

ESTIMACIÓN DE TEMPERATURAS DE FORMACIÓN EN YACIMIENTOS: MÉTODO INVERSO

ESTIMATION OF FORMATION TEMPERATURES IN RESERVOIRS: INVERSE METHOD

U. Olea-González^{1,5*}, A. Vázquez-Rodríguez², A. García-Gutiérrez³ y P. Anguiano-Rojas⁴

¹ Instituto Mexicano del Petróleo. Competencia de Perforación de Pozos. Eje Central Lázaro Cárdenas # 152, Col. San Bartolo Atepehuacan, C.P. 07730. México, D.F., México.

² Universidad Autónoma Metropolitana –Iztapalapa. Depto. de Ingeniería de Procesos e Hidráulica, Av. San Rafael Atlixco # 186, Col. Vicentina, México, D.F., C.P. 09340, México.

³ Instituto de Investigaciones Eléctricas. Unidad Geotermia. Ave. Reforma 113, Col. Palmira, Temixco, Mor., 62490 México.

⁴ Coordinación de Administración del Conocimiento y Propiedad Intelectual. Instituto Mexicano del Petróleo, Eje Central L. Cárdenas # 152, Col. San Bartolo Atepehuacan, C.P. 07730. México, D.F.

⁵ Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico. Depto. de Ingeniería Mecánica, Cuernavaca, Mor. México.

Recibido 2 de Mayo 2006; Aceptado 15 de Febrero 2007

Resumen

Se describe un procedimiento numérico basado en el método inverso para modelar la estabilización térmica de un pozo petrolero y de un pozo geotérmico durante el paro de circulación del lodo de perforación. Se estimaron la temperatura de formación y la temperatura del lodo de perforación. Para el modelo se utilizó la temperatura en reposo tomada a profundidad fija, la temperatura del lodo en la superficie y el tiempo de reposo del lodo. También se consideró el radio del pozo, la densidad y el calor específico del lodo de perforación y de formación, condiciones bajo las cuales la temperatura es conocida.

La aplicación de un método tipo Marquardt como método de inversión y el uso de datos de campo, mostró que la temperatura de formación y la temperatura del lodo de perforación simulada se aproximan al gradiente geotérmico predefinido y a los datos medidos, respectivamente. Los resultados señalan que la temperatura transitoria en periodo de paro es función del lodo de circulación, del tiempo de reposo, de la temperatura de formación y del radio del pozo, entre otros. Se muestra la sensibilidad de los valores pronosticados de la temperatura de formación y se presentan dos ejemplos de cálculo.

Palabras clave: Temperatura de formación, problema inverso, conducción de calor, tiempo de circulación.

Abstract

We describe a numerical procedure based on the inverse method to model the thermal stabilization in both, an oil well and a geothermal well, after the drilling mud circulation has stopped. The formation temperature and the drilling mud temperature are estimated. For the model we use the temperature in shut-in time taken at a fixed depth, the mud temperature in the surface and the time when the circulation stopped. We also consider the borehole radius, the density and the specific heat of the drilling mud and of the formation, where the measurement of temperature is known.

The application of a Marquardt type method as an inverse method and the use of field data showed that the formation temperature and the simulated mud temperature are in agreement to the geothermal gradient and the measured information, respectively. The results indicate that the transitory temperature in shut-in period is a function of the mud circulation, of the shut-in time, of the formation temperature and the radius of the borehole. The sensitivity of the values predicted for the formation temperature are shown. Two examples of calculation are presented.

Keywords: Formation temperature, inverse problem, heat conduction, circulation time, shut-in time.

* Autor para la correspondencia: E-mail: uolea@cenidet.edu.mx
FAX: (55) 5804-4900

1. Introducción

La estimación de la temperatura de formación es de gran importancia para: la ingeniería de yacimientos, operaciones de perforación y terminación de pozos, interpretación de registros de temperatura en pozos petroleros, estudios geofísicos, programas de cementación y para identificar los gradientes geotérmicos para estimar la temperatura a grandes profundidades, entre otros. Desafortunadamente, las temperaturas registradas en la mayoría de las operaciones comerciales de perforación no son temperaturas estáticas y son más bajas que la temperatura real de formación, debido a que los tiempos de paro de circulación de fluidos en el pozo son demasiado cortos y no permiten que el lodo en el pozo alcance el equilibrio térmico, lo cual requiere de varios días o semanas (Bullard, 1947; Luheshi, 1983).

Para estimar la temperatura de la formación con base en las mediciones de temperatura de fondo, diversos autores han desarrollado dos clases de modelos para simular el disturbio térmico asociado con la perforación y la relajación térmica durante periodos de cierre. Un tipo de modelo simula la evolución de la temperatura en la columna completa del lodo (Jaeger, 1961; Edwarson y col., 1962; Holmes y Swift, 1970; Keller y Couch, 1973; Wooley, 1980). Mientras que el otro tipo se concentra en la región profunda del pozo, en donde se toman las mediciones de temperatura (Bullard, 1947; Lachenbruch y Brewer, 1959; Dowdle y Cobb, 1975; Middleton, 1982; Leblanc y col., 1981; Shen y Beck, 1986).

Los procesos de transferencia de calor (TC) involucrados en la estimación de temperaturas de formación se estudian a través de modelos matemáticos, para ello se establece un modelo riguroso que incluya condiciones iniciales (CI) y condiciones de frontera (CF) tal que obtenga una solución particular, tal como un perfil de temperaturas para un pozo petrolero o geotérmico. Sin embargo, en la mayoría de los casos las CI no se conocen antes de perforar una formación geológica, por ello se tiene que proponer dichas condiciones a través del desarrollo de métodos confiables para su estimación. La técnica inversa es una herramienta útil para este tipo de problemas de transferencia de calor.

El problema inverso consiste en la estimación y optimización de valores puntuales que generalmente requieren de la solución del problema directo asociado [Özisik y col. (2000)]. Esta metodología es conocida como problema inverso a partir de valores medidos de temperaturas de fondo, las cuales se usan para determinar la condición inicial de la temperatura de formación. La base del método de los problemas inversos reside en la idea de reformular el problema como si fuera directo y utilizar técnicas de regularización (Alifanov, 1974 y 1994; Thikonov, 1975; Thikonov y Arsein, 1977; Beck, 1962; Beck et

al. 1985). Cao y col. (1988) utilizan una técnica de inversión no lineal para modelar la estabilización térmica del fondo de un pozo petrolero durante el paro de circulación del lodo, presentan una solución analítica y numérica para la ecuación de flujo de calor y utilizan un modelo puramente conductivo. Su modelo denominado FTE (Formation Temperature Estimation por sus siglas en inglés) se basa en una implementación de inversión numérica, en donde primero considera constante a un grupo de variables termo físicas y calcula la temperatura de formación T_f a diferentes tiempos de paro de circulación T_c , posteriormente utiliza esa T_f estimada a diferentes T_c como parámetro inicial y optimiza el valor de las variables termo físicas. La diferencia entre los valores óptimos y los valores iniciales mediante la técnica de mínimos cuadrados revelaron la sensibilidad de la técnica de inversión.

Wooley (1980) desarrolla el primer modelo computacional GEOTEMP capaz de predecir las temperaturas transitorias durante la circulación de fluido, inyección y producción, tanto en pozos petroleros como geotérmicos. Aunque su modelo no utiliza técnicas de inversión, en virtud de considerar conocidas todas las variables termo físicas tanto del modelo matemático que representa los procesos de transferencia de calor, como de las condiciones iniciales y de frontera, es una herramienta computacional que sirve como modelo directo para plantear posteriormente un problema inverso al considerar a la temperatura de formación desconocida o bien a algún parámetro termo físico. Posteriormente, Takas y col. (1997) realizaron una modificación al modelo computacional desarrollado por Wooley (1980) y modelan el fenómeno de pérdidas de circulación, considerando a la formación como un medio poroso. Estimaron la temperatura de formación en función de las temperaturas del lodo a la entrada y salida del pozo mientras se perfora, además, efectuaron un proceso de optimización al variar los parámetros de influencia (volumen de pérdidas y flujo convectivo dentro de la formación) en forma automática. Sus resultados mostraron que una vez alcanzada la profundidad de pérdida de circulación, la recuperación de la temperatura es más lenta conforme el volumen de pérdida es más alto. Este fenómeno es consistente con los registros de temperatura que muestran temperaturas anormales en la zona de pérdidas.

Espinosa y col. (2001) utilizan un código computacional para estimar la distribución de temperaturas transitorias de fluidos empleados en la perforación de pozos geotérmicos y utilizan un modelo bidimensional donde los procesos de transferencia de calor se presentan durante periodos de circulación y paro, dividen en cinco regiones de análisis el sistema pozo formación permitiendo con esto establecer las ecuaciones diferenciales parciales para cada región mediante la técnica de diferencias finitas de forma implícita y proponen perfiles

radiales de temperatura para cada región [García y col. (1998a)], además estiman los coeficientes de transferencia de calor convectivo tanto en la tubería de perforación como en la región anular. Amaro (2001) realiza un análisis térmico durante la perforación de pozos geotérmicos al considerar los efectos reológicos de los fluidos de perforación, para lo cual analiza diferentes fluidos no newtonianos y su dependencia con la temperatura. Amaro (2001) menciona que la densidad, el calor específico y la conductividad térmica de los fluidos de perforación varían poco con la temperatura (menos del 15%) y que pueden utilizarse como propiedades constantes al utilizar datos experimentales reportados para lodos (Wooley, 1980; Santoyo, 1997) o bien aproximarse mediante las correspondientes correlaciones para lodos base agua. Agrega además que las temperaturas de los fluidos de perforación son altamente dependientes de los fluidos empleados de manera particular y el grado de enfriamiento del pozo varía ampliamente de un lodo utilizado a otro. Para el caso de fluidos cementantes, la dependencia de la temperatura en las propiedades reológicas no afecta significativamente la predicción de perfiles de temperatura de la formación. Santoyo y col. (2003) analiza correlaciones para estimar coeficientes convectivos de transferencia de calor en fluidos de perforación no newtonianos en la perforación de pozos petroleros. Por otra parte Espinosa y García (2004) mencionan que los disturbios térmicos causados por la circulación de mezcla aire-agua en la perforación de pozos geotérmicos tiene un efecto menor que el causado por los lodos de perforación. Martínez y col. (2006) en un trabajo reciente analizaron en pequeña escala el transporte de calor en una región semi-porosa de la formación de un pozo geotérmico con efectos de pérdidas de circulación y mencionan que en condiciones de pérdidas de fluido, el transporte de calor por efecto convectivo predomina para tiempos cortos de paro de circulación, mientras que para tiempos largos el efecto conductivo gobierna el transporte de calor en el medio poroso.

El trabajo se divide en dos secciones, la primera parte se refiere a la solución del problema directo, se utiliza un modelo físico del problema a resolver previamente estudiado por García y col. (1998b), con lo cual se resuelve numéricamente el problema directo de transferencia de calor al determinar un perfil de temperaturas de lodo de perforación, suponiendo que las condiciones iniciales son conocidas. García y col. (1998b) hacen una descripción completa del modelo matemático que resuelve el problema directo y que describe los procesos de flujo que ocurren en el pozo en condiciones de circulación de fluido de perforación y paro, e incluye las ecuaciones de los diversos procesos de flujo de masa y energía involucrados en el pozo y formación rocosa, así como de ecuaciones complementarias, de correlaciones de transferencia

de calor y de propiedades termo físicas, las ecuaciones diferenciales parciales que reflejan el modelo físico se transforman en ecuaciones discretas al utilizar la técnica de diferencias finitas en forma implícita y las ecuaciones algebraicas no lineales que se generan se resuelven mediante un proceso iterativo. En la segunda parte se plantea la función objetivo para resolver el problema inverso, considerando que la temperatura de formación es un parámetro desconocido (condición inicial) que deberá estimarse y optimizarse respecto a los valores utilizados por registros geofísicos. Para lo cual se explora un método tipo Marquardt [Marquardt, 1963], el cual es un método iterativo para resolver problemas no lineales de estimación de parámetros por mínimos cuadrados. Los resultados de aplicar el MLM bajo el esquema de un problema mal planteado, mostraron que la temperatura de formación obtenida refleja los efectos no considerados en un perfil generado mediante el gradiente geotérmico, particularmente cuando hay presencia de pérdidas de circulación parcial en la parte profunda del pozo [García y col. (2002)]. Un trabajo previo como el de Osato y col. (2003), resuelven un problema similar mediante técnicas inversas, sin embargo, no mencionan el entorno matemático y se limita a establecer que el óptimo se deriva de la diferencia entre las temperaturas medidas o registradas y las simuladas.

2. Metodología

Una solución particular de las ecuaciones diferenciales parciales se conoce de García y col. (1998), ésta solución representa las mediciones en el fondo del pozo que son tomadas durante su construcción, sin embargo la condición inicial (CI) no se conoce. En este sentido desde el punto de vista matemático es un problema mal planteado. En este trabajo se propone un método basado en un algoritmo de optimización del tipo Marquardt para encontrar dicha CI, la cual representa la temperatura de formación (T_f).

El procedimiento para resolver el problema inverso de transferencia de calor con condiciones de frontera bajo el esquema del MLM, puede ordenarse en los siguientes pasos básicos: 1. problema directo 2. problema inverso 3. procedimiento iterativo 4. criterio de convergencia y 5. algoritmo computacional.

De acuerdo al problema físico particular se establecen las CF y las CI. Con la información completa se obtiene la solución numérica del problema directo en la iteración $k + 1$, el problema inverso implica efectuar un análisis de sensibilidad al considerar que seis parámetros termo físicos pueden variar durante el criterio de convergencia, al utilizar como valor inicial la última predicción del problema directo. Los parámetros termo físicos utilizados que forman la matriz de sensibilidad son la densidad del

lodo, la conductividad térmica del lodo, la viscosidad, el gasto de inyección de fluido de perforación, el calor específico del lodo y las pérdidas de circulación. Finalmente, la aplicación del algoritmo computacional utilizado muestra el comportamiento de la temperatura de formación y su comparación con un perfil obtenido del gradiente geotérmico.

3. Desarrollo

3.1 Modelo físico (problema directo)

Las consideraciones para el modelo son: geometría cilíndrica y flujo radial, la transferencia de calor de la formación al pozo es conductiva después de que el lodo de circulación se detiene. El lodo de perforación en el fondo en contacto con la formación es homogéneo pero con diferentes propiedades térmicas. La distribución de temperaturas radial se considera simétrica respecto al eje del pozo y la roca se considera como un cuerpo infinito, tal que si $r \rightarrow \infty$ la temperatura para la formación a cierta distancia del pozo no se afecta, se tiene régimen transitorio.

Condición inicial: La temperatura del lodo es constante durante la circulación a la profundidad donde la temperatura se midió (Ec. (2)). Después del periodo de circulación, la formación se enfrió por conducción debido al contacto con el lodo de circulación. **Condiciones de frontera:** La existencia de una zona de invasión térmica en el fondo del pozo sujeta a un proceso convectivo durante la pérdida de circulación entre el pozo-formación (Ec. (3)) y, la temperatura es estable más allá de la región de análisis (Ec. (4)).

Una vez que se toman en cuenta los mecanismos importantes que pudiesen afectar el transporte de energía entre el pozo y la formación circundante, se puede aplicar un balance macroscópico de energía para calcular las temperaturas transitorias en todas las regiones. La Fig. 1 muestra la geometría y las variables presentes en el modelo.

3.2 Modelo matemático

Para la formulación matemática del problema directo de conducción de calor se plantean las siguientes ecuaciones:

$$\rho C_p \left(\frac{\partial T}{\partial t} + v_r \frac{\partial T}{\partial r} + v_z \frac{\partial T}{\partial z} \right) = k \frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \frac{k}{r} \frac{\partial T}{\partial r} + k \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} \quad (1)$$

La ecuación de continuidad en coordenadas cilíndricas para flujo incompresible está dada como:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial (rv_r)}{\partial r} + \frac{\partial v_z}{\partial z} = 0 \quad (2)$$

$$C.I. \quad T(r, z) = T_m, \quad t = 0 \quad (3)$$

$$C.F.1.1 \quad -k \frac{\partial T}{\partial r} = h(T_f - T_m), \text{ en } A_i \quad \forall t > 0 \quad (4)$$

$$C.F.1.2 \quad T(r, z, t) = T_f, \quad r_3 < r < \infty, \quad \forall t > 0 \quad (5)$$

$$C.F.1.3 \quad v_z = \left(\frac{W}{\rho A_d} \right), \quad \text{en } z = 0 \quad \forall t \quad (6)$$

$$C.F.1.4 \quad v_r = f(\phi, W, W_{loss}, \rho_m, A_d), \text{ en } A_i \quad \forall t \quad (7)$$

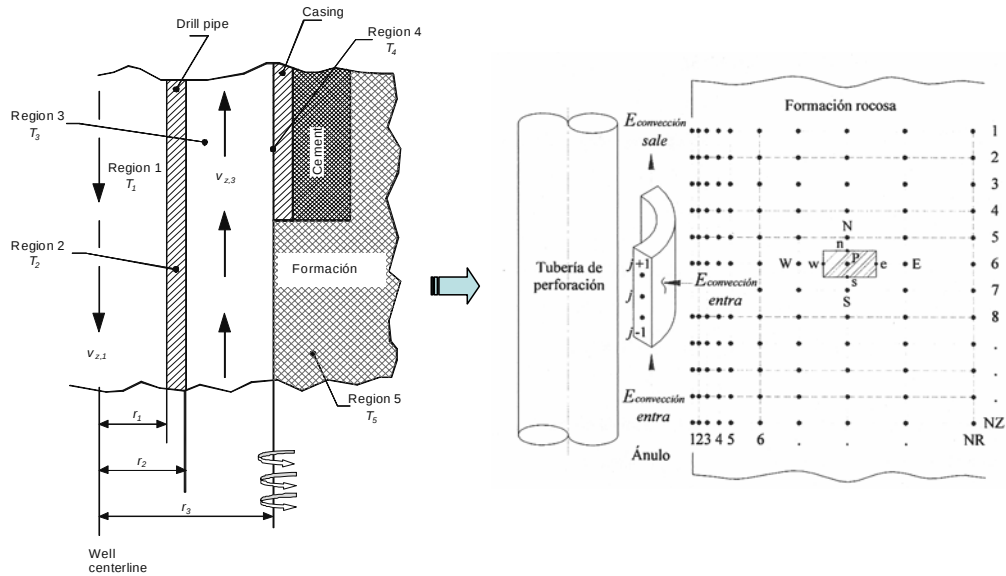


Fig. 1. Modelo físico para la estabilización de la temperatura en la sección basal de un pozo.

Las pérdidas de circulación W_{loss} mencionadas en la Ec. (7) implican estimar el coeficiente convectivo de transferencia de calor h_2 en el anulo en $r = r_2$. Las pérdidas de circulación se contabilizan de acuerdo a $W_{loss} = W\phi$ donde W es el flujo másico del fluido de perforación a la entrada del pozo y ϕ es un multiplicador que toma valores de 0 a 1. Si $\phi = 0$, no ocurren pérdidas, si $\phi = 1$ todo el fluido de perforación se pierde en la formación. De conocer este valor, la velocidad axial puede calcularse de la Ec. (2). El valor del multiplicador ϕ se estima en función de los registros de perforación del pozo [(Nicolas, 1998; UONE-3007 (2004)] y de las mediciones del gasto de retorno a través del anulo.

Las Ecs. (1)-(7) definen en forma genérica el problema directo a resolver para obtener una distribución de temperaturas simuladas mediante un proceso iterativo.

De acuerdo a la metodología, el siguiente paso es establecer el problema inverso, suponiendo que la Ec. (5) es desconocida. Al conjunto de Ecs. (1)-(7), se puede aplicar el algoritmo de inteligencia artificial dado por Laureano- y Espinosa-Paredes (2005) para resolver el problema inverso.

3.3 Función objetivo (problema inverso)

La función objetivo $S(P)$ para aplicar un método de optimización tipo Marquardt se planteó como:

$$S(P) = \sum_{i=1}^I [(Y_i - T_i(P))^2] = f(T_{formacion}) \quad (8)$$

donde I es el número de mediciones. Desde un punto de vista práctico, se refiere a la comparación entre temperaturas medidas Y_i y temperaturas simuladas $T_i(P)$. Esto se hace automáticamente por medio de un algoritmo de optimización, el cual minimiza una función objetivo hasta lograr un ajuste satisfactorio entre las temperaturas del lodo (registros de temperatura) y las calculadas (por el problema directo). Cuando se tenga una comparación satisfactoria de acuerdo a un criterio de convergencia asignado por el usuario, entonces se toma la última versión de la temperatura inicial como la predicción final de la temperatura de yacimiento.

3.4 Proceso iterativo (Algoritmo tipo Marquardt)

De acuerdo a Ösizik (2000), es necesario derivar la función objetivo $S(P)$ respecto a un número incierto de parámetros termofísicos P que están implícitos en la solución de la temperaturas simuladas $T_i(P)$. Existe una extensa cantidad de parámetros termofísicos que se involucran en el proceso de perforación de un pozo petrolero o geotérmico y que pueden elegirse de acuerdo a su influencia tanto en el lodo de perforación, metal, cementos y formación. Se escogen seis parámetros P referidos al lodo: densidad, gasto de inyección, viscosidad, calor específico, conductividad térmica y pérdidas de circulación.

La Ec. (8) puede expresarse de forma matricial como:

$$S(P) = [Y - T(P)]^T [Y - T(P)] \quad (9)$$

donde el superíndice T indica la transpuesta y $[Y - T(P)]^T$ se define como la matriz para varias mediciones a lo largo del pozo:

$$[Y - T(P)]^T = [Y_1 - T_1, Y_2 - T_2 \dots Y_I - T_I] \quad (10)$$

La Ec. (9) representa a los vectores de temperaturas medidas y simuladas y forma una matriz denominada de sensibilidad, lo cual implica el análisis de cada uno de sus coeficientes. Los coeficientes de la matriz denominados Jacobianos J , se definen como la primera derivada de la temperatura en el tiempo t_i con respecto al parámetro P_j , es decir, identificar como cambia la temperatura respecto a la variación numérica de cada parámetro:

$$J_{ij} = \frac{\partial T_i}{\partial P_j} \quad (11)$$

La matriz de sensibilidad tiene dependencia funcional sobre el vector de parámetros P . De ahí que su solución requiera de un procedimiento iterativo, el cual se obtiene al linealizar el vector de temperaturas estimadas y su solución se obtiene para la k -ésima iteración.

De forma explícita, la matriz de sensibilidad se escribe como:

$$J(P) = \left[\frac{\partial T^T(P)}{\partial P} \right]^T = \begin{bmatrix} \frac{\partial T_1}{\partial P_1} & \frac{\partial T_1}{\partial P_2} & \frac{\partial T_1}{\partial P_3} & \dots & \frac{\partial T_1}{\partial P_N} \\ \frac{\partial T_2}{\partial P_1} & \frac{\partial T_2}{\partial P_2} & \frac{\partial T_2}{\partial P_3} & \dots & \frac{\partial T_2}{\partial P_N} \\ \frac{\partial T_3}{\partial P_1} & \frac{\partial T_3}{\partial P_2} & \frac{\partial T_3}{\partial P_3} & \dots & \frac{\partial T_3}{\partial P_N} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial T_I}{\partial P_1} & \frac{\partial T_I}{\partial P_2} & \frac{\partial T_I}{\partial P_3} & \dots & \frac{\partial T_I}{\partial P_N} \end{bmatrix} \quad (12)$$

De utilizar una versión del MLM para la estimación iterativa de parámetros desconocidos [Ösizik (2000)], el planteamiento es como sigue:

$$P^{k+1} = P^k + \left[(J^k)^T J^k + \mu^k \Omega^k \right]^{-1} (J^k)^T [Y - T(P^k)] \quad (13)$$

donde $T(P^k)$ y J^k son las temperaturas estimadas y la matriz de sensibilidad evaluadas en la iteración k , respectivamente. μ^k es un escalar positivo llamado parámetro de amortiguamiento y Ω^k es la matriz diagonal definida como:

$$\Omega^k = \left[(J^k)^T J^k \right] \quad (14)$$

El propósito del término $\mu^k \Omega^k$ en la Ec. (13) es amortiguar las oscilaciones y las inestabilidades debidas al carácter mal condicionado del problema. El diagrama de flujo mostrado en la Fig. 2, muestra los

valores que toma μ^k para buscar la convergencia del algoritmo [Ösizik, 2000].

3.5 Criterio de convergencia

El criterio sugerido por Dennis y Schnabel (1983) para detener el procedimiento iterativo del MLM de la Ec. (13), es como sigue:

$$S(P^{k+1}) < \varepsilon_1 \quad (15)$$

$$\left\| (J^k)^T [Y - T(P^k)] \right\| < \varepsilon_2 \quad (16)$$

$$\|P^{k+1} - P^k\| < \varepsilon_3 \quad (17)$$

en donde ε_1 , ε_2 y ε_3 son tolerancias preescritas por el usuario y $\|\cdot\|$ es la norma. El criterio dado por la Ec. (15) verifica si la norma de mínimos cuadrados es suficientemente pequeña, lo que se espera suceda en la vecindad de la solución del problema. De manera similar, la Ec. (16) checa si la norma del gradiente de $S(P)$ es lo suficientemente pequeño, debido a que se espera que desaparezca en el punto donde $S(P)$ es mínimo. Aunque tal condición de que el gradiente desaparezca también es válido para los máximos y los puntos de inflexión de $S(P)$, pero es difícil que el MLM converja en dichos puntos. El último criterio dado en la Ec. (17) resulta del hecho de que los cambios en el vector de parámetros son muy pequeños cuando el método ha convergido.

La Fig. 2 muestra el diagrama de flujo del MLM.

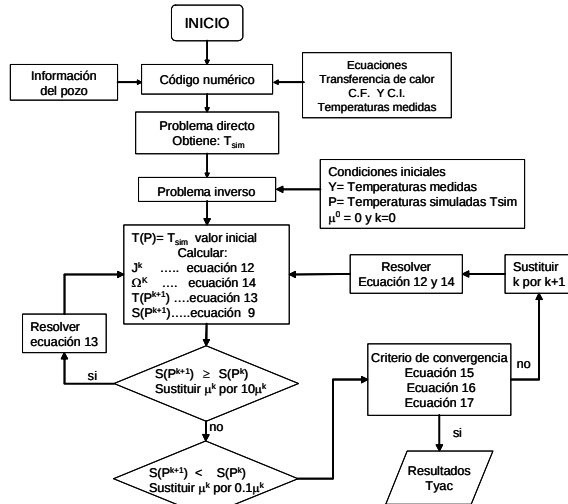


Fig.2. Diagrama de flujo MLM.

4. Aplicación del modelo

En este estudio el pozo geotérmico seleccionado fue el pozo LV-4 del campo geotérmico Las Tres Vírgenes, B.C.S, México, cuyo estado mecánico se muestra en la Fig. 3, el cual se construyó desviado de la vertical a partir de una profundidad de 900 m con un ángulo de $18^\circ 10'$. Su terminación fue realizada en 1996.

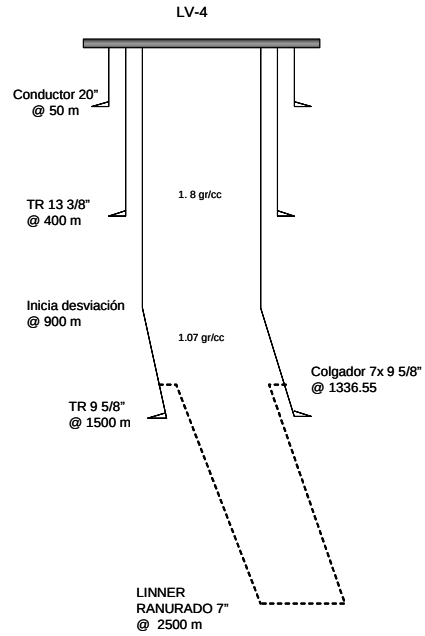


Fig.3. Estado mecánico. Pozo LV-4.

Mientras que los datos del pozo petrolero utilizados fueron del pozo 3007 de la Región Marina en Campeche, México; terminado en el 2005 y actualmente en producción. La Fig. 4 muestra su estado mecánico.

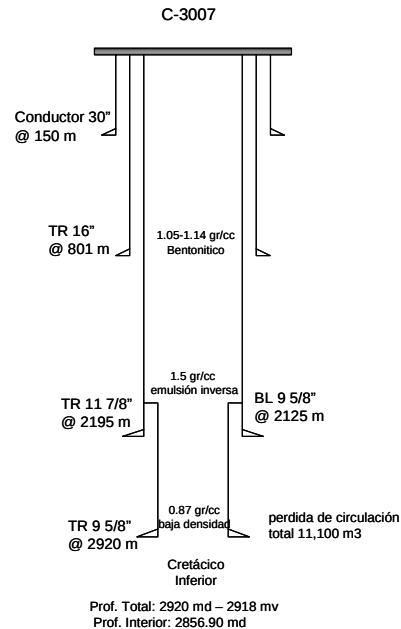


Fig.4. Estado mecánico. Pozo C-3007.

5. Resultados

5.1. Pozo geotérmico:

Para el caso del pozo LV-4, sólo se tiene registro de temperaturas de lodo hasta la profundidad

de 1200 m, después de ésta profundidad se presentó alternadamente pérdidas parciales y totales de circulación, utilizando para la última etapa de perforación un fluido de perforación aireado. Por estas razones la simulación con datos reales quedó acotada a la profundidad de 1300 m, después de dicha profundidad, la incertidumbre es alta por lo que los resultados de la simulación del retorno a equilibrio se muestran hasta 1400 m y la Fig. 5 lo indica. En dicha figura los parámetros indicados se refieren a la temperatura de registro (T_{reg}), la temperatura del lodo simulada (T_{sim}), la temperatura de formación estática modelada ($T_{for-sim}$) y el perfil obtenido del gradiente geotérmico (suponiendo que no existen pérdidas de circulación). La simulación considera un tiempo de 12 horas de reposo. Después de $n + 1$ iteraciones, el ajuste de la temperatura simulada del lodo de perforación es muy semejante a la temperatura del lodo registrada y mantiene perfiles similares, manteniendo una tendencia de 2°C de diferencia en casi todo el perfil, no obstante que en el intervalo de 800 – 1000 m la diferencia alcanzada es de 3°C el desempeño de T_{sim} es aceptable.

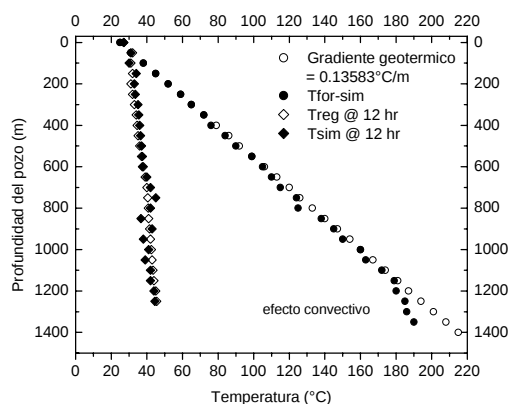


Fig. 5. Temperaturas registradas vs. simuladas del pozo geotérmico LV-4, etapa de perforación de $12\frac{1}{4}''$ @ 1500 m.

Por otro lado, la misma Fig. 5 muestra que en la parte somera del pozo y hasta la profundidad de asentamiento de la TR de $13\frac{3}{8}''$, el perfil de la temperatura de formación simulada $T_{for-sim}$, mantiene un comportamiento igual al proyectado por el gradiente geotérmico, cuyo valor de $0.1358^{\circ}\text{C}/\text{m}$ fue tomado de Nicolas (1998), posteriormente difiere de la proyección del gradiente geotérmico notándose puntos de inflexión a 800 m por la presencia de pérdidas de circulación, de acuerdo al reporte de perforación mencionado en Nicolas (1988). Conforme la profundidad del pozo aumenta la desviación de datos es más notable debido a las pérdidas de circulación, característica considerada en el modelo y que $T_{for-sim}$ refleja. Este problema conlleva a un modelo de transferencia de calor más complejo debido a que el lodo que se pierde hacia la formación afecta

considerablemente las temperaturas de formación circundante debido a que se involucran procesos convectivos. Sin embargo, el comportamiento del perfil de temperaturas es consistente con el problema ya que los efectos convectivos en la parte profunda del pozo son más evidentes en la simulación.

5.2. Pozo petrolero

Para el caso del pozo 3007 ubicado en el Golfo de México, la Fig. 6 muestra los registros de temperatura medidos a una profundidad total de 2920 m con tiempos de reposo a 6, 12 y 24 hrs., de donde solo se muestra la comparación de la temperatura del lodo simulada y registrada para 24 hr de reposo. Congruente al fenómeno físico, la Fig. 6 muestra que la temperatura del lodo se eleva conforme la profundidad aumenta y modifica las condiciones originales de la formación. De acuerdo al reporte de perforación UONE-3007 (2004), la última etapa de perforación para asentar la TR de $9\frac{5}{8}''$ presentó pérdidas de circulación del orden de $11,000\text{ m}^3$ de lodo de baja densidad y el efecto convectivo se refleja en la curva referida a la temperatura de formación modelada $T_{for-sim}$. El gradiente geotérmico indicado con líneas punteadas indica el comportamiento esperado en el caso de que pérdidas de circulación no hubieran existido durante la perforación. El último nodo radial referido a la temperatura de formación simulada se consideró de 1 metro de distancia tomado desde el eje del pozo. [Santoyo, 1997].

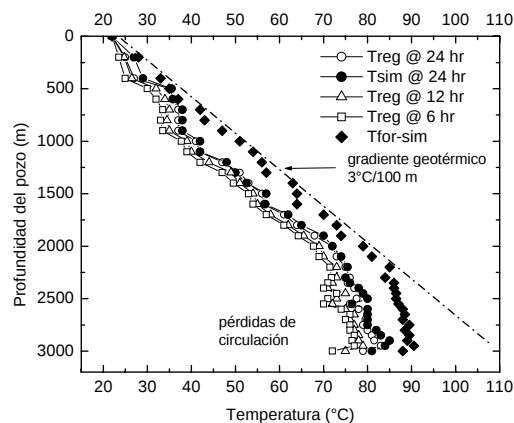


Fig. 6. Temperaturas registradas vs. simuladas del pozo petrolero 3007.

Al presentarse pérdidas de fluido hacia la formación, las propiedades termofísicas de la formación se afectan y su difusividad térmica decrece debido a la invasión de lodo en la roca, [Monde y Mitsutake (2001)] con lo que se genera una menor difusión de calor en la misma, lo cual se pone de manifiesto en los perfiles de temperatura durante la simulación del proceso de paro de circulación, notándose que la velocidad de recuperación de calor no es uniforme, lo cual se caracteriza por inflexiones de temperatura en las zonas de mayor profundidad,

requiriendo de mayor tiempo para difundir ese calor hacia la formación.

Las actividades y la tecnología de perforación en ambos pozos son similares aun tratándose de yacimientos y gradientes geotérmicos diferentes. Cuando la formación se refiere a un medio poroso, la transferencia de calor es puramente conductiva entre el pozo y la formación. Sin embargo, cuando existen pérdidas de circulación debido a una zona poco consolidada o fracturada, el modelo incluye efectos combinados de conducción convección y puede ser aplicado en ambos sistemas tanto geotérmicos como petroleros, y considerar un valor alto de permeabilidad para el pozo petrolero, tal que el modelo matemático puede ser utilizado bajo las consideraciones y variables termofísicas propias de cada sistema.

Conclusiones

Estimamos las temperaturas de formación al utilizar un procedimiento inverso, que depende de las temperaturas de fondo tomadas de registros geofísicos para el caso del pozo petrolero, como de temperaturas del lodo de perforación a la entrada y salida para el pozo geotérmico. El modelo se aplicó en el pozo geotérmico LV-4 y en el pozo petrolero 3007. La Fig. 5 muestra que los perfiles de temperatura del lodo de perforación en el interior de la tubería simulados T_{sim} y registrados T_{reg} exhiben una buena aproximación. Mientras que la temperatura de formación simulada se separa del gradiente geotérmico principalmente en la parte profunda del pozo, debido a la presencia de pérdidas de circulación, lo que indicaría en otro sentido, que el gradiente geotérmico para la última etapa se debe recalcular.

Sin embargo, la predicción de las temperaturas de formación es siempre incierta cuando las temperaturas incluyen errores de medición y son tomadas en tiempos cortos. Por lo que el modelo presentado en este trabajo no resuelve el problema, pero puede identificar regiones en donde el gradiente geotérmico debe reevaluarse. Se concluye de este estudio que:

1. Mediante técnicas de inversión es posible estimar la temperatura de formación estática con una aproximación aceptable, al tomar como referencia las mediciones de temperatura de fondo del pozo, siempre y cuando los datos de temperatura de entrada tengan errores mínimos de medición.
2. El MLM mostró que los cambios de la temperatura de fondo con el tiempo y a pozo cerrado, puede usarse para estimar la temperatura de formación inicial y la temperatura del lodo cuando el periodo de circulación se detiene.

Nomenclatura

A_i	área interfacial entre la roca de formación y el fluido.
A_d	área de sección transversal que atraviesa el flujo.
C_m	calor específico del lodo.
C_f	calor específico de la formación
h	coeficiente convectivo de transferencia de calor.
k	conductividad térmica de la formación perpendicular al pozo.
ρ	densidad del lodo de perforación.
P_T	$= [P_1, P_2, \dots, P_N]$ es el vector de parámetros desconocidos.
ϕ	porosidad de la formación.
S	suma de los cuadrados de la función objetivo o error.
t	tiempo después de que el lodo de perforación ha cesado.
$T_i(P)$	$= T(P, t_i)$ es la temperatura estimada al tiempo t_i .
T_{yac}	temperatura del yacimiento.
T_{log}	temperatura medida por registros.
T_{sim}	temperatura simulada.
T_{mod}	temperatura resultante del modelo.
T_m	temperatura del lodo.
T_f	temperatura real de la formación.
v	velocidad lineal
W	gasto del fluido de perforación
Y_i	$= Y(t_i)$ es la temperatura medida al tiempo t_i .

Referencias

- Alifanov, O. M. (1974). Solution of an inverse problem of heat conduction by iterative methods. *Journal of Engineering Physics* 26(4), 471-476.
- Alifanov, O. M. (1994). *Inverse heat transfer problems*. Springer-Verlag, New York.
- Beck, J. V. (1962). Calculation of surface heat flux from an internal temperature history. *ASME paper* 62-HT-46.
- Beck, J. V.; Blackwell, B. y St. Clair, C. R. (1985). *Inverse heat conduction: Ill-posed problems*. Wiley Interscience, New York.
- Bullard, E. C. (1947). The time taken for a borehole to attain temperature equilibrium: *Monthly Notices of the Royal Astronomical Society, Geophysics Supplement* 5, 127-130.
- Cao, S., Lerche, I. y Hermanrud, C. (1988). Formation temperature estimation by inversion of borehole measurements. *Geophysics* 53(7), 979-988.
- Dennis, J. y Schnable, R., 1983. *Numerical Methods for Unconstrained Optimization and Nonlinear Equations*. Prentice Hall.
- Dowdle, W.L. y Cobb, W.M. (1975). Static formation temperature from well logs, and

- empirical method. *Journal of Petroleum Technology*, November, 1326-1330.
- Edwardson, M.J., Girner, H.M., Parkinson, H.R., Williamson, C.D. y Matthews, C.S. (1962). Calculation of formation temperature disturbances caused by mud circulating. *Journal of Petroleum Technology*, April, 416-426.
- Espinosa-Paredes, G., García, A., Santoyo E. y Hernández, I. (2001). TEMLOPI/V.2: a computer program for estimation of fully transient temperatures in geothermal wells during circulation and shut-in. *Computer & Geosciences* 27, 327-344.
- Espinosa-Paredes G. y García-Gutiérrez A. (2004). Thermal behavior of geothermal wells using mud and air-water mixtures as drilling fluids. *Energy Conversion & Management* 45, 1513-1527.
- García, A., Hernández I. Espinosa G. y Santoyo, E. (1998a), TEMLOPI: A thermal simulator for estimation of drilling mud and formation temperatures during drilling of geothermal wells. *Computers & Geosciences* 24(5), 465-477.
- García, A., Santoyo, E., Espinosa, G., Hernandez, I. y Gutierrez, H. (1998b). Estimation of temperatures in geothermal wells during circulation and shut-in in the presence of lost circulation. *Transport in Porous Media* 33, 103-127.
- García A., Espinosa, G., Vázquez, A; De León J.; Rodríguez, M. H. y Arellano, V. (2002). Estimation of formation temperatures using simulation and optimization techniques of circulation and shut-in processes. *Proceedings of the International Conference on the Earth's Thermal Field and Related Research Methods*, Moscow, Russia, Jun 17-20, 73-77
- Holmes, C.S. y Swift, S.C. (1970). Calculation of circulating mud temperatures. *Journal of Petroleum Technology*, June, 670-674.
- Jaeger, J.C. (1961). The effect of the drilling on temperatures measurements in boreholes. *Journal of Geophysical Research* 66 (2) February. 563-569.
- Keller, H. H. y Couch, E. J. (1973). Temperature distribution in circulating mud columns. *Society of Petroleum Engineers Journal*, February, 23-30.
- Laureano-Cruces, A. y Espinosa-Paredes, G. (2005). Behavior design to model a reactive decision of an expert in geothermal wells. *International Journal of Approximate Reasoning* 39,1-28.
- Lachenbruch, H. A. y Brewer, C. M. (1959). Dissipation of the temperature effect of drilling a well in Artic Alaska. *Geological and theoretical geophysics. Geological Survey Bulletin* 1083-C, 73-109.
- Leblanc, Y., Pascoe, L. J. y Jones, F. W. (1981). The temperature stabilization of a borehole. *Geophysics* 46 (9) 1301-1303.
- Luheshi, M. N. (1983). Estimation of formation temperature from borehole measurements. *Geophysical Journal of the Royal Astronomical Society* 74, 747-776.
- Marquardt, W.D. (1963). An algorithm for least squares estimation of non linear parameters. *Journal Society Industrial Applied Mathematics* 11 (2), June, USA, 431-441.
- Martínez-Méndez E. J., R. Vázquez-Rodríguez, E. Torijano-Cabrera y Hernández-Escoto, H. (2006). Análisis en pequeña escala longitudinal del proceso de transporte de calor en una región semi-porosa de un pozo geotérmico. *Revista Mexicana de Ingeniería Química* 5, 59-70.
- Middleton, M. F. (1982). Bottom-hole temperature stabilization with continued circulation of drilling mud. *Geophysics* 47 (2), 1716-1723.
- Monde, M. y Mitsutake, Y. (2001). A new estimation method of thermal diffusivity using analytical inverse solution for one dimensional heat conduction. *International Journal of Heat and Mass Transfer* 44 (16) 3169-3177.
- Nicolas, R., 1998. *Análisis térmico de la perforación de pozos geométricos direccionales*. Cenidet. Tesis de maestría. Cuernavaca, México. P. 56
- Osato K., Ujo S. y White S. (2003). Prediction of formation equilibrium temperature while drilling based on drilling mud temperature: Inverse problem using Tough and wellbore thermal model. *Proceedings, Though Symposium*. Lawrence Berkeley National Laboratory. Berkeley California, May 12-14.
- Ösizik M. Necati y H. Orlande, (2000). *Inverse Heat Transfer: fundamentals and applications*. Taylor & Francis. New York.
- UONE, *Reporte del programa de perforación*, 2004. Pozo 3007, Pemex, Campeche. México.
- Santoyo-Gutiérrez, E. R. (1997). *Transient numerical simulation of heat transfer processes during drilling of geothermal wells*. University of Salford, UK. Ph. D. Thesis.
- Santoyo E., García, A., Espinosa-Paredes, G., Santoyo-Gutiérrez, S., González-Partida, E. (2003). Convective heat transfer of non-Newtonian geothermal drilling fluids. *Journal of Geochemical Exploration* 78/79, 249-255
- Shen, P.Y. y Beck, A.E. (1986). Stabilization of bottomhole temperature with finite circulation time and fluid flow. *Geophysics Journal of Royal Astronomical Society* 86, 63-90.
- Takahashi W., Osato K., Takasugi S. y White S. (1997). Estimation of the formation temperature from the inlet and outlet mud temperatures while drilling. *Proceedings, Twenty Second Workshop on Geothermal*

- Reservoir Engineering*. Stanford University, California, January 27-29.
- Thikonov, A. N. (1975). Inverse problems in heat conduction. *Journal of Engineering Physics* 29(1), 816-820.
- Thikonov, A. N. y Arsein, V. Y. (1977). *Solution of Ill-Posed Problems*. Winston & Sons, Washington, DC.
- Wooley, G.R. (1980). Computing downhole temperatures in a circulation, injection and production wells. *Journal of Petroleum Technology*, September, 1509-1522.