

# Estimación del flujo de calor entre el pozo y la formación a partir de registros de presión: simulación de pozos

*P. Sánchez-Upton<sup>1,2</sup>, E. Santoyo<sup>2</sup>, M.H. Rodríguez-Rodríguez<sup>3</sup>*

<sup>1</sup>Comisión Federal de Electricidad, Alejandro Volta 655, Morelia 58290, Mich. México, <sup>2</sup>Centro de Investigación en Energía, UNAM, México <sup>3</sup>Comisión Federal de Electricidad, Residencia General de Cerro Prieto. Correo: [pedro.sanchez@cfe.gob.mx](mailto:pedro.sanchez@cfe.gob.mx)

---

## Resumen

La transferencia de calor entre el pozo y la formación es un fenómeno intrínseco de estos sistemas a pesar de que los cementos utilizados para fijar las diferentes tuberías de revestimiento son excelentes aislantes térmicos. Por esta razón, en los estudios de simulación de pozos es imprescindible considerar el intercambio de calor a través de este sistema, principalmente cuando los gastos másicos de fluido son pequeños. No obstante, la mayoría de estos estudios se realizan frecuentemente suponiendo que el flujo de fluidos en el pozo es adiabático porque usualmente no se dispone de toda la información que requieren estos simuladores en relación con el flujo de calor. Asimismo, estos estudios están restringidos a considerar que el fluido geotérmico se comporta de manera similar a la del agua pura porque la caracterización química de los fluidos producidos tampoco está disponible. Atendiendo esta problemática, en el presente trabajo se investiga el efecto que tiene la transferencia de calor en los estudios de simulación de pozos y se desarrolla una nueva metodología que permite estimar el flujo de calor en estos sistemas a partir de registros de presión.

*Palabras clave:* Ecuación de estado, proceso adiabático, transferencia de calor, simulación de pozos, regresión no lineal.

## Estimation of heat flow between well and formation from pressure logs: well simulation

### Abstract

Heat transfer between the well and the formation is an intrinsic, systemic process. Even cements used to fix the casing are excellent thermal isolators. For this reason, in well-simulation studies it is imperative to take into account heat exchange throughout the system, especially where mass flows are small. However most studies are based on the assumption that fluid flows within the well are adiabatic, usually because of the unavailability of all of the data information the simulators require regarding heat flow. In addition these studies assume geothermal fluids behave in a way similar to pure water, as the exact chemical compositions of the fluids are unavailable. Remembering these problems, we'll look at the effects of heat transfer on well simulation studies and develop a new methodology to estimate the heat flow in these systems from pressure logs.

*Keywords:* Equation of state, adiabatic process, heat transfer, well simulation, nonlinear regression.

---

## 1. Introducción

La caracterización del sistema pozo-formación es una de las principales tareas que enfrentan las ingenierías de producción y de yacimientos. Desde el punto de vista de ambas disciplinas esta caracterización consiste en

conformar una descripción general del sistema basada en múltiples estudios independientes tales como pruebas de producción, pruebas transitorias de presión y temperatura y análisis químico de los fluidos producidos. También se realizan algunos otros estudios especiales con la finalidad de identificar las peculiaridades más trascendentes de los pozos, como son el punto donde los líquidos inicialmente “flashean” y la ubicación de los diferentes estratos productores. Como se sabe, toda esta información es vital para definir el ritmo de extracción de los pozos y estimar la capacidad de generación de energía eléctrica del yacimiento.

Los simuladores de pozos se utilizan como herramientas fundamentales para llevar a cabo esos estudios especiales, pero también para seleccionar el diseño tubular óptimo de nuevos pozos a partir de la caracterización de los primeros. La mayoría de los simuladores comerciales (p.e.: Wellsim, 1990) cuentan con una o varias correlaciones para estimar los gradientes de presión que se presentan durante el transporte de fluidos bifásicos, principalmente. En los códigos de estos simuladores también se implementan las ecuaciones de estado que intentan reproducir el comportamiento termodinámico de los fluidos geotérmicos. Igualmente, se implementan en estos códigos algunos métodos particulares para cuantificar el intercambio de calor entre el pozo y la formación. Como es de esperarse, todos estos componentes además de un conjunto de algoritmos matemáticos permiten resolver las ecuaciones de conservación de la mecánica de fluidos.

En general, los simuladores de pozos emplean la mayor parte de la información que se engloba en los estudios de caracterización de los pozos, que incluye: parámetros químicos y de producción, terminación de los pozos, distribuciones de temperatura y de parámetros petrofísicos en la formación, y tiempo de producción. Infortunadamente, no siempre se dispone de toda esta información. La información relacionada con la transferencia de calor entre el sistema pozo-formación y la relacionada con la caracterización química de los fluidos producidos son las que faltan con mayor frecuencia. Bajo esta restricción casi permanente, la simulación de pozos comúnmente se realiza suponiendo que el fluido se conduce a la superficie a través de un proceso adiabático.

Sin embargo, los resultados de la simulación de pozos pueden ser bastante diferentes cuando se asume que los fluidos se conducen hacia la superficie mediante un proceso adiabático. Por lo tanto, en este trabajo se presenta una nueva metodología que permite estimar el flujo de calor entre el sistema pozo-formación a través de registros de presión.

### **Antecedentes**

La transferencia de calor es un fenómeno inexorable en el sistema pozo-formación a pesar de que los cementantes utilizados en el anclaje de las tuberías de revestimiento exhiben una reducida conductividad térmica que los hace excelentes aislantes térmicos. Los trabajos de cementación no son siempre exitosos, por lo que en ocasiones el flujo de calor a través del sistema puede ser mayor. Asimismo, el intercambio de calor puede incrementarse si los cementos sufren algún tipo de degradación. Por lo tanto, es deseable que todo trabajo de simulación de pozos deba tomar en cuenta el intercambio de calor a través de este sistema.

Sin embargo, la información relativa a la transferencia de calor requerida por los simuladores de pozos con frecuencia está incompleta, o bien no se encuentra disponible. De igual forma, tampoco la información relativa a la química de los fluidos lo está. Como es de esperarse, la falta de esta información influye en los resultados que se obtienen al aplicar los simuladores.

La calidad con que se determinan las diferentes variables utilizadas en los simuladores es relevante para obtener resultados realistas. Con respecto a esto es importante señalar que las mediciones que se realizan en el campo son intrínsecamente difíciles de registrar y con frecuencia carecen de la exactitud que se requiere en estos estudios. Por tanto, es frecuente encontrar inconsistencias en la información generada.

Como se sabe, el uso de los simuladores no garantiza la obtención de los resultados buscados. En general, los simuladores comerciales implementan ecuaciones de estado que intentan reproducir el comportamiento termodinámico de fluidos geotérmicos multicomponentes, las cuales tienen incertidumbres desconocidas. Asimismo, los simuladores utilizan una o varias correlaciones empíricas o semiempíricas para describir el flujo de fluidos, principalmente bifásicos. Sin embargo, los intervalos de presión, temperatura y gastos másicos no han sido establecidos exitosamente.

Por otro lado, los usuarios de los simuladores con frecuencia consideran que el proceso de los fluidos en el pozo es adiabático, debido a la falta de la información correspondiente. En ocasiones se considera que esta suposición es válida para gastos altos, o bien se considera razonable a pesar de la mínima información utilizada. También ocurre con frecuencia que los usuarios de los simuladores no tomen en cuenta la composición química de los fluidos por no contar con ella.

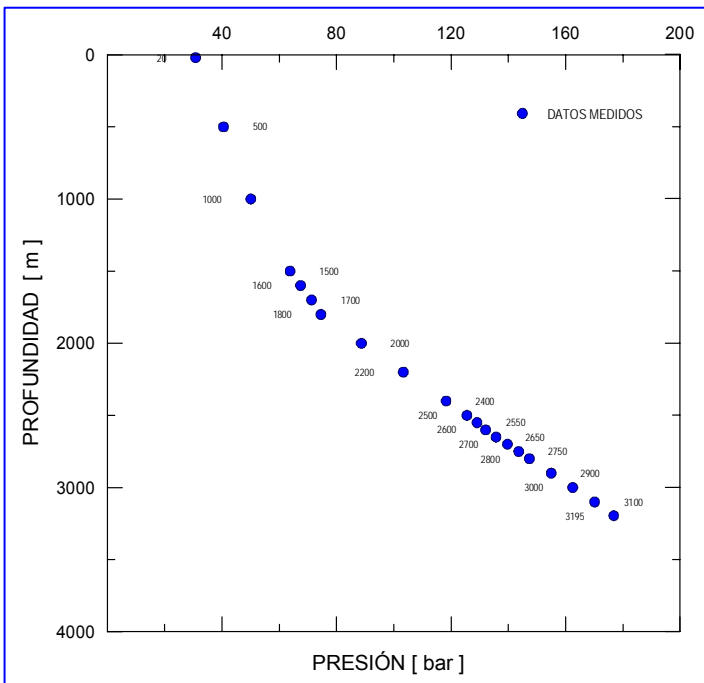


Fig. 1. Registro de presión (P-7) corrido en el pozo 426 del campo de Cerro Prieto. En esta figura se incorporan las profundidades de las diferentes mediciones.

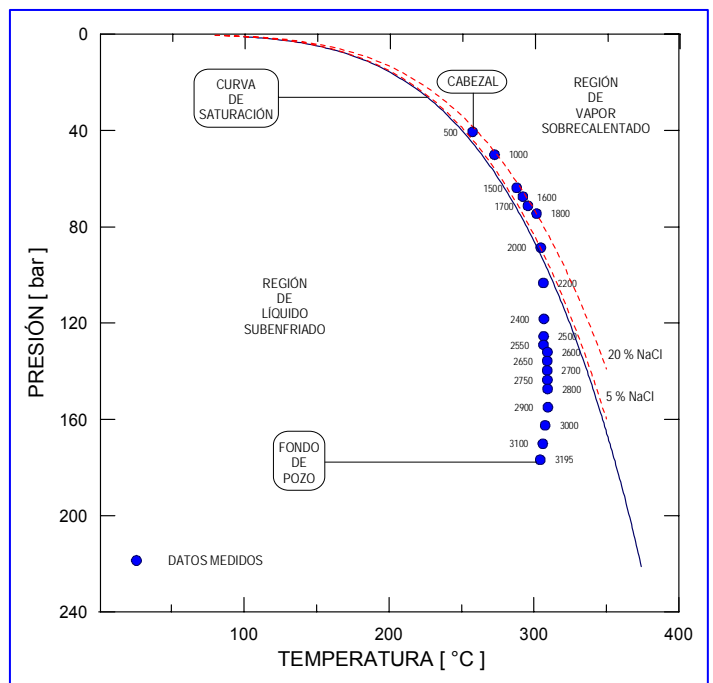


Fig. 2. Registros simultáneos de presión y temperatura (P-7 y T-13) en el pozo 426. En esta figura se incorporan las curvas de saturación para concentraciones de NaCl de 5 % y 20 %.

Para ilustrar algunos de estos problemas, en las figuras 1 y 2 se presentan las mediciones de fondo registradas en el pozo 426 (registros P-7 y T-13) del campo geotérmico de Cerro Prieto, BC. Este pozo fue terminado originalmente con una tubería de producción de 9 5/8". El colgador del *liner* de 7" se instaló a 2558 m y se extendió hasta la profundidad de 3191 m. Como se puede observar en la Fig. 1, el perfil de presión corresponde, sin duda, a un fluido que pasa del estado líquido al estado bifásico. En la Fig. 2, sin embargo, se podrían inferir varias ocurrencias que no todas son necesariamente ciertas. En primera instancia, de acuerdo a esta figura se podría inferir que el fluido producido por el pozo 426 es vapor sobrecalentado que proviene de una fuente de líquido subenfriado (usualmente esto no ocurre); sin embargo, esto es falso pues se sabe que se encontraba produciendo fluidos bifásicos durante la corrida del registro simultáneo. Asimismo se podría argumentar que cuando menos uno de los registradores se encontraba descalibrado ya que las mediciones más someras se encuentran fuera de la curva de saturación del agua pura. También se podría mencionar que el desplazamiento de estos puntos con respecto a la curva de saturación se debe al efecto de las sales contenidas

en el fluido. De acuerdo a los análisis químicos de los fluidos producidos, estos contienen 3% de sólidos totales disueltos (STD). No obstante, de las tablas termodinámicas para sistemas ternarios H<sub>2</sub>O-CO<sub>2</sub>-NaCl (Sánchez-Upton, 2007) se observa que el contenido probable de sales tendría que ser aproximadamente de 20%.

Cuando es posible, los datos de presión generados por el simulador de pozos se comparan con los que se registraron en el interior del pozo, como medio de validación del simulador. En el caso en que el simulador se corra bajo la premisa de ocurrencia de un proceso adiabático en el pozo, y además cuando el gasto másico de fluido es pequeño, no es posible esperar buenos resultados. En estos casos, resulta obvio que los simuladores no son aptos para las condiciones termodinámicas correspondientes.

## Metodología

En esta sección se describe el procedimiento que se propone para estimar el flujo de calor entre el pozo y la formación, basado en el procesamiento de los registros mecánicos o electrónicos de presión y en las propiedades termodinámicas del fluido, principalmente. Como se sabe, la información proveniente de los registros de fondo usualmente relaciona los parámetros termodinámicos medidos (presión y/o temperatura) con la profundidad. Precisamente las parejas ordenadas de presión-profundidad registradas dentro del pozo a distintos niveles se utilizan como punto de partida del presente estudio. Cabe señalar que durante la deducción de esta metodología se consideró que el fluido geotérmico exhibe un comportamiento termodinámico similar al del agua pura; sin embargo, la teoría se puede extender a los casos en que estos fluidos contengan concentraciones importantes de sales y de gases.

De acuerdo a la ecuación de conservación del *momentum* lineal de la mecánica de fluidos, las fuerzas de cuerpo por unidad de área son iguales al incremento de presión estática debido a una columna de fluidos, esto es

$$\Delta p = \bar{\rho} g \Delta z = \frac{g \Delta z}{\bar{v}} \quad (1)$$

donde  $\Delta p$  es el incremento de presión;  $\bar{\rho}$  es la densidad media del fluido;  $g$  es la aceleración de la gravedad;  $\Delta z$  es la altura de la columna; y  $\bar{v}$  es el volumen específico medio del fluido. En este caso  $\bar{v} = (v_u + v_d)/2$ . Los subíndices  $u$  y  $d$  se refieren a las condiciones termodinámicas de presión y temperatura que prevalecen en las partes superior e inferior de la columna de fluido, respectivamente.

Entonces, a partir de la anterior formulación y utilizando dos parejas ordenadas de datos de presión-profundidad se puede estimar el volumen específico medio del fluido ( $\bar{v}_{rp}$ ) en el intervalo bajo estudio, esto es

$$\bar{v}_{rp} = g \frac{\Delta z}{\Delta p} = \frac{g}{\Delta p / \Delta z} \quad (2)$$

Con base en la ecuación (2) se interpreta que el volumen específico del fluido debe encontrarse a una presión que equivale a la presión media del intervalo en cuestión  $[\bar{p} = (p_u + p_d)/2]$ .

Para definir completamente el estado termodinámico del fluido en este intervalo se puede utilizar reiterativamente una ecuación de estado de la forma (Sánchez-Upton, 2007)

$$v = v(p, T) \quad (3)$$

donde  $T$  es la temperatura (absoluta) del fluido. Tomando en cuenta los resultados anteriores, la calidad de vapor se puede computar como

$$x_{rp} = \frac{\bar{v} - v_f}{v_g - v_f} \quad (4)$$

donde  $x_{rp}$  es la calidad de vapor; y  $v_f$  y  $v_g$  son los volúmenes específicos de las fases líquida y gaseosa a la presión media del intervalo, respectivamente. Cabe señalar que  $T$  en la ecuación (3) es la temperatura de saturación que corresponde a la presión media de este intervalo. Usando este criterio, si  $x_{rp} = 0$  el fluido se encuentra en la región de líquido subenfriado, si  $0 < x_{rp} < 1$  el fluido se encuentra en la región de dos fases, y si  $x_{rp} = 1$  el fluido se encuentra en la región de vapor. Asimismo, la entalpía específica de l fluido se puede estimar con

$$h_{rp} = h_l + x(h_g - h_l) \quad (5)$$

donde  $h_{rp}$  es la entalpía específica del fluido; y  $h_l$  y  $h_g$  son las entalpías específicas de las fases líquida y gaseosa a la temperatura de saturación, respectivamente. Las entalpías  $h_l$  y  $h_g$  se estiman a partir de una ecuación de estado de la forma (Sánchez-Upton, 2007)

$$h = h(p, T) \quad (6)$$

Para calcular la calidad del vapor y la entalpía específica del fluido cuando  $x_{rp} = 0$  ó  $x_{rp} = 1$ , como es de esperarse, se requiere introducir en la computación la temperatura medida en el interior del pozo que corresponda. Siguiendo un procedimiento similar al que se acaba de describir, también se puede estimar la entropía específica del fluido.

La aplicación de las ecuaciones (2) a la (6), junto con datos de registros de presión, permite definir con razonable aproximación la distribución de la entalpía específica ( $h_{rp}$ ) en el interior del pozo. Por otro lado, la entalpía específica de la mezcla (o de producción) es un parámetro que comúnmente se reporta como parte de la información que se genera de una prueba de producción de corta o larga duración. Sin embargo, la entalpía de producción se calcula usualmente en superficie a partir del método de presión crítica (James, 1962, 1970; Karamakar and Cheng, 1980; Sánchez-Upton, 1986), o bien a través del método de separación de fases y mediciones con placas de orificio (Sánchez-Upton, 1993). Es de esperarse entonces que las entalpías de producción y la calculada con la ecuación (5) sean similares a las condiciones del cabezal.

En los trabajos de simulación con frecuencia se considera que el fluido a lo largo del pozo experimenta ya sea un proceso isoentálpico, o bien un proceso adiabático. En general, se ha observado que los cambios de entalpía específica a través de un proceso adiabático ( $\Delta h_{ad}$ ) son pequeños y dependen fundamentalmente de la distancia que el fluido recorre (Sánchez-Upton, 1990; Rodríguez *et al.*, 2006). Considerar que la distribución de entalpía específica es la de un pozo adiabático ( $h_{ad}$ ) es una mejor aproximación que la de suponer un proceso isoentálpico. No obstante, cuando se genera un flujo de calor entre el pozo y la formación esta aproximación deja de ser válida.

Una manera de estimar la transferencia de calor entre el pozo y la formación se desprende de la diferencia que puede existir entre ambas entalpías ( $h_{rp}$  y  $h_{ad}$ ). Precisamente, la diferencia de estas entalpías es una medida de la energía por unidad de tiempo que se intercambia a través de este sistema. Este intercambio de calor se puede representar matemáticamente como

$$\dot{q} = m \frac{\dot{A}_{had-hrp}}{z} = UA_{ht} \Delta T \quad (7)$$

donde  $\dot{q}$  es la energía transferida (calor) por unidad de tiempo a través del incremento de longitud ( $\Delta z$ );  $\dot{m}$  es el gasto másico de fluido;  $A_{had-hrp}$  es el área que se forma entre las distribuciones de entalpías  $h_{rp}$  y  $h_{ad}$  (ver Fig. 6), cuando existe algún flujo de calor a través de este sistema;  $z$  es la longitud total de tubería que se encuentra sujeta al intercambio de calor;  $U$  es el coeficiente global de transferencia de calor;  $A_{ht}$  es el área de transferencia de calor (usualmente el área interna de la tubería de producción); y  $\Delta T$  es la diferencia de temperaturas entre el fluido y la formación. El área  $A_{had-hrp}$  se determina como sigue:

$$A_{had-hrp} = \int_{z_1}^{z_2} \int_{hrp}^{had} dh dz \quad (8)$$

donde  $z_1$  y  $z_2$  representan las posiciones inicial y final del área de transferencia de calor bajo estudio. Nótese que la longitud (o intervalo de longitud) a través de la cual ocurre el flujo de calor es  $\Delta z = z_2 - z_1$ . Es evidente que en el caso de que se requiera determinar el intercambio total de energía entre el pozo y la formación  $\Delta z$  será igual a la longitud total que comprende el área de transferencia de calor, es decir  $z = \Delta z$ .

El coeficiente de transferencia de calor para una pared compuesta por cuatro tuberías de revestimiento (como en la parte más somera de la mayoría de los pozos) toma la forma

$$U = \frac{1}{r_{it1} \left\{ \begin{aligned} & \frac{1}{h_f} + \frac{\ln \frac{r_{et1}}{r_{it1}}}{\kappa_{a1}} + \frac{\ln \frac{r_{it2}}{r_{et1}}}{\kappa_{c1}} + \frac{\ln \frac{r_{et2}}{r_{it2}}}{\kappa_{a2}} + \frac{\ln \frac{r_{it3}}{r_{et2}}}{\kappa_{c2}} \\ & + \frac{\ln \frac{r_{et3}}{r_{it3}}}{\kappa_{a3}} + \frac{\ln \frac{r_{it4}}{r_{et3}}}{\kappa_{c3}} + \frac{\ln \frac{r_{et4}}{r_{it4}}}{\kappa_{a4}} + \frac{\ln \frac{r_h}{r_{et4}}}{\kappa_{c4}} \end{aligned} \right\}} \quad (8)$$

donde  $r_{it}$  y  $r_{et}$  son los radios interno y externo de las diferentes tuberías de revestimiento;  $h_f$  es el coeficiente de transferencia de calor por convección (o coeficiente de película);  $k_a$  y  $k_c$  son las conductividades térmicas del acero y del cemento, respectivamente; y 1, 2, 3, 4 son los números de identificación de las diferentes tuberías. El área de transferencia de calor es entonces

$$A_{ht} = A_{it1} = 2\pi r_{it1} l \quad (9)$$

donde  $l$  es la longitud del intervalo bajo estudio. En el siguiente apartado se presenta un ejemplo de aplicación donde se computa la mayor parte de los parámetros que hasta ahora se han derivado.

## Resultados

A continuación se presentan los resultados que se obtuvieron al aplicar la nueva metodología a los datos de presión del pozo 426, ya mencionado, del campo geotérmico de Cerro Prieto. Cabe señalar que dentro de los datos que se manejaron no se contempla el gasto másico ni la entalpía específica de producción porque el pozo se encontraba “purgado”. Para calcular los parámetros que se derivaron en la sección precedente se desarrolló un programa de cómputo utilizando un Compilador Visual Fortran. En este programa se incorporaron los algoritmos requeridos para calcular las propiedades termodinámicas del agua pura (Sánchez-Upton, 2007).

En la Fig. 3 se exhibe la distribución del volumen específico medio en función de la presión media del fluido. En este plano  $p - v$  (del agua pura) se pueden advertir varios resultados interesantes. Por un lado, los puntos

que se localizan en la parte más profunda del pozo se encuentran dentro de la región de líquido subenfriado, mientras que los de la porción más somera se localizan en la región bifásica (de dos fases). Por el otro lado, a pesar de que los fluidos bifásicos experimentan un incremento de la calidad de vapor ( $x$ ) como resultado del abatimiento de presión, con mayor facilidad se detecta una reducción de la entalpía específica. Estos mismos resultados pueden observarse en el plano p-h de la Fig. 4.

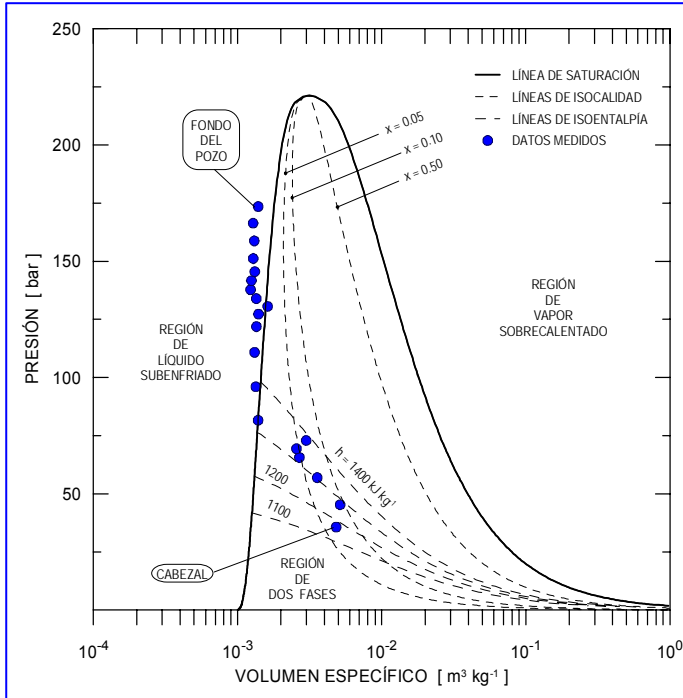


Fig. 3. Comportamiento del fluido en el plano p-v (del agua pura), de acuerdo a la nueva metodología. Se exhiben las líneas de isocalidad e isoentalpía, principalmente

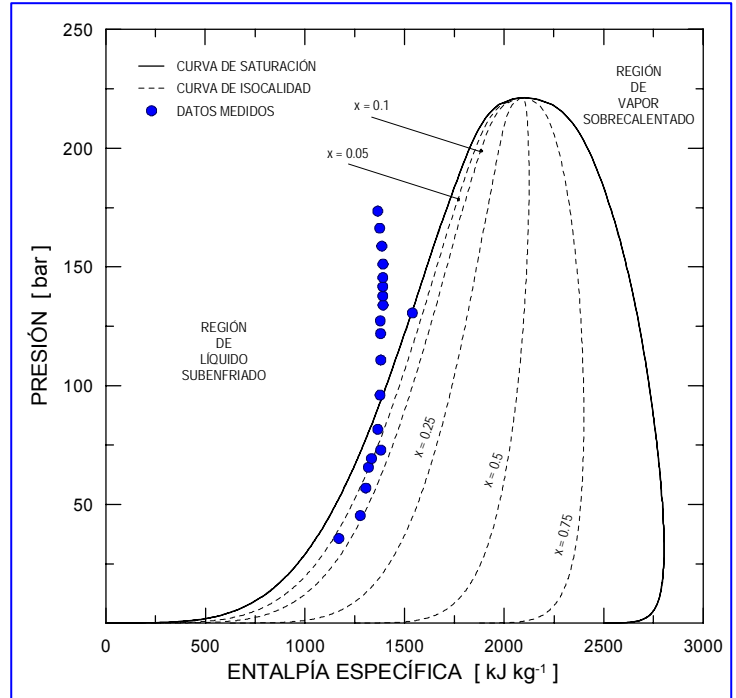


Fig. 4. Comportamiento del fluido en el plano p-h (del agua pura) de acuerdo a la nueva metodología. En esta figura se exhiben las líneas de isocalidad, principalmente.

En la Fig. (5) se muestra la distribución  $\Delta p/\Delta z$  en función de la presión media del fluido. En el plano  $\Delta p/\Delta z - p$  (del agua pura) se pueden percibir algunas otras peculiaridades. Probablemente la más interesante es aquella que se relaciona con el mezclado de fluidos. A partir de esta figura se puede inferir que el fluido proveniente de los estratos más profundos se mezcla con un fluido de mayor energía localizado a una profundidad aproximada de 2575 m.

La Fig. 5 también permite inferir el tipo de fluido que se encuentra en el interior del pozo, a partir de los registros de presión. Por ejemplo, utilizando los datos de presión de la Fig. 1, entre las profundidades de 2000 m y 3195 m,  $\Delta p/\Delta z = 0.073$  por lo que la presión media es de aproximadamente 140 bar. Utilizando estos últimos datos como coordenadas en la Fig. 5, se encuentra que el fluido en el pozo se encuentra en la región de líquido subenfriado. Asimismo, entre las profundidades de 20 m y de 1000 m,  $\Delta p/\Delta z = 0.02$  y la presión media es 40.4 bar. A partir de estas nuevas coordenadas se infiere que el fluido es bifásico en esta porción del pozo, teniendo una calidad de vapor entre 0.05 y 0.10 (5% y 10%, respectivamente), como también se puede observar en las figuras 3 y 4.

Por otro lado, la entalpía específica de producción deducida de los registros de fondo fue 1378.2 kJ kg⁻¹ (a 2450 m de profundidad), como se puede inferir de la Fig. 2, después del punto de mezclado. Como se mencionó anteriormente, la variación de la entalpía específica a lo largo de un proceso adiabático es función

directa de la distancia que el fluido recorre (Sánchez-Upton, 1986; Rodríguez *et al.*, 2006). De acuerdo a las observaciones, para líquidos y flujos bifásicos el incremento de entalpía específica es aproximadamente igual al 1 % de la distancia recorrida ( $\Delta h_{ad} = 0.01 \Delta z$ ), mientras que para vapor es 5% ( $\Delta h_{ad} = 0.05 \Delta z$ ) (Sánchez-Upton, 1986). Considerando esta “regla de dedo”, es de esperarse que la entalpía específica del fluido sea 1356.3 kJ kg<sup>-1</sup> a 260 m de profundidad, como se observa en la Fig. 6.

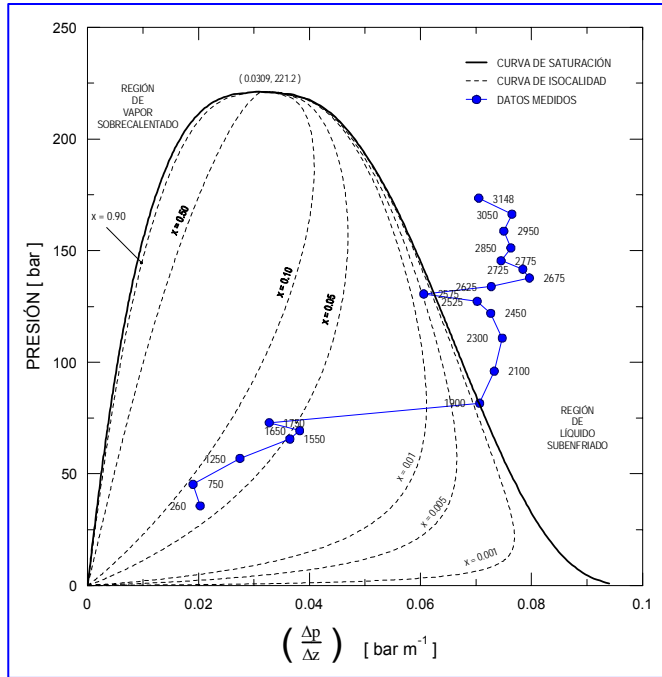


Fig. 5. Comportamiento del fluido en el plano  $\Delta p/\Delta z$ -p (del agua pura), de acuerdo a la nueva metodología. En esta figura se exhiben las líneas de isocalidad y las características del punto crítico, principalmente.

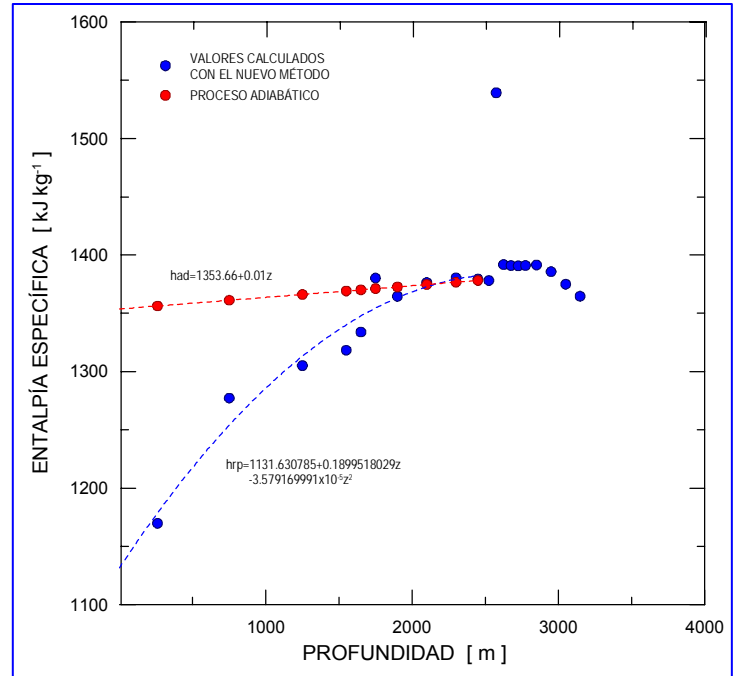


Fig. 6. Comparación de la entalpía calculada con la nueva metodología y la que se espera que ocurra cuando se tiene un proceso adiabático. Se muestran los polinomios de ambas curvas a partir de métodos de regresión lineal y no lineal.

En la Fig. 6 se presenta la distribución de entalpía que resulta después de aplicar la nueva metodología ( $h_{rp}$ ), y la distribución de entalpía que se espera suponiendo un proceso adiabático ( $h_{ad}$ ). Como se estableció previamente, el área entre ambas curvas es una medida de la transferencia de calor por unidad de tiempo entre el pozo y la formación. Para el ejemplo (recordando que se desconoce el gasto másico), se supondrá que el gasto másico de fluido fue de 1 kg s<sup>-1</sup> (3.6 t h<sup>-1</sup>), cuando el pozo se encontraba purgado. De esta manera, aplicando las ecuaciones (7) y (8), la energía total por unidad de tiempo que se transfirió del fluido a la formación fue de 83 kW, aproximadamente. Se debe notar que el fluido en su recorrido a la superficie está perdiendo esta energía por unidad de tiempo, por tanto, el término que representa la razón de transferencia de calor debe tener signo negativo ( $- \dot{q}$ ).

### Discusión

Los estudios de simulación usualmente se realizan considerando que el proceso en el interior del pozo es adiabático, es decir, considerando que no se genera flujo de calor entre el sistema pozo-formación. A través del desarrollo de esta investigación se observó que esta suposición no es adecuada, principalmente cuando los gastos másicos de fluido son pequeños. A partir del análisis de las ecuaciones de conservación (para fluidos homogéneos) aplicadas a un pozo:



$$\text{cantidad de movimiento} \quad p_2 - p_1 + \left\{ \frac{1}{2} \frac{f}{D} G^2 \bar{v} + \frac{g \cos \theta}{\bar{v}} \right\} (z_2 - z_1) + G^2 (v_2 - v_1) = 0 \quad (10)$$

$$\text{energía} \quad h_2 - h_1 + \frac{1}{2} G^2 (v_2^2 - v_1^2) + g \cos \theta (z_2 - z_1) = \frac{1}{m} \left( \dot{q} + \dot{w} \right) \quad (11)$$

se puede inferir esta misma conclusión. Se observa en la ecuación (11) que el efecto debido a la transferencia de calor se minimiza cuando el gasto másico de fluido  $\left( \dot{m} \right)$  es grande. Se debe notar en esta ecuación que el trabajo de flecha  $\left( \dot{w} \right)$  es idénticamente nulo en estas aplicaciones.

Como es de esperarse, el volumen específico del fluido juega un papel importante en la solución de las ecuaciones (10) y (11), tanto para fluidos monofásicos como bifásicos. De este grupo de ecuaciones se observa que para encontrarse una solución, el volumen específico ( $\bar{v}$ ), la presión ( $p$ ) y la entalpía específica ( $h$ ) deben estar interrelacionadas través de una ecuación de estado (EOS).

Al explorar la ecuación (10) se observa que tanto el efecto del flujo másico de fluido ( $G$ ) como el del factor de fricción ( $f$ ) son incomparables con el efecto que tiene ( $\bar{v}$ ). De esta manera, es necesario contar con una buena estimación de ( $\bar{v}$ ) principalmente cuando se pretende modelar el flujo de fluidos bifásicos. Esta misma necesidad surge cuando se requiere estimar la fracción vacía de vapor (*void fraction*), utilizada en los modelos de flujo separado.

## Conclusiones

Las principales conclusiones del estudio se pueden ordenar de la siguiente manera:

- a) De acuerdo con la teoría fundamental en que se basa el presente estudio, es posible determinar de manera aproximada el volumen específico del fluido, a partir de registros de presión. Por tanto, también es posible estimar la calidad del vapor y la entalpía específica del fluido.
- b) A través de este método es posible detectar la presencia de diferentes zonas de producción y definir su localización.
- c) La utilización del plano  $\Delta p / \Delta z - p$  permite discernir el estado termodinámico del fluido (líquido, dos fases, vapor) dentro del pozo.
- d) El intercambio de calor entre el pozo y la formación se puede estimar a partir de las distribuciones de entalpía  $h_{ad}$  y  $h_{rp}$ .
- e) Los resultados del estudio son invariantes aún cuando los perfiles de presión se ajustan a través de métodos de regresión no lineal.
- f) La información está influenciada por los errores involuntarios que se introducen a través de las mediciones de campo. Esto se debe fundamentalmente a la dificultad que representa la medición de los parámetros relacionados con la producción de fluidos (p.e., gastos másicos, entalpía específica, mediciones de fondo).

- g) Se requiere hacer un análisis relacionado con la incertidumbre de los resultados de los simuladores.
- h) La estimación del volumen específico del fluido, como se ha propuesto, es fundamental para estimar los factores de fricción y la fracción vacía de la fase gaseosa (*void fraction*) que se requieren en los modelos de flujo homogéneo y de fases separadas, respectivamente. Ambos parámetros se emplean para estimar los gradientes de presión que se desarrollan durante el transporte de los flujos bifásicos, principalmente.
- i) Cuando se inició el primer periodo de explotación del pozo se registraron los siguientes parámetros de producción: presión de cabezal 30.3 bar, gasto másico  $35 \text{ kg s}^{-1}$ , y entalpía de producción  $1258 \text{ kJ kg}^{-1}$ . De acuerdo con los resultados del estudio, la transferencia de calor del pozo a la formación continúa a pesar de que el gasto es aparentemente grande.
- j) Tomando en cuenta los resultados del estudio, es necesario definir la magnitud del gasto másicos de fluido que minimiza el efecto de transferencia de calor en este sistema.

## Referencias

- James, R. (1962) Steam-water critical flow through pipes. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers*, London, v. 176, no. 26, pp. 739-748.
- James, R. (1970) *Measurement of steam-water mixtures discharging at the speed of sound to the atmosphere*. New Zealand Engineering, v. 2, Part 2, pp. 437-441.
- Karamarakar, M. and P. Cheng (1980) *A theoretical assessment of James' method for the determination of geothermal wellbore discharge characteristics*. Geothermal Reservoir Engineering Management Program, Earth Science Division, Lawrence Berkeley Laboratory, University of California, Berkeley.
- Rodríguez R., M.H., J.S. de León V., A. Pérez H., y M. Corona R. (2006) Relación entre la terminación de pozos y la producción de vapor para el campo geotérmico de Cerro Prieto, BC. *Geotermia*, v. 19, no. 1, pp. 41-51.
- Sánchez-Upton, P. (1986) Alternativas para la evaluación de la entalpía y del flujo en pozos productores de vapor. *Geotermia*, v. 2, no. 1, pp. 71-82.
- Sánchez-Upton, P. (1990) Different feed zones detection in a well through its production output curves. *Fifteenth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford Geothermal Program, Stanford University, 6 p.
- Sánchez-Upton, P. (1993) The evaluation of steam-water mixtures with sharp edged circular orifices. *Geotermia*, v. 9, no. 3, pp. 321-343.
- Sánchez-Upton, P. (2007) Modelado numérico del flujo vertical ascendente de flujos bifásicos tricomponentes ( $\text{H}_2\text{O}-\text{CO}_2-\text{NaCl}$ ) en pozos geotérmicos. Tesis doctoral, CIE-UNAM (en preparación).