentado la expresión siguiente para el caso de un pozo que produce en la vecindad de una falla conductiva, que relaciona la caída de presión de flujo crítica, Δp_{wcr} , que es igual a la diferencia entre la presión promedio en el área de drene del pozo, \bar{p} , y la presión de fondo fluyente crítica, p_{wfer} , ($= \bar{p} - p_{wfer}$), con respecto a la distancia vertical ΔH , entre la base del intervalo abierto a producción y el contacto agua-aceite (CAA):

$$\Delta H = 1.47 \frac{\Delta p_{wcr}}{\Delta \rho_{wo}} \left(6.33 - 2.30 \log \frac{\Delta p_{wcr}}{\Delta \rho_{wo}} \right) \quad (29)$$

La diferencia entre las densidades del agua, ρ_w , y del aceite, ρ_o , está expresada por: $\Delta \rho_{wo} = \rho_w - \rho_o$. El término Δp_{wcr} es la caída de presión crítica a partir de la cual se inicia el ascenso (flujo) anormal del agua a través de la falla conductiva. Calculando por medio de la información incluida en la Tabla 1 la diferencia entre las densidades de los fluidos: $\Delta \rho_{wo} = 1145 - 770 = 375 \text{ (kg/m}^3\text{)}$ y entrando con el valor para la distancia vertical $\Delta H = 375 \text{ m}$ (Tabla 1) y la diferencia entre las densidades $\Delta \rho_{wo} = 375 \text{ (kg/m}^3\text{)}$, se obtiene aproximadamente a través de una extrapolación de los resultados gráficos presentados en la Figura 3, el valor siguiente para la caída de presión crítica: $\Delta p_{wcr} \cong 140 \text{ (bars)} = 144.8 \text{ (kg/cm}^2\text{)}$. Al comparar las diferencias entre las presiones a la cual estaba sometido el pozo al momento de presentarse la invasión anormal del agua, Δp_w , y la crítica, Δp_{wcr} , se tiene: $\Delta p_w = 240 \text{ kg/cm}^2 > \Delta p_{wcr} = 144.8 \text{ kg/cm}^2$. Consecuentemente el gasto de producción del pozo ($q_o = 11000 B_{ce}/D$) era superior al gasto crítico a partir del cual se esperaría el avance del agua a través de la falla conductiva.

Presión promedio, \bar{p}	940 kg/cm ²
Presión de fondo fluyendo p_{wf}	700 kg/cm ²
Gasto del pozo, q_o	11000 B _{ce} /D
Densidad del aceite, ρ_o	770 kg/m ³
Densidad del agua, ρ_w	1145 kg/m ³
Diferencia entre la presión promedio y la presión de fondo fluyendo, $\Delta p_w = \bar{p} - p_{wf}$	240 kg/cm ²
Distancia vertical entre la base del intervalo abierto a producción y el contacto agua-aceite, ΔH	375 m

Tabla 1. Información relacionada al pozo Puerto Ceiba 115 al mes de febrero de 2004.

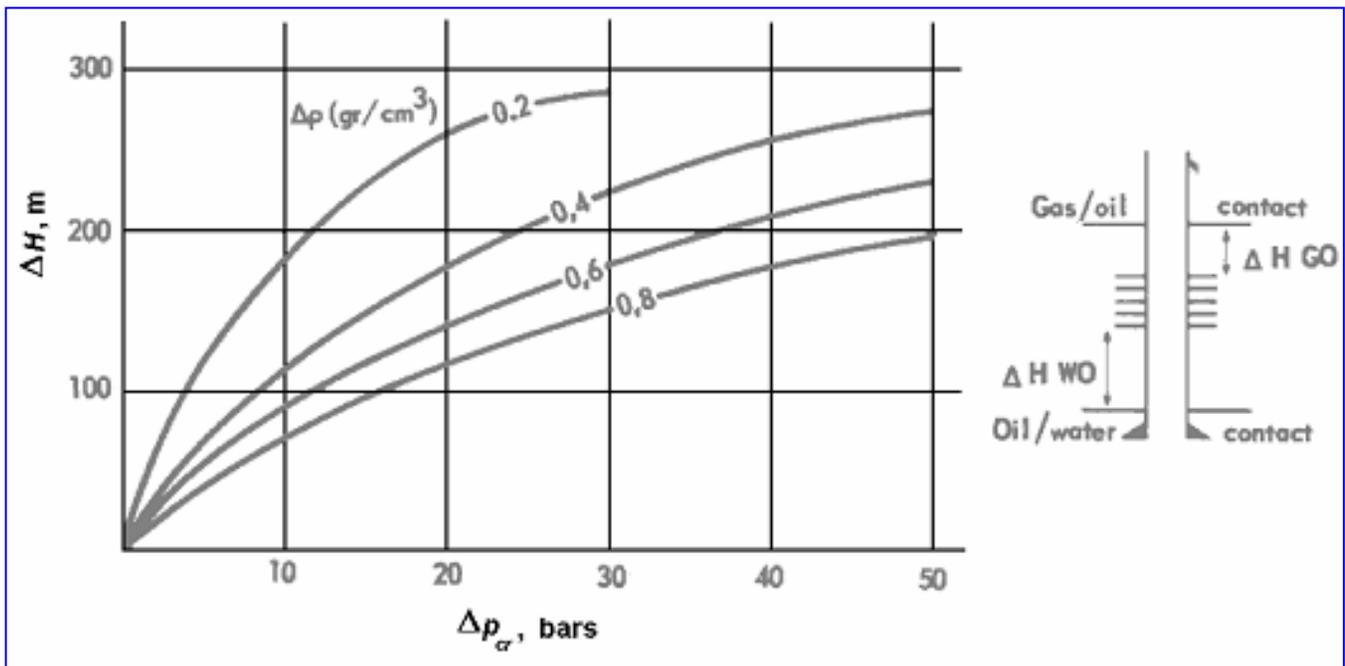


Figura 3. Conificación (entrada anormal) de agua a un pozo productor, a través de una falla conductiva.

El gasto crítico q_{ocr} y el gasto real q_o pueden expresarse por medio de la expresión para el gasto de un pozo que produce bajo condiciones de flujo pseudoestacionario*:

$$q_{ocr} = \frac{k h \Delta p_{wcr}}{\alpha_o B \mu [\ln 0.472 (r_e / r_w) + s]}, \quad y: \quad q_o = \frac{k h \Delta p_w}{\alpha_o \mu [\ln 0.472 (r_e / r_w) + s]} \quad (30)$$

*Se emplea en este cálculo la consideración de flujo pseudoestacionario, aunque para las condiciones físicas de los pozos de este campo en que se tiene asociado un acuífero, la condición de frontera exterior es una combinación entre cerrada al flujo (pseudoestacionaria) y mantenimiento de presión (estacionaria).

Donde α_0 es una constante de conversión de unidades. Dividiendo ambas ecuaciones y despejando el gasto crítico de aceite, q_{ocr} , y evaluando esta expresión:

$$q_{ocr} = \frac{\Delta p_{wcr}}{\Delta p_w} q_o = \left(\frac{144.8}{240} \right) \left(11000 \frac{B_{ce}}{D} \right) = 6600 \frac{B_{ce}}{D} \quad (31)$$

Este es un cálculo aproximado para el gasto crítico de aceite de un pozo cuyo intervalo abierto a producción está cercano a una falla conductiva. Al ser menor que el gasto real que tenía el pozo antes de su invasión por agua, $q_{ocr} > q_o$, indica que el gasto de producción que se imponga debe considerar estas condiciones de invasión anormal por agua.

El problema general de calcular en qué forma se distribuyen y evolucionan las saturaciones de ambas fases $S_w(x,y,z,t)$ y $S_o(x,y,z,t)$ en cualquier dirección del plano de la falla, se reduce a la resolución numérica de la Ecuación Vectorial en Derivadas Parciales Parabólica (27). Para encontrar esta solución por vía numérica, empleamos el Método de los Elementos Finitos.

4. Simulación numérica en 2D con datos de un pozo invadido por agua

Malla, estado inicial y gráficas de la simulación numérica en 2D

Procedemos a efectuar la simulación numérica en dos dimensiones de la zona de extracción del pozo PC-115 del yacimiento Puerto Ceiba (Fig. 1). Para realizarla, suponemos que el reservorio y el acuífero forman una sola unidad geológica. El acuífero se encuentra a presión constante (Tabla 1) y provee de agua a la falla en forma continua por efecto de la diferencia de presiones en la frontera CAA, diferencia que se produce por efecto de la extracción de aceite. La simulación de la falla se hace mediante un medio poroso de alta permeabilidad de $\sim 10^3$ Darcy; la falla conductiva se encuentra en el centro de esta región. La zona lateral de influencia de la falla se encuentra a presión constante y los cambios sólo ocurren en la dirección vertical. La presión inicial promedio estimada en la zona es de 940 kg/cm^2 .

Para representar en forma simple la geología y geometría de esa zona, se creó una malla no estructurada (Fig. 4), de dimensiones $6000 \text{ m} \times 800 \text{ m}$, con 552 elementos triangulares y 2640 grados de libertad. El tipo de interpolación usado fue con polinomios de Lagrange cuadráticos. El sistema lineal se resuelve en forma directa. El pozo corta la falla y se le somete a varios gastos de extracción hasta que se observa invasión de salmuera.

Discusión de la simulación numérica en 2D

Los datos de la Tabla 1 corresponden a estudios y mediciones hechos en el pozo PC-115. La altura o distancia vertical entre la base del yacimiento (parte inferior de la zona disparada) y el inicio del acuífero profundo es igual a 375 metros. Esta es la posición geológica que se encuentra a una profundidad de 6000 metros y corresponde a la frontera del contacto agua-aceite (CAA). La existencia de la zona de transición indicada (Fig. 2) es el efecto principal producido por las fuerzas capilares en el medio poroso de interés. En esta zona la saturación S_w disminuye en función de h_c desde 1 en el plano CAA, hasta $S_{wi} = 0.363$ (correlaciones de Corey-Brooks) a la altura máxima h_c . Según datos del Pozo Ceiba 115 (Tabla 1) la altura capilar inicial $h_c = 375 \text{ m}$. Mientras que las densidades son: $\rho_w = 1145 \text{ kg/m}^3$, $\rho_o = 770 \text{ kg/m}^3$ y $g = 9.8 \text{ m/s}^2$. Entonces la presión capilar en la zona donde $S_w = S_{wi}$ es:

$$P_c(S_{wi}) = h_c \Delta \rho g = 375 \text{ m} (1145 - 770) \text{ kg/m}^3 \times 9.8 \text{ m/s}^2 = 13.78 \text{ bar}$$

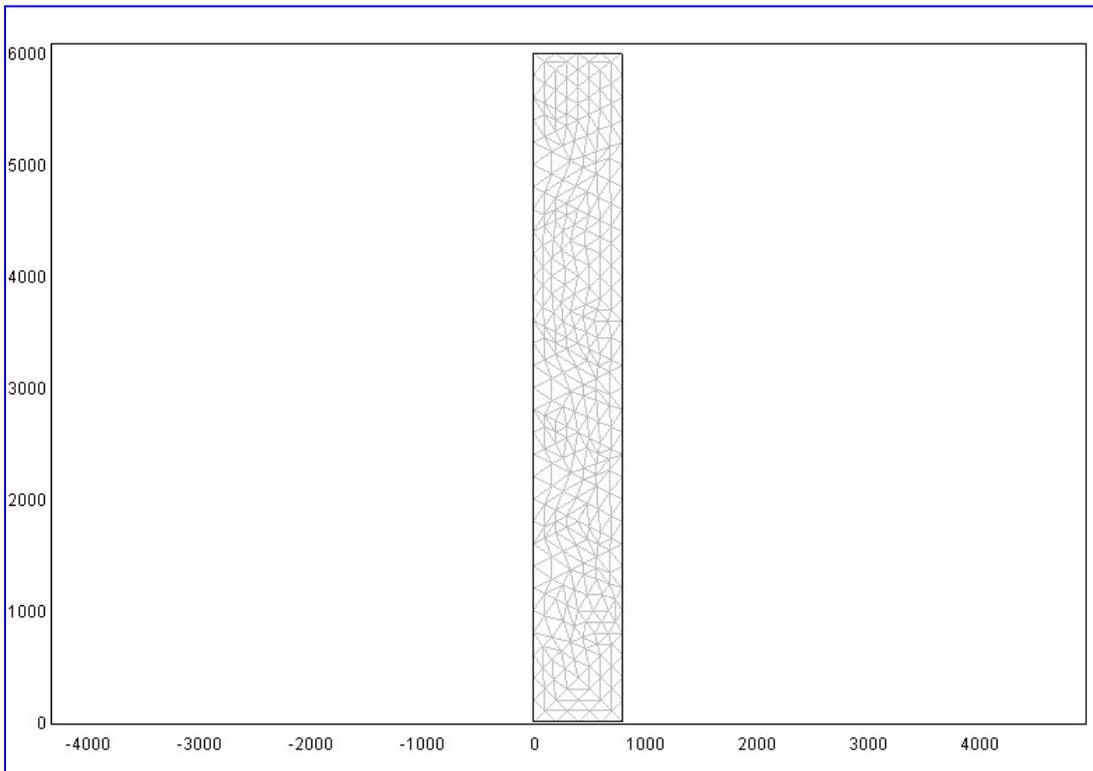


Fig. 4. Malla no estructurada con 552 elementos representando la zona de invasión de salmuera. Escalas en metros; la vertical está invertida.

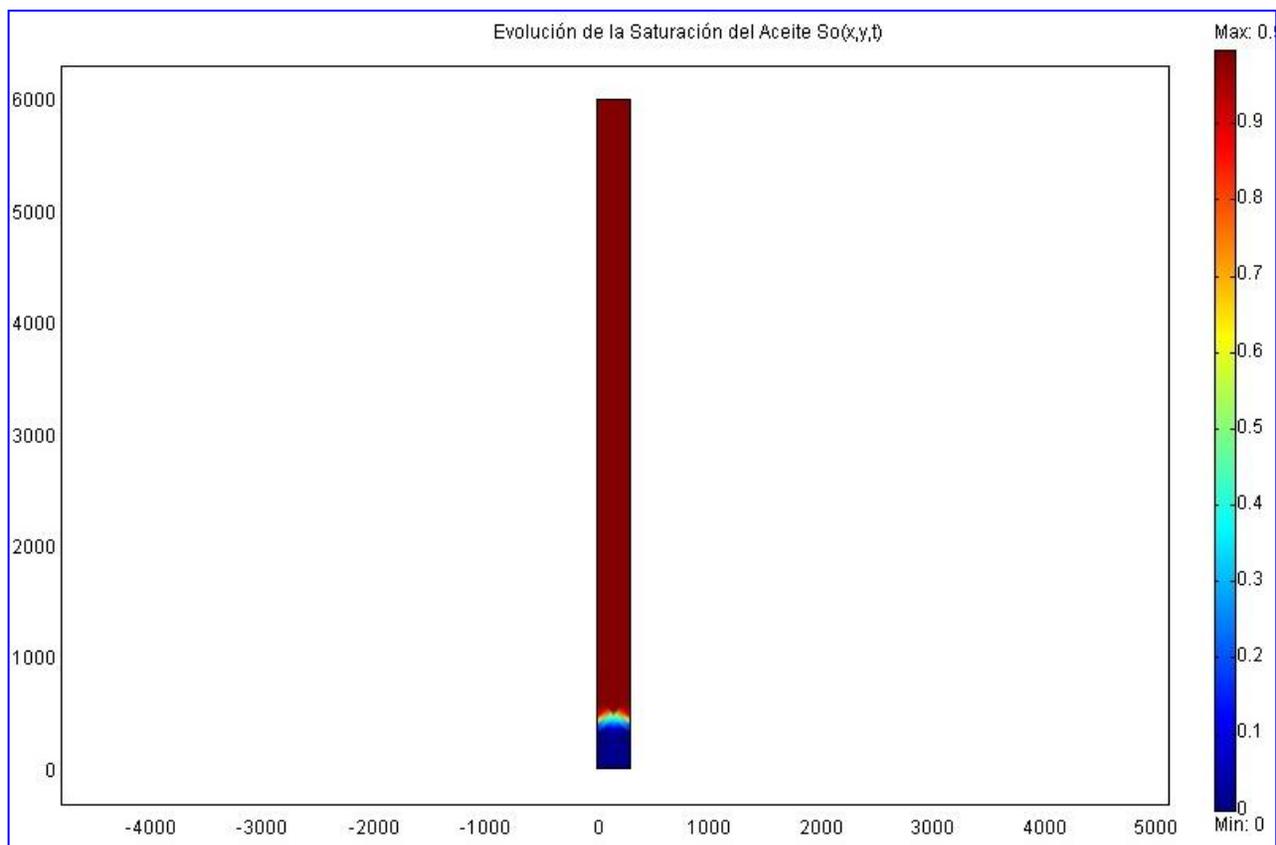


Fig. 5. Estado inicial de la zona antes de la invasión de salmuera. El acuífero se localiza en el fondo (0 m), donde se encuentra el contacto agua-aceite (CAA).

Con los datos de la Tabla 1 se efectuaron simulaciones con diferentes gastos que permitieran estimar posibles producciones críticas. La Figura 5 muestra el estado inicial de la zona de falla, donde se hace la extracción, con una saturación uniforme de aceite del 100%. Solamente con el propósito de hacer más visible el efecto de la invasión en nuestra presentación, exageramos la dimensión vertical de la zona bajo estudio. Además, debido a que no estamos simulando el flujo en dos fases al interior del pozo, estamos suponiendo que lo que ocurre dentro del pozo es un reflejo del proceso de invasión en la formación. Consideramos exageradamente que los 6000 metros de espesor están dentro del yacimiento de aceite, cuando en realidad esto no es así. Durante la simulación numérica se extrajeron varios gastos de aceite en el intervalo (3000, 8000) $B_{ce}/Día$. Este procedimiento permitió, por ensayos sucesivos, estimar el gasto para el cual la invasión abrupta de salmuera puede ocurrir. En cada simulación se graficó el comportamiento focal en algunos puntos clave, en la zona de extracción y también se graficó la distribución bidimensional tanto del aceite como del agua invasora.

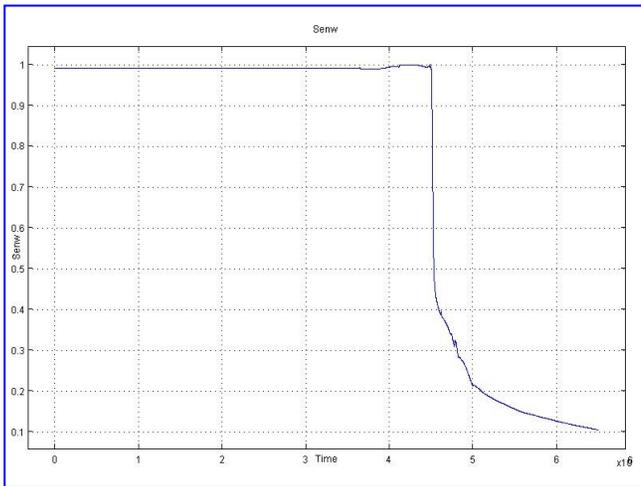


Fig. 6. Saturación de aceite (eje vertical) afectada por la invasión de salmuera en el punto (0, 5500) m. El tiempo transcurrido está en segundos.

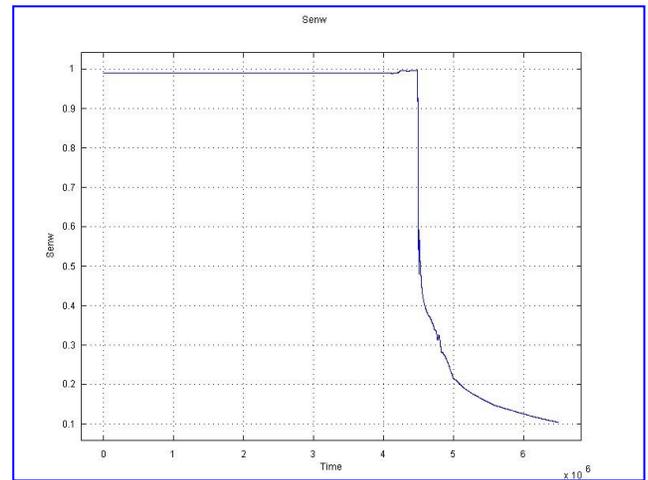


Fig. 7. Saturación de aceite (eje vertical) afectada por la invasión de salmuera en el punto (150, 5500) m. Abatimiento abrupto a los 52 días de producción.

Finalmente pudimos obtener un gasto crítico constante con el cual la invasión de salmuera es masiva. Las figuras 6 a 9 muestran, para este gasto, la evolución de la saturación de aceite $S_o(t)$ en algunos de los puntos más ilustrativos del comportamiento de $S_o(t)$. Las coordenadas se indican en las mismas figuras.

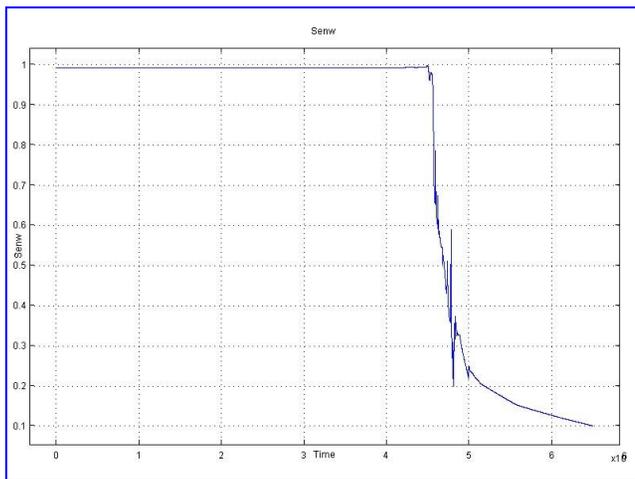


Fig. 8. Evolución de la saturación de aceite afectada por la salmuera en el punto (150, 5800) m. El tiempo transcurrido está en segundos.

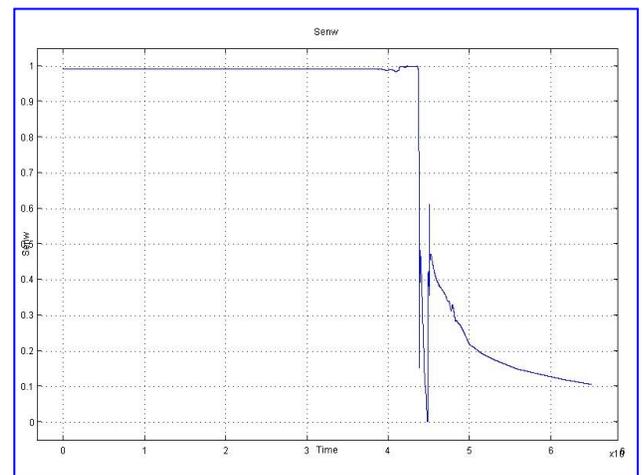


Fig. 9. Saturación de aceite afectada por la invasión de la salmuera en el punto (300, 5500) m. Abatimiento y fluctuación a los 48 días de producción.

Las figuras 10 a 15 son las superficies bidimensionales de la zona simulada, ilustrando la evolución de ambas distribuciones S_o y S_w en toda esa región. El gasto crítico de aceite estimado con esta simulación es de 7057 $B_{ce}/Día$. Para este gasto, el abatimiento abrupto del aceite es del 80% y va de $S_o = 1$ hasta $S_o = 0.2$ en un lapso de 6 días (Figs. 6 y 7), una vez transcurridos entre 48 días y 52 días de producción.

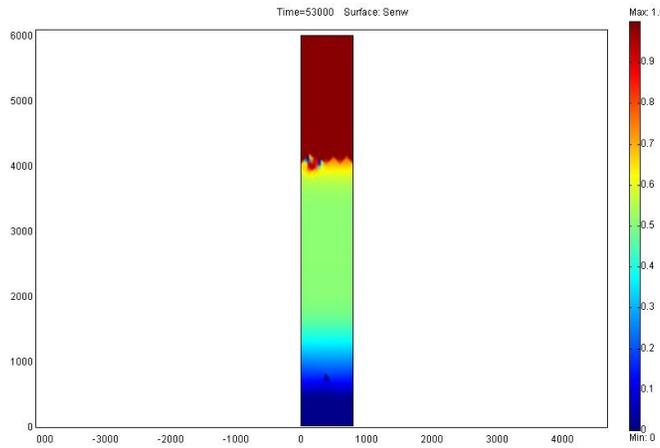


Fig. 10. Saturación del aceite en la zona invadida por la salmuera después de 15 horas de establecerse la zona de transición (en color verde).

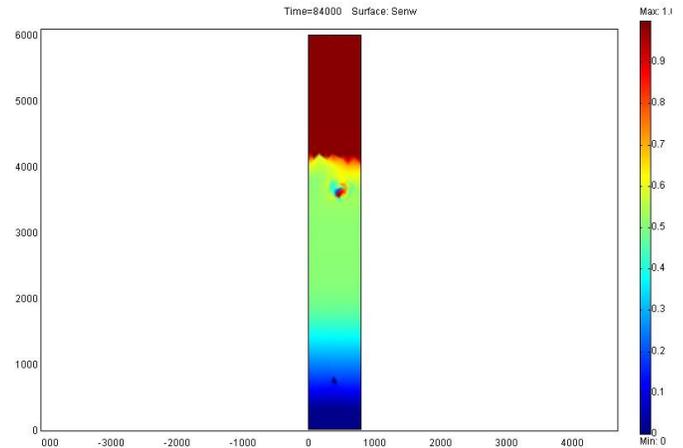


Fig. 11. Saturación del aceite en la zona invadida por la salmuera después de 23 horas de establecerse la zona de transición (en color verde).

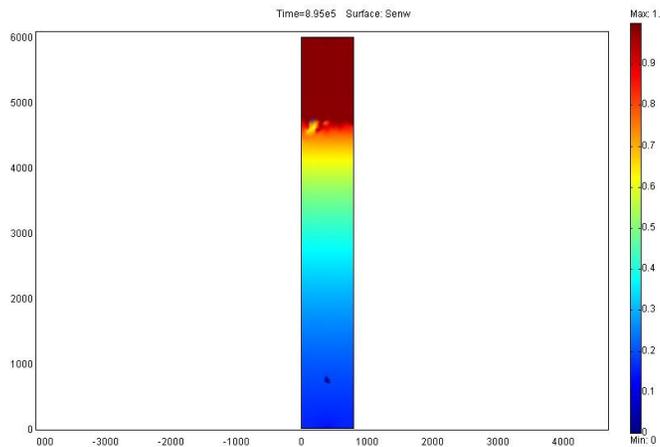


Fig. 12. Saturaciones del agua y del aceite a los 10.4 días de extracción.

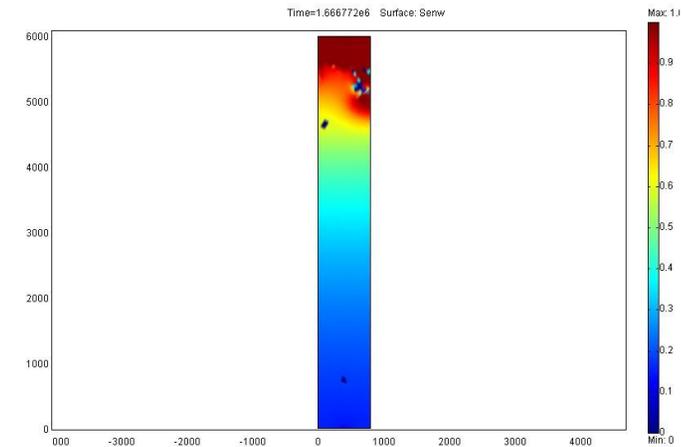


Fig. 13. Saturaciones del agua y del aceite a los 20 días de extracción.

Conclusiones

- ❖ Prácticamente, todos los reservorios de hidrocarburos presentan flujo simultáneo de agua, aceite y gas. Este proceso es especialmente importante durante los procesos de producción. El mecanismo de drenaje de agua, donde esta desplaza parcial o completamente al aceite y al gas, es de gran interés teórico y práctico.

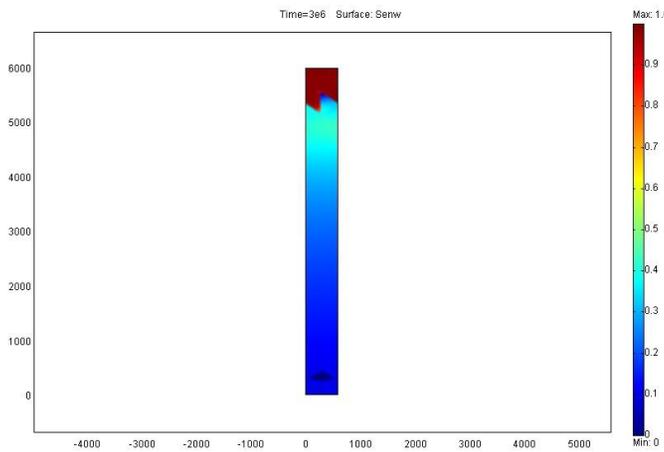


Fig. 14. Saturaciones del agua y del aceite a los 35 días de extracción.

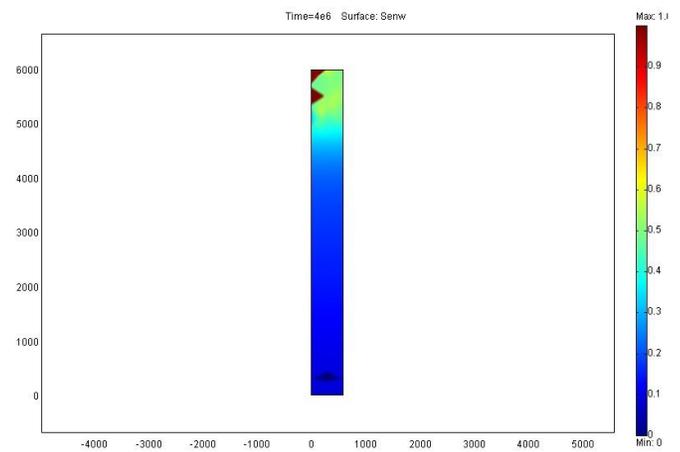


Fig. 15. Saturaciones del agua y del aceite a los 46.3 días de extracción.

- ❖ La producción mundial de agua es aproximadamente de 210×10^6 barriles diarios ($33.4 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{D}$), mientras que la producción de petróleo es de unos 80 millones de barriles en el mismo periodo. Por consiguiente, la mayor producción de muchas compañías petroleras es agua.
- ❖ La presencia de agua en los yacimientos de hidrocarburos es un serio problema práctico y económico. La estimación del costo actual de los sistemas de manejo de salmuera oscila entre 5 y 50 centavos de dólar por barril de agua y asciende a 4 dólares americanos por barril de petróleo en pozos que producen aceite con 80% de agua. El costo mundial de disponer de esta agua es de unos 40 mil millones de dólares.
- ❖ Desarrollamos un nuevo modelo matemático en 3D para simular el desplazamiento de las dos fases, agua y aceite. El modelo permite representar la invasión de agua salobre en pozos productores de aceite. Presentamos aplicaciones con datos de un pozo en el Golfo de México.
- ❖ En la simulación aquí ilustrada, la distribución vertical de la saturación de aceite es afectada por la invasión de salmuera con un abatimiento abrupto del 80% en un lapso de 6 días. Este cambio brusco ocurre una vez transcurridos entre 48 días y 52 días de producción, después de que se establece una cierta zona de transición entre el yacimiento y el acuífero.
- ❖ El gasto crítico de aceite estimado con la simulación numérica es de $7057 \text{ B}_{\text{ce}}/\text{Día}$. El gasto crítico de aceite estimado con un modelo analítico es de $6600 \text{ B}_{\text{ce}}/\text{Día}$. El tiempo de extracción necesario para que la zona de transición quede determinada en el espacio es variable, pues depende de las condiciones específicas de cada formación.

Referencias

- Arnold, R., D. Burnett, J. Elphick, T. Feeley, M. Galbrun, M. Hightower, Z. Jiang, M. Khan, M. Lavery, F. Luffey and P. Verbeek, 2004. Managing Water – From Waste to Resource. *Oilfield Review*, **16**, No. 2, pp. 26-41.
- Aziz, K., 1998. Notes for Petroleum Reservoir Simulation. *Course of the Petroleum Engineering Department*, PE 223, Stanford University, Winter 1998-1999.
- Birks, J., 1963. Coning theory and its use in predicting allowable producing rates of a fissure limestone reservoir. *Iranian Petroleum Institute Bulletin*, **12**, Dec. 1963.
- Buckley, S.E., and M.C. Leverett, 1942. Mechanism of fluid flow in sands. *Trans. AIME*, 146, pp. 107-116.

- Cunha, C., E.J. Bonet and A.C. Corrêa, 1999. Water Alternating Gas Injection: Laboratory Measurements and Comparison with Analytical Calculation. *Journal of Porous Media*, 2/2, pp. 143-151.
- Passmore, M.J., and J.S. Archer, 1985. Thermal properties of reservoir rocks and fluids. *Developments in Petroleum Engineering - 1*, pp. 265-290.
- Pedersen, K.S., and P.L. Christensen, 2006. *Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids*, CRC-Taylor & Francis Group, 2006.
- Suárez, M.C., F. Samaniego y R. Pacheco, 2006. Ingeniería del Activo Bellota-Jujo, Reporte de Avance No. 2. Diseño de Explotación, PEMEX-Exploración-Producción, Comalcalco, Tab. Inédito.

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.

La crisis y qué hacer con ella

George Soros

Tomado de <http://www.georgesoros.com/articlesandessays>. Traducción de Luis C.A. Gutiérrez Negrín

(Nota del traductor: George Soros es presidente del Soros Fund Management, LLC y fundador del Open Society Institute. Húngaro de nacimiento y graduado de la afamada London School of Economics, acumuló una gran fortuna mediante la firma de asesoría en inversiones que fundó y dirige. También es un conocido filántropo y autor de nueve libros incluyendo el más reciente: “El Nuevo Paradigma de los Mercados Financieros: La Crisis Crediticia de 2008 y lo que Significa”, y de artículos y ensayos que aparecen en diversas publicaciones en todo el mundo. En este artículo ofrece una explicación plausible de la crisis actual, dirigida a los no especialistas en finanzas, aunque sin duda son debatibles algunas de las medidas que propone para salir de ella y evitar que se repita.)

1.

La característica sobresaliente de la actual crisis financiera es que no fue provocada por alguna causa externa, como un aumento del precio del petróleo por parte de la OPEP o el incumplimiento de algún país o institución financiera en particular. El propio sistema financiero generó esta crisis. Este hecho —que el defecto fue inherente al sistema— contradice la teoría prevaleciente de que los mercados financieros tienden hacia el equilibrio y que los desequilibrios ocurren de manera casual o que son ocasionados por algún evento súbito externo al cual los mercados tienen dificultad para ajustarse. La severidad y amplitud de la crisis ofrece evidencias convincentes de que hay algo fundamentalmente erróneo en esa teoría predominante y con el enfoque de regulación de mercado que se desprende de ella. Para comprender lo que ha pasado y lo que debe hacerse para evitar otra crisis catastrófica en el futuro, se requiere una nueva manera de pensar sobre el funcionamiento de los mercados.

Considérese cómo evolucionó la crisis en los pasados dieciocho meses. Su causa más inmediata se encuentra en la burbuja de la vivienda o más exactamente en los excesos del mercado secundario (sub-prime) de hipotecas. Mientras más duraba el incremento en dos dígitos en los precios de la vivienda, más laxas se volvieron las políticas crediticias. Al final, la gente podía obtener una hipoteca hasta del 100 por ciento del precio inflado de su casa sin ninguna garantía. Los enterados se referían al mercado secundario de hipotecas como hipotecas ninja: no se pedían comprobantes de ingresos, ni de trabajo, ni se hacían más preguntas.

Los excesos se hicieron evidentes después de que los precios de la vivienda alcanzaron su apogeo en 2006 y los prestamistas de hipotecas secundarias empezaron a declararse en bancarrota por marzo de 2007. Los problemas alcanzaron proporciones críticas en agosto de 2007. La Reserva Federal y otras autoridades financieras (de EUA) pensaban que la crisis de las hipotecas secundarias era un fenómeno aislado que podría ocasionar pérdidas del orden de unos 100 mil millones (de dólares). Pero la crisis se extendió con rapidez asombrosa a otros mercados. Algunos fondos de cobertura (*hedge funds*) altamente apalancados colapsaron y algunas instituciones financieras poco reguladas, principalmente el mayor emisor de hipotecas en Estados Unidos, Countrywide Financial, debieron ser adquiridos por otras instituciones para sobrevivir.

La confianza en la capacidad crediticia de muchas instituciones financieras se tambaleó y el crédito interbancario se perturbó. En rápida sucesión, una variedad de mercados de crédito esotéricos —que iba de las obligaciones colaterales de crédito (CDO: *collateralized debt obligations*) a bonos municipales con tasas por subasta— quebraron uno tras otro. Después de episodios de relativa calma y recuperación parcial, los episodios de crisis retornaron en enero de 2008, precipitados por prácticas comerciales desleales en la Société Générale; en marzo, asociados con la caída de Bear Stearns; y después en julio, con el IndyMac Bank, el

mayor banco de ahorro en el área de Los Ángeles, fue intervenido, convirtiéndose en la cuarta mayor quiebra bancaria en la historia de Estados Unidos. La caída más estrepitosa vino en septiembre, causada por la desordenada bancarrota de Lehman Brothers en la cual los tenedores de papel comercial —por ejemplo, notas quirografiarias a corto plazo— emitido por Lehman perdieron su dinero.

Entonces ocurrió lo inconcebible: el sistema financiero realmente se fundió. Un gran fondo de mercado de dinero que había invertido en papel comercial emitido por Lehman Brothers “rompió el piso”, es decir, el valor de sus activos cayó por debajo de la cantidad de dólares depositados, rompiendo la promesa implícita



de que los depósitos en tales fondos eran completamente seguros y con liquidez. Esto inició una estampida en los fondos de mercado de dinero, quienes dejaron de comprar papel comercial. Puesto que estos fondos eran los mayores compradores, el mercado de papel comercial dejó de funcionar. Los emisores de papel comercial se vieron obligados a recurrir a sus líneas de crédito, saturando el crédito interbancario. Los *spreads* de crédito —es decir, la tasa premium de riesgo (*premium risk*) sobre y por encima de la tasa de interés sin riesgo— se ampliaron a niveles sin precedente y eventualmente el mercado de valores también fue abrumado por el pánico. Todo esto ocurrió en el plazo de una semana.

Con el sistema financiero en infarto cardíaco, resucitarlo fue prioritario sobre cualquier consideración de riesgo moral —es decir, el peligro de que rescatar a una institución financiera en problemas podría recompensar y promover un comportamiento irresponsable en el futuro—, y las autoridades inyectaron cantidades de dinero aun mayores. El balance de la Reserva Federal (de EUA) subió de 800 mil millones a 1.8 billones (de dólares) en un par de semanas. Como si esto no fuera suficiente, las autoridades financieras americanas y europeas se comprometieron a no permitir que ninguna otra institución financiera mayor quebrara.

Estas medidas sin precedentes han empezado a tener efectos: el crédito interbancario ha vuelto y la tasa LIBOR (London Interbank Offered Rate) ha mejorado. La crisis financiera ha mostrado señales de reducción. Pero garantizar que los bancos del centro del sistema financiero global no quiebren ha precipitado una nueva crisis que tomó por sorpresa a las autoridades: los países de la periferia, sea en Europa Oriental, Asia o América Latina, podrían no ofrecer garantías igualmente confiables, y el capital financiero empezó a emigrar de la periferia al centro. Todas las monedas cayeron frente al dólar y al yen, algunas de ellas precipitadamente. Los precios de las mercancías de consumo (*commodities*) se desplomaron y las tasas de interés en los mercados emergentes se dispararon. Lo mismo las tasas premium de los seguros contra la falta de pago de créditos. Los fondos de cobertura y otros inversionistas apalancados sufrieron pérdidas enormes, precipitando ajustes de margen (*margin calls*) y ventas forzosas que también han alcanzado los mercados del centro.

Desafortunadamente las autoridades siempre van retrasadas con relación a los problemas. El Fondo Monetario Internacional está estableciendo un nuevo organismo de crédito que permita a países periféricos en buenas condiciones financieras conseguir préstamos sin condiciones hasta por cinco veces su cuota anual, pero ya es un poco demasiado tarde. Se requiere una canasta de dinero mucho mayor para reasegurar los mercados. Y si se salva a los países periféricos mejor posicionados, ¿qué va a pasar con los de abajo? La batalla por salvar al sistema financiero internacional aún se está librando. Incluso si se gana, los

consumidores, los inversionistas y los negocios están pasando por una experiencia traumática cuyo impacto total sobre la actividad económica global aun está por resentirse. Ahora es inevitable una profunda recesión, y no puede descartarse la posibilidad de una depresión. Cuando a principios de 2008 predije que enfrentábamos la peor crisis financiera desde 1930, no anticipé que las condiciones se iban a deteriorar tanto.

2.

Esta notable secuencia de eventos se puede comprender sólo si abandonamos la teoría dominante del comportamiento del mercado. Como una manera de explicar los mercados financieros, propuse un paradigma alternativo que difiere del actual en dos aspectos. Primero, los mercados financieros no reflejan las condiciones prevalecientes de manera precisa, porque ofrecen una imagen que siempre está sesgada o distorsionada de una u otra forma. Segundo, los puntos de vista distorsionados de los participantes del mercado, expresados en los precios del mercado, bajo ciertas circunstancias pueden afectar los llamados fundamentos que los precios del mercado supuestamente reflejan. Denomino reflexividad a esta conexión circular bidireccional entre los precios del mercado y la realidad subyacente.

Tal conexión circular está presente todo el tiempo, pero sólo ocasionalmente, y bajo circunstancias especiales, provoca crisis financieras. Usualmente los mercados corrigen sus propios errores, pero a veces hay una falsa concepción o interpretación que encuentra la manera de reforzar una tendencia que ya está ocurriendo en la realidad y que, al hacerlo, se refuerza a sí misma. Tales procesos de auto-reforzamiento pueden llevar a los mercados a terrenos lejos del equilibrio. A menos que algo ocurra pronto para abortar la interacción reflexiva, esta puede persistir hasta que el falso concepto se vuelve tan deslumbrante que debe ser reconocido como tal. Cuando eso ocurre la tendencia se vuelve insostenible y al ser revertida el proceso de auto-reforzamiento empieza a actuar en la dirección opuesta, ocasionando un abrupto movimiento de descenso.

La secuencia típica de ascenso (boom) y explosión tiene forma asimétrica. El boom se desarrolla lentamente y se acelera gradualmente. La explosión, cuando ocurre, tiende a ser corta y abrupta. La asimetría se debe al rol que juega el crédito. Conforme se elevan los precios, un mismo colateral puede soportar una mayor cantidad de crédito. El aumento de precios también tiende a generar optimismo y a promover un mayor uso de préstamos apalancados con propósitos de inversión. En el apogeo del boom tanto el valor del colateral como el grado de apalancamiento alcanzan su máximo. Cuando se revierte la tendencia del precio los participantes son vulnerables a los ajustes de margen y, como se vio en 2008, la liquidación forzosa de colaterales conduce a una catastrófica aceleración cuesta abajo.

Las burbujas tienen por tanto dos componentes: una tendencia que prevalece en la realidad y una concepción falsa relacionada con esa tendencia. El ejemplo más simple y común se encuentra en los bienes raíces. La tendencia consiste en una disposición creciente a prestar y un aumento en los precios. La concepción falsa es que el valor de los inmuebles es independiente de la disponibilidad de crédito. Esta falsa concepción provoca que los banqueros relajen sus condiciones de crédito conforme se elevan los precios y disminuye el incumplimiento en el pago de hipotecas. Así es como nacen las burbujas de bienes raíces, incluyendo la reciente burbuja de vivienda. Es notable cómo esta falsa concepción sigue reapareciendo a pesar de una larga historia de explosiones de burbujas de bienes raíces.

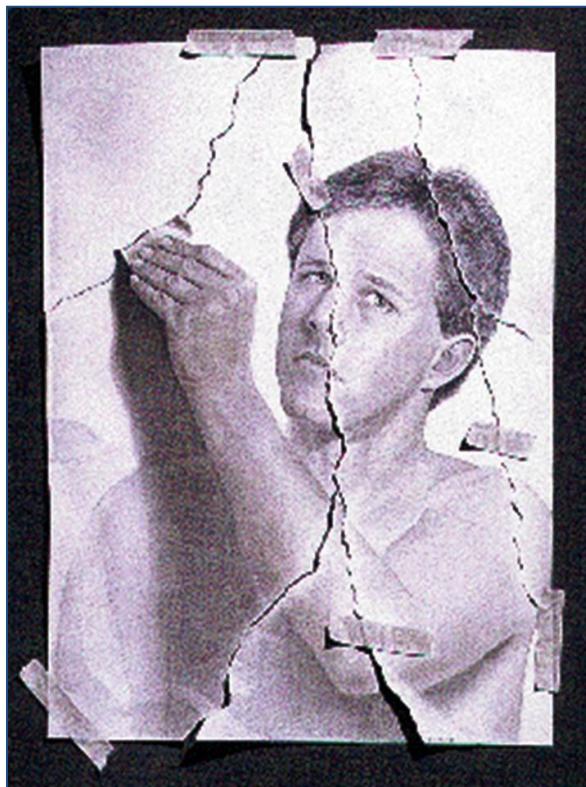
Las burbujas no son las únicas expresiones de la reflexividad en los mercados financieros, pero son las más espectaculares. Las burbujas siempre implican expansión y contracción del crédito y tienden a tener consecuencias catastróficas. Como los mercados financieros son propensos a producir burbujas y estas a causar problemas, los mercados financieros han venido a ser regulados por autoridades financieras. En Estados Unidos tales autoridades incluyen a la Reserva Federal, al Tesoro, a la Comisión de Valores y Cambio y muchas otras agencias.

Es importante reconocer que los reguladores basan sus decisiones en una visión distorsionada de la realidad de igual manera que los participantes del mercado, y tal vez más aun porque los reguladores no sólo son humanos sino también burócratas y sujetos a influencias políticas. Así la relación entre los reguladores y los participantes del mercado también tiene un carácter reflexivo. En contraste con las burbujas, que ocurren con poca frecuencia, el juego del gato y el ratón entre los reguladores y los mercados es continuo. En consecuencia, la reflexividad ocurre todo el tiempo y es un error ignorar su influencia. Pero esto es exactamente lo que la teoría dominante en los mercados financieros ha hecho, y por eso ese error es el responsable final de la severidad de la crisis actual.

3.

En mi libro “El Nuevo Paradigma de los Mercados Financieros” argumento que la crisis actual es diferente de las diversas crisis financieras precedentes. Esto lo fundamento en la hipótesis de que la explosión de la burbuja de la vivienda en Estados Unidos actuó como detonador de una “súper-burbuja” mucho mayor que se había venido desarrollando desde los años ochenta. La tendencia subyacente en la súper-burbuja fue el siempre creciente uso del crédito y del apalancamiento. El crédito, sea a consumidores, especuladores o bancos, ha estado creciendo a un ritmo mucho más rápido que el PIB desde el final de la Segunda Guerra Mundial. Pero el ritmo de crecimiento se aceleró y se convirtió en una burbuja cuando fue reforzado por la concepción falsa que se volvió dominante cuando Ronald Reagan era presidente y Margaret Thatcher primera ministra del Reino Unido.

La falsa concepción se derivó de la teoría dominante en los mercados financieros que, como mencioné antes, consiste en que estos mercados tienden hacia el equilibrio y que las desviaciones son al azar y pueden atribuirse a causas externas. Esta teoría se ha empleado para justificar la creencia de que la búsqueda del interés propio debe ser irrestricta y de que los mercados no deben ser regulados. Yo digo que eso es fundamentalismo de mercado y sostengo que se basa en una lógica falsa. No porque la regulación y otras formas de intervención gubernamental hayan resultado fallidas los mercados son perfectos.



Aunque el fundamentalismo mercantil se basa en premisas falsas, ha servido muy bien a los intereses de los dueños y administradores del capital financiero. La globalización de los mercados financieros permitió al capital financiero moverse libremente y dificultó a los estados individuales sujetarlo a impuestos o regularlo. La desregulación de las transacciones financieras también sirvió a los intereses de los administradores del capital financiero, y la libertad de innovación mejoró la rentabilidad de las empresas financieras. La industria financiera creció hasta un punto en que llegó a representar el 25 por ciento de la capitalización del mercado bursátil en Estados Unidos y un porcentaje incluso más alto en algunos otros países.

Puesto que el fundamentalismo de mercado se basa en presunciones falsas, su adopción en los ochenta como el principio conductor de la política económica estaba destinada a tener consecuencias negativas. Y en efecto hemos experimentado una serie de crisis financieras desde entonces, pero las consecuencias adversas las sufrieron principalmente países de la periferia del sistema financiero global y no los del centro. El sistema está controlado por los países desarrollados, especialmente Estados Unidos, que tienen derecho de veto en el Fondo Monetario Internacional.

Siempre que una crisis amenazó la prosperidad de Estados Unidos –como por ejemplo la crisis de ahorros y préstamos de finales de los ochenta, o el colapso del fondo de cobertura Long Term Capital Management en 1998— las autoridades intervinieron, encontrando maneras de que las instituciones en bancarrota se fusionaran con otras y ofreciendo estímulos fiscales y monetarios cuando la marcha de la actividad económica se veía en peligro. De esta manera las crisis periódicas sirvieron, en efecto, como pruebas exitosas que reforzaron tanto la tendencia subyacente de una expansión de créditos aun mayor, como la falsa concepción de que los mercados financieros debían ser dejados bajo sus propios controles.

Desde luego, fue la intervención de las autoridades financieras lo que logró superar esas pruebas, y no la habilidad de los mercados financieros para corregir sus propios excesos. Pero resultaba conveniente para los inversionistas y los gobiernos engañarse a sí mismos. La relativa seguridad y estabilidad de Estados Unidos comparada con los países periféricos le permitió succionar los ahorros del resto del mundo y sobrellevar un déficit de cuenta corriente que llegó a casi el 7 por ciento del PNB en su apogeo en el primer trimestre de 2006. Eventualmente, incluso la Reserva Federal y otros reguladores sucumbieron a la ideología del fundamentalismo mercantil y abdicaron de su responsabilidad regulatoria. Deberían haber tenido más sabiduría puesto que fueron sus actos los que llevaron a la economía norteamericana a un estancamiento atípico. En particular, Alan Greenspan pensó que dar total libertad en el uso innovaciones financieras como los derivados traería beneficios tan grandes, que tener que corregir los ocasionales contratiempos financieros era un precio pequeño a pagar. Y su análisis de costo-beneficio de sus políticas permisivas no estuvo totalmente equivocado mientras duró la súper-burbuja. Sólo hasta ahora se vio obligado a reconocer que había algo erróneo en su argumento.

La ingeniería financiera implicó la creación de instrumentos progresivamente sofisticados, o derivados, para apalancar el crédito y “administrar” el riesgo a fin de aumentar la ganancia potencial. Se generó una sopa de letras de instrumentos financieros sintéticos: CDOs, CDO cuadrados, CDSs, ABXs, CMBXs, etc. Esta ingeniería llegó a tal complejidad que los reguladores ya no pudieron calcular los riesgos y tuvieron que confiar en los modelos de administración de riesgo de las propias instituciones financieras. Las compañías calificadoras siguieron un patrón similar al calificar los instrumentos financieros sintéticos, obteniendo considerables ganancias adicionales de su proliferación. Los instrumentos financieros esotéricos y las técnicas de administración de riesgo se basaron en la falsa premisa de que, en el comportamiento del mercado, las desviaciones de la media ocurrían al azar. Pero el creciente uso de la ingeniería financiera puso en marcha un proceso de boom y explosión. Así eventualmente surgió el embrollo. Al principio, las crisis financieras ocasionales sirvieron como pruebas exitosas. Pero la crisis de las hipotecas secundarias (sub-prime) jugó un rol diferente: fue la culminación o punto de inflexión de la súper-burbuja.

Debe enfatizarse que esta interpretación de la situación actual no se desprende necesariamente de mi modelo de boom y explosión. Si las autoridades financieras hubieran tenido éxito en contener la crisis de las hipotecas secundarias –como pensaron en su momento que podrían hacer— esto podría haberse visto sólo como otra prueba exitosa en lugar del punto de inflexión. Yo he advertido tres veces que venía el lobo: primero con “La Alquimia de las Finanzas” en 1987, después con “La Crisis del Capitalismo Global” en 1998, y ahora. Sólo ahora llegó el lobo de veras.

Mi interpretación de los mercados financieros con base la reflexividad puede explicar las cosas mejor de lo que puede predecirlas. Es menos ambiciosa que la teoría anterior. No pretende determinar el porvenir como lo hace la teoría del equilibrio. Puede indicar que un boom debe llevar eventualmente a una explosión, pero no puede determinar ni la extensión ni la duración del boom. De hecho, quienes nos dimos cuenta de que había una burbuja de viviendas esperábamos que reventara mucho antes. De haber ocurrido así, el daño habría sido mucho menor y la súper-burbuja podría haber permanecido intacta. La mayor parte de los daños

fue a causa de los valores relacionados con hipotecas emitidos en los últimos dos años del boom de la vivienda.

El hecho de que el nuevo paradigma no pretenda predecir el futuro explica por qué no había avanzado hasta ahora, pero a la luz de las experiencias recientes no puede seguir siendo ignorado. Debemos aceptar el hecho de que la reflexividad introduce un elemento de incertidumbre en los mercados financieros que la teoría previa no tomaba en cuenta. Esa teoría se utilizó para establecer modelos matemáticos para calcular riesgos y convertir arreglos de hipotecas secundarias en títulos intercambiables así como otros tipos de deuda. Por definición, la incertidumbre no puede cuantificarse. La confianza excesiva en esos modelos matemáticos provocó un daño incalculable.

4.

El nuevo paradigma tiene implicaciones de largo alcance para la regulación de los mercados financieros. Como estos son proclives a crear burbujas de activos, reguladores como la Fed (la Reserva Federal de EUA), el Tesoro (de EUA) y la SEC (Comisión de Valores y Cambios de EUA) deben aceptar su responsabilidad para evitar que las burbujas crezcan demasiado. Hasta ahora, las autoridades financieras han rechazado explícitamente tal responsabilidad.

Es imposible evitar que se formen burbujas, pero debería ser posible mantenerlas dentro de límites tolerables. Esto no puede lograrse sólo controlando la emisión de dinero. Los reguladores también deben tomar en cuenta las condiciones del crédito, ya que la moneda y el crédito no se mueven al unísono. Los mercados tiene modas y sesgos y los reguladores han fallado en contrabalancearlos. Esto requiere utilizar el juicio, y como los reguladores también son humanos son propensos a cometer errores. Sin embargo, tienen la ventaja de tener retroalimentación del mercado, lo que debería permitirles corregir sus errores. Si estrechar el margen y ampliar los requerimientos mínimos de capital no reduce una burbuja, pueden hacerlos aun más estrictos. Pero el proceso no es a prueba de tontos porque los mercados también se equivocan. La búsqueda del equilibrio óptimo es un proceso continuo de prueba y error.

El juego del gato y el ratón entre reguladores y participantes del mercado ya existe, pero todavía no se reconoce su verdadera naturaleza. Alan Greenspan fue un pasado maestro de la manipulación con sus declaraciones delficas, pero en lugar de reconocer lo que realmente hacía, siempre pretendió ser un mero observador pasivo. La reflexividad permaneció como un secreto de estado. Esa es la causa de que la súper-burbuja se hubiese desarrollado tanto en esta administración (la de George Bush).



Ya que el dinero y el crédito no se mueven al unísono y que las burbujas de activos no pueden controlarse solamente por medios monetarios, deben utilizarse herramientas adicionales, o reactivadas de manera más precisa, tal como se hizo en los cincuenta y sesenta. Me refiero a requerimientos de margen variable y a requisitos mínimos de capital, diseñados para controlar la cantidad de apalancamiento que pueden emplear los participantes del mercado. Los bancos centrales incluso emitían instructivos a los bancos sobre la manera de otorgar créditos a sectores específicos de la economía. Estas instrucciones son preferibles a los instrumentos ciegos de política monetaria para combatir la “exuberancia irracional” en sectores particulares, tales

como el de tecnologías de la información o bienes raíces.

La ingeniería financiera sofisticada del tipo que he mencionado puede volver extremadamente difícil si no imposible el cálculo del margen y de los requisitos de capital. Para activar tales requisitos, la ingeniería financiera también debe ser regulada y cualquier nuevo producto debe ser registrado y aprobado por las autoridades apropiadas antes de utilizarse. Esta regulación tendría que ser una de las principales prioridades de la administración de Obama. Es de lo más necesario porque la ingeniería financiera está dirigida precisamente a darle la vuelta a las regulaciones.

Tómese por ejemplo los intercambios de crédito por incumplimiento (CDS o *Credit Default Swaps*), instrumentos diseñados para asegurarse contra la posibilidad de incumplimiento de pago de bonos y otras formas de deuda, y cuyo precio se basa en el riesgo que se percibe de que ocurra tal posibilidad. Estos instrumentos crecieron desproporcionadamente porque requerían mucho menos capital que adquirir o mercadear los bonos subyacentes. Eventualmente crecieron a más de 50 billones (*trillion*) (de dólares) en valor nominal, lo que resulta ser muchas veces el valor de los bonos originales y cinco veces el valor de la deuda norteamericana total. Pero el mercado de CDS ha seguido completamente desregulado. La compañía de seguros AIG perdió una fortuna vendiendo CDS como un tipo de seguro y debió ser afianzada, lo que le costó al Tesoro (de EUA) 126 mil millones (de dólares) hasta el momento. Aunque el mercado de CDS podría eventualmente salvarse de la debacle que ha ocurrido en muchos otros mercados, la mera existencia de un mercado no regulado de este tamaño ha sido un factor principal de aumento del riesgo en todo el sistema financiero.

Como los modelos de administración de riesgo utilizados hasta ahora ignoraron la incertidumbre propia de la reflexividad, los límites al crédito y al apalancamiento tendrán que ser sustancialmente menores de lo que han sido en el pasado reciente. Esto implica que las instituciones financieras en su conjunto serán menos rentables de lo que han sido durante la súper-burbuja y que algunos modelos de negocio que dependían de un apalancamiento excesivo dejarán de ser rentables. La industria financiera ya ha caído desde un 25 por ciento de la capitalización total del mercado a un 16 por ciento. Es poco probable que vuelva a recuperar un porcentaje similar o siquiera cercano; al contrario, es probable que termine bajando más. Esto podría considerarse como un ajuste saludable, pero ciertamente no por quienes están perdiendo sus empleos.

A la vista de las tremendas pérdidas sufridas por el público en general, hay un peligro real de que a la excesiva desregulación le siga una re-regulación punitiva. Eso sería desafortunado porque las regulaciones son capaces de ser más deficientes que los mecanismos del mercado. Como he sugerido, los reguladores no sólo son humanos sino también burócratas y susceptibles al cabildeo y la corrupción. Es de esperar que las reformas delineadas aquí prevengan una masacre regulatoria.

6 de noviembre de 2008.

La Asociación Geotérmica Mexicana realizó su XVI congreso y asamblea nacionales

Luis C.A. Gutiérrez-Negrín

Tal como se anunció, la Asociación Geotérmica Mexicana (AGM) realizó el pasado 14 de noviembre de 2008 su XVI Congreso Anual y su XVI Asamblea General Ordinaria. Ambos eventos se llevaron a cabo en las instalaciones de la División Centro Occidente de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en la ciudad de Morelia, Michoacán, ciudad que también aloja a las oficinas centrales de la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos de la propia CFE.

El congreso reunió a 32 participantes de la CFE, el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), el Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares (ININ), las universidades autónoma de México (UNAM, del Centro de Geociencias) y de Michoacán (Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo), del centro de investigación científica de Ensenada (CICESE) y de un par de compañías privadas involucradas en la geotermia, como Geocónsul y Alstom.

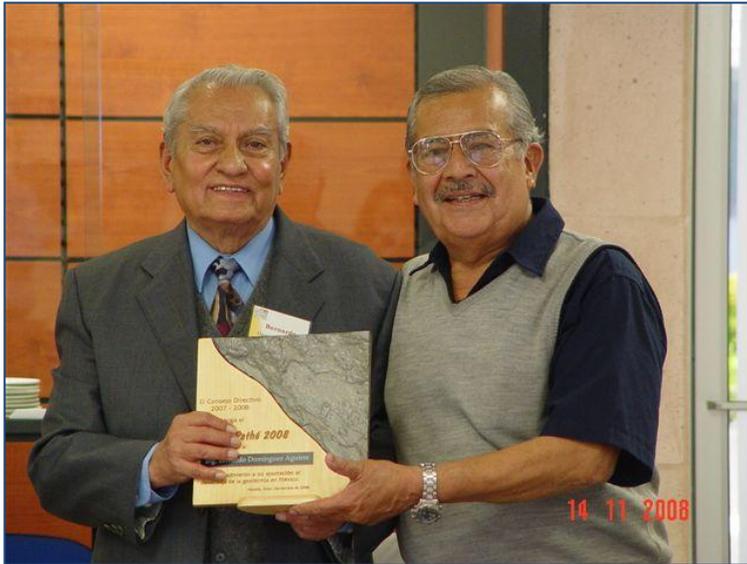
Los participantes fueron bienvenidos por el Presidente y Vicepresidente de la AGM, José Luis Quijano León y Raúl Maya González, respectivamente. Se presentaron los siguientes trabajos técnicos:

1. Evolución del sector CP-I del yacimiento geotérmico de Cerro Prieto, BC, y alternativas de explotación	Marco Helio Rodríguez Rodríguez
2. Manifestaciones geotérmicas y sismos en la Caldera de Santorini, Grecia: Una perspectiva histórica	Mario César Suárez-Arriaga y Yiannis Tsompanakis
3. Patrones de comportamiento de especies químicas e isotópicas (2006-2007) en el campo geotérmico de Los Azufres, Mich., en respuesta a la reinyección	Rosa María Barragán R., Víctor Manuel Arellano G., Lisette Reyes D. y Rubí González
4. Análisis y diagnóstico de las pruebas durante la perforación del pozo H-43 de Los Humeros, Pue.	Marcela E. Sánchez Luviano y Marco A. Torres Rodríguez
5. Un método inverso para estimación de la temperatura inicial de yacimientos geotérmicos	Alfonso García-Gutiérrez, José R. Ramos-Alcántara y Víctor M. Arellano-Gómez
6. Cambios en la producción de pozos cercanos durante la inyección en el pozo Az-64 de Los Azufres, Mich.	Magaly del Carmen Flores Armenta y Miguel Ramírez Montes
7. Estudio sísmico, modo de vibración natural e inducido de la Falla Santa María en la Ciudad de Morelia, Mich.	José Luis Guerrero Guadarrama y Patricia de Jesús Alarcón Chaires
8. Simulación numérica de la operación de la red de transporte de vapor del campo geotérmico de Los Azufres, Mich.	J.I. Martínez-Estrella, A. García-Gutiérrez, A.F. Hernández-Ochoa, M.P. Verma, A. Mendoza-Covarrubias, A. Ruiz-Lemus
9. Resultados geológicos de la perforación del pozo H-43 en Los Humeros, Pue.	Víctor Santiago Rocha López, Esteban Jiménez Salgado y Germán R. Ramírez Silva
10. Sistema de Información Geográfica, plataforma de análisis de técnicas nucleares en el campo geotérmico de Los Azufres, Mich.	M. Huerta Noyola, Miguel Balcázar García, A. López, J.H. Flores y D. Madrigal

La versión completa de los trabajos se incluyó en las memorias del congreso, que se distribuyeron a los asistentes en un disco compacto. La mayoría de ellos se publicará en números sucesivos de esta revista *Geotermia*.

Después del congreso se realizó la asamblea, conducida por su presidente y desarrollada bajo la agenda siguiente, según lo determinan los estatutos de la AGM:

1. Aprobación de la minuta de la Asamblea General Ordinaria de 2007.
2. Informe del Consejo Directivo 2007-2008.
3. Informe del Tesorero 2007-2008.
4. Entrega del Premio Pathé 2008.
5. Elección del Consejo Directivo 2009-2010.
6. Toma de posesión del Consejo Directivo 2009-2010.
7. Asuntos Generales.



Bernardo Domínguez Aguirre, izquierda, recibe el Premio Pathé 2008 de manos de Arturo González Salazar.

El Premio Pathé fue instituido por la AGM en 2005 para honrar a una persona involucrada en el desarrollo de la geotermia en México durante un mínimo de 15 años, con una trayectoria relevante. El Ing. Bernardo Domínguez Aguirre recibió el Premio Pathé 2008 de manos del Ing. Arturo González Salazar, recipiendario del Premio Pathé 2007.

Bernardo Domínguez nació en Guanajuato, Gto., en 1929. Egresó en 1954 de la entonces Escuela Nacional de Ingenieros de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) como Ingeniero Petrolero. De 1954 a 1964 trabajó para Pemex, para la Comisión de Fomento Minero, para la industria de la construcción y como profesor en la UNAM. A partir de 1964 se involucra en la geotermia como supervisor de pozos exploratorios en el campo geotérmico de Cerro Prieto para la

entonces Comisión de Energía Geotérmica. Entre 1964 y 1971 trabajó para las compañías COPERLASA y Equipos y Cultivos Agrícolas de San Luis Río Colorado. En 1971 ingresó a la CFE como Superintendente de Explotación en Cerro Prieto, donde desempeñó sucesivamente las actividades siguientes hasta su jubilación en 1997: Superintendente General de la Residencia de Estudios Geotérmicos en Cerro Prieto (1972-1977), Superintendente General de Explotación en Cerro Prieto (1977-1982), Jefe del Departamento de Perforación de la GPG (1982-1984), Asesor Técnico de la GPG (1984-1990), y Coordinador Regional del Programa de Ahorro de Energía en la División Jalisco de CFE (1990-1997). De 1998 a la fecha se desempeña como consultor. Entre 1971 y 1982 fue profesor en la Universidad Autónoma de Baja California. Ha impartido diversos cursos técnicos de capacitación en México y en Nicaragua, ha prestado asesorías técnicas en Estados Unidos, Costa Rica, Nicaragua y Panamá, y ha participado en reuniones técnicas de intercambio en Nueva Zelanda, Italia y Rusia. Fue miembro fundador de la Asociación Geotérmica Mexicana, así como su presidente en el periodo 1995-1996.

Como punto 5 de la agenda, se eligió al Consejo Directivo 2009-2010 de la AGM. Como se establece en los estatutos, el anterior Vicepresidente, Raúl Maya González, tomó posesión de la presidencia, y el nuevo consejo quedó integrado de la manera siguiente:

Presidente: Raúl Maya González
Vicepresidenta: Magaly Flores Armenta

Secretario: Luis C.A. Gutiérrez Negrín
Tesorero: José Luis Quijano León
Prosecretaria: Georgina Izquierdo Montalvo
Protesorero: José Manuel Romo Jones



Asistentes al XVI Congreso Anual de la AGM

Tuberías en los océanos podrían proveer energía limpia ilimitada

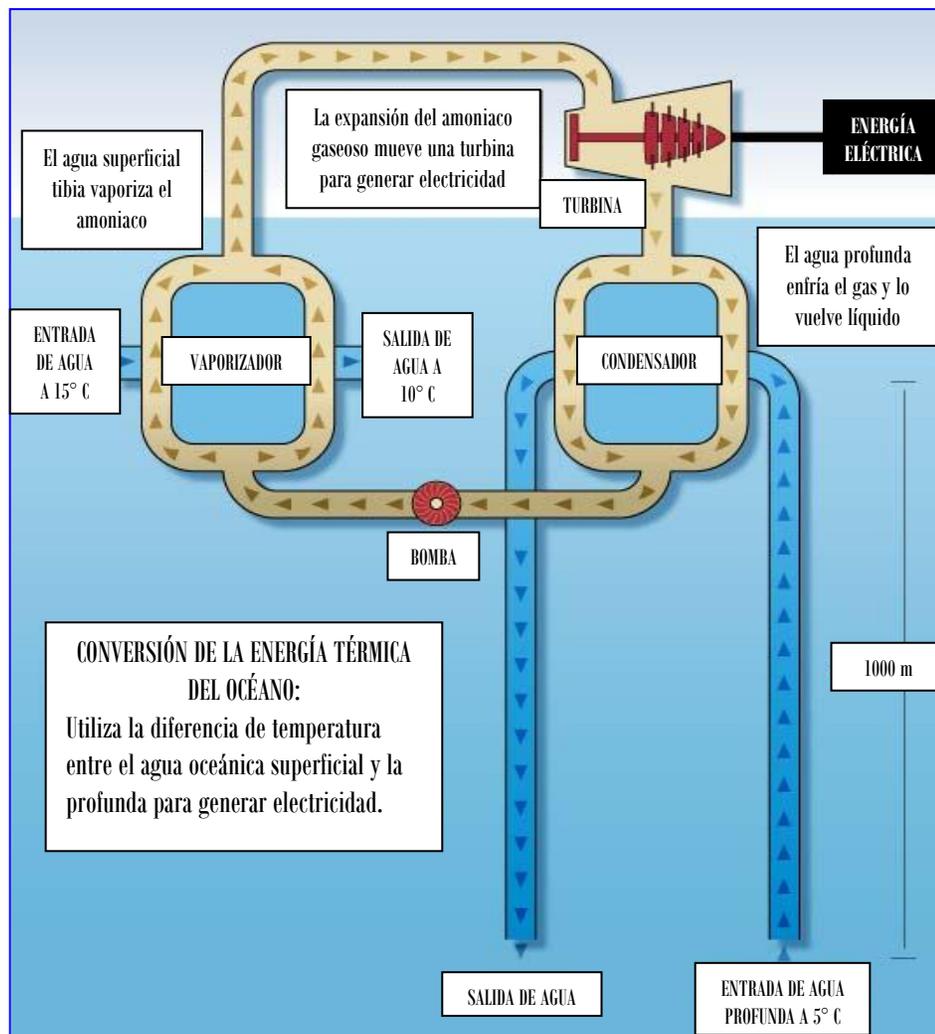
Phil Mckenna

Tomado de *New Scientist*, No. 2683, 19 de noviembre de 2008. Traducción de Luis C.A. Gutiérrez-Negrín

Para ser una compañía cuyo negocio son los cohetes, Lockheed Martin le ha puesto mucha atención a los últimos avances en plomería. El gigante aeroespacial ha mantenido ocupados a sus ingenieros durante los pasados doce meses en diseñar lo que parece ser una tubería muy larga de fibra de vidrio.

Desde luego, no es una tubería ordinaria sino una parte integral de la tecnología detrás de la Conversión de la Energía Térmica del Océano (*Ocean Thermal Energy Conversion, OTEC*), una fuente de energía limpia y renovable con potencial para liberar a muchas economías de su dependencia del petróleo.

“Esto tiene el potencial de volverse la mayor fuente de energía del mundo”, dice Robert Cohen, quien encabezó el programa federal norteamericano de energía térmica del océano a principios de los setenta.



Conforme se dispara el precio de los combustibles fósiles, compañías privadas de Hawai a Japón compiten para construir una planta OTEC comercial. El truco es explotar la diferencia de temperatura entre el agua del mar cerca de la superficie y a cierta profundidad (ver diagrama).

Primero, el agua superficial tibia calienta un fluido con un punto de ebullición bajo, como el amoníaco o una mezcla de amoníaco y agua. Cuando este fluido de trabajo entra en ebullición, el gas resultante crea suficiente presión para mover una turbina que genera energía. El gas se enfría después pasándolo por agua fría bombeada de la profundidad del océano a través de tubos masivos de fibra de vidrio, de unos 1000 metros de longitud y 27 metros de diámetro, que succionan agua fría a una tasa de 1000 toneladas por segundo.

Mientras el gas se condensa de nuevo en un líquido que puede volver a utilizarse, el agua se regresa a la profundidad del océano. “Es como una planta eléctrica convencional en la que se quema un combustible, como carbón, para crear vapor”, dice Cohen.

La idea de aprovechar las diferentes capas térmicas del océano para producir electricidad fue propuesta primeramente en 1881 por el físico francés Jacques d'Arsonval, pero no tuvo mucho eco hasta la crisis petrolera mundial de los setenta. En 1979, un consorcio patrocinado por el gobierno norteamericano que incluía a Lockheed Martin, bajó una tubería de agua fría de una barcaza en las costas de Hawai, que era parte de un sistema OTEC que generaba 50 kilowatts (kW) de electricidad. Dos años después, un grupo japonés construyó una planta piloto en las costas de la isla sudpacífica de Nauru, capaz de generar 120 kW.

En la primera cresta de éxito, el Departamento de Energía de Estados Unidos empezó a planear una planta de prueba de 40 megawatts (MW) en Hawai. Pero en 1981 el financiamiento para tecnologías térmicas del océano empezó a escasear. Se terminó del todo en 1995 cuando el precio del petróleo comenzó a desplomarse, para llegar a estar por debajo de los 20 dólares por barril.

El reciente incremento en los costos de los combustibles ha revivido el interés en esta tecnología casi olvidada. En septiembre de 2008 el Departamento de Energía de EUA otorgó su primer financiamiento para energía térmica del océano en más de una década, entregando a Lockheed Martin 600 mil dólares para desarrollar una nueva generación de tuberías de agua fría.

Cohen piensa que eventualmente esto podría dar lugar a unos 500 MW en plantas OTEC sobre plataformas flotantes costa afuera, enviando electricidad a redes costa adentro vía cables submarinos, y con fábricas en barcos a mar abierto "forrajeando" electricidad.

El primer objetivo de Lockheed es construir una instalación de prueba y ponerla en funcionamiento. La compañía se ha asociado con Makai Ocean Engineering de Waimanalo, Hawai, para construir una planta de 10 a 20 MW, probablemente en las costas de Hawai, que esperan concluir y poner en operación en los próximos cuatro a seis años. La planta, incluyendo una tubería de 1000 metros de unos 4 metros de diámetro, enviaría electricidad a la red eléctrica de la isla a través de cables submarinos.

Mientras Lockheed construye sus instalaciones de prueba, una planta del ejército norteamericano podría ponerse en operación aun antes. OCEES International, de Honolulu, está concluyendo el diseño de una planta térmica oceánica que se construirá en las costas de la isla Diego García en el Océano Índico, donde está una de las mayores bases del ejército norteamericano.

La planta generará 8 MW de electricidad y podría también servir para desalinizar 1.25 millones de galones de agua de mar diarios. OCEES dice que podría estar operando a finales de 2011.

Por el momento, Diego García es alimentada por completo con diesel, y los comandantes de la base consideran al termalismo oceánico como un medio de independencia energética. "Esta es una instalación militar estratégica en medio del Océano Índico", dice Harry Jackson de la OCEES. "Ellos no quieren depender de otros para su energía eléctrica."

"Creo que OTEC tiene potencial para desarrollar suficiente generación eléctrica de manera más rápida de lo que las boyas o la energía mareomotriz podrían hacerlo", comenta Bill Tayler, director de la Oficina de Energía Costera de la marina norteamericana. "Se requerirían muchas boyas para producir de 8 a 10 MW de energía. Las estamos considerando, pero nuestra esperanza está en OTEC."

Sin embargo, ambos equipos tienen que trabajar sobre aspectos tales como la manera de conectar plataformas flotantes y móviles a líneas de transmisión submarinas fijas. Los intercambiadores de calor deberán diseñarse de manera que prevengan la concentración excesiva de algas, lapas y otros organismos marinos que podrían bloquear el sistema.

Si las plantas resultaran exitosas, plantas mayores a escala comercial podrían transformar la ecuación energética hawaiana donde casi el 77 por ciento de la electricidad se genera quemando petróleo. “Ocurriría el mayor cambio energético en nuestro estado y en todo el mundo si logramos que un OTEC de unos 100 MW o más pueda operar de manera confiable”, indica el colaborador de Lockheed Reb Bellinger, de Makai Ocean Engineering.

Pero aumentar la escala no será fácil. Una planta de 100 MW requeriría una tubería de 30 pies de diámetro suspendida 3000 pies. No es un reto menor. Esta enorme estructura deberá estar suspendida verticalmente. Habrá muchos esfuerzos de las corrientes y del movimiento de la plataforma en superficie. “¿Cómo se anclará e instalará?”, se pregunta Bellinger.



Diseños más pequeños ya han tenido problemas. En 2003 ingenieros indios que construían una planta térmica oceánica de 1 MW intentaron bajar una tubería de agua fría de 800 metros en el océano desde una barcaza en la Bahía de Bengala, sólo para perderla en 1100 metros de tirante de agua. Una tubería nueva corrió la misma suerte el año siguiente. “En las dos ocasiones ocurrieron problemas al izarlas y cayeron al fondo del mar”, dice Subramanian Kathiorili, director del Instituto Nacional de Tecnología Oceánica de la India. “Creo que no seremos capaces de ir más allá de 5 o 10 MW con lo que sabemos actualmente”, concluye.

Pero la tecnología tendrá que mejorarse si OTEC busca un impacto significativo en el mercado de energías verdes. Hans Krock, quien ha trabajado en diseños de OTEC para la Universidad de Hawai, el Departamento de Energía de EUA y otros desde 1980, comenta que está cansado de hacer pruebas. “Se han hecho pruebas piloto”, dice Krock. “No es un asunto de diseño, sino de tener una economía adecuada.”

Krock, quien fundó OCEES en 1988, recientemente la abandonó para empezar con Energy Harvesting Systems, una compañía con un plan ambicioso para construir una planta OTEC de 100 MW en la costa indonesia. La electricidad que genere se utilizaría para producir hidrógeno, un combustible verde que sería empleado en vehículos de emisión cero. Krock comenta que tiene financiamiento para la planta de 800 millones de dólares y que ésta podría estar funcionando en un par de años, una vez que los contratos de construcción hayan concluido.

Para Cohen, quien también ha esperado por décadas para que el termalismo oceánico se vuelva una realidad, una planta tan grande le parece algo demasiado ambicioso, especialmente si está asociada a la producción de hidrógeno, cuya infraestructura de distribución todavía no está desarrollada.

“Hacer algo tan grande tan rápidamente podría ser riesgoso,” advierte Cohen. “Me gustaría ver que avanzamos en el termalismo oceánico, pero creo que debemos ser cuidadosos.”

El Lago Ontario ayuda a Toronto a enfriarse

Mientras gobiernos y compañías privadas alrededor del mundo buscan capitalizar la energía térmica del océano, una rama de esta tecnología ya está en funcionamiento. En lugar de intentar recuperar agua fría y profunda para generar electricidad, la ciudad de Toronto en Canadá utiliza agua del fondo del Lago Ontario

para enfriar sus edificios. Makai Ocean Engineering de Waimanalo, Hawai, ayudó a construir recientemente el sistema de aire acondicionado de la ciudad a base de agua fría, el cual ahorrará 60 MW de electricidad cuando esté completamente conectado a los edificios del centro de la ciudad. El sistema funciona bombeando agua a 4° C de temperatura desde una profundidad de 80 metros y enviándola a los edificios de la ciudad a través de 3 tubos de 5 km de longitud cada uno. El agua fría se utiliza después para enfriar el aire. Makai está trabajando en un sistema similar de aire acondicionado de agua fría para Honolulu en Hawai. “La energía térmica del océano es el gran premio, pero el aire acondicionado de agua fría puede tener un rol principal para disminuir las necesidades de energía, y puede hacerlo hoy,” dice Reb Bellinger de Makai.

El Mundo de la Energía

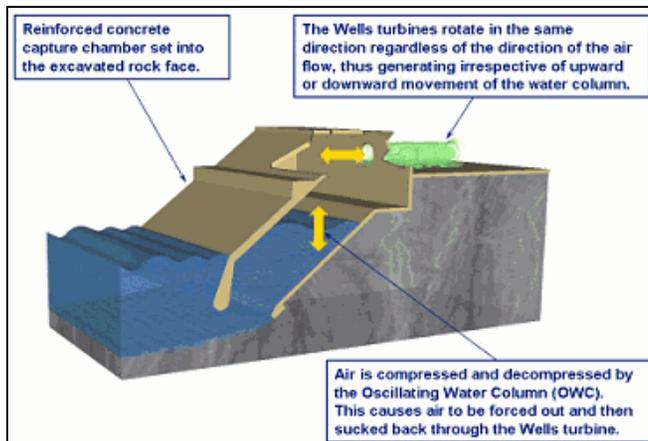
(Con información recopilada por Alfredo Mañón Mercado)

Continuando con la información sobre la situación actual de algunos temas y noticias de interés publicados anteriormente en esta sección de la revista Geotermia, se presenta a continuación el seguimiento de algunas notas publicadas en los números 18-1 y 18-2 (2005), 19-1 y 19-2 (2006).

□ Energía de las olas

Nota original. En el número 18-1 (2005) se informó: “En 1991, el primer programa multinacional de energía de olas de Europa comenzó y continúa hoy, con el primero de sus proyectos experimentales de 500 kWe, denominado LIMPET (*Land Installed Marine Power Exporting Technology*), puesto en operación en la isla escocesa de Islay a partir del año 2000.”

Situación actual: Las plantas generadoras de electricidad a partir de energía de las olas, que utilizan el concepto de columna oscilante de agua (OWC) están anclados al fondo marino en aguas poco profundas, unidas o muy próximas a la costa. (ver imagen).



Las ventajas de estas plantas es que son más fácilmente accesibles y cercanas a la red eléctrica y permiten un mantenimiento menos costoso que instalaciones similares puestas mar adentro. Estas plantas también pueden ser construidas sobre otras estructuras tales como rompeolas.

Después del proyecto de 500 kW de Islay, el proyecto de Siadar en la Isla Escocesa de Lewis,

será la segunda etapa importante en el desarrollo de plantas de energía que utilizan el concepto de la columna oscilante de agua (OWC) para aprovechar las olas y producir electricidad.

El Proyecto Siadar de Energía de las Olas, (SWEP) es un proyecto conjunto en el que participan las empresas Npower Renewables y Wavegen. Este será el primer proyecto que se opere bajo el esquema MSO (Scottish Government's Marine Supply Obligation) establecido para promover el desarrollo de energía marina en la costas escocesas del Atlántico. El proyecto tiene como objetivo instalar una planta de 4 MWe de capacidad. La energía generada podrá suministrar electricidad a 1,500 casas de Lewis y Harris. La construcción del proyecto se iniciara a principios de 2009 y se espera terminar en un plazo de 18 meses.

El esquema contempla construir un nuevo rompeolas, similar en apariencia a los que se ven con frecuencia en las costas del Reino Unido, con la gran diferencia de que el rompeolas de Siadar albergará las turbinas generadoras desarrolladas por la empresa Wavegen.

Más información:

http://www.wavegen.co.uk/news_npower%20april%2008.htm

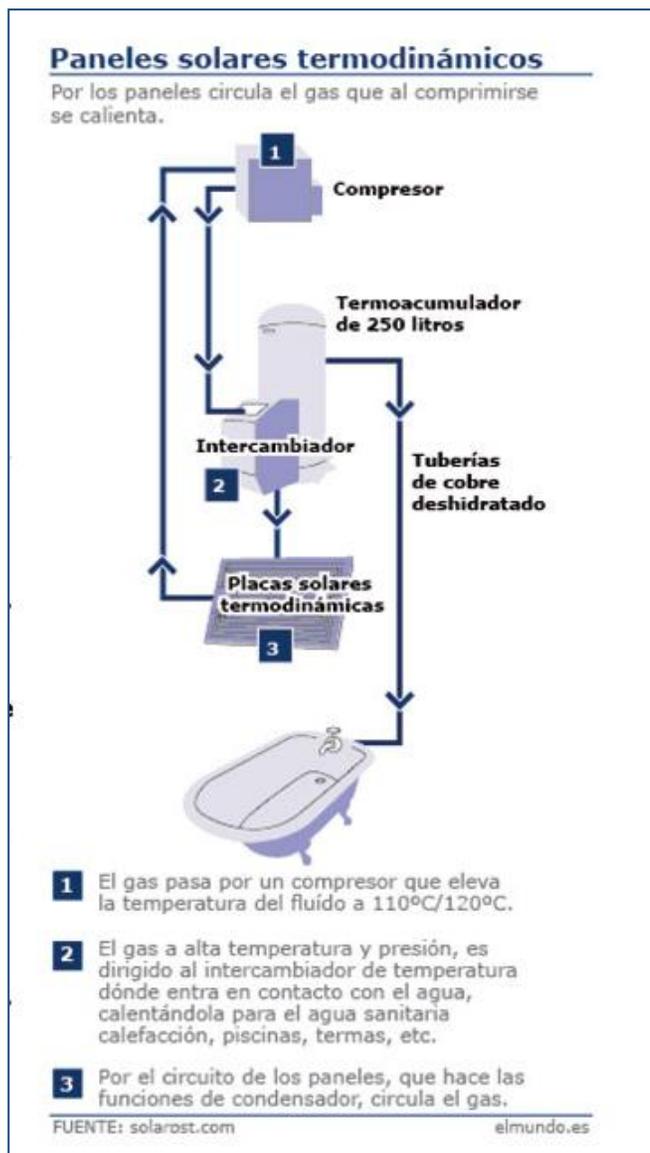
<http://www.npower-renewables.com/siadar>

http://www.wavegen.com/pdf/Wavegen%20Brochure_may%2006_final.pdf

□ Paneles solares termodinámicos

Nota original. En el número 18-2 (2005) se informó: “Calentar un fluido que se encuentra a una temperatura entre -5°C y -15°C , que se gasifica con el cambio de temperatura captada por

el panel solar, y comprimirlo luego para elevar su temperatura hasta 110° C a 130° C: esto es a grandes rasgos lo que propone la empresa Solar PST, un nuevo concepto que mezcla dos tecnologías: los colectores solares y la bomba de calor. Los componentes principales de una instalación solar termodinámica son los captadores solares, el compresor, el condensador y la válvula de expansión. Los diferentes elementos están unidos entre sí mediante tuberías de cobre deshidratado.”



Situación actual: La empresa Solar PST, filial española de Energie, es la única fábrica del mundo que produce paneles termodinámicos que funcionan incluso de noche. En una villa costera cercana a Oporto se fabrica un eficaz e ingenioso sistema de energía solar térmica, de tecnología

hispano-portuguesa, que cuenta ya con más de 2000 instalaciones en varios países europeos.

La diferencia con un panel solar térmico es que por el mismo no circula líquido, sino el gas refrigerante R134-A, el mismo que llevan los aparatos de aire acondicionado o los refrigeradores.

El gas al comprimirse se calienta y luego intercambia su calor en el calentador de agua donde se enfría y se vuelve a calentar cuando pasa por el panel que hace las funciones de vaporizador. El ciclo sigue hasta que el agua alcanza los 50° C en el tanque de 250 litros de agua sanitaria. El compresor cuando funciona consume lo equivalente a un refrigerador de 250 litros, unos 350 watts.

En 2007 se produjeron 12 mil paneles y durante 2008 se preveía un incremento de 30%. Estos equipos ya se exportan a Francia, Irlanda, Reino Unido, Bélgica, Italia, Grecia, Turquía, Chile y pronto a Alemania.

La empresa tiene un convenio de investigación con la Universidad de Vigo, España, que tiene como meta investigar la forma de incrementar la eficiencia del sistema híbrido que combina la placa solar con la bomba de calor.

Una ventaja adicional de estos equipos es que los paneles son de aluminio anodizado, por lo que un panel de casi dos metros de largo por uno de ancho no pesa más que ocho kilos. El circuito del gas forma parte del panel cuando se construye y su duración supera varias décadas por sus características anticorrosivas.

Más información:

<http://www.solarpst.com/index.asp>

<http://www.solarpst.com/NoticiasWeb.asp>

<http://www.solarpst.com/egenerales.asp#2>

<http://www.elmundo.es/elmundo/2006/02/06/ciencia/1139226661.html>

□ Capacidad eoloeléctrica mundial

Nota original. En el número 19-1 (2006) se informó: “La industria eólica mundial ha

alcanzado una potencia instalada acumulada de 50 mil MW, según confirmó el consejo eólico mundial (GWEC, Global Wind Energy Council).”

Situación actual: Durante 2007, por tercer año consecutivo, se estableció un nuevo récord en la producción de electricidad con energía eólica a nivel mundial. El mercado de la energía eólica ha seguido creciendo también en 2008. A fines de 2007, la capacidad eólica mundial era de casi 93,864 MW.

En su mejor año hasta la fecha, en 2007 la industria mundial del viento instaló cerca de 20 mil MW de capacidad adicional. Este desarrollo fue liderado por Estados Unidos, España y China, y representa un incremento porcentual de 27% con respecto a la capacidad instalada global en 2006.

A fines de 2007, los países con mayor capacidad instalada fueron Alemania (22.3 GW), Estados Unidos (16.8 GW), España (15.1 GW), India (7.8 GW) y China (5.9 GW).

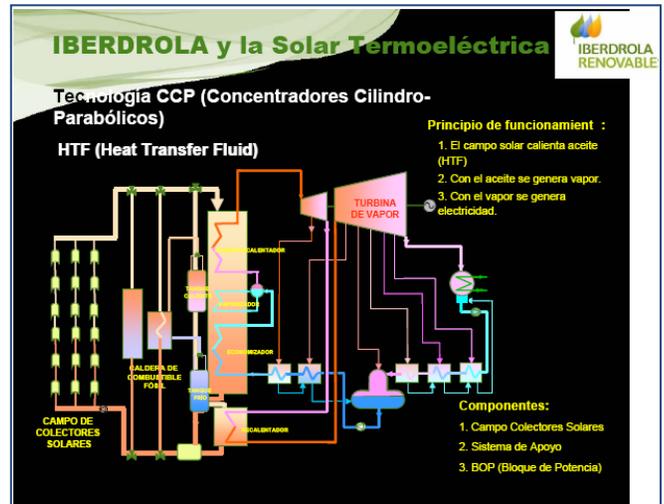
Aunque Europa permanece como el mercado líder para energía del viento, las nuevas instalaciones europeas representaron sólo el 43% del total global, cifra menor al 75% que representó en el 2004. Por primera vez en décadas más de la mitad del mercado mundial del viento se presentó fuera de Europa, tendencia que se cree continuará.

Más información:

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

□ La compañía Iberdrola desarrollará 450 MW de tipo solar termoelectrico

Nota original. En el número 19-1 (2006) se informó: “La compañía española Iberdrola es el operador número uno del mundo de centrales eoloelectricas, pero recientemente informó que tiene en cartera nueve proyectos de tipo solar termoelectricos, con una potencia conjunta de 450 MW. Cada uno de los proyectos tendrá una potencia instalada de 50 MW, debido a que esta es la capacidad máxima sujeta al Régimen Especial eléctrico español que permite recibir incentivos a la generación con energías renovables.”



Situación actual: A diciembre de 2008 aún no se ponen en operación las centrales termo solares que Iberdrola había planeado en 2006. La situación actual, en resumen, es la siguiente:

El Plan de Energías Renovables de España 2005-2010, elaborado en agosto de 2005, establece el objetivo de lograr 500 MW de energía solar termoelectrica en 2010. El recién aprobado Real Decreto RD 661/2007 mejora las condiciones retributivas de la tecnología termoelectrica. Además, el texto mantiene la posibilidad de hibridación en porcentajes determinados. Estos factores han suscitado el interés de diferentes inversionistas en la energía solar termoelectrica. Aun persisten los riesgos inherentes debidos a la inmadurez de esta tecnología.

En la actualidad Iberdrola está promocionando varias plantas termo solares de HTF (Heat Transfer Fluid) con tecnología CCP (Colectores Cilindro Parabólicos). Se han instalado varias estaciones meteorológicas en diferentes emplazamientos con objeto de medir la radiación solar. Se analiza la radiación obtenida mediante satélite y se elaboran las posibles correlaciones. Se están analizando los riesgos tecnológicos asociados a un mercado que está poco desarrollado y muy limitado en cuanto a competencia. Se analizan: tubos absorbedores, espejos reflectantes, estructura soporte y sistema de almacenamiento térmico. Se está optimizando el diseño de diferentes tamaños de planta con sistema de almacenamiento térmico. Se sigue analizando el resto de tecnologías termoelectricas solares, y se

estudia la posibilidad de la GDV (Generación Directa de Vapor).

Existen 13 proyectos en diferentes fases de promoción, situadas en distintas comunidades autónomas y con una potencia total de 650 MW.

España es uno de los grandes polos de atracción de la generación solar termoeléctrica al estar dentro del denominado ‘cinturón solar’ y al contar con una legislación que favorece este modelo.

La energía solar térmica está bonificada, según los términos del real decreto vigente, con una prima de unos 25 centavos de euro por cada kW/h. Esta bonificación está garantizada por ley durante 25 años y aumenta según el índice de inflación anual. El operador de la central termo solar puede elegir entre dos opciones de bonificación. Puede optar por una prima fija o vender la electricidad a precio de mercado y recibir otra prima adicional.

Las plantas solares termoeléctricas necesitan una ubicación con sol y altas temperaturas, pero la falta de recursos hídricos en territorios con ese clima puede suponer un inconveniente para la industria porque necesita un potente sistema de refrigeración dado que el líquido calentado alcanza temperaturas de hasta 400° C. Aproximadamente se requiere un hectómetro cúbico de agua al año por cada MW instalado.

Más información:

http://www.energiarenovables.ciemat.es/adjuntos_documentos/SolarConcentrac08.ppt

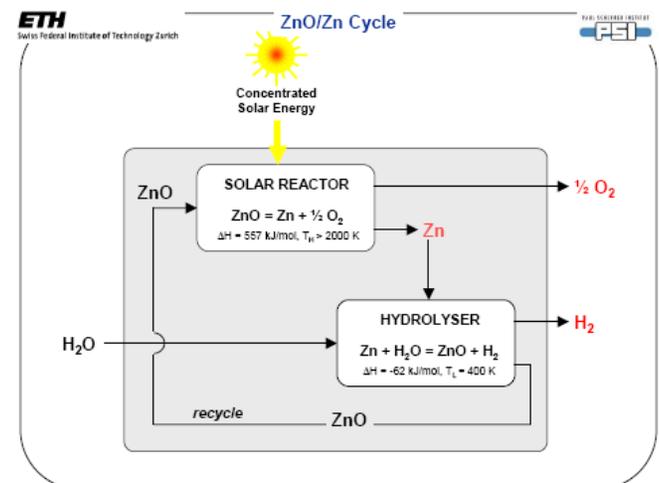
<http://news.soliclima.com/index.php?seccio=noticias&accio=veure&id=3487>

❑ La energía solar puede almacenarse y transportarse

Nota original. En el número 19-2 (2006) se informó: “La energía solar puede convertirse en combustible químico, ser almacenada durante largos periodos de tiempo y transportarse a grandes distancias. Este es el logro de un grupo de científicos que trabajan en el proyecto SOLZINC. Este proyecto está financiado parcialmente con fondos europeos dentro del V Programa Marco de

la Unión Europea, y en él participan Francia, Suecia, Alemania, Suiza e Israel.”

Situación actual: El hidrógeno producido con energía termo solar es una manera adecuada de almacenar en forma de energía química la energía procedente del sol. Con ello se consigue subsanar uno de los principales obstáculos para el aprovechamiento de la energía solar, que es su carácter intermitente. Pero la obtención de hidrógeno mediante la ruptura térmica de la molécula de agua tiene algunos inconvenientes que dificultan su desarrollo, como las elevadas temperaturas que se precisan para obtener un grado de disociación razonable (superiores a 2500° K). Además, las pérdidas por re-radiación disminuyen la eficiencia térmica del sistema, y es preciso utilizar técnicas efectivas de separación para evitar la recombinación del hidrógeno y del oxígeno, que se generan en el mismo lugar. Por ello se han buscado métodos alternativos, entre los que se encuentran los ciclos termoquímicos.



El par redox que se perfila actualmente como más apropiado para el ciclo termoquímico de dos pasos basado en la reducción de óxidos metálicos, es el del ZnO/Zn. El primer paso, a temperaturas de 2000° K y superiores, consiste en la reducción del óxido a metal (u óxido metálico de menor valencia) con desprendimiento de oxígeno. Este proceso también se puede realizar utilizando carbón o gas natural como agentes reductores (reducción carbo-térmica). El segundo paso consiste en la hidrólisis exotérmica del agua para formar hidrógeno y el correspondiente óxido

metálico, y presenta experimentalmente una tasa de conversión razonable a temperaturas del orden de los 700° K.

Basado en el primer paso de esa reacción, el proyecto europeo SOLZINC fue el primero en usar con éxito la energía solar en una planta piloto para crear energía almacenable a partir de un mineral metálico. Así, mediante la reducción carbo-térmica del ZnO a Zn, la energía solar puede convertirse en combustible químico, ser almacenada durante largos periodos de tiempo y transportarse a grandes distancias. Se desarrolló así un prototipo de 300 kW construido en el Weizmann Institute of Science (Israel), con base en el cual las plantas industriales que se construyan podrían presentar rendimientos de entre 50 y 60%. A mayor rendimiento, menor será el área de colectores necesaria y menor será el costo del sistema de concentración solar, que normalmente corresponde a la mitad de la inversión total del conjunto de la planta solar-química.

En el proyecto SOLZINC participaron PROMES-CNRS (Francia), ScanArc Plasma Systems AB (Suecia), ZOXY Energy Systems AG (Alemania), el Paul Scherrer Institute (PSI), el Institute of Energy Technology-ETHZ (Suiza) y el Weizmann Institute of Science (Israel).



Las pruebas y experimentos para la producción de hidrógeno mediante procesos de reducción de óxidos metálicos han continuado por varios años consecutivos (2001-2007) en el Instituto Weizmann de Israel, con resultados muy prometedores a mediano plazo. Como parte clave

de este proyecto, se llevan a cabo estudios y experimentos para determinar las capacidades y limitaciones de la configuración del “Flujo Tipo Tornado”, como un método de dinámica de gases, para proteger la ventana de cuarzo del reactor solar contra daños provocados por depósitos de partículas sólidas incandescentes que se impactan en su superficie.

La parte medular del proyecto en el Instituto Weizmann, es el reflector hiperbólico de 72 m², que fue instalado en la torre solar a 40 metros de altura sobre el nivel del terreno en 1999 y que ahora se utiliza para realizar experimentos de óptica de rayos solares. El heliostato del campo concentra la energía solar en el reflector de la torre, el cual dirige esta energía hacia abajo a través de un conducto en forma de túnel, hasta llegar a un concentrador parabólico compuesto (CPC) que es el más grande en su tipo en el mundo. Este aparato está diseñado para proveer de aproximadamente 600 kW de energía solar concentrada a un nivel de 4500 kW/m².

Los ciclos termoquímicos engloban un conjunto de reacciones sucesivas basadas en procesos de oxidación-reducción que reducen la temperatura necesaria para la disociación hasta valores comprendidos entre los 800 y 1500° K. Existen más de 2000 ciclos, pero los que tienen más posibilidades de prosperar, al menos en lo que se refiere a la utilización de energía solar, son: la reducción de óxidos metálicos, la descomposición del ácido sulfúrico (ciclos de la familia del azufre) o la hidrólisis de los bromuros de calcio o hierro (ciclos del tipo UT-3).

A mediano plazo las tecnologías de concentración solar también podrían ser utilizadas en procesos de des-carbonización de combustibles fósiles, como el *cracking* de gas natural o petróleo, el reformado de gas natural, petróleo o hidrocarburos ligeros, y la gasificación del carbón y otros hidrocarburos pesados. En todos estos procesos la radiación solar se emplea como fuente calorífica para llevar a cabo una reacción endotérmica. Para conseguir las elevadas razones de concentración necesarias se utilizan sistemas de receptor central o discos parabólicos.

La síntesis solar de Zn y otros metales y semiconductores conlleva adicionalmente un ahorro de consumo eléctrico y de combustibles fósiles inherentes a otros métodos tradicionales de obtención (electrólisis), con la consiguiente reducción de las emisiones de CO₂ y otros gases contaminantes (CF₄, C₂F₆, etc.).

A nivel mundial, los centros más relevantes implicados en el desarrollo de este tipo de procesos son: La Plataforma Solar de Almería, el Félix Trombe Solar Furnace Center del IMP-CNRS (Odeillo, Francia), el Paul Scherrer Institute (PSI), el Swiss Federal Institute of Technology-ETHZ (Suiza), el Weizmann Institute of Science (WIS, Israel) y la Australian University of Canberra (ANU).

Más información:

<http://www.foro.upm.es/energia/ponencias/energia7doc.pdf>

http://www.weizmann.ac.il/acadaff/Scientific_Activities/2007/Solar_Research_Facilities.html

http://www.weizmann.ac.il/ESER/solar_page.html

http://www.energiarenovables.ciemat.es/adjuntos_documentos/Termica%20de%20Concentracion06.doc

http://aeh2.org/documentos/otros/AeH2_Obtencion_H2_Junio_2008.pdf

http://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/pdfs/merit03/35_nrel_al_lewandowski.pdf

<http://www.weizmann.ac.il/conferences/ASEO/Steinfeld.pdf>

□ Se construirá en Brasil la mayor central eoloeléctrica de Latinoamérica

Nota original. En el número 19-1 (2006) se informó: “El *Banco de Desenvolvimento Econômico e Social* (BNDES) de Brasil ha anunciado la firma de un acuerdo de financiamiento para la construcción en Rio Grande do Sul de la mayor central eolo-eléctrica de América Latina con capacidad de 150 MW. El banco estatal aportará unos 253 millones de euros, lo que equivale al 69% de la inversión total estimada para el proyecto, promovido por el grupo español Elecnor, a través de su filial eólica Enerfin-Enervento. El crédito se ha firmado con

Ventos do Sul, un consorcio entre Enerfin-Enervento, CIP Brasil y Wobben, la filial brasileña del fabricante alemán de aerogeneradores Enercon, que suministrará la tecnología de la central.”

Situación Actual: El proyecto se terminó dentro del plazo previsto, y fue puesto en operación en diciembre de 2006. Se encuentra en el municipio de Osorio, a unos 80 kilómetros de Porto Alegre. El Parque Eólico de Osorio es en realidad un complejo de tres centrales eoloeléctricas: Osorio, Sangradouro e Indios. Cada central está integrada por 25 aerogeneradores de 2 MW cada uno, para un total de 75 aerogeneradores y 150 MW de capacidad instalada. Las torres miden, incluyendo el aerogenerador, 135 metros de altura y pesan 910 toneladas. En la construcción, se generaron 800 empleos directos y 5 mil indirectos, con la participación de un total de 40 empresas.

En su primer año de operación las centrales de Osorio evitaron la emisión de 148,325 toneladas de CO₂ a la atmósfera, el consumo anual de 36,500 toneladas métricas de petróleo y de 41.2 millones de metros cúbicos de gas natural, según los responsables de las instalaciones. A fines de 2007 el proyecto recibió una licencia medioambiental para duplicar su capacidad de producción.

Más información:

<http://www.enerfin.es>

http://actualidad.terra.es/nacional/articulo/parque_elec_nor_osorio_2085768.htm

http://energias-renovables.blogspot.com/2007/12/parque-elico-de-elec_nor-en-osorio.html

<http://www.panoramio.com/photo/14519144>

Geothermal History

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

INSTRUCCIONES DE PUBLICACIÓN EN LA REVISTA GEOTERMIA

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

GEOTERMIA, REVISTA MEXICANA DE GEOENERGÍA

Alejandro Volta 655, Col. Electricistas.

Morelia, Mich., C.P. 58290, México

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

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

Los trabajos deberán cumplir con las siguientes instrucciones de publicación.

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

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

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

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

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

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

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

DIRECTIONS FOR CONTRIBUTORS

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

GEOTERMIA, REVISTA MEXICANA DE GEOENERGÍA

Alejandro Volta 655, Col. Electricistas.

Morelia, Mich., C.P. 58290, México

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

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

Contributions must follow these guidelines:

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

6. *Geotermia* 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. *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. You may ask for a copy of the review of any paper published in *Geotermia* 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.