

ANÁLISIS EN PEQUEÑA ESCALA LONGITUDINAL DEL PROCESO DE TRANSPORTE DE CALOR EN UNA REGION SEMI-POROSA DE UN POZO GEOTERMICO

SMALL LENGTH SCALE ANALYSIS OF THE HEAT TRANSPORT PROCESS IN A SEMI-POROUS REGION OF A GEOTHERMAL WELL

E. J. Martínez-Méndez¹, R. Vázquez-Rodríguez^{2*}, E. Torijano-Cabrera² y H. Hernández-Escoto³

¹Instituto de Investigaciones Eléctricas, Calle Reforma # 113, Col. Palmira, Cuernavaca, Mor., C. P. 62490, México.

²Universidad Autónoma Metropolitana-Iztapalapa, Área de Ingeniería en Recursos Energéticos, Av. San Rafael Atlixco # 186, Col. Vicentina, C. P. 09340, México, D. F.

³Universidad de Guanajuato, Facultad de Química, Noria Alta S/n, C. P. 36050, Guanajuato, Gto., México.

Recibido 18 Julio 2005; Aceptado 15 marzo 2006

Resumen

Se presenta un análisis de alta resolución o en pequeña escala del transporte de calor en una región semi-porosa de la formación de un pozo geotérmico con efectos de pérdidas del fluido de perforación. Se planteó un modelo basado en ecuaciones de conservación en términos de variables de campo promedio, que considera el transporte de calor por convección y conducción bidimensional en coordenadas cilíndricas y régimen transitorio; el fluido que fluye a través del sistema obedece a la Ley de Darcy. Los resultados obtenidos indican que en condiciones de pérdidas de circulación, el transporte de calor por efecto convectivo predomina para tiempos cortos de paros de circulación, mientras que para tiempos largos el efecto conductivo gobierna el transporte de calor en el medio poroso.

Palabras clave: pozos geotérmicos, temperaturas de formación, ley de Darcy, medio poroso, transporte de calor.

Abstract

A small scale heat transfer analysis in a region of the formation of a geothermal well with drilling fluid losses effects is presented. The mathematical model to study this problem is based on conservation equations in terms of average variables, and considers the convection and conduction heat transfer mechanisms in two dimensions, cylindrical coordinates because of the annular geometry, and transient regime. It is assumed that the fluid flow is described by use of Darcy's law. Under conditions of drilling fluid losses and short times, the convective heat transfer effect is more important than the conductive mechanism, while for the same conditions and larger times the conductive effect governs the heat transfer process throughout the porous media.

Keywords: geothermal well, formation temperatures, Darcy's law, porous media, heat transfer.

1. Introducción

Un problema de actualidad en el área de la geociencia y en particular de la geotermia es la predicción de la temperatura de formación (TF), también conocida como temperatura estática o temperatura estabilizada (Santoyo, 2000a y b). El conocimiento de ésta tiene un importante impacto en aplicaciones geotérmicas, tales como: localización de zonas de pérdidas de

circulación, estimación del potencial geoenergético del yacimiento geotérmico, evolución de los gradientes geotérmicos e interpretación de temperaturas medidas, entre otros aspectos de igual importancia. Existen métodos analíticos clásicos para intentar estimar la TF, por ejemplo, el método de Horner, que se basa en las temperaturas medidas a fondo de pozo, las cuales son obtenidas durante paros de circulación cuando el pozo se encuentra en construcción

*Autor para la correspondencia: E-mail: rvr@xanum.uam.mx
Tel. (55) 58044645

(Dowdle y Cobb, 1975). También en la práctica se utilizan simuladores numéricos para estimar la TF (Beirute, 1991, Espinosa-Paredes y col., 2001). En el caso específico de los métodos analíticos que son ampliamente aceptados, existen limitaciones respecto a su alcance, debido principalmente a que solo toman en cuenta el mecanismo conductivo de transferencia de calor y se ignoran los fenómenos relacionados con pérdidas de circulación (Andaverde y col., 2005, Verma y col., 2005; 2006b, 2006c). Por otro lado, en los simuladores numéricos, los modelos se basan en balances macroscópicos (a la escala del sistema de estudio) donde los resultados obtenidos dan un comportamiento global del sistema en términos de variables macroscópicas (García y col., 1998). Los simuladores numéricos para la predicción de los parámetros de un pozo geotérmico incluyen, el comportamiento temporal de éstos considerando mecanismos de transporte de calor por convección y conducción en el pozo, y solamente conducción en la formación (alrededor del pozo). El problema de invasión del fluido de perforación del pozo hacia la formación ha sido abordado en forma práctica para aspectos relacionados fundamentalmente con la construcción y hasta al momento se desconoce el mecanismo de transporte calor predominante. Algunas de las principales limitantes que tienen estos estudios, y por los cuales no han sido realizados, son: el costo computacional, debido a que la profundidad de los pozos es del orden de kilómetros y las particularidades de la evolución del fenómeno de transporte de calor por convección y conducción en la formación, las cuales son complejas. Trabajos previos (García y col., 1998; Santoyo y col., 2000a; Espinosa-Paredes y col., 2001; Espinosa-Paredes y García-Gutiérrez, 2003; Espinosa-Paredes y García-Gutiérrez, 2004) estudian y analizan el comportamiento térmico de pozos geotérmicos con profundidades de cientos de metros llegando hasta 3 o 4 Km., los cuales han sido

validados con datos grotescos de mediciones de temperatura durante paros de circulación. A pesar que los modelos son totalmente transitorios usan un modelo muy simplificado para considerar las pérdidas del fluido de circulación. En este trabajo nosotros estudiamos una pequeña porción de un yacimiento real, el de Las Tres Vírgenes, Baja California (García y col., 1998; Santoyo y col., 2000a; Verma y col., 2006a, 2006b, 2006c) el cual fue previamente estudiado por Santoyo y col. (2000a). En el trabajo que presentamos aplicamos un modelo promedio volumétrico, el cual es imposible de aplicar en un pozo de cientos de metros y aún más de kilómetros y analizamos una porción para entender los mecanismos de transporte de calor en la formación. Este tipo de información no la pueden proporcionar los modelos previos de los trabajos antes citados.

Por lo tanto, en este trabajo se presenta un estudio detallado de una porción de la formación, sujeta a las restricciones de escala dadas en la Tabla 1, y considerando a ésta región como un medio semi-poroso donde se aplican las Ecs. de transporte de calor y cantidad de movimiento promediadas en el volumen, para determinar los campos de velocidades, temperaturas y presiones en este sistema. Se presentan, además, resultados del comportamiento transitorio de las temperaturas mostrando la contribución del mecanismo conductivo y convectivo durante un proceso de paro de circulación, encontrándose que a tiempos cortos predomina el mecanismo convectivo, mientras que a tiempos largos predomina el mecanismo conductivo cuando el pozo tiende al equilibrio termodinámico.

2. Descripción del sistema de estudio

En forma breve se presenta a continuación la descripción de los procesos físicos del sistema en estudio. El fluido entra a la tubería de perforación en la superficie y desciende a través de ésta hasta alcanzar la

barrena cerca del fondo del pozo. Posteriormente, el fluido que sale de la tubería de perforación asciende a través del espacio anular que forma la tubería de perforación y el agujero perforado. Si existen pérdidas de circulación, cierta cantidad de fluido fluiría hacia la formación y la parte remanente del fluido saldrá en la superficie del pozo (Santoyo y col., 2000). Debido a que la formación se encuentra a una temperatura mayor que el fluido de perforación, el sistema actúa como si este fuera un intercambiador de calor, por lo tanto la temperatura del fluido que sale por el espacio anular es mayor que en la inyección (García y col., 1998). La formulación matemática de estos fenómenos requiere establecer un modelo apropiado de la hidrodinámica del fluido y del transporte de calor.

2.1. Modelo hidrodinámico de la formación

El modelo matemático de la hidrodinámica del fluido en la formación circundante al pozo considera que la matriz rocosa es un medio poroso, y que el fluido que circula a través de ésta obedece la Ley de Darcy. Así, las Ecs. promedio volumétrico que gobiernan el flujo de un fluido en una fase en un medio poroso son:

$$\nabla \cdot \langle \mathbf{v}_l \rangle + \frac{q}{\rho_l} = 0 \tag{1}$$

$$\langle \mathbf{v}_l \rangle = -\frac{\mathbf{K}}{\mu_l} \cdot (\nabla \langle p_l \rangle - \rho_l \mathbf{g}) \tag{2}$$

en estas Ecs. $\langle \cdot \rangle$ indica una propiedad promedio volumétrico, \mathbf{v} es el vector velocidad, ρ_l es la densidad del fluido de perforación, q es un término fuente que permite considerar la invasión de fluido en la formación porosa, μ_l es la viscosidad del fluido de perforación, \mathbf{K} es un tensor de permeabilidad absoluta (Whitaker, 1999) y \mathbf{g} es el vector de aceleración de la gravedad. La

obtención de una solución particular de este conjunto de ecuaciones requiere establecer las condiciones de frontera, las cuales pueden ser permeables o impermeables. El primer caso se aplica para considerar el efecto de pérdidas del fluido de perforación hacia la formación, mientras que el segundo desprecia este efecto. Como caso particular construimos un problema de valores a la frontera unidimensional en coordenadas cilíndricas para calcular el campo de presiones y esto se logra sustituyendo la Ec. (2) en la Ec. (1):

$$\frac{K_l}{\mu_l} \left(\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} \right) + \frac{q}{\rho_l} = 0 \tag{3}$$

C. F.1 $\begin{cases} \frac{\partial P}{\partial r} = 0 & ; \text{ frontera impermeable} \\ p = p_{\text{pozo}} & ; \text{ frontera permeable} \end{cases}$ en $r = R_{\text{pozo}}$ y z_0 (4)

C. F.2 $\frac{\partial P}{\partial r} = 0$ en $r \rightarrow \infty \quad \forall z$ (5)

Las C.F.1. indican que a lo largo de la formación se pueden presentar zonas permeables e impermeables, mientras la C.F. 2 indica que se establecen condiciones de impermeabilidad lejos del pozo en la dirección radial.

La permeabilidad se calcula con el modelo de Blake-Kozeny (Bird y col., 1960), la cual está dado por:

$$K_l = \frac{d_p^2 \varepsilon_l^3}{180(1-\varepsilon_l)^2} \tag{6}$$

donde d_p es el diámetro efectivo de partícula y ε_l es la fracción volumen o porosidad que ocupa el fluido de perforación en el medio poroso.

La solución de la Ec. (3) para determinar la distribución de presión se obtuvo con el método del volumen finito

(Patankar, 1980). En la Fig. 1 se presenta un esquema de la zona de estudio y el dominio computacional utilizado, en el cual se puede observar la tubería de perforación, el espacio anular y la formación. Como resultado de aplicar el método numérico del volumen finito se obtiene una matriz tridiagonal de

coeficientes y el vector de incógnitas que en este caso es la presión, se obtiene mediante la inversión de la matriz resultante usando el algoritmo de Thomas (Patankar, 1980). Una vez obtenido el campo de presiones, el campo de velocidades es inferido con la Ec. (2), expresada en forma discreta.

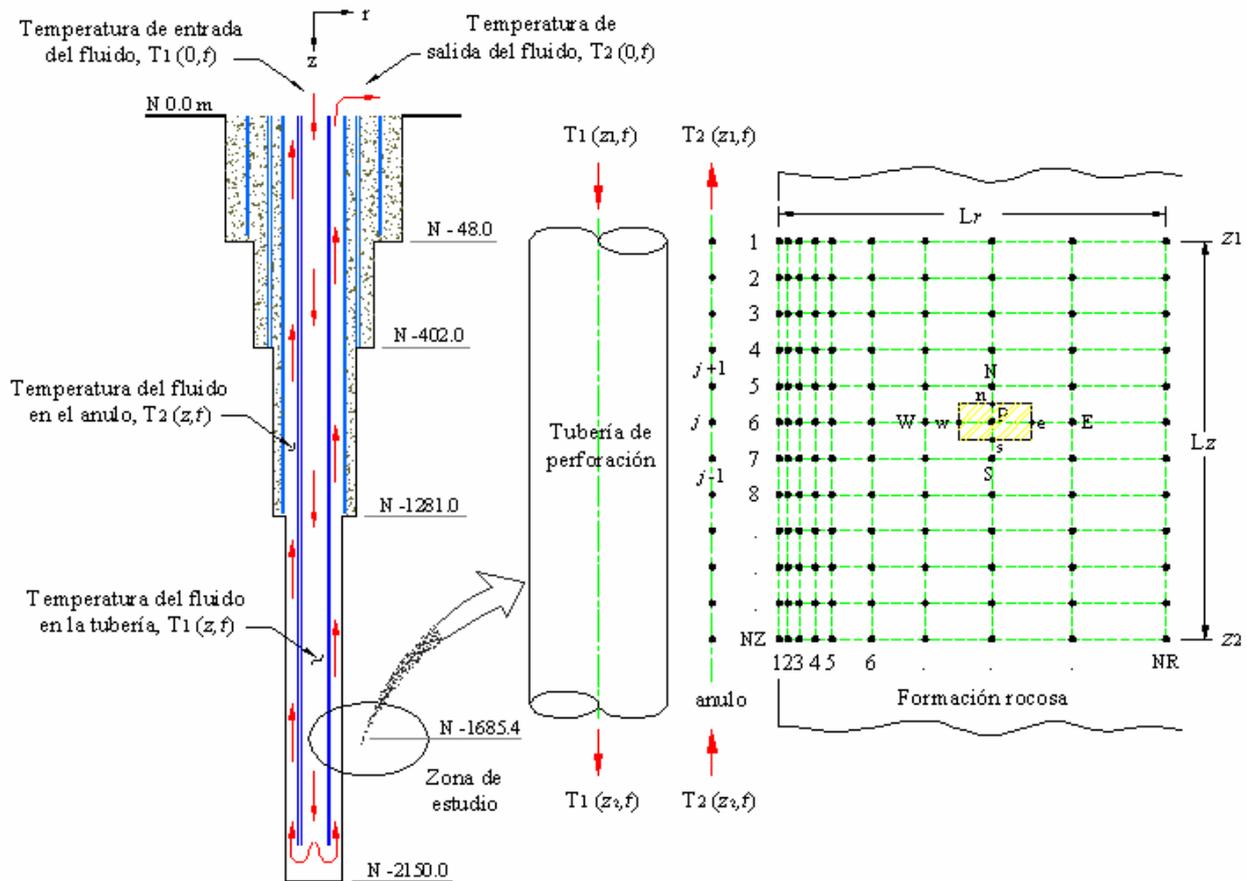


Fig. 1. Pozo geotérmico. Zona de estudio seleccionada y dominio computacional.

2.2. Características de un medio poroso

En todos los sistemas donde se tiene un medio poroso pueden ocurrir procesos de transferencia de calor, masa, y reacción química (Fig. 2). Un parámetro petrofísico básico de los fenómenos de transporte en medios heterogéneos lo constituye el concepto de porosidad, definida como la fracción del espacio vacío o hueco dentro de

una roca que está disponible para el almacenamiento o transporte de un fluido.

La porosidad es definida a través de la Ec.:

$$Porosidad = \varepsilon_l = \frac{V_p}{V_b} \quad (7)$$

donde V_p es el volumen de los huecos y V_b es el volumen total. En este caso, se considera que dentro de la formación existe solo el flujo

de fluido de perforación en una fase, de tal forma que la porosidad es igual a la fracción volumen ocupada por el fluido que se encuentra fluyendo a través de la formación.

Una forma de estimar la porosidad la constituye el método geométrico, el cual recurre principalmente a arreglos de esferas o cilindros. Cuando se tiene un número grande de esferas, el modelo para la estructura de un medio poroso dependerá del concepto de celda unitaria, la cual se define como un arreglo cuya geometría se repite a través de todo el volumen del sistema (Whitaker, 1999).

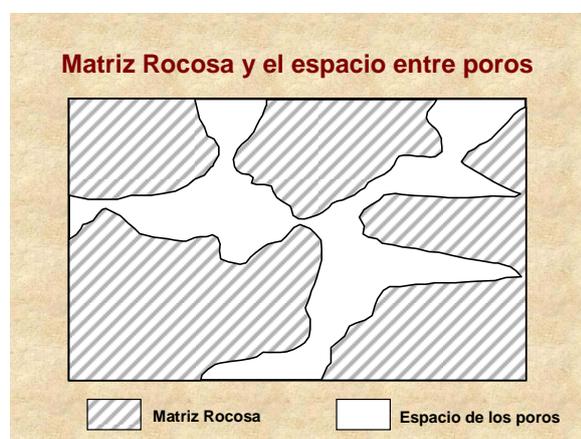


Fig. 2. Estructura de un medio poroso (Valkó, 2002).

Otra forma de estimar la porosidad la constituye el método experimental. Bobok y Tóht (2003) reportaron una porosidad del orden de 20-30 % en las formaciones estudiadas, mientras que Lovekin (2004) reportó porosidades menores de la roca; en el intervalo de 3-7 %. En China, se ha reportado una porosidad de 20-30% en algunos de sus campos geotérmicos (Jinrong, 2005). En el caso de México, también es muy variable, encontrándose que la porosidad es del orden del 1-15% (Quijano-León y Gutiérrez, 2005).

La permeabilidad absoluta de un medio poroso, otra propiedad petrofísica importante, se calcula a partir de la ecuación de Blake-Kozeny, considerando que el medio poroso está constituido por un arreglo de esferas sólidas e impermeables (Bird y col., 1960). De acuerdo con Kaviany (1999), el diámetro de partícula para aplicaciones geotérmicas generalmente se encuentra del orden de 10^{-6} a 10^{-3} m. Por otra parte, el diámetro de partícula debe cumplir con las restricciones de escala de longitud del modelo promedio volumétrico de temperaturas, para que sea válida la condición de equilibrio térmico local. Las escalas de longitud requeridas para cumplir con estas restricciones se muestran en la Tabla 1.

Tabla 1. Escalas de longitud (Whitaker, 1999).

Tamaño de la partícula (o tamaño del poro), d_p	Longitud característica del volumen promedio, r_o	Longitud característica del sistema, L
Restricción de escala: $d_p < r_o$	Restricción de escala: $r_o < L$	Escala del sistema:
$10^{-10} - 10^{-2}$ m	$10^{-8} - 1$ m	$10^{-6} - 10^2$ m

Se realizaron experimentos numéricos que mostraron que el diámetro de partícula apropiado para estimar la permeabilidad es de 10×10^{-3} m. El otro parámetro importante en la estimación de la permeabilidad es la porosidad. La literatura reporta que la

porosidad del granito se encuentra en el intervalo del 4 al 10% (Kaviany, 1999), intervalo en el cual se encuentran las distribuciones de porosidad propuestas para la simulación numérica. Se sabe que la Ec. de Blake-Kozeny es válida sólo para

porosidades menores del 50%, de tal manera que se puede usar esta ecuación de manera confiable, ya que el valor máximo de porosidad propuesto para la simulación numérica es del 10%. Con los datos de porosidad y diámetro de partícula propuestos, se estimó la permeabilidad del medio poroso isotrópico, obteniéndose resultados del orden de 10^{-12} m^2 para el intervalo de porosidades considerado (4-10%).

De estos resultados se escogió usar el valor más alto ($6.858 \times 10^{-12} \text{ m}^2$) para realizar las simulaciones, ya que en pruebas numéricas realizadas se observó que siendo las permeabilidades del mismo orden, no se ven afectados los resultados al momento de calcular las velocidades superficiales promedio. En la literatura se encontró que mediciones de permeabilidad “in-situ” para granitos o rocas cristalinas, tienen generalmente valores altos de permeabilidad,

que van de 10^{-12} a 10^{-18} m^2 (Philips, 1991). Por otro lado, Takahashi y col. (1997) consideraron en sus cálculos valores de permeabilidad del orden de 10^{-12} a 10^{-17} m^2 .

La permeabilidad estimada se encuentra dentro del intervalo de orden de magnitud reportado en la literatura, lo cual hace confiable el uso de este parámetro en la simulación numérica del pozo en estudio. Una vez que se cuenta con el valor de permeabilidad es posible entonces aplicar el modelo de Darcy promedio volumétrico para predecir la hidrodinámica de la formación rocosa. Respecto a las características de las propiedades termofísicas del fluido, lo ubican en una mezcla de aire y agua, similar al fluido de perforación del pozo de Las Tres Vírgenes (Santoyo y col., 2000a; Espinosa y col., 2000). Las propiedades termofísicas y de transporte de la formación y del fluido de perforación se muestran en la Tabla 2.

Tabla 2. Propiedades termofísicas y de transporten de la formación y el fluido de perforación (Santoyo y col., 2000a).

	k (W/m K)	Cp (J/kg K)	ρ (kg/m ³)	μ (Pa-s)
Formación	1.9	950	2600	
Fluido de perforación (mezcla de aire-agua)	0.25	2000	290	7.0×10^{-5}

El efecto de la temperatura sobre la viscosidad. En nuestro caso desde un punto de vista riguroso es despreciable, debido a que el gradiente geotérmico para este pozo es de 0.12 C/m y analizamos una porción que va de 1685 a 1688, es decir 3 metros que multiplicado por el gradiente geotérmico se obtiene 0.36 C. Es evidente que los cambios que predecimos son del orden 10^{-1} C, donde la viscosidad no cambia en absoluto.

Basados en las consideraciones anteriores, se escogió una distribución axial

de porosidad promedio que va de 4 a 10%, para ser usado en la simulación numérica que se reporta en éste trabajo. Asimismo, estos valores de porosidad sugieren la utilización del empacamiento de esferas de dos tamaños, para modelar la estructura del medio poroso, usando el concepto de celda unitaria y el método del volumen promedio, en formaciones rocosas sedimentarias.

3. Modelo de transporte de calor

El modelo del promedio volumétrico de una ecuación para el transporte de calor en un medio poroso, suponiendo equilibrio termodinámico entre las fases, se aplica para estimar la distribución de temperaturas en la formación alrededor del pozo geotérmico, considerado ésta como un medio poroso. La aplicación de esta técnica provee como resultado que el sistema heterogéneo constituido por una fase sólida estática y una fase con flujo se pueda tratar como un sistema homogéneo cuyas propiedades son del tipo efectivas; este modelo está dado por (Espinosa-Paredes y Cazarez-Candia, 2004):

$$\langle \rho \rangle Cp \frac{\partial \langle T \rangle}{\partial t} + (\rho Cp)_l \langle v_l \rangle \cdot \nabla \langle T \rangle = \nabla \cdot [K_f \cdot \nabla \langle T \rangle] \quad (8)$$

donde

$$\langle T \rangle = \langle T_l \rangle^l = \langle T_f \rangle^f \quad (9)$$

$$\langle \rho \rangle Cp = \varepsilon_l (\rho Cp)_l + \varepsilon_f (\rho Cp)_f \quad (10)$$

$$\langle \rho \rangle = \varepsilon_l \rho_l + \varepsilon_f \rho_f, \quad (11)$$

y K_f es el tensor de conductividad térmica efectiva. En estas Ecs. T es la temperatura en equilibrio termodinámico del sistema a estudiar.

Una vez definido el modelo promedio que gobierna el fenómeno de transporte de calor en un medio poroso, podemos simplificarlo al establecer coordenadas cilíndricas en dos dimensiones (axial y radial), considerando el yacimiento como un medio poroso isotrópico y efectos convectivos unidimensionales en la dirección radial (se desprecian los efectos en la dirección axial). A partir de estas suposiciones, el modelo promedio volumétrico de transporte de calor se reduce a:

$$\langle \rho \rangle Cp \frac{\partial \langle T \rangle}{\partial t} + (\rho Cp)_l \langle v_l \rangle \frac{\partial \langle T \rangle}{\partial r} = \frac{K_f}{r} \frac{\partial \langle T \rangle}{\partial r} + K_f \frac{\partial^2 \langle T \rangle}{\partial r^2} + K_f \frac{\partial^2 \langle T \rangle}{\partial z^2} \quad (12)$$

en donde el tratamiento de las desviaciones espaciales alrededor del valor promedio conducen a la siguiente relación de cerradura:

$$K_f = k_l + c_1 Pe k_f \quad (13)$$

donde c_1 es una constante cuyo valor está comprendido entre 0.7 y 0.8, Pe es el número de Peclet ($= \langle v_l \rangle l / \alpha_l$), k_l y k_f son las conductividades térmicas del fluido de perforación y la formación, respectivamente (Kaviany, 1999). Las condiciones de frontera para obtener una solución particular son: (i) en la dirección axial se considera la temperatura de la superficie y en el fondo del pozo la temperatura que resulta del gradiente geotérmico; (ii) en la dirección radial se usa la continuidad del flujo de calor por unidad de área en la interfaz pozo-formación, y cuando $r \rightarrow \infty$ se considera que la temperatura corresponde al gradiente geotérmico local.

Para resolver la ecuación promedio de temperaturas en la formación en el dominio computacional que se muestra en la Fig. 1, se aplicó el método del volumen finito en forma implícita con dos métodos para invertir la matriz: el primero basado en el método de direcciones alternantes, el cual consiste en aplicar dos veces el algoritmo de Thomas para cada una de las direcciones y el segundo empleando la inversión de la matriz pentadiagonal mediante el algoritmo tipo Gauss.

3. Resultados y discusión

Las características de la zona de estudio consisten en una porción del yacimiento de 3.0 por 3.0 metros de cada lado y con 12 celdas por lado en el dominio computacional. Las temperaturas iniciales de yacimiento, se

obtienen considerando un gradiente geotérmico lineal ($0.12 \text{ }^\circ\text{C/m}$) y considerando una profundidad de 1685 a 1688 m. Las pérdidas de circulación consideradas en este estudio corresponden aproximadamente al 5% del flujo total durante la perforación. Este escenario corresponde a uno que es muy cercano a la realidad.

Se realizó un análisis de sensibilidad nodal en el cual se consideraron cuatro mallas numéricas diferentes de la siguiente forma: (i) 5×5 , (ii) 9×9 , (iii) 12×12 y (iv) 15×15 nodos. En estas mallas numéricas, las cantidades indican nodos radiales y axiales, respectivamente. Con los mismos parámetros y condiciones de simulación descritos en las secciones anteriores, se simularon periodos de circulación de 6 horas utilizando las tres mallas numéricas propuestas. En la Fig. 3 se muestran las temperaturas estimadas. Como se puede observar, la malla utilizada de 12×12 es aceptable para realizar las simulaciones del proceso de circulación y estimar las temperaturas de formación. La validación numérica se esquematiza en la Fig. 3, donde se demuestra que los resultados indican que no están influenciados para 12 nodos, no obstante de 5 a 8 nodos los resultados se ven fuertemente afectados por el número de nodos.

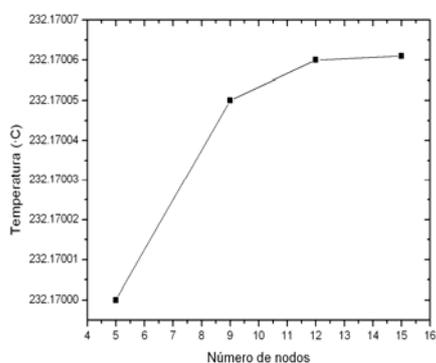


Fig. 3. Sensibilidad de malla. Temperaturas estimadas a 6 horas de circulación.

Es importante señalar que no existen datos de campo tan precisos para poder hacer una comparación, además la precisión de las mediciones poseen incertidumbres mayores al rango de temperatura que estamos manejando. Por lo que se puede afirmar que la obtención de datos experimentales, a escala de laboratorio usando modelos físicos, o llevando a cabo experimentos de campo es aún un tema de investigación en desarrollo y con los cuales se podría validar el tipo de aproximación basada en el promedio volumétrico, presentada en este trabajo.

La distribución de presiones bidimensional, se muestra en las Figs. 4 (a y b). En estas Figs., se puede observar el comportamiento ocasionado por el fluido de perforación al invadir la formación rocosa durante el proceso de circulación. De acuerdo con estas Figs. podemos decir que al presentarse las pérdidas de circulación, la formación se ve perturbada originando que se generen gradientes de presión unidimensionales en la dirección radial. Estos gradientes de presión dan origen a las velocidades promedio superficiales en la dirección radial. Las presiones calculadas mediante la aplicación del modelo de Darcy están dadas en Pascales (Pa).

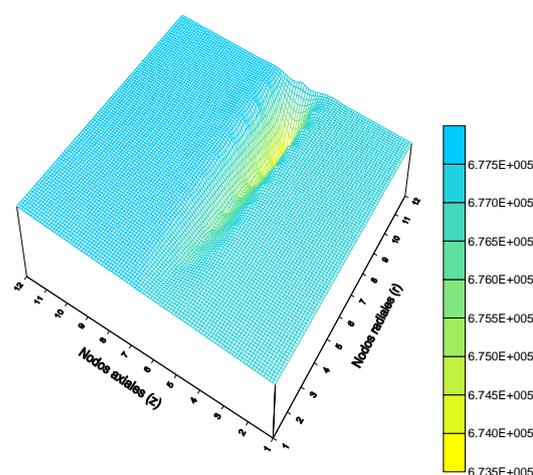


Fig. 4a. Distribución de presiones. Mapa de relieve.

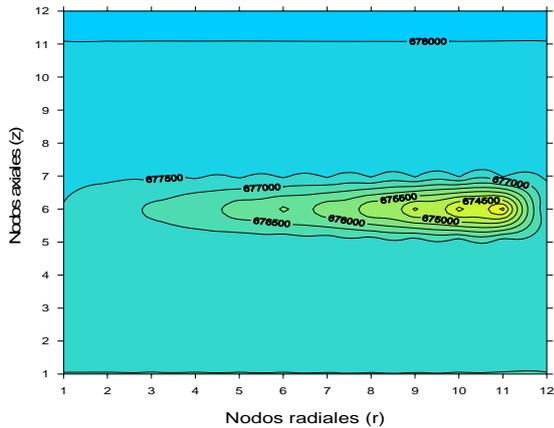


Fig. 4b. Distribución de presiones. Curvas de nivel.

Por lo que respecta a las velocidades promedio superficiales en dirección radial, éstas se muestran en la Fig. 5. En esta figura se muestra la distribución de velocidades, encontrándose que son del orden de 10^{-5} m/s, lo que nos permite afirmar que se tiene un flujo reptante moviéndose a través de la formación rocosa de la zona en estudio. Se puede observar en esta Fig. que en la frontera del pozo con la formación, las velocidades son mayores y éstas van disminuyendo en la dirección axial y radial hasta que el movimiento del fluido es cero.

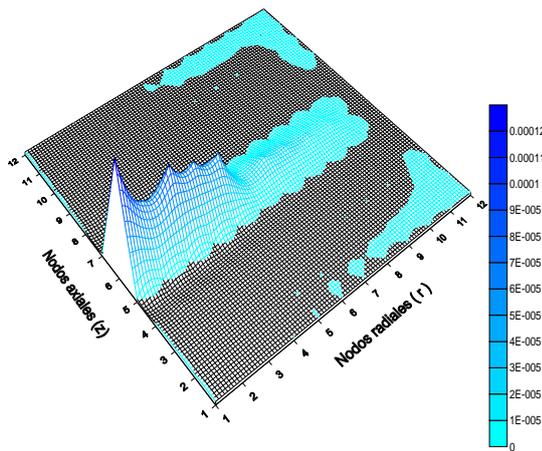


Fig. 5a. Distribución de velocidades. Mapa relieve.

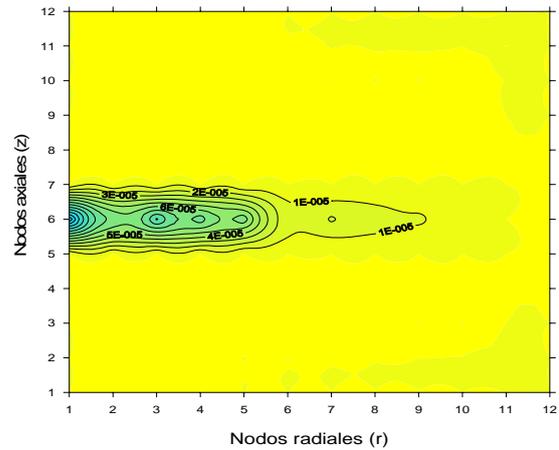


Fig. 5b. Distribución de velocidades. Curvas de nivel.

Con el objeto de conocer y entender el proceso de enfriamiento de la formación, se llevó a cabo la simulación del proceso de enfriamiento a 6, 12 y 24 horas de circulación. Para este estudio, se consideró únicamente el transporte de energía entre la matriz rocosa y el fluido de perforación que se mueve a través de ella, es decir, no se considera el intercambio de energía que pudiese existir entre la formación y el fluido de perforación que se hace circular en el espacio anular. Las distribuciones de temperaturas para los periodos simulados de 6, 12 y 24 hrs. de circulación, se muestran en las Figs. 7. En las Figs. 6 y 7 las zonas de mayor oscuridad representan zonas más calientes y las zonas mas claras representan zonas menos calientes.

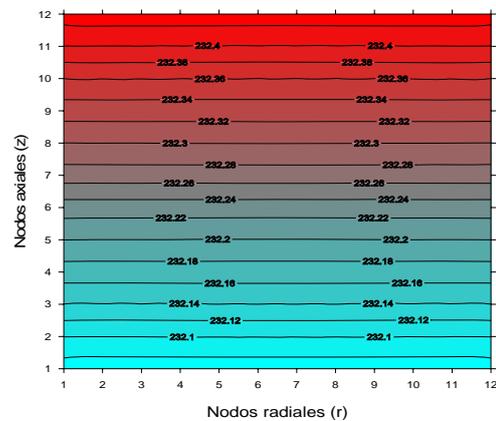


Fig. 6. Temperatura inicial del yacimiento a partir del gradiente geotérmico lineal.

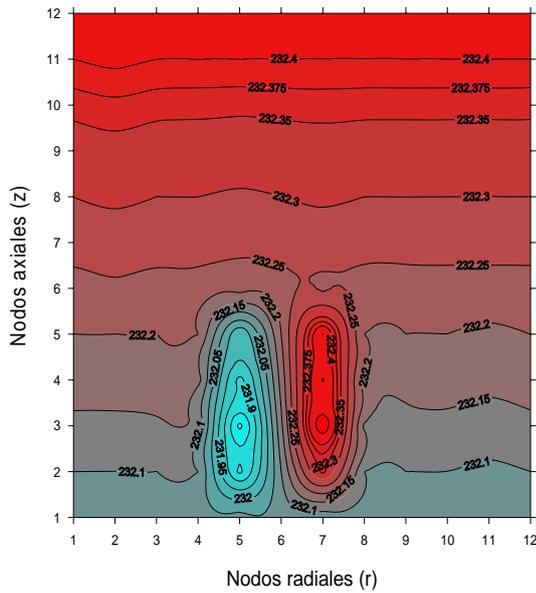


Fig. 7a. Curvas de nivel de temperatura en un proceso de paro de circulación en presencia de pérdidas del fluido de perforación; 6 horas.

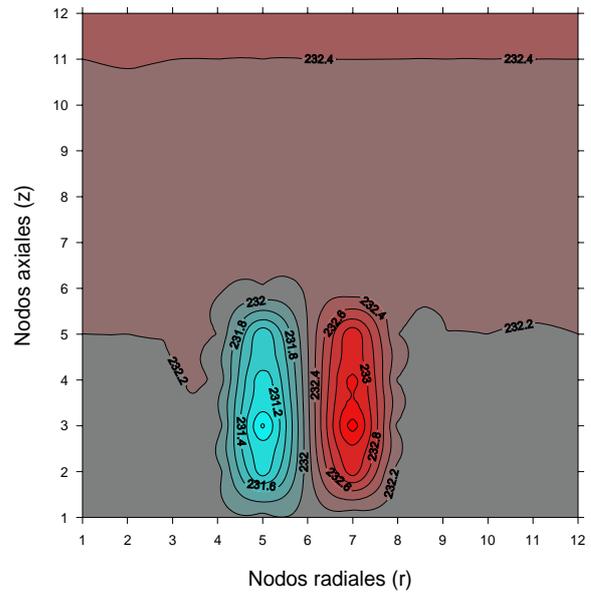


Fig. 7c. Curvas de nivel de temperatura en un proceso de paro de circulación en presencia de pérdidas del fluido de perforación; 24 horas.

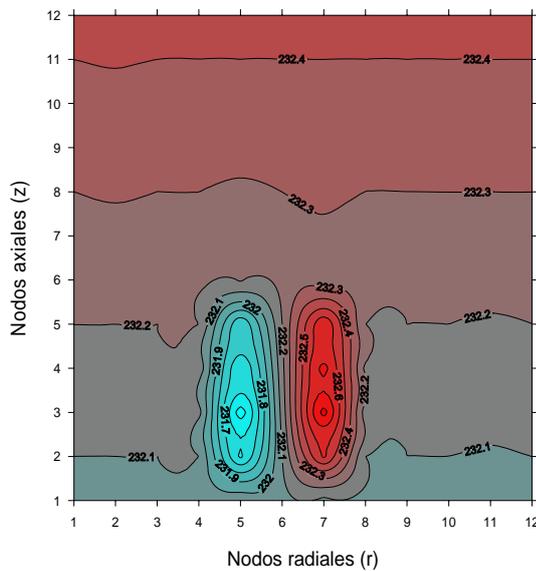


Fig. 7b. Curvas de nivel de temperatura en un proceso de paro de circulación en presencia de pérdidas del fluido de perforación; 12 horas.

Con relación a la Fig. 7, puede observarse como las temperaturas de formación de la figura 6 (temperatura inicial previo al transitorio) han sido perturbadas por el flujo del fluido de perforación que se mueve a través de la roca. Para las siguientes 6 horas los efectos convectivos son más notorios (Fig. 7a respecto a la Fig. 6), pues la zona caliente ha disminuido su temperatura significativamente como puede verse en la Fig. 7b. Por último, la Fig. 7c muestra el proceso de enfriamiento de la formación a 24 horas, donde se observa claramente la disminución de temperatura de la zona en estudio.

Se manifiesta entonces, como el mecanismo de transferencia de calor por convección juega un papel importante en este tipo de problemas, y se confirma el hecho del por qué, en el proceso de recuperación de esta zona, se requieren periodos de tiempo más largos.

Conclusiones

Se estudió una muestra representativa de una formación y se hizo un análisis en pequeña escala longitudinal, respetando las restricciones en las longitudes características dictadas por el método del promedio volumétrico. Para ello se consideró a la formación como un medio poroso y se aplicaron las ecuaciones de transporte de calor y cantidad de movimiento promedio en volumen para describir los fenómenos hidrodinámicos y térmicos. Se presentaron resultados de la distribución de presión, velocidad y temperatura para diferentes tiempos de paro de circulación. Los resultados nos indican que en condiciones de pérdidas de circulación, el transporte de calor por efecto convectivo predomina para tiempos cortos en la escala de la construcción de un pozo geotérmico, mientras que para tiempos largos de paros de circulación el efecto conductivo gobierna el transporte de calor en el medio poroso.

Referencias

- Andaverde, J., S.P. Verma, S.P., y Santoyo, E. (2004). Uncertainty estimates of static formation temperatures in boreholes and evaluation of regression models. *Geophysical Journal International*. 160 (3): 1112-1122.
- Beirute, R.M. (1991). A circulating and shut-in well-temperature-profile simulator. *J. of Petroleum Technology*. September, 1140-1146.
- Bird, R.B., Stewart, W.E. y Lightfoot, E.N. (1960). *Transport Phenomena*. John Wiley.
- Bobok, E. y Tóht A. (2003). Geothermal energy production and its environmental impact. En: Proceedings of International Geothermal Conference. Hungría.
- Dowdle, W.L., and Cobb, W.M., (1975). Static formation temperature from well logs – an empirical method. *Journal of Petroleum Technology*. November, pp. 1326-1330.
- Espinosa-Paredes, García, A., Hernández I., and Santoyo E. (2000). A comparative study of thermal behavior during drilling of geothermal wells using mud and air-water as drilling fluids. En: Proc. World Geothermal Congress 2000, Japan, pp. 4017-4022.
- Espinosa-Paredes, G., García, A., Santoyo, E. y Hernández, I. (2001). TEMLOPI/V2: A computer program for estimation of fully transient temperatures in geothermal wells during circulation and shut-in. *Computers & Geosciences*. 27, (3), 327-344.
- Espinosa-Paredes, G. y García-Gutiérrez, A. (2003). Estimation of static formation temperatures in geothermal wells. *Energy Conversion and Management*. 44 (8), 1343-1355.
- Espinosa-Paredes, G. y García-Gutiérrez, A. (2004a). Thermal behavior of geothermal wells using mud and air-water mixtures as drilling fluids. *Energy Conversion and Management*. 45(9), 1513-1527.
- Espinosa-Paredes, G., y Cazarez-Candia, O. (2004b). Modelo fenomenológico para la determinación de temperaturas en un yacimiento petrolero: Desarrollo matemático, *Reporte Técnico, Programa de Yacimientos Naturalmente Fracturados*, Instituto Mexicano del Petróleo, México.
- García, A., Santoyo, E., Espinosa Paredes, G., Hernández, I. y Gutiérrez, H. (1998). Estimation of temperatures in geothermal wells during circulation and shut-in in the presence of lost circulation. *Transport in Porous Media*. 33 (1-2), 103-127.
- Jinrong, C. (2005). Geothermal District Heating in Tanggu, Tianjin, China. <http://geoheat.oit.edu/public/bulletin/bi032.htm>
- Kaviany, M. (1999). *Principles of heat transfer in porous media*. Springer-Verlag, Nueva York, EUA.

- Lovekin, J. (2004). Geopowering the West. Geothermal Resources Available to California Markets. Annual State Working Group Summit. September 1 and 2. San Francisco Public Utilities Commission, USA.
- Patankar, V. S. (1980). *Numerical heat transfer and fluid flow*. Mc. Graw-Hill.
- Philips, O. (1991). *Flow and reactions in permeable rock*. Cambridge University Press.
- Quijano-León J.L. y Gutiérrez L.C.A.(1995). Present Situation of Geothermics in Mexico. En :Proceedings of the World Geothermal Congress ,Florence, Italia, Mayo 18-31.Vol.: 1, Páginas: 245-250.
- Santoyo, E., García, A., Espinosa, G., González-Partida, E. y Viggiano, J.C., (2000a). Thermal evolution study of the LV-3 well in the Tres Virgenes geothermal field, México. Proceedings of the World Geothermal Congress 2000, pp. 2177-2182.
- Santoyo, E., García, A. y Espinosa Paredes, G., Hernández, I. y Santoyo, S. (2000b). STATIC_TEMP: A useful computer code for calculating static formation temperatures in geothermal wells. *Computers & Geosciences*. 26, 201-217.
- Takahashi, W., Osato, K., Takasugi, S. y White S. P. (1997). Estimation of the formation temperature from the inlet and outlet mud temperatures while drilling. En: Proceedings Twenty-Second Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, California.
- Valkó, P.P. (2002). Summer Course on Flow (in Porous Media) with Mathematica. <http://pumpjack.tamu.edu/faculty/valko/>
- Whitaker, S. (1999). *The Method of Volume Averaging*. Kluwer Academic, Dordrech, The Netherlands.
- Verma, S.P., Andaverde J., y Santoyo, E. (2005).Error propagation in estimates of static formation temperature in boreholes. En: Proc. Heat SET 2005, Heat Transfer in Components and Systems for Sustainable Energy Technologies, 5-7 April 2005, Grenoble, France, pp. 435-442.
- Verma, S.P., Pandarinath, K., Santoyo, E., González-Partida, E., Torres-Alvarado, I.S., and Tello, E. (2006a). Fluid chemistry and temperatures prior to exploitation at the Las Tres Virgenes geothermal field, México. *Geothermics*. February 2006 (In press).
- Verma, S.P., Andaverde, J., and Santoyo, E. (2006b). Statistical evaluation of methods for the calculation of static formation temperatures in geothermal and oil wells using an extension of the error propagation theory. *Journal of Geochemical Exploration*. (In press).
- Verma, S.P., Andaverde, J., and Santoyo, E. (2006c). Application of the error propagation theory in estimates of static formation temperatures in geothermal and petroleum boreholes. *Energy Conversion and Management*. (In press).