

NOTICE CONCERNING COPYRIGHT RESTRICTIONS

This document may contain copyrighted materials. These materials have been made available for use in research, teaching, and private study, but may not be used for any commercial purpose. Users may not otherwise copy, reproduce, retransmit, distribute, publish, commercially exploit or otherwise transfer any material.

The copyright law of the United States (Title 17, United States Code) governs the making of photocopies or other reproductions of copyrighted material.

Under certain conditions specified in the law, libraries and archives are authorized to furnish a photocopy or other reproduction. One of these specific conditions is that the photocopy or reproduction is not to be "used for any purpose other than private study, scholarship, or research." If a user makes a request for, or later uses, a photocopy or reproduction for purposes in excess of "fair use," that user may be liable for copyright infringement.

This institution reserves the right to refuse to accept a copying order if, in its judgment, fulfillment of the order would involve violation of copyright law.

MEJORAMIENTO DE LA PERMEABILIDAD MEDIANTE LA INYECCION DE AGUA FRIA

S. BENSON, J. ORTIZ, E. IOLESIAS

LAVRENCE BERKELEY LABORATORY
COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS

INTRODUCCION

La inyección de agua fría es una técnica común para la evaluación de la permeabilidad, productividad e inyectividad de pozos geotérmicos. Además de proporcionar una medición de estos parámetros, existe evidencia de que esta práctica estimula el pozo. (Bodvarsson et al., 1984). Esto es contrario a las predicciones de modelos físicos y matemáticos que consideran las propiedades de los fluidos únicamente dependientes de la temperatura. (Benson, 1984; Benson and Bodvarsson, 1986).

Este fenómeno intrigante se manifiesta particularmente en los pozos geotérmicos del Campo de Los Azufres en México, donde una gran cantidad de datos de transitorios de presión muestran características poco usuales.

En la figura 1 se presentan las curvas de incremento de presión para tres pozos, en las cuales puede observarse, comúnmente, que después de un período inicial, en el cual la presión se incrementa de acuerdo a lo esperado, la presión se estabiliza y empieza a descender, aún cuando el gasto de inyección se conservó constante. Este comportamiento poco usual se atribuye a un incremento progresivo de la permeabilidad en las cercanías del pozo. Varios mecanismos físicos pueden incrementar la permeabilidad en las cercanías del pozo; tales como: fracturamiento hidráulico, empuje del fluido de perforación o finos de formación lejos del pozo y hacia la formación, contracción térmica y esfuerzo térmico que rompe la formación, y la disolución de minerales que rellenan las fracturas. Debido a que estas pruebas

fueron realizadas por abajo del gradiente de fractura, se descarta la posibilidad de que el incremento de la permeabilidad sea causada por un fracturamiento hidráulico, dejando uno o dos de los mecanismos restantes como responsables del comportamiento observado.

La presente investigación tiene dos objetivos; primero, intentar cuantificar la magnitud del incremento de permeabilidad requerido para explicar el comportamiento observado de presión, y segundo, investigar correlaciones entre temperatura e incremento de permeabilidad como un esfuerzo para entender los mecanismos físicos que gobiernan éste fenómeno.

ANTECEDENTES

Vale la pena dedicar un momento a la revisión de los procesos físicos que ocurren cuando el agua fría es inyectada en un yacimiento geotérmico de alta temperatura. Primero, la inyección causa un incremento de presión debido a la resistencia al flujo de la formación, y la ecuación que rige este incremento de presión, para flujo horizontal en roca saturada de líquido es:

$$\nabla \cdot \left(\frac{k\rho}{\mu} \nabla p \right) = \frac{\partial(\rho\phi)}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (1)$$

donde k es la permeabilidad de la formación, ρ es la densidad del fluido, μ es la viscosidad del fluido, p es la presión del fluido y ϕ es la porosidad de la formación. Segundo, a medida que el fluido es inyectado en el pozo, una interfase, llamada frente hidrodinámico, entre el fluido del yacimiento sin perturbar y el fluido inyectado, se mueve alejándose del

pozo inyector. El frente termal, definido como la superficie donde la temperatura es un promedio de la de yacimiento y fluido inyectado, permanece a una distancia atrás del frente hidrodinámico, debido a una transferencia de calor de la roca hacia el fluido inyectado. La distancia a estos frentes (r_f) y la velocidad a la cual se alejan del pozo, depende de las ecuaciones de masa y energía utilizados y la geometría del sistema. En la región atrás de los frentes, la composición, temperatura, compresibilidad (c_f), y la densidad del fluido pueden ser diferentes de las del fluido *in-situ*. Además, si la permeabilidad, porosidad, y compresibilidad del volumen de pozos (c_{pu}) son dependientes de la temperatura, esfuerzo y composición, entonces pueden variar en la región atrás del frente. El pozo también afecta los cambios de presión causados por la inyección. En los sistemas geotérmicos profundos, los pozos crean un significativo almacenaje de pozo, que resulta en un período largo de tiempo antes de que los gastos de inyección en superficie y en la cara de la formación sean iguales. Paulatinamente, el pozo actúa como un intercambiador de calor, transfiriendo calor de la formación hacia el fluido inyectado antes de que este alcance la cara de la formación. Esto resulta en una temperatura de inyección en la cara de la formación que varía con el tiempo. A gastos de inyección moderados puede tomar varias horas antes de que la temperatura en la cara de la formación se estabilice.

MODELO MATEMATICO

Después de revisar los diferentes procesos físicos que controlan el incremento de presión durante la inyección estamos listos para seleccionar el modelo matemático que nos permitirá interpretar los datos. Existe una pequeña pero interesante colección de documentos que tratan sobre la interpretación de pruebas de inyección. Sin embargo, todos éstos modelos únicamente consideran que las propiedades del fluido inyectado son diferentes de las del fluido *in-situ*, aún así estos aportan un conocimiento valioso acerca del comportamiento de los transitorios de presión. Consecuentemente estos módulos son revisados brevemente enseguida

Una solución analítica para forma cerrada ha sido derivada para la ecuación 1 y para el caso especial donde el gasto volumétrico inyectado (Q) es constante y

$$r_f(t) = \left[\frac{bQt}{\pi h} \right]^{1/2} \quad (2)$$

donde b es una constante que depende del balance de masa y/o energía y h es el espesor de la formación, siempre y cuando las propiedades del fluido y formación atrás del frente sean uniformes y constantes (Ramey, 1970). Para inyección no isotérmica:

$$b = \frac{\rho_w C_w}{\rho_a C_a} \quad (3)$$

donde C_w y C_a son el calor específico del agua inyectada y el yacimiento, y ρ_w y ρ_a son la densidad del agua y el yacimiento, respectivamente. Aún cuando, ésta solución puede extenderse para considerar los efectos de incremento de permeabilidad en las cercanías del pozo, muchos otros factores importantes como gasto variante y temperaturas de inyección frente a la formación y dependientes del tiempo, no pueden ser incluidas.

Soluciones numéricas de la ecuación 1, también han proporcionado conocimientos del comportamiento de transitorios de presión durante la inyección multicomponente y no isotérmica. Un estudio extensivo de la influencia sobre el comportamiento del transitorio de presión, de la viscosidad y densidad con dependencia de la temperatura, dio resultado un desarrollo de métodos de análisis para pruebas de inyección y técnicas para determinar avance de frentes bajo ciertas condiciones idealizadas (Benson, 1984; Benson and Bodvarsson, 1986). Estudios adicionales realizados por Cox y Bodvarsson (1985) investigan los transitorios de presión durante la inyección no isotérmica en una formación horizontal y verticalmente fracturada.

Una revisión de la literatura muestra que aunque la ecuación 1 ha sido solucionada para algunos casos donde las propiedades de fluido inyectado difieren de la del sistema, en general, estamos todavía restringidos a un modelo para dos

fluidos, donde las propiedades son uniformes en cada una de las dos regiones. Aún más, usando soluciones actualmente disponibles, estamos restringidos a estudiar sistemas donde el movimiento del frente es descrito por la ecuación No. 2. Otros factores restrictivos incluyen los requerimientos de que las propiedades de las racas permanezcan constantes, que el gasto de inyección permanezca constante o sea una serie escalonada de gastos, y que las propiedades constantes durante la inyección tal como se discutió anteriormente en pruebas de campo, muchas de estas condiciones no se cumplen, haciendo inademas las soluciones disponibles.

NUEVA SOLUCION

Para solventar las restricciones impuestas y desarrollar una solución analítica de forma cerrada para la ecuación No. 1, se propone una aproximada alternativa de la forma:

$$\Delta p(r_v, t) = \Delta p_{ss}(r_v, t) + \Delta p_t(r_f, t) \quad (4)$$

Donde $\Delta p(r_v, t)$ es el cambio de presión en el pozo inyector, $\Delta p_{ss}(r_v, t)$ es el cambio de presión para flujo permanente a través de la zona invadida en el tiempo t , y $\Delta p_t(r_f, t)$ es la respuesta del transitorio de presión en la zona no invadida. Las ventajas matemáticas de esta forma de la solución es doble. Primero, todos los términos no lineales asociados con la región atrás del frente, en la ecuación No. 1, están incorporados en el primer término de la ecuación 4, la cual para un fluido de un solo componente y ligeramente compresible fluyendo a través de un sistema radialmente simétrico es calculado por:

$$\Delta p_{ss}(t) = \frac{q}{2\pi h} \int_{r_v}^{r_f(t)} \frac{\mu(r, t)}{k(r, t) \rho(r, t)} \frac{dr}{r} \quad (5)$$

donde q es el gasto máximo de inyección y los demás términos como se definieron anteriormente. Segundo, el término $\Delta p_t(r, t)$ puede ser evaluado fácilmente de soluciones bien establecidas tales como la solu-

ción integral exponencial, convolución de la solución de línea fuente instantánea para gastos variables, o cualquiera de un número de soluciones relevantes que satisfagan las condiciones de frontera exterior deseada.

Con la utilidad de la ecuación 4 establecida, se convierte importante determinar el rango de condiciones bajo las cuales ésta es válida. La condición de que existe flujo pseudo-permanente en la región invadida, está implícita en la ecuación 4. Esta condición se cumple aproximadamente con:

$$t > \frac{25r_f^2}{\eta_1} \quad (6)$$

donde η_1 la difusividad ($k/\phi\mu C$) de la región interior. La evaluación de la ecuación 6 para un amplio rango de parámetros de formación y propiedades de fluidos demuestra que la ecuación 4 es válida varios segundos después de que la inyección empieza si $r_f|_{t=0} = r_v$.

VERIFICACION

Un ejemplo de como la ecuación 4 es aplicada en una situación típica, ésta será comparada con la solución analítica para forma cerrada y para inyección no isotérmica de un fluido a una temperatura de T_i (con propiedades M_i y P_i) en un medio poroso uniforme y arealmente infinito con propiedades de roca constante y que originalmente está a una temperatura T_r (con propiedades M_r y P_r). En este caso, la distancia radial al frente termal está dado por:

$$r_f(t) = \left[\frac{\rho_v C_v Q_i}{\rho_r C_r h} + r_v^2 \right]^{1/2} \quad (7)$$

para propiedades uniformes de fluido, y propiedades constantes de la roca atrás del frente el primer término en la ecuación 4 (evaluada por integración de la ecuación 5) está dado por:

$$\Delta p_{ss}(r_v, t) = \frac{q\mu_i}{2\pi\rho_i kh} \ln \left[\frac{r_f}{r_v} \right] \quad (8)$$

El segundo término en la ecuación 4 es evaluado con la solución de la integral

exponencial (Ei) y es dada por:

$$\Delta p_i(r_f, t) = \frac{q\mu_r}{4\pi\rho_r kh} Ei \left[\frac{r_f^2}{4\eta_r t} \right] \quad (9)$$

Sumando las ecuaciones 8 y 9, y reconociendo que la expresión asintótica para la integral exponencial (Ei) es apropiada en este caso, vemos que:

$$\Delta p(r_v, t) = \frac{q\mu_r}{4\pi\rho_r kh} \left[\frac{\mu_r \rho_i}{\mu_i \rho_r} \ln \left(\frac{r_f}{r_v} \right)^2 + \ln(t) + \ln \left(\frac{\eta_r}{r_f^2} \right) + 0.80607 \right] \quad (10)$$

La solución analítica para forma cerrada para el sistema problema es dada por:

$$\Delta p(r_v, t) = \frac{q\mu_i}{4\pi\rho_i kh} \left[Ei \left(\frac{r_v^2}{4\eta_i t} \right) - Ei \left(\frac{r_f^2}{4\eta_i t} \right) \right] + \frac{q\mu_r}{4\pi_r kh} \cdot \frac{-r_f^2}{4\eta_i} \left(1 - \frac{\eta_i}{\eta_r} \right) Ei \left(\frac{r_f^2}{4\eta_r t} \right) \quad (11)$$

Para un fluido ligeramente compresible, la expresión exponencial en el segundo término de la ecuación 11 está dentro

del 1% de unidad en varios segundos después de que la inyección empieza. También, como en el caso anterior, la aproximación asintótica para la función Ei es apropiada. Bajo estas condiciones, la suma de los dos términos dentro del paréntesis es igual a la $(r_f/r_w)^2$ y la ecuación 11 puede ser reordenada para producir un resultado que es idéntico para la ecuación No. 10.

Además de comparar la ecuación No. 4 con la ecuación analítica para forma cerrada de un sistema de dos fluidos, soluciones matemáticas generadas con la ecuación 4 han sido verificadas por comparación con transitorios de presión simuladas numéricamente durante inyección no isotérmica en yacimientos geotérmicos. Estos resultados han sido comparados para gastos de inyección variables y

permanentes en medios porosos, así como para gastos de inyección permanentes en yacimientos geotérmicos horizontal y verticalmente fracturados. En todos los casos, la concordancia entre los dos métodos es excelente, siempre con la ecuación No. 8 se satisface.

METODO DE ANALISIS

Antes de analizar los datos de transitorios de presión para una prueba de inyección, es necesario evaluar detenidamente las características de estos datos. Una vez que estas han sido establecidas, una solución matemática confeccionada especialmente para el problema en mano puede ser desarrollada aplicando las ecuaciones 4 y 5.

El sistema geotérmico de los Azufres se encuentra en rocas volcánicas fracturadas, a una profundidad de 1000-2000 m. las temperaturas del yacimiento varían de 220 a 280°C en los pozos para los cuales se cuenta con pruebas de inyección. Los fluidos son producidos de horizontes fracturados en rocas andesíticas (Las pruebas de inyección consisten de inyecciones de agua a 20°C dentro de la formación a un gasto constante o en la cabeza por 2 a 3 horas. Durante la inyección, la presión en la formación fue registrada con un instrumento marca Kusster posicionado frente a la zona productora.

Las gráficas de presión contra tiempo de los datos de las pruebas build-up y fall off que se muestra en la figura 1, indican que los efectos de almacenaje del pozo persisten a través de todas las 2 ó 3 horas de prueba. Esto se ilustra la figura 2, la cual muestra el gasto de inyección frente a la formación como una función del tiempo para el pozo Az-8. Para la primera parte de la inyección, el gasto de la inyección frente a la formación se incrementa gradualmente hacia el gasto de inyección en la superficie. Durante la última mitad de la inyección, el gasto de inyección en la cara de la formación es mayor que el gasto en la superficie porque la presión en el pozo (nivel de agua) disminuye.

Otro factor que debe ser considerado es que aunque la temperatura de inyección

es constante, en el cabezal este no es constante frente a la formación. Tal como se muestra en la figura 3 la simulación para la temperatura de inyección frente a la formación muestra que la temperatura disminuye durante la prueba. Para el final de la prueba, la temperatura está todavía 70°C por encima de la temperatura en superficie. La variación con el tiempo de la temperatura de inyección causa que la viscosidad (figura 4) y la densidad varíen durante la prueba. Esto crea una distribución no uniforme de las propiedades del fluido en la región atrás del frente.

A la luz de estas complicaciones uno puede deducir que existe poca oportunidad de obtener información valiosa de estos datos de prueba. Sin embargo, haciendo unas consideraciones, las cuales se discutirán después, y aplicando una solución generada de la ecuación 4, estamos posibilitados para determinar la permeabilidad de la formación, y estimar la magnitud del mejoramiento de la permeabilidad inducida termalmente que causa la respuesta poco común del transitorio de presión.

Para desarrollar una solución matemática que calcule el incremento de presión, debemos describir primero, como se mueve el frente con el tiempo. Para el propósito de este análisis, la distancia al frente basada en una simulación de pozo para difusión de calor radial y un balance de energía entre el calor perdido de la formación y el obtenido por el fluido inyectado lo determinaremos por:

$$r_f^2 = \frac{\rho_v C_v}{\rho_a C_a} \frac{1}{\pi h} \int_0^t q(t) dt \quad (12)$$

donde C_w y C_a son los calores específicos del agua y la formación respectivamente, y los otros términos como se han definido anteriormente. Puede notarse que esta fórmula supone que no existe transferencia de calor entre roca de baja permeabilidad de la formación y los estratos permeables en los cuales el fluido es inyectado. Aunque esto no es generalmente cierto para yacimientos fracturados, esta consideración es justificada a la luz de la corta

duración de las pruebas y que el fluido es inyectado en una zona de fractura que es mucho más gruesa que las aperturas de las fracturas individuales. Si el fluido inyecta en un estrato muy delgado, separado por un estrato más grueso entonces los efectos de conducción de calor a los estratos circundantes deben ser considerados (Bodvarsson and Tsang, 1982).

También es necesario describir como varían las propiedades del fluido atrás del frente. Para este estudio suponemos que la viscosidad y densidad del fluido, así como la permeabilidad de la formación varían linealmente en la región atrás del frente, sigue:

$$\mu(r, t) = \mu(r_v, t) + \frac{\mu_r - \mu_i(r_v, t)}{r_f - r_v} (r - r_v) \quad (13a)$$

$$\rho(r, t) = \rho(r_v, t) + \frac{\rho_r - \rho_i(r_v, t)}{r_f - r_v} (r - r_v) \quad (13b)$$

$$k_i(r, t) = k_i(r_v, t) + \frac{k_r - k_i(r_v, t)}{r_f - r_v} (r - r_v) \quad (13c)$$

Igualmente se puede seleccionar cualquier otra forma funcional para describir como varían estas propiedades atrás del frente. Estas formas son seleccionadas por simplicidad y falta de datos que sugieran que otra forma es más apropiada. Sustituyendo las ecuaciones 13a a 13c en la ecuación No. 5, podemos calcular el incremento de presión para estado permanente en la región atrás del frente con:

$$\Delta p_{ss}(t) = \frac{q(t)}{2\pi h} \left[\frac{\mu_i(r_v, t)}{k_i(r_v, t)\rho_i(r_v, t)} \ln \frac{r_f}{r_v} + \left(\frac{\mu_r}{k_r \rho_r} - \frac{\mu_i(r_v, t)}{k_i(r_v, t)\rho_i(r_v, t)} \right) \left[1 - \frac{r_v}{r_f - r_v} \right] \right] \quad (14)$$

Para desarrollar una solución completa de la ecuación No.4, también se necesita una expresión para calcular la respuesta del transitorio de presión en la región no invadida del yacimiento. Para este estudio se supone que el yacimiento es descrito como un medio poroso uniforme, de área infinita, y cautivo por arriba y abajo con estratos impermeables. Para este tipo de sistema, el segundo término de la ecuación No. 4 puede ser evaluado fácilmente si el gasto que varía con el tiempo, es representado por una secuencia de segmento de líneas rectas, cada uno de la apropiada duración y pendiente (Mc Edwards and Benson, 1981). La solución completa para la ecuación No. 4 se calcula sumando la ecuación No. 14 a la respuesta del transitorio de presión en la región exterior. Un programa de computadora que ejecuta los cálculos necesarios ha sido desarrollado.

Tres variables primarias deben determinarse para analizar las pruebas de incremento de presión. Estas son: el término permeabilidad-espesor-viscosidad (kh/μ) de las zonas de fractura, el término porosidad-compresibilidad-espesor-daño ($\phi c h e^{-2s_m}$), en donde s_m es el factor de daño mecánico del pozo, y la magnitud del mejoramiento de la permeabilidad cerca del pozo: un método de análisis de 4 etapas se requiere para evaluar todos estos parámetros.

Primero, se evalúa el kh/μ de un ajuste de la historia de los datos más tardíos de la parte de la prueba de recuperación. Este intervalo de tiempo es usado porque es en esta parte de la prueba donde el gasto frente a la formación es casi cero y por lo tanto la respuesta de presión de fondo es casi toda gobernada por la región fuera del frente termal. La figura 2 muestra como este período empieza alrededor de los 1.8×10^5 segundos y termina al terminarse la prueba.

Segundo, la estimación del kh/μ se refina por el ajuste de la historia de los datos de parte inicial de la prueba de incremento, donde los efectos no isotérmicos son pequeños. Como se muestra en las figuras 3 y 4, la parte inicial (isotérmica) de la prueba de incremento dura

aproximadamente 15 minutos. Aunque los datos iniciales están fuertemente influenciados por el almacenaje del pozo, un ajuste de la historia puede ser ejecutado usando el algoritmo para gasto variable descrito anteriormente (Mc Edwards; Benson, 1981; and Bodvarsson et al., 1984). Las siguientes secciones que contienen resultados de cada una de las pruebas realizadas a los pozos, muestran que se debe tener cuidado en el ajuste de historias para los datos de presión iniciales y finales.

Tercero, el factor de daño mecánico ($\phi c h e^{-2s_m}$) se calcula de los datos de incremento de presión en los cuales el gasto frente a la formación es relativamente alto, es decir del intervalo central de la prueba de inyección. La figura 2 muestra que este período empieza alrededor de 15 minutos en la prueba de inyección y termina algún tiempo después de que la inyección en superficie cesa. Solamente el intervalo de tiempo en el cual la presión de fondo se incrementa rápidamente es usado para calcular $\phi c h e^{-2s_m}$, ya que este intervalo es donde el s_m tiene un gran efecto y donde el mejoramiento de la permeabilidad cerca del pozo aún no es dominante.

Después de establecer kh/μ y $\phi c h e^{-2s_m}$ lo restante de los datos es usado para calcular la magnitud de los cambios de la permeabilidad junto al pozo que ocurren a medida que se inyecta agua más fría a la formación. El procedimiento para hacer esto se describe a continuación. Primero, el incremento de presión ($\Delta p_i(r_w, t)$) para una inyección isotérmica (a la temperatura de formación) se calcula usando los parámetros de la formación obtenidas del análisis inicial del pozo. Enseguida se usa la diferencia entre $\Delta p_i(r_w, t)$ y la respuesta de presión actual para calcular el cambio en la permeabilidad cerca del pozo, mediante la siguiente expresión:

$$\frac{k_r}{k_i(r_w, t)} = \frac{\mu r p_i(r_w, t)}{\mu_i(r_w, t) p_r} \left[\frac{2\pi k r_p h}{q_{ur}} \right]$$

$$\left[\Delta p(r_w, t) - \Delta p_i(r_w, t) \right] - s_{ma} + s_m /$$

$$\left[\left(1 + \frac{r_v}{r_f - r_v} \right) \ln \frac{r_f}{r_v} - 1 \right] + 1 \quad (15)$$

donde s_{ma} es el factor de daño mecánico aparente del pozo. Para $s_m > 0$:

$$s_{ma} = \frac{\mu(r_v, t) p_r}{\mu r p_i(r_v, t)} s_m \quad (16a)$$

y para $s_{ma} < 0$:

$$s_{ma} = s_m \quad (16b)$$

(Benson, 1984).

Cada una de las pruebas de inyección mostradas en la figura 1, han sido analizadas usando el procedimiento anterior. Los análisis de los datos de los pozos Az-8 y Az-7 son revisados en detalle.

ANALISIS DEL POZO Az-8

Los datos de inyección para el pozo Az-8 se muestran en la figura 9. El gasto de inyección frente a la formación, la temperatura y la viscosidad del fluido se muestran en la figura 2 a la figura 4, respectivamente. Para los primeros 15 minutos de la prueba, la temperatura en el fondo del pozo permaneció en aproximadamente 275°C. Un ajuste de historia de estos datos proporcionan un kh de $4.88 \times 10^{-13} \text{ m}^2$ y un factor de daño mecánico de +1. Después de los primeros 15 minutos, las propiedades sensibles a la temperatura de la roca y el fluido empiezan a afectar los datos. Usando el procedimiento arriba descrito, la relación de la permeabilidad en la formación sin afectar y la permeabilidad de la zona invadida adyacente al pozo se calcula para lo restante del período de prueba. Los resultados se muestran en la figura No. 6, donde la relación de $\mu(r_v, t)/p_r$ es graficada como una función de tiempo desde el inicio de la prueba de inyección. La relación se grafica para un rango de valores de espesor de formación, debido a que no se cuenta con una medida exacta de éste parámetro. La figura muestra que la

permeabilidad de la región cercas del pozo debe incrementarse por un factor entre 4 y 8 en el transcurso de las 3 horas de inyección, dependiendo del espesor de la formación. La figura 6 también demuestra que si el espesor de formación es menor de 50 m. los resultados de los cálculos son relativamente insensibles al valor del espesor de la formación. La naturaleza fracturada de la formación productora y la presencia de zonas discretas de pérdida de circulación encontradas durante la perforación, sugieren que el espesor esté en el rango de 5 a 10 m. Entonces, la permeabilidad parece incrementarse por un factor de 4 durante el período de prueba.

Una vez que los parámetros de la formación y la magnitud del incremento de permeabilidad cercas del pozo se determinan, estos cálculos pueden comprobarse mediante la comparación de la respuesta de presión medida y la calculada. La figura 7 muestra la comparación para el pozo Az-8.

Otra fuente de incertidumbre en éste análisis, es la distribución actual de las propiedades de la roca y fluido dentro de la zona invadida. Como se mencionó anteriormente, se supone que éstas varían linealmente. Para probar las restricciones impuestas en éste análisis, se repitieron estos cálculos para el caso donde las propiedades de la roca y el fluido son constantes a través de la región invadida. Los resultados de estos cálculos se muestran en la figura 8. Estos cálculos muestran que los resultados son relativamente insensibles a la distribución supuesta de varios parámetros. Esto es explicado a la luz de la influencia dominante de la región más cercana al pozo sobre la respuesta de presión, la cual es casi la misma, sin considerar cómo se distribuyen las propiedades en la región más alejada del pozo.

ANALISIS DEL POZO Az-7

Los datos de la prueba de inyección para el pozo Az-7, se muestran la figura No. 1. El gasto de inyección frente a la formación, temperatura y viscosidad de fluido, se muestran en las figuras 9, 10 y 11. Esta prueba ilustra como forzosamente debe ajustarse la historia en los

datos de presión correspondientes a tardíos, medios y tempranos tiempos. El incremento y recuperación de presión calculados en la figura 12 fueron realizados usando kh de $2.67 \times 10^{-13} \text{ m}^3$. La figura muestra un buen ajuste de los datos tempranos, sin embargo el ajuste para los datos de recuperación son pobres. Un valor más alto de kh , $1.40 \times 10^{-13} \text{ m}^3$, fue usado y los resultados se muestran en la figura 13. Usando este valor de kh , se logró un mejor ajuste del período de recuperación, pero ésta resulta en mal ajuste para el período de incremento. Un valor positivo más grande para el factor de daño, 2.3, puede ser usado para corregir el ajuste de datos iniciales, pero al hacer esto se provoca que la diferencia entre la $A_{pi}(r_v, t)$ y la respuesta de presión actual sea tan grande, que la permeabilidad calculada cerca del pozo sea físicamente imposible. Es arriesgado lo mostrado en la figura 14 en la cual para períodos de la prueba se establece un kh de $8.63 \times 10^{-13} \text{ m}^3$ y un factor de daño mecánico de 0. El mejoramiento calculado de la permeabilidad cerca del pozo, para cada uno de los casos es graficado contra el incremento de presión y se muestra en la figura 15. La figura muestra que debe haber un incremento de permeabilidad cerca del pozo afectando la respuesta de presión en el fondo del pozo, sin considerar los valores exactos de los parámetros de entrada. Usando el kh y daño del mejor ajuste, la figura 15 muestra que la relación $(k_i(r_v, t)/k_r)$ alcanzó un valor de 9. Es posible que esta relación alta sea causada por la existencia de más de una fractura, donde una de éstas no acepta cantidades significantes de fluido, sino hasta tarde en la prueba.

La posibilidad de que la relación de permeabilidades antes y después del frente al cierre sea la unidad, también ha sido investigada. Al tiempo del cierre, el gasto en la formación se mueve rápidamente a cero y en consecuencia la temperatura y la viscosidad del fluido frente a la formación no cambia más. Puede ser motivo de discusión el hecho de que al parar el incremento en la viscosidad del fluido y el repentino decremento en la presión del fondo permitan expandirse a la formación, y de este modo contraer las fracturas permeables y resultan en un estado que

semeje al de antes de la inyección. La respuesta de presión calculada en la figura 16 fue generada usando esta suposición. La figura implica que la posibilidad de la relación de permeabilidades dentro y fuera del frente termal se convierta en la unidad al tiempo del cierre sea poco probable debido a la gran discontinuidad observada en este caso.

ANÁLISIS DEL POZO Az-18

El pozo Az-18 experimenta varias pruebas de inyección consecutivas, dos de las cuales son analizadas. Estas dos pruebas se llevaron a cabo con tres días de diferencia, el 30 de mayo y el 2 de junio de 1980. Las temperaturas del fluido inyectado frente a la formación para ambas pruebas se calculó como una corrida continua de 72 horas usando el simulador de pozo para difusión de calor radial. Esto fue hecho para tomar en cuenta cualquier enfriamiento durante la primera prueba que pueda haber resultado de una temperatura más baja al principio de la segunda prueba. Las temperaturas en el fondo del pozo al inicio de la primera y segunda prueba de inyección fueron de 230°C y 242°C , respectivamente. Los gastos de fluido, temperaturas y viscosidades frente a la formación y para estas dos pruebas se muestran en las figuras 9 a la 11.

El ajuste de historia para ambas pruebas produjeron un kh y un daño de $2.57 \times 10^{-13} \text{ m}^3$ y -1.7 para una primera prueba, y $9.63 \times 10^{-13} \text{ m}^3$ y 1.22 para la segunda. Comparaciones entre las presiones calculadas y medidas se muestran en las figuras 17 y 18. Desafortunadamente, estas dos pruebas son difícil de analizar. El pozo Az-18 parece tener una estructura en la formación más compleja que la que pueda ser manejada por el presente modelo. Los primeros datos de la prueba de inyección exhiben una segunda recuperación antes de suspender la inyección la cual no puede ser ajustada por una presión calculada, a menos que un incremento repentino en la permeabilidad fuera del frente termal sea considerado. Esta segunda recuperación puede ser debida a múltiples zonas de fracturamiento o fallas en la herramienta de medición de presión. Los datos de la segunda prueba de inyección para el pozo

segunda prueba de inyección para el pozo Az-18, muestra evidencia de una falla en la herramienta. Parece ser que la herramienta no registró datos correctos durante los 60 minutos antes del cese de la inyección y a tiempos mayores de 4 horas, donde la presión medida cayó cerca de 2×10^6 Pa abajo de presión inicial.

RESULTADOS

La magnitud del mejoramiento de la permeabilidad cerca del pozo, en cada una de los 3 pozos de prueba (Az-7, Az-8, Az-18) se grafica como una función del incremento de temperatura de inyección frente a la formación en la figura 19. Los incrementos de permeabilidad calculados para todos los pozos son muy similares, sugiriendo que la correlación entre la temperatura de inyección frente a la formación y el incremento de la permeabilidad es atribuible a las características termales de la masa de roca.

Existen varias explicaciones posibles para la relación entre las temperaturas -- observadas y la permeabilidad, incluyendo fracturamiento por esfuerzos termales, disolución de la formación, y contracción termal de la matriz de la roca. En ausencia de información adicional, no podemos decir cual de estas posibilidades es la correcta, o si un solo mecanismo es el responsable del comportamiento observado. Estudios recientes de laboratorio sobre fracturamiento por esfuerzo termal indican que se puede desarrollar fracturamiento intragranular y alrededor del grano en los regímenes térmicos en que se efectuaron las pruebas (Fredrich and Wong, 1986). El análisis de experimentos de campo en el sitio de roca seca caliente en Fenton Hill indica que el crecimiento del yacimiento puede ser, por lo menos parcialmente, atribuido a fracturas inducidas térmicamente. (Tester et., al., -- 1986). Es probable que un mecanismo similar sea el responsable para el mejoramiento de permeabilidad observado en los datos aquí descritos.

El análisis aquí presentado es solo el inicio de una serie de estudios que deben realizarse si deseamos mejorar nuestro conocimiento del fenómeno físico

relacionado con la reinyección en yacimientos geotérmicos. A la fecha no tenemos un adecuado entendimiento de los mecanismos físicos que causan las poco usuales respuestas de transitorios de presión ni las observaciones de mejores inyectividades que las esperadas. La posibilidad de que el mejoramiento de la permeabilidad observada sea permanente o semipermanente está también en cuestión. Si lo es, entonces la inyección de agua fría podrá ser considerada como un tratamiento confiable para la estimulación de pozos geotérmicos.

CONCLUSIONES

El análisis de los datos de pruebas de inyección para tres pozos del Campo Geotérmico de Los Azufres en México, indica que la permeabilidad de regiones cercanas al pozo se incrementa durante la inyección de agua fría. Un examen cuidadoso de los datos revela que un análisis confiable de los datos es imposible si los efectos del almacenaje del pozo y transitorios térmicos no son tomados en cuenta.

Usando un método de análisis nuevo, el cual se describe en este momento, la magnitud del mejoramiento de la permeabilidad que se requiere para ajustar los datos de los transitorios de presión observados se calculan para cada uno de los pozos. Estos análisis indican que la permeabilidad se incrementa aproximadamente por un factor de 4-9 en la región cercana al pozo durante el periodo de 2 a 3 horas, en el cual el agua fría es inyectada en la formación. Una buena correlación entre el incremento de permeabilidad la temperatura de inyección frente a la formación, indica que el incremento de la permeabilidad es producto del enfriamiento de la formación. Contracción térmica y fracturamiento por efectos térmicos en la formación son la causa más probable del incremento de la permeabilidad en las cercanías del pozo.

REFERENCIAS.

Benson, S.M., 1984. Analysis of Injection Test in Liquid Dominated Geothermal Reservoirs. M.S. Thesis, University of California, Berkeley, California, Lawrence Berkeley Laboratory Report, LBL-17953, Berkeley, California.

Benson, S.M. and Bodvarsson, G.S., 1986. Nonisothermal Effects During Injection and Falloff Test, Society of Petroleum Engineers Formation Evaluation, February, 1986, pp. 53-63.

Bodvarsson, G.S., Benson, S.M., Sigurdsson, O., Stefansson, V., and Eliasson, E.T., 1984. The Krafla Geothermal Field, Iceland: 1. Analysis of Well Test Data, Water Resources Research, Vol 20, No. 11, pp. 1515-1530.

Bodvarsson, G.S., and Tsang, C.F., 1982. Injection and Thermal Breakthrough in Fractured Geothermal Reservoirs, Journal of Geophysical Research, Vol 84, No. B2, pp. 1031-1048.

Cox, B.L., and Bodvarsson, G.S., 1985. Nonisothermal Injection Test in Fractured Reservoirs, Proceedings, Tenth Workshop on Geothermal Reservoirs Engineering, Stanford University, Stanford, California, pp. 151-162.

Fredrich, J.T., and Wong, T., 1986. Micromechanics of Thermally Induced Cracking in Three Crustal Rock, Journal of Geophysical Research, V. 91, No. B12, pp. 12743-12764.

McEdwards, D.G. and Benson, S.M., 1981. User's Manual for ANALYSE-- A Variable-Rate, Multiple Well, Least Squares Matching Routine for Well Test Analysis, Lawrence Berkeley Laboratory Report, LBL-10907, Berkeley, California.

Ramey, H.J. Jr., 1970. Approximate Solutions for Unsteady Liquid Flow in a Composite Reservoir, Journal of Canadian Petroleum Technology, March, 1970, pp. 32-37.

Tester, J.M., Murphy, H.D., Potter, R.M., and Robinson, B.A., 1986. Fractured Geothermal Reservoir Growth Induced By Heat Extraction. Society of Petroleum Engineers Paper SPE-15124. Presented at the 56th California Regional Meeting of the Society of Petroleum Engineers, Oakland, California, April 2-4, 1986.

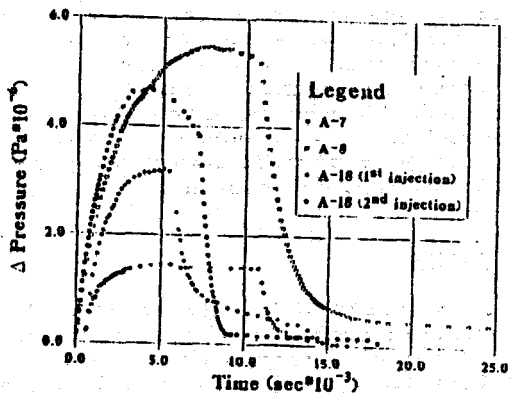


FIGURA No. 1

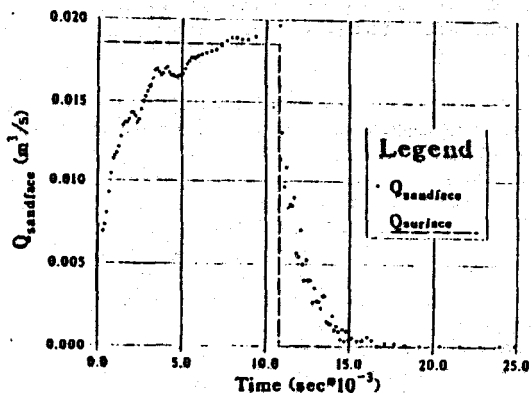


FIGURA No. 2

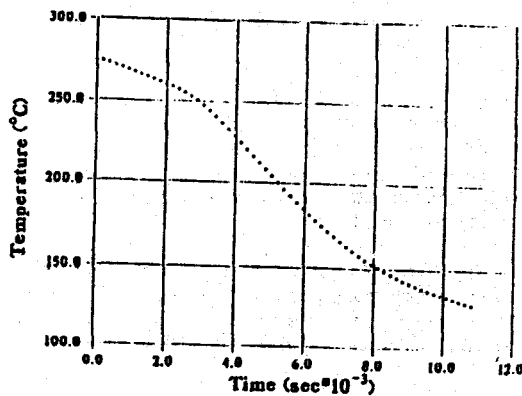
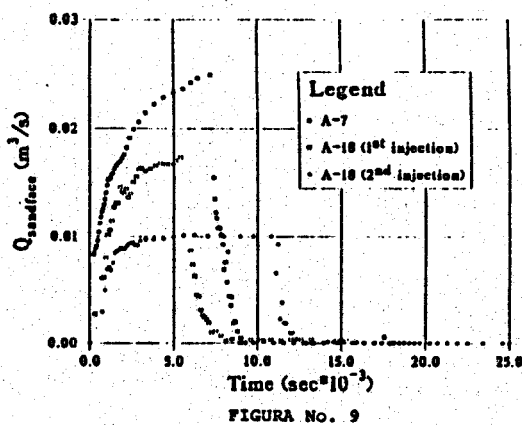
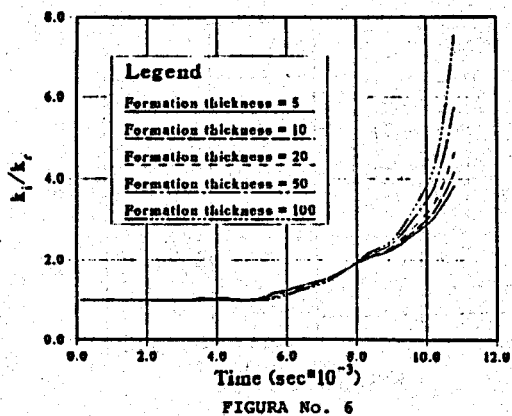
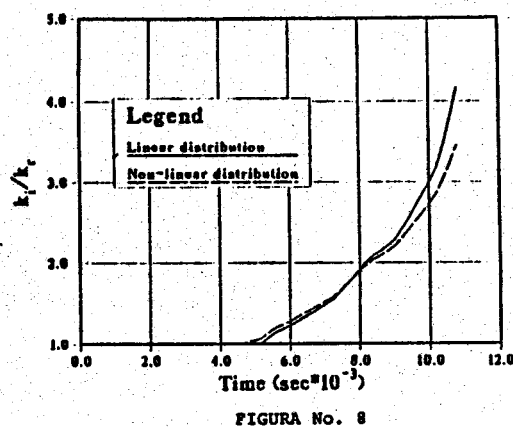
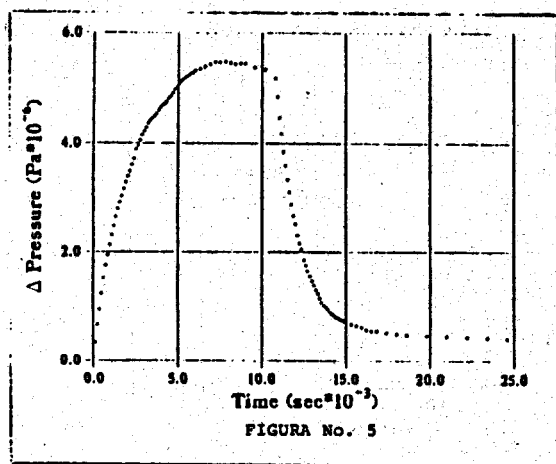
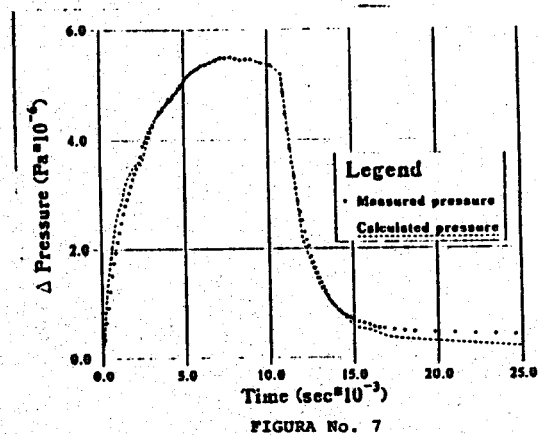
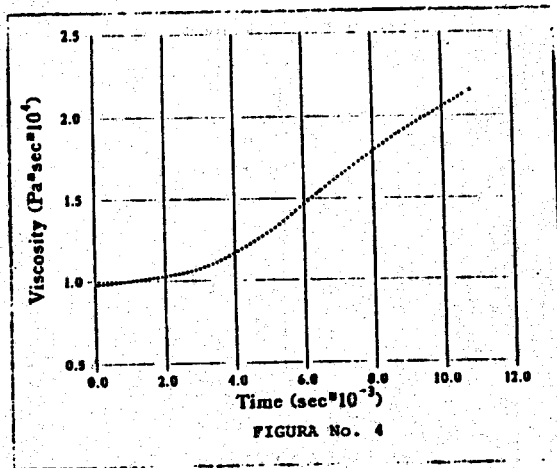


FIGURA No. 3



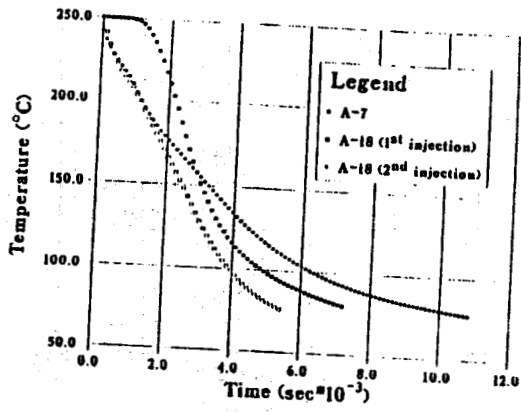


FIGURA No. 10

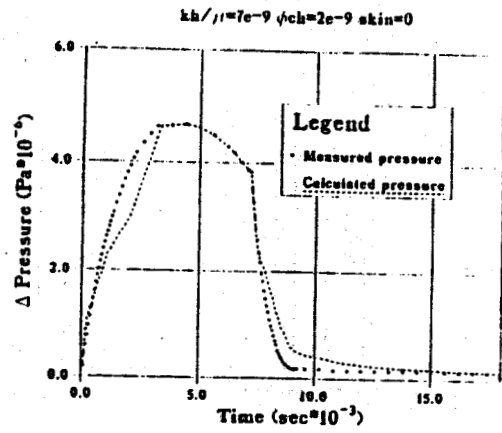


FIGURA No. 13

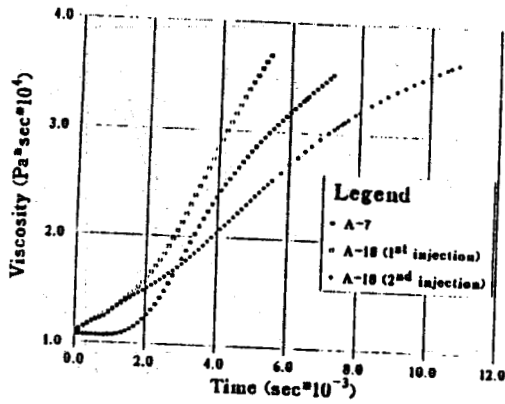


FIGURA No. 11

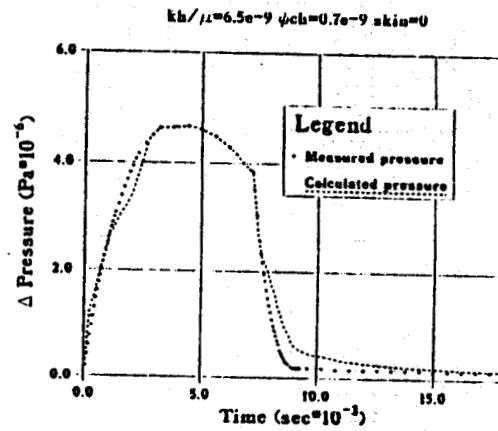


FIGURA No. 14

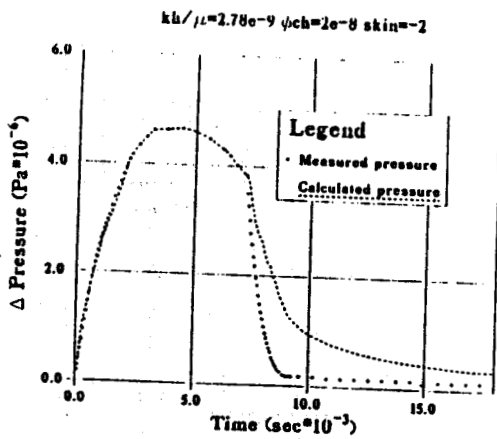


FIGURA No. 12

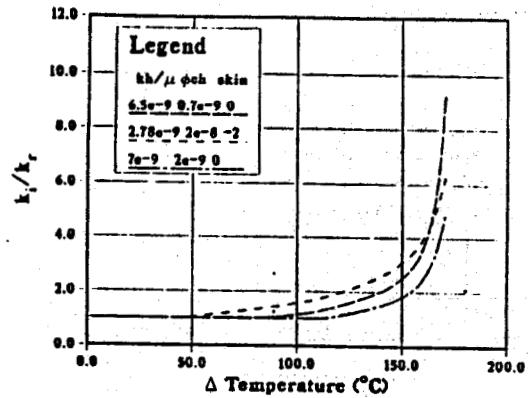


FIGURA No. 15

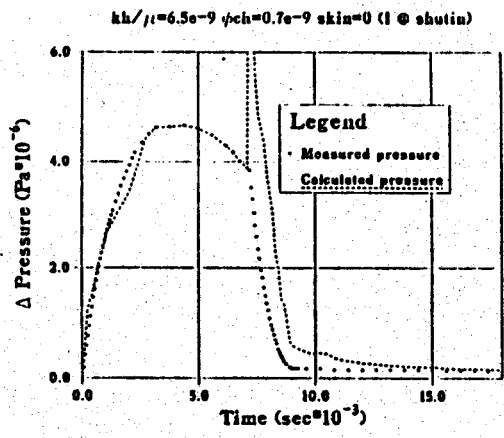


FIGURA No. 16

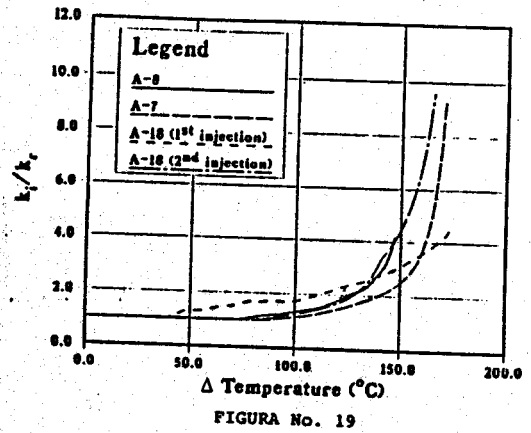


FIGURA No. 19

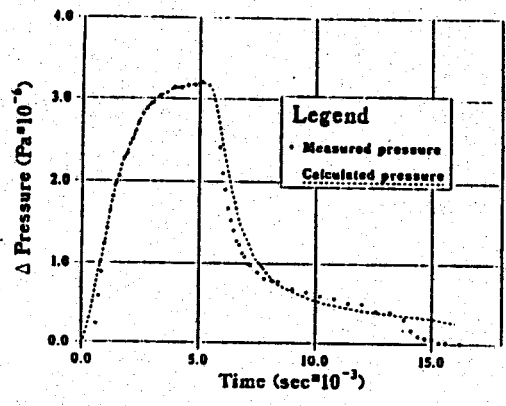


FIGURA No. 17

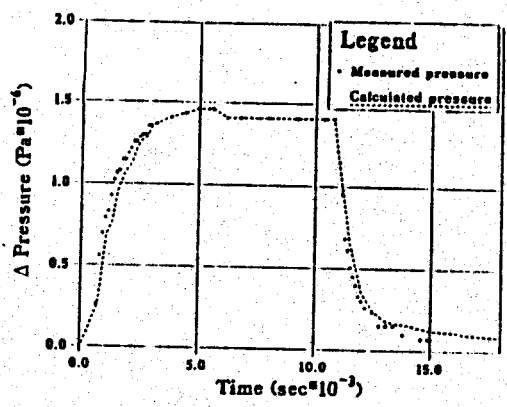


FIGURA No. 18