



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

" MODELO MATEMÁTICO QUE ANALIZA LA
INTERFERENCIA TÉRMICA EN UN YACIMIENTO
GEOTÉRMICO ."

FALLA DE ORIGEN

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

MAURICIO ACOSTA ZAMUDIO



DIRECTOR DE TESIS:

DR. EDUARDO GONZALEZ PARTIDA

MEXICO, D. F.

NOVIEMBRE 1995

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIVISION DE INGENIERIA EN
CIENCIAS DE LA TIERRA

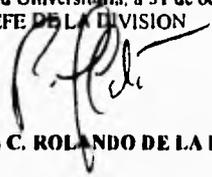
ASUNTO: Solicitud de Jurado para Examen
Profesional.

ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS
Director de la Facultad de Ingeniería
de la U.N.A.M.
Presente

El señor MAURICIO ACOSTA ZAMUDIO registrado con número de cuenta 8418496-6 en la carrera de Ingeniero Petrolero, habiendo satisfecho los requisitos académicos necesarios para realizar sus trámites de examen profesional, le ruega atentamente autorizarle el siguiente jurado:

PRESIDENTE: **ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS**
VOCAL: **M.I. RAFAEL RODRIGUEZ NIETO**
SECRETARIO: **DR. EDUARDO GONZALEZ PARTIDA**
1ER. SPTE.: **ING. NESTOR MARTINEZ ROMERO**
2DO. SPTE.: **ING. MARIO BECERRA ZEPEDA**

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, a 31 de octubre de 1995
EL JEFE DE LA DIVISION


M. en C. ROLANDO DE LA LLATA ROMERO

ENTERADO


MAURICIO ACOSTA ZAMUDIO



**A MI MADRE
SRA. JUANITA ZAMUDIO ALVAREZ.**

**POR SU CARINO, APOYO, Y COMPRESIÓN.
SIN ELLA NO HABRÍA SIDO POSIBLE ALCANZAR
ESTE TRIUNFO.**

A MI FAMILIA

**PORQUE DE ALGUNA U OTRA MANERA ME
BRINDARON SU AYUDA.**



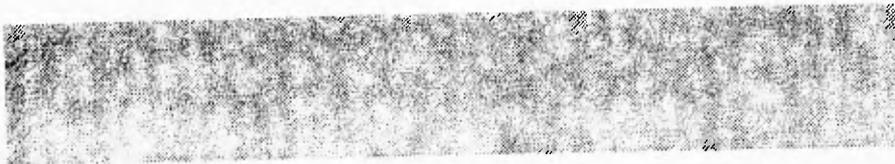


AL ING. ALFONSO ARAGON A.

**FOR LA VALIOSA AYUDA PROPORCIONADA
PARA LA REALIZACION DE ESTE TRABAJO.**

A LA UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FOR LA FORMACION RECIBIDA.

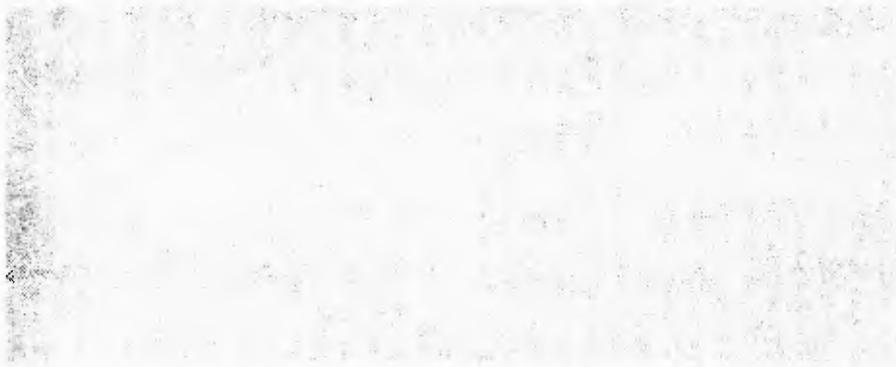




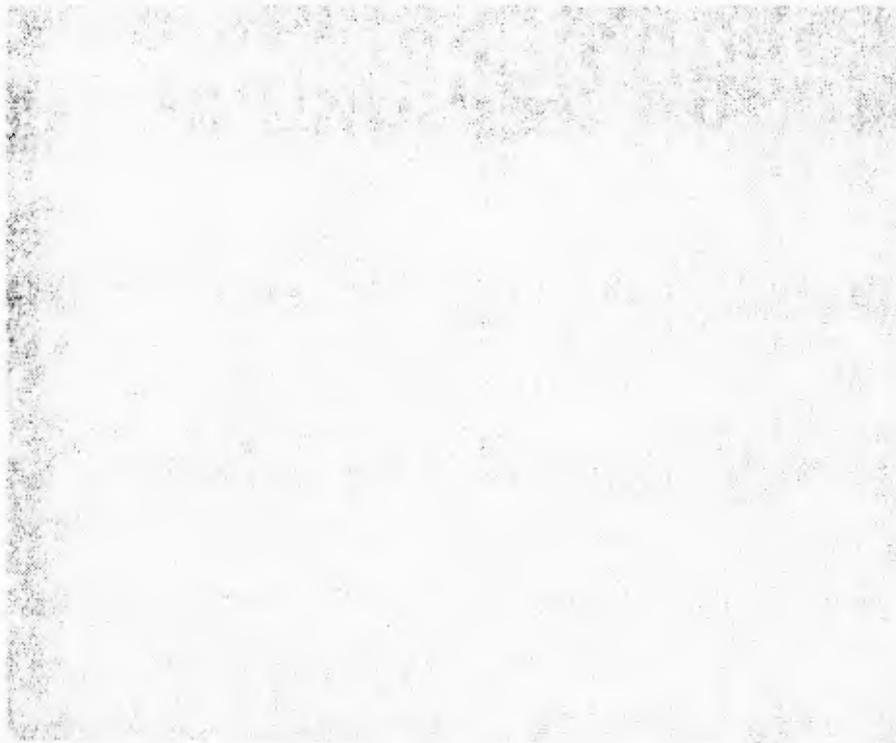
**Hay que soñar, pero a condición de creer
seriamente en nuestro sueño,
de examinar con atención la vida real,
de confrontar observaciones con nuestro sueño,
de realizar escrupulosamente nuestra fantasía.**

Vladimir Ilich Ulianov , Lenin.





**Modelo matemático que analiza la
interferencia térmica en un yacimiento
geotérmico.**



Contenido

INTRODUCCION	iii
I. ANTECEDENTES Y DEFINICION DE LA INTERFERENCIA TERMICA.	1
1.1 Definición de interferencia.	3
1.2 Procesos o causas de las interferencias.	3
1.3 Comportamiento de los pozos sujetos a interferencia.	4
1.4 Consecuencias de las interferencias.	9
1.5 Clases de interferencia que se pueden encontrar y breve descripción de ellas.	10
1.6 Interferencia térmica.	26
1.6.1 Geotermia y origen de los sistemas geotérmicos.	26
1.6.2 Tipos de sistemas geotérmicos.	26
1.6.3 Definición de interferencia térmica.	29
II. DAÑOS, ESTIMACION DE LAS CONSECUENCIAS Y METODOS DE PREVENCIÓN DE LA INTERFERENCIA TERMICA.	31
2.1. Descripción breve y clara de los daños que causa la interferencia térmica.	33
2.2. Formas de estimar las consecuencias de la interferencia térmica.	36
2.3. Métodos de prevención de la interferencia térmica.	39
III. ALGUNOS ESTUDIOS EXISTENTES.	49
3.1 Descripción de análisis previos en campos geotérmicos de México.	51
3.1.1. Análisis del barrido de calor en el rompimiento termal de los campos geotérmicos de Los Humeros y La Primavera.	51
3.1.2. Análisis del barrido de calor de la reinyección en el campo geotérmico de Los Azules.	61
3.2. Efecto del enfriamiento y comportamiento del flujo del fluido debido a la reinyección de agua caliente en el campo geotérmico de Hatchobaru, Japón.	77
IV. DESCRIPCION DEL MODELO MATEMATICO.	89
4.1 Conjunto de ecuaciones que analizan la transferencia de calor dentro del yacimiento.	91
4.1.1. Conceptos y definiciones.	91
4.1.2. Mecanismos de transferencia de calor.	93
4.2 Descripción del modelo de barrido de calor SCIP - 1D.	96

V. APLICACION A UN CASO REAL.	101
5.1 Aplicación al campo geotérmico de Los Azufres, Michoacan.	103
VI. RESULTADOS.	109
CONCLUSIONES.	123
NOMENCLATURA.	125
REFERENCIAS.	128

INTRODUCCION

La reinyección del agua producida por los pozos geotérmicos se está convirtiendo gradualmente en uno de los medios preferidos y útiles para el desalajo de la salmuera. Actualmente, la reinyección continua es practicada en los The Geysers, California; Ahuachapán, El Salvador; Mak Ban, Filipinas; y en cinco campos geotérmicos japoneses (Otaka, Onuma, Onikoba, Hatchobaru, y Kakkonda). Pruebas de reinyección en pequeña escala han sido llevadas a cabo en numerosos campos geotérmicos del mundo, ejemplo: Baca, Nuevo México; East Mesa, California; Lardarello, Italia; Cerro Prieto, México; Broadlands, Nueva Zelanda; Los Azufres, México; y Tongonan, Filipinas.

El creciente interés en la reinyección surge indudablemente, de la necesidad de evitar la contaminación del medio ambiente, producida por minerales tóxicos que acompañan a los fluidos producidos, como por ejemplo el Boro y el Arsénico.

Sin embargo, la reinyección puede producir el problema de la irrupción prematura del agua fría en la zona de producción, el cual puede reducir drásticamente la entalpía de los fluidos producidos y taponar los conductos de la roca de la formación, que son dos de las consecuencias más importantes y que en su debido momento se profundizará en ellos y en otros que son secundarios.

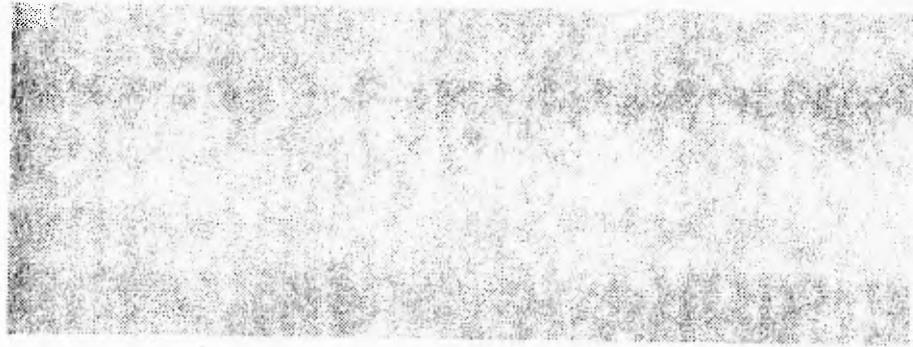
El uso de la reinyección no sólo soluciona el problema de donde depositar el agua producida por los pozos productores, sino que también ayuda a mantener la presión del yacimiento aproximadamente constante para una mayor vida del campo geotérmico y además servir como una herramienta de recuperación secundaria de la energía térmica del yacimiento.

La interferencia térmica es el proceso que ocurre precisamente cuando irrumpe el frente de reinyección de agua fría en la región de producción del pozo productor, ocasionando que la temperatura del fluido del yacimiento y del pozo disminuya, situación que no es benéfica para el poder de generación de energía eléctrica de los pozos productores.

En este trabajo se hace uso de un modelo de barrido de calor, el SCIP-1D el cual predice la temperatura del frente de reinyección en cualquier distancia que prefiramos, entre el pozo reinyector y el productor. El SGP-1D tiene la versatilidad de poderse aplicar para diferentes condiciones como por ejemplo, para distintas geometrías de flujo; entre otras más. Se hace uso de él en una aplicación práctica en el campo geotérmico de Los Azufres. A continuación se hace una descripción breve de los capítulos de que consta este estudio.

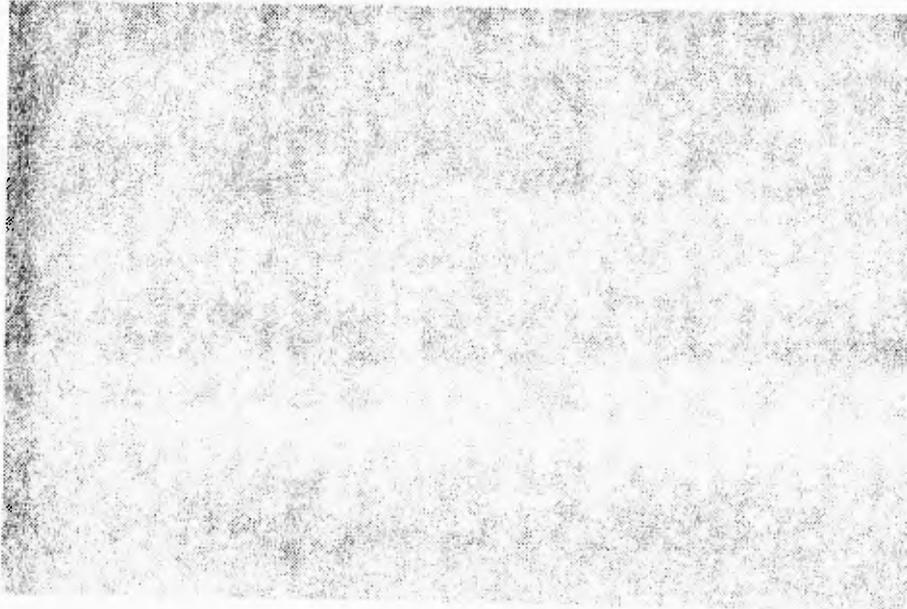
En el Capítulo I se da una visión general de lo que es una interferencia y algunas de las diferentes clases que existen en las ciencias de la tierra, así como los procesos y consecuencias que involucran las interferencias; al final del capítulo se define formalmente lo que es la interferencia térmica. En el Capítulo II se analizan los daños que produce la interferencia térmica y las posibles formas de poder estimarlas; también se incluyen los métodos que nos auxiliarán a prevenirla. En el Capítulo III se describen algunos estudios que se han llevado a cabo con el modelo de barrido de calor SGP-1D, principalmente en algunos campos geotérmicos de México; también se da aquí un estudio que describe algunos métodos en forma precisa, para evaluar a la interferencia térmica.

El Capítulo IV define las ecuaciones que analizan las distintas formas de transferencia de calor en el interior del yacimiento y una descripción general de las bases de construcción del modelo de barrido de calor SGP-1D. Por último, en los Capítulos V y VI se aplica el modelo SGP-1D a un caso real en el campo geotérmico de Los Azules, en el estado de Michoacán, México.



Capítulo I

**Antecedentes y definición de la
interferencia térmica.**



1.1 DEFINICION DE INTERFERENCIA

Las interferencias en el área de las ciencias de la tierra se presentan, siempre que exista más de un pozo produciendo en un yacimiento ya sea petrolero, geotérmico o hidrológico. Esto se debe principalmente a la cercanía existente entre los pozos. La proximidad entre ellos provocará que las caídas de presión producidas por cada pozo, en cierto momento, lleguen a interactuar trayendo como consecuencia que las caídas de presión sean mayores tanto en cada pozo como en cualquier punto en el interior del yacimiento que se encuentre en los radios de influencia de los mismos. Los diferentes pozos que están interactuando en el interior del yacimiento, pueden ser también pozos inyectores y productores.

La interferencia puede definirse como el proceso que se presenta entre dos o más pozos ya sean productores, o bien inyectores y productores que interactuarán, debido a la proximidad existente entre ellos.

Las interferencias pueden ser perjudiciales para el yacimiento y para la producción del mismo; pero también pueden ser benéficas ya que pueden ser utilizadas para determinar características cualitativas y cuantitativas del yacimiento en el intervalo existente entre los pozos inyectores y productores.

En lo que resta del capítulo se profundizará más para poder llegar a entender lo que son algunas de las distintas formas de interferencia que existen y de los procesos y consecuencias que involucran.

1.2 PROCESOS O CAUSAS DE LAS INTERFERENCIAS

Las interferencias ocurren en términos generales, siempre que en un yacimiento esté produciendo más de un pozo.

En este trabajo se presentan tres tipos de interferencia y de las cuales más adelante se presentará una descripción precisa de ellas. Aquí sólo se presentará cada una de manera general, haciendo énfasis en los procesos o causas de cada una de ellas.

Las pruebas de interferencia se realizan cuando, en un yacimiento ya sea petrolero o geotérmico, existe más de un pozo produciendo y se quieren conocer algunas propiedades y características del mismo en la distancia que separa un pozo del otro, entonces se procede a cerrar uno de ellos que generalmente se designa como pozo de observación y el cual registra las presiones del comportamiento del yacimiento, mientras que el otro - puede ser más de uno - se encuentra produciendo o inyectando. Mediante formas adecuadas de interpretación de estas pruebas podemos obtener los resultados que deseamos.

Otro tipo de interferencia que se presenta en todo tipo de yacimiento, - petrolero, geotérmico o hidrogeológico -, es causada, por la presencia próxima de dos o más pozos productores o inyectores en un mismo yacimiento. Es decir, cuando dos o más pozos cercanos

están produciendo en un yacimiento, después de cierto tiempo el decremento de la presión ocasionado por cada pozo en él, interseccionarán a una distancia determinada; es a esta distancia y al tiempo en que ocurre lo que se conoce como tiempo y distancia de interferencia. A la presión, en estos casos, también suele llamársele presión de interferencia. La caída de presión en un punto o pozo del yacimiento, ocasionada por cada uno de los pozos que influyen, suele ser obtenida por el principio de superposición.

El último tipo de interferencia, es el tema de nuestro estudio. La interferencia térmica se desarrolla principalmente en yacimientos geotérmicos. Cuando se inyecta agua al yacimiento, ésta tendrá una temperatura mucho menor a la del fluido que se encuentra en el mismo. Cuando entran en contacto ambos fluidos se producirá un choque térmico, ocasionando que la temperatura del fluido producido y la entalpía del mismo disminuya considerablemente. Aunado a esto, también provocará que la permeabilidad de la formación disminuya debido a la depositación química. Más adelante se profundizará sobre estos puntos relacionados con la interferencia térmica.

1.3 COMPORTAMIENTO DE LOS POZOS SUJETOS A INTERFERENCIA

El comportamiento de los pozos sujetos a interferencia se puede observar básicamente, por medio de las presiones registradas en éstos. A continuación se muestran precisamente los comportamientos de la presión en cada tipo de interferencia que ya ha sido mencionado anteriormente. En lo que respecta a la interferencia térmica, existen otras características que se muestran en los pozos que están produciendo y posteriormente serán mencionadas.

La presión, en los pozos sujetos a pruebas de interferencia, se comporta como lo muestra la siguiente figura:

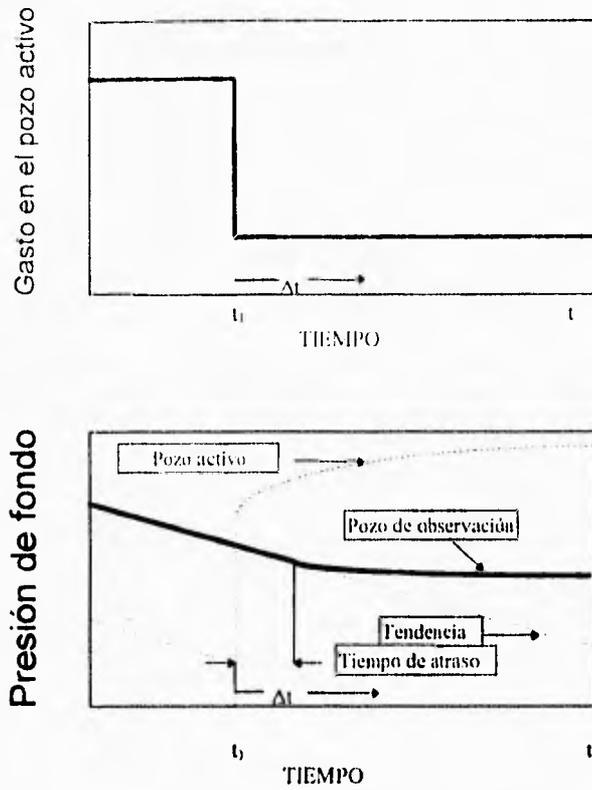


Fig. 1.1 Ilustración esquemática de la historia del gasto y presión para una prueba de interferencia.

En esta figura se puede observar tanto el comportamiento de la presión del pozo de observación como la del pozo activo.

En relación al comportamiento de los pozos, cuando existen varios de éstos operando en un yacimiento a gastos variables, se puede observar en las siguientes figuras:

En el espacio:

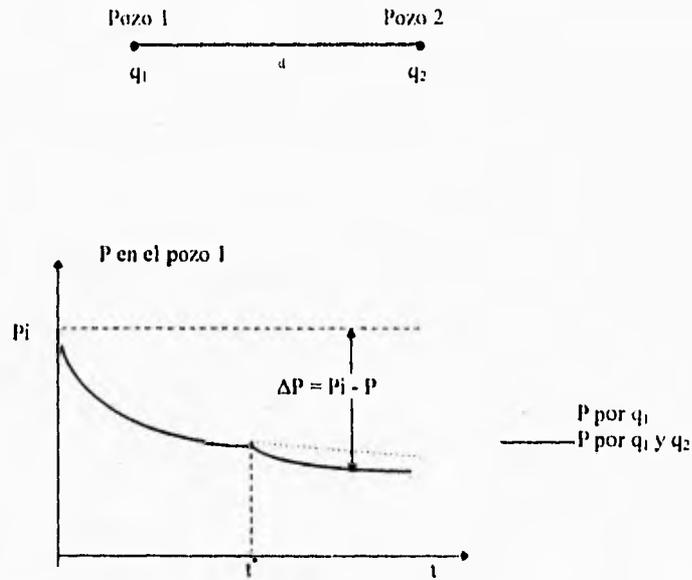


Fig. 1.2 Comportamiento de la presión en el yac. debido a las caídas de presión del pozo 1 y 2, en función del tiempo.

El tiempo t^* depende de la distancia "d" y de las características del sistema roca-fluidos.

En el tiempo:

Ahora se considera solamente un pozo :

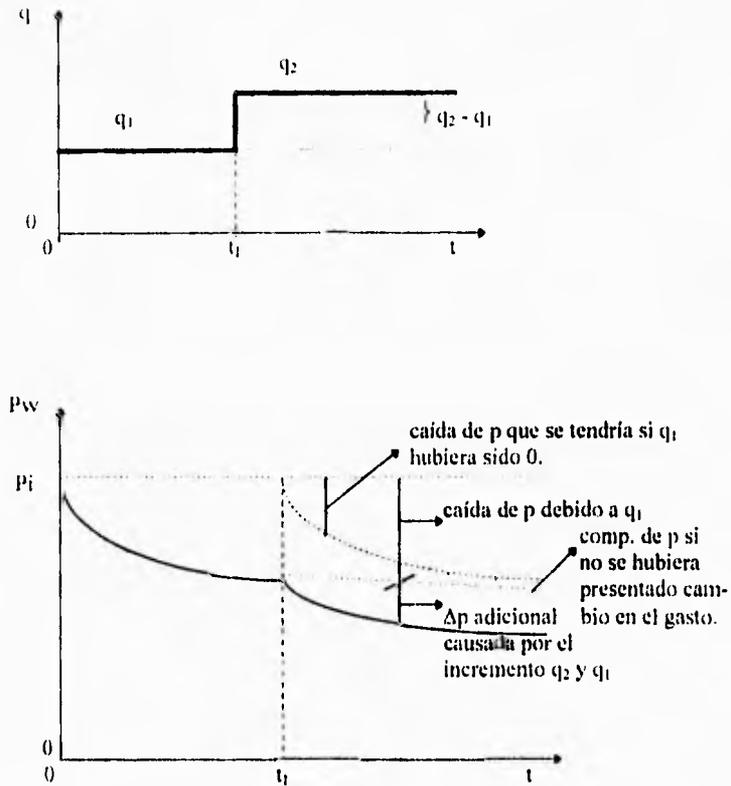


Fig. 1.3 Historia de gastos y respuesta de la presión en el fondo del pozo.

Estos dos comportamientos - en el espacio y en el tiempo -, corresponden al principio de superposición, que en el siguiente punto será definido y presentadas sus ecuaciones en términos generales.

En la interferencia térmica, debido a que en un contexto general se lleva a cabo similarmente a una prueba de inyectividad, el comportamiento de la presión será parecido a una prueba de éstas, como se muestra a continuación:

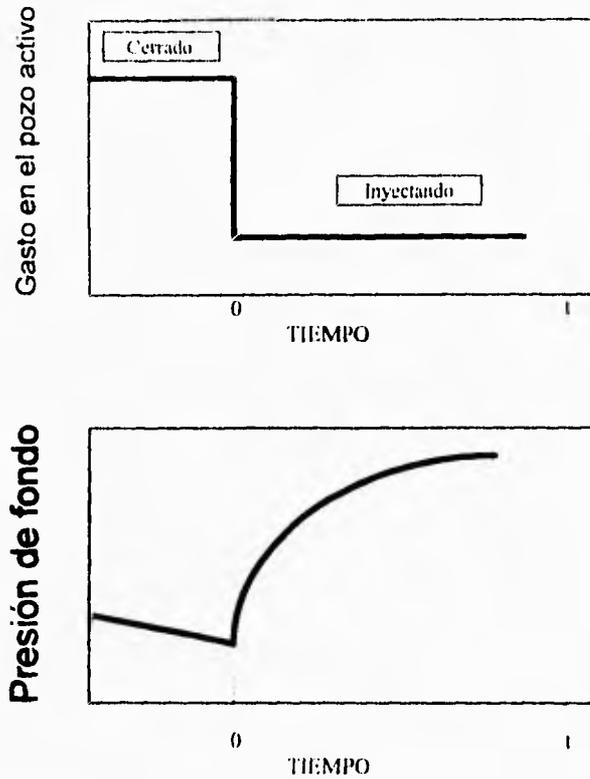


Fig. 1.4. Gasto y Respuesta a la presión.
Prueba de inyectividad.

Cuando se presenta la interferencia térmica en un pozo, se puede detectar por varias características que presenta éste, sin ser garantía absoluta de que así sea. Esto sólo puede ser corroborado mediante una serie de estudios detallados como la aplicación de trazadores radiactivos y de simulaciones matemáticas, entre otros más, para poder estar seguro de que se está llevando a cabo.

En cuanto a las características mencionadas anteriormente se pueden citar, la disminución de la temperatura del fluido producido, la pérdida de productividad del vapor en los pozos y en menor grado la alteración química en los fluidos producidos.

1.4 CONSECUENCIAS DE LAS INTERFERENCIAS

Las interferencias no siempre son perjudiciales para el yacimiento, sobre todo nos referimos al caso en que son utilizados para obtener diferentes propiedades y características del yacimiento - como son el área de drenaje, espaciamiento adecuado entre pozos, límites del yacimiento, determinación de la orientación de las fracturas que se encuentran entre el pozo activo y el de observación, permeabilidad y porosidad del yacimiento -, ya sea petrolero o geotérmico, como ocurre en las llamadas pruebas de interferencia y de las cuales se describen brevemente en el punto siguiente. Por lo anterior, se puede decir que en este tipo de interferencia se obtienen resultados positivos

En las interferencias producidas tanto en los yacimientos petroleros, geotérmicos e hidrogeológicos, en cuestión del tiempo, distancia y presión de interferencia, producidos por dos o más pozos que se encuentran cercanos entre sí, sus efectos son negativos ya que las caídas de presión en un punto o pozo del yacimiento se incrementan en forma aditiva, es decir, sumando cada caída de presión ocasionada por el o los pozos que están produciendo cercanos al punto o pozo en cuestión.

Esta suma aditiva se conoce como el principio de superposición, el cual nos dice en términos generales que una combinación lineal de soluciones de una ecuación diferencial lineal homogénea, es también solución de dicha ecuación diferencial.

Las ecuaciones que definen este principio son:

En el espacio:

$$\Delta P = \frac{\mu B}{4\pi k h} \left[q_1 E_i \left(\frac{r_w^2}{4t_{D1}} \right) + q_2 E_i \left(\frac{r_w^2}{4t_{D2}} \right) + \dots \right]$$

donde

$$r_{D1} = \frac{r_w}{r_w} = 1$$

$$r_{D2} = \frac{d}{r_w}$$

En el tiempo:

$$\Delta P = \frac{\mu B}{2\pi k h} \left[(q_1) P_D(t) + (q_2 - q_1) P_D(t - t_1) + \dots \right]$$

Por otro lado, en la interferencia térmica se tienen también efectos no deseados y de los cuales ya se habló de manera parcial anteriormente, éstas son, la disminución de la temperatura y de la entalpía, y la alteración química en los fluidos producidos. Sin embargo, además de las consecuencias anteriormente mencionadas existe otra que es, la disminución de la permeabilidad en la formación debido a la depositación de materiales finos y en menor medida por la precipitación de minerales.

1.5 CLASES DE INTERFERENCIA QUE SE PUEDEN ENCONTRAR Y BREVE DESCRIPCIÓN DE ELLAS

Las clases de interferencia que se pueden encontrar pertenecen a tres grandes áreas dentro de las ciencias de la tierra. La primera se relaciona con la industria petrolera, la segunda con el área de la hidrogeología, y la última que es el tema de nuestro estudio, al área de la geotermia. A continuación se hablará de una manera general de las dos primeras, con el objetivo de que podamos entender mejor a la tercera.

En el estudio de los yacimientos petroleros existen lo que suele llamarse, pruebas múltiples de pozos. Estas constan de dos: las pruebas de pulsos y las pruebas de interferencia.

En las pruebas de interferencia - que son las que nos interesan -, la modificación del gasto en un pozo productor o inyector, en tiempos largos, crea una presión de interferencia en un pozo de observación que generalmente se encuentra cerrado, que puede ser analizada para obtener algunas propiedades y características del yacimiento. Existen diferentes métodos para analizar una prueba de interferencia: Las curvas tipo, análisis de pruebas de interferencia en sistemas cerrados y el método de la aproximación logarítmica. Aquí sólo se explicará en forma general y breve, el de las curvas tipo.

Este método se inicia graficando los datos de la presión de pozo observado (ΔP) contra el tiempo (Δt) sobre un papel transparente a escala logarítmica. Los pasos para hacerlo se ilustra fotográficamente en la Fig. 1.5, y a continuación se describe el procedimiento general.

1. Se selecciona la curva tipo adecuada (ya que existen una gran cantidad que responden a características de cada caso existente, para ilustrar el procedimiento se empleó la curva tipo de Ramey). En nuestro caso, seleccionamos la de la Fig. 1.6.
2. Se sobrepone papel transparente sobre la curva tipo, se trazan las líneas principales de la malla y se marcan las mismas escalas de Δp y Δt .
3. En el papel transparente se grafican los datos de Δp y Δt para obtener la curva de datos (puntos graficados) garantizando así, que los datos graficados y la curva tipo tengan la misma escala.
4. Se desliza el papel transparente de la curva de datos sobre la curva tipo de la Fig. 1.6, manteniendo paralelos los ejes principales, hasta que la curva de datos coincida con la curva tipo, como se ilustra en la Fig. 1.7.

5. Se traza la curva y se escoge un punto pivote conveniente sobre los datos graficados, como se muestra en la Fig. 1.7 y se registran los valores correspondientes a este punto Δp , Δt , P_D y t_D , los datos ajustados se usan para estimar las propiedades de la formación, k , ϕ , kh/μ , C_v , S , etc.

La permeabilidad se estima por medio de:

$$k = \frac{141.2 qB\mu (P_D)_M}{h \Delta P_M} \dots\dots\dots (1.1)$$

y el producto porosidad - compresibilidad se determina con:

$$\phi c_i = \frac{0.0002637 k t_M}{r^2 \mu (t_D/r_D^2)_M} \dots\dots\dots (1.2)$$

El método de la curva tipo es simple, rápido y exacto cuando la integral exponencial P_D se aplica; esto es, cuando $r_D = r/r_w > 20$ y $t_D/r_D^2 > 0.5$.

Si el pozo activo se cierra, después de un tiempo t_1 , los cambios resultantes en la presión en el pozo de observación puede ser más fácilmente analizado, mejorando la exactitud del análisis.

Una forma de comprobar que nuestro análisis está correcto, se muestra en la Fig. 1.8. Los datos durante la primera porción de la prueba son conjuntados con la curva tipo de la Fig. 1.6, como se indica por los puntos de los datos que caen sobre la línea sólida en la Fig. 1.8. Después del cambio en el gasto, la diferencia entre la curva extrapolada y los actuales puntos de los datos, ΔP_M , se determina con los datos graficados; Δt es el tiempo que transcurre después del cambio del gasto en el pozo activo. Puede demostrarse por superposición que:

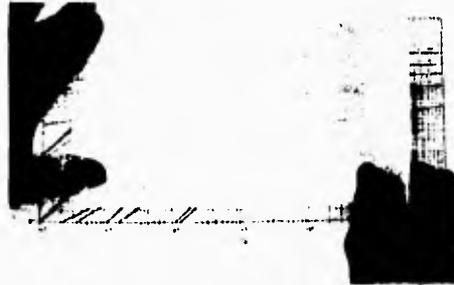
$$\Delta P_M = \Delta P_{wex1} - \Delta P_{w2} \dots\dots\dots (1.3)$$

$$= \frac{141.2 qB\mu}{kh} P_D(\Delta t_D, r_D) \dots\dots\dots (1.4)$$

Donde P_D es simplemente la integral exponencial (Fig. 1.6). Así, cuando ΔP_M es graficada contra Δt sobre los mismos datos de la gráfica, los puntos deben caer sobre la curva de los datos originales. Si esto no es así, entonces (1) los datos originales no fueron conjuntados correctamente y esto debe ser repetido hasta que las dos porciones de los datos caigan en la misma curva; o (2) algo más está influyendo en la respuesta de interferencia del pozo que impide un adecuado conjuntamiento con la curva tipo. Se hablará algo más de este punto, más adelante.



a) Se escoge la curva tipo.



b) Se sobrepone una hoja transparente.



c) Se trazan los ejes principales de la cuadrícula.



d) Se etiquetan los ejes.



e) Se grafican los puntos observados usando la curva tipo.



f) Se desliza el papel transparente para ajustar los puntos a alguna curva tipo.



g) Se unen los puntos para obtener la curva ajustada.



h) Se anotan los puntos seleccionados.

Fig. 1.5 Pasos para el ajuste con curvas tipo.

Tomado de "Advances in Well Test Analysis", de Earlougher R. C.

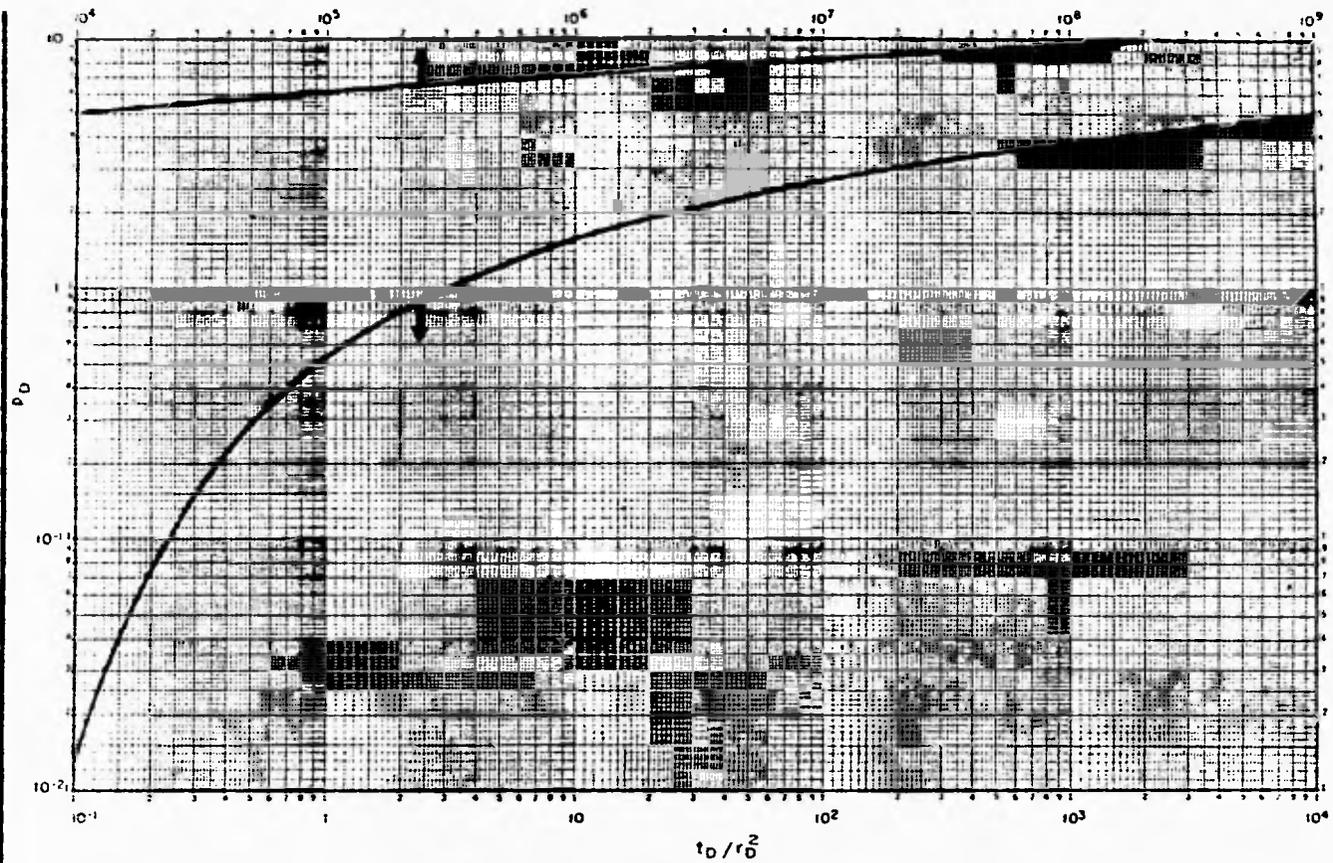


Fig. 1.6 Gráfica de la solución fuente lineal.
Tomado de "Advances in Well Test Analysis", de Earlougher R. C

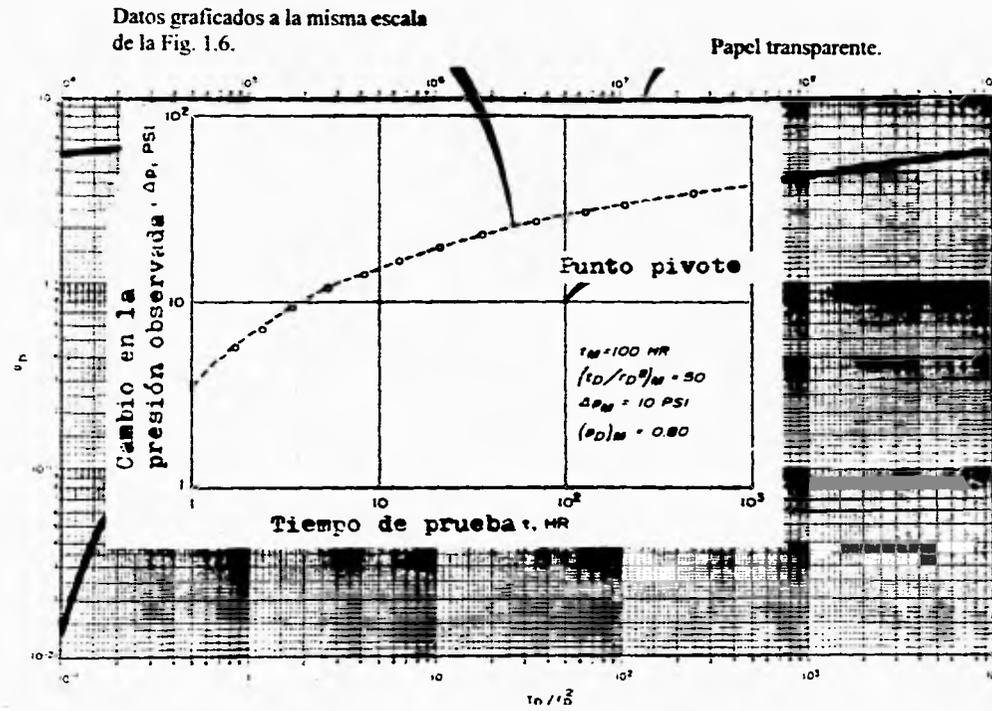


Fig. 1.7 Ilustración de una prueba de interferencia usando la curva tipo de la Fig. 1.6.

El siguiente ejemplo ilustra el análisis de la prueba de interferencia, utilizando el método anterior, por un periodo de 48 horas de inyección seguido de un tiempo de observación.

EJEMPLO 1.1 Durante una prueba de interferencia, fue inyectada agua dentro del pozo A por 48 horas. La presión de respuesta en el pozo B, 119 pies más allá, fue observada durante 148 horas. Las propiedades del yacimiento conocidas son:

Profundidad = 2,000 pies	$B_w = 1.0$ RB/STB
$q = -170$ B/D	$\mu_w = 1.0$ cp
$p_i = 0$ psig	$r = 119$ pies
$t_i = 48$ horas	$c_j = 9.0 \times 10^{-6}$ psi ⁻¹

Los datos de la presión observada son dadas en la siguiente tabla :

t (horas)	p_w (psig)	$\Delta p = p_i - p_w$ (psi)
0.0	0	---
4.3	22	- 22
21.6	82	- 82
28.2	95	- 95
45.0	119	- 119
48.0	Finaliza inyección	-----
51.0	109	- 109
69.0	55	- 55
73.0	47	- 47
93.0	32	- 32
142.0	16	- 16
148.0	15	- 15

Tabla 1.1. Datos de interferencia para una inyección de 48 horas.

Los círculos abiertos en la Fig. 1.9 muestran los datos conjuntados con la curva tipo de la Fig. 1.6. Se ha graficado ΔP como positivo, aunque es negativo, dado que no es posible tomar logaritmos de números negativos. Se recordará que ΔP es negativo para evitar confusión de signos en los cálculos; sin embargo, esto no es problema debido a que sabemos que tanto k y ϕc_i deben ser positivos. La línea en la Fig. 1.9 fue trazada de la curva tipo dada en la Fig. 1.6, usando la técnica ya descrita antes de las 48 horas. Aunque se prefiere tener más de 4 puntos, la curva es aceptable. Con el punto pivote marcado,

$$\Delta P_M = -100 \text{ psig en } (P_D)_M = 0.96,$$

y

$$t_M = 10 \text{ horas en } (t_D/r_w^2)_M = 0.94.$$

Usando la Ecuación 1.1,

$$k = \frac{141.2(-170)(1.0)(1.0)}{(45)} \frac{(0.96)}{(-100)} = 5.1 \text{ md}$$

De la Ecuación 1.2,

$$\phi c_i = \frac{(0.0002637)(5.1)}{(119)^2(1.0)} \frac{10}{0.94} = 1.01 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

y

$$\phi = \frac{1.01 \times 10^{-6}}{9.0 \times 10^{-6}} = 0.11$$

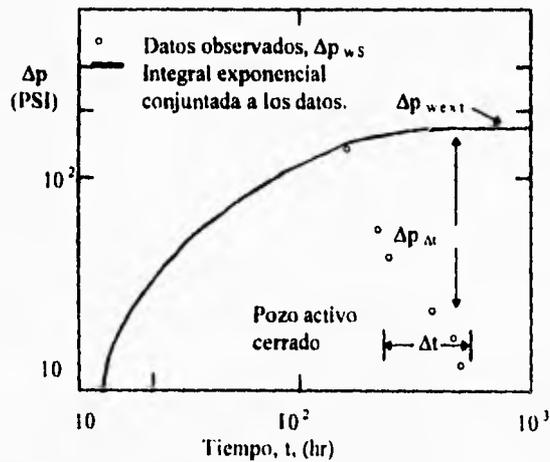


Fig. 1.8 Respuesta de la presión del pozo de observación en una prueba de interferencia con el pozo activo cerrado después de 240 horas.

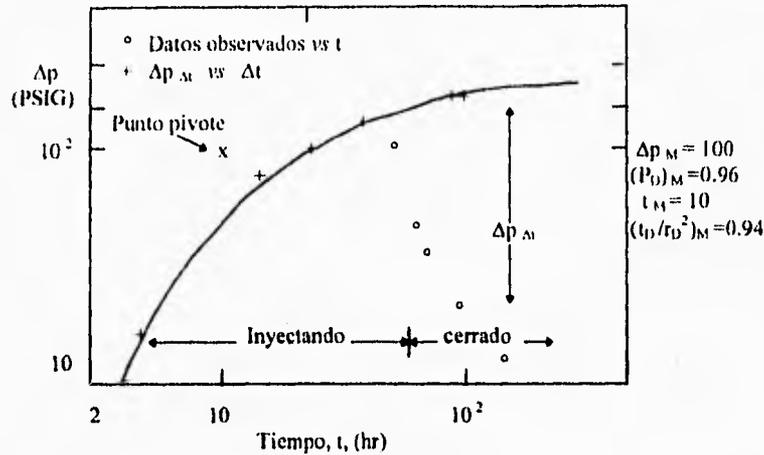


Fig. 1.9 Curva tipo para los datos de interferencia del ejemplo 1.1.

Se estima la exactitud del análisis de arriba usando los datos de la parte de la prueba en que la presión declina ($t > 48$ horas). Se extrapola la línea sólida en la Fig. 1.9 siguiendo la tendencia de la curva tipo de la Fig. 1.6, y se estima la diferencia entre ΔP_{est} y la ΔP y $\Delta P_{\Delta t}$ observada. La Tabla 1.2 muestra los cálculos.

Los símbolos más (+), en la Fig. 1.9 son resultado de graficar $\Delta P_{\Delta t}$ contra Δt . Los puntos caen ligeramente arriba de la línea compuesta por los círculos, por lo que podemos confiar en los resultados de los análisis.

t (horas)	$\Delta t =$ t - 48 (horas)	$\Delta p =$ $p_i - p_{w, i}$ (psi)	Δp_{est} Fig. 1.9 (psi)	$\Delta p_{\Delta t}$ Ec. 1.3 (psi)
51	3	- 109	- 124	- 15
69	21	- 55	- 140	- 85
73	25	- 47	- 142	- 95
93	45	- 32	- 155	- 123
142	94	- 16	- 177	- 161
148	100	- 15	- 179	- 164

Tabla 1.2. Cálculos con los datos del período cerrado de $\Delta p_{\Delta t}$, para el ejemplo 1.1.

La curva tipo de la integral-exponencial no puede ser aplicada en algunos análisis de pruebas de interferencia. La Fig. 1.10 ilustra esquemáticamente como la presión adimensional se desvía de la solución de la integral-exponencial cuando el pozo activo tiene una fractura vertical o tiene un alto coeficiente de almacenamiento. La severidad de los efectos del fracturamiento depende tanto de la longitud de la fractura como de la distancia entre el pozo activo y el pozo de observación. Desviaciones similares de la solución de la exponencial integral puede ser causado por pozos con un factor de daño negativo y grande ($s \ll 0$) distribuida cierta distancia dentro de la formación, los efectos de almacenamiento en el pozo causan una presión de respuesta en el pozo que cae abajo de la solución de la integral-exponencial en los primeros tiempos debido a que, el cambio del gasto en la pared del pozo es menor que el cambio del gasto superficial. El grado de desviación que se tenga en relación, a la solución de la integral-exponencial depende tanto del coeficiente de almacenamiento del pozo, como de la distancia que existe entre ambos pozos. Desafortunadamente, existe muy poca información acerca de estos fenómenos.

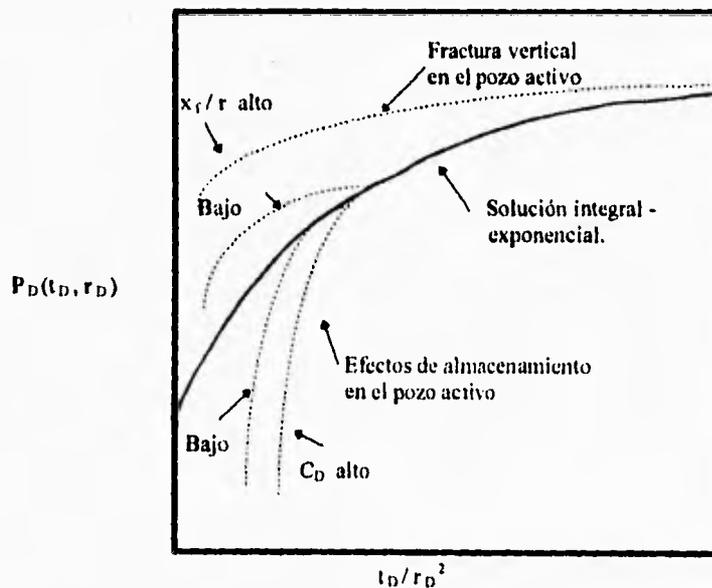


Fig. 1.10. Ilustración esquemática de los efectos de las fracturas verticales y los efectos de almacenamiento en la respuesta del pozo de observación durante una prueba de interferencia.

Por otro lado, existe también, la interferencia entre dos pozos adyacentes que se encuentran produciendo en un mismo yacimiento. A continuación se desarrollará una técnica aproximada para determinar el tiempo y el lugar en el cual, los disturbios de la presión origida por los dos o más pozos adyacentes y productores interactúan, o "interfieren", significativamente. Dos distintas

aproximaciones serán seguidas. Primera, el efecto debido a cada pozo será considerada separada mente; segundo, el efecto acumulativo de los dos pozos será examinado.

PRIMER METODO. Stevens y Thodos recientemente presentaron un método para estimar las características de interferencia de dos pozos adyacentes. Ellos definieron el tiempo de interferencia como aquel, en el cual cada pozo causa una caída de presión específica en el mismo punto dentro del yacimiento. El tiempo y posición apropiados son encontrados por métodos gráficos.

La expresión para la distribución de presiones debido a un par de pozos, A y B, en un yacimiento se obtiene de la siguiente ecuación:

$$P_i - P(r, t) = \frac{-70.7 q\mu B}{kh} E_i \left(\frac{-948 \phi \mu c r^2}{kt} \right) \dots\dots\dots (1.5)$$

el cual es la solución línea fuente, obtenida de la formulación de Lord Kelvin.

En la derivación de esta ecuación, se asume que el pozo de radio infinitesimal está produciendo a un gasto constante en un yacimiento infinito.

Dado que la interferencia máxima ocurre a lo largo de la línea que conecta a los dos pozos, sólo es necesario considerar las presiones sobre la línea. La ecuación se simplifica sobre esta línea debido a que la suma de r_A y r_B es igual al espaciamiento entre los pozos D . La ecuación puede ser escrita en la siguiente forma compacta:

$$\Delta\Phi_A(x, t) = -E_i \left(\frac{-\alpha x^2}{t} \right);$$

$$\Delta\Phi_B(x, t) = -E_i \left[\frac{-\alpha(1-x)^2}{t} \right] \dots\dots\dots (1.6)$$

donde,

$$\Delta\Phi = \frac{\Delta P kh}{70.7 q\mu B} \quad , \quad \alpha = \frac{948 \phi \mu c D^2}{k} \quad ,$$

y

$$x = r_A / D; \quad (1 - x) = r_B / D.$$

Siendo "u" una cantidad que satisface la siguiente ecuación:

$$\Delta\Phi = -E_i(-u^2) \dots\dots\dots (1.7)$$

Entonces,

$$u_A^2 = \frac{\alpha x^2}{t} \quad , y \quad u_B^2 = \frac{\alpha (1-x)^2}{t}$$

resolviendo para t y x,

$$t = \frac{\alpha}{(u_A + u_B)^2}$$

$$x = \frac{u_A}{u_A + u_B} \quad \dots \dots \dots (1.8)$$

La información deseada es obtenida directamente de las Ecuaciones 1.7 y 1.8; para facilitar el uso de este método, $-E_i(-u^2)$ es graficada como una función de u en la Fig. 1.11.

EJEMPLO 1.2. Los siguientes datos son usados en el ejemplo dado por Stevens y Thodos.

- | | |
|------------------------|---|
| $k = 270 \text{ md}$ | $\mu = 45 \text{ cp}$ |
| $\phi = 0.22$ | $c = 5.15 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ |
| $h = 57 \text{ ft}$ | $q_A = 550 \text{ STB/D}$ |
| $D = 1,000 \text{ ft}$ | $q_B = 1,100 \text{ STB/D}$ |
| $B = 1.10$ | $\Delta P_A = \Delta P_B = 25 \text{ psi.}$ |

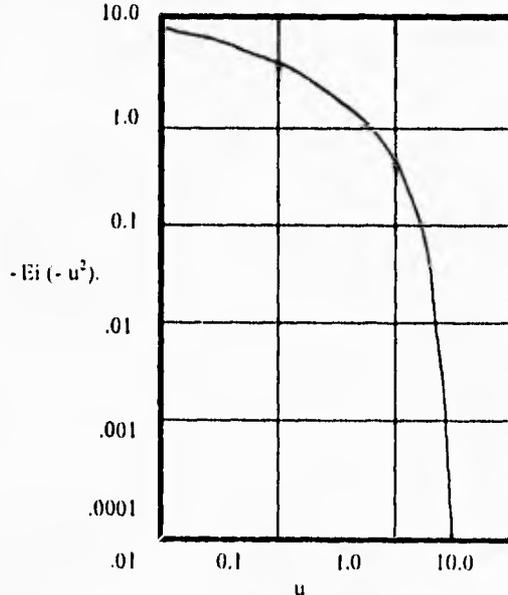


Fig. 1.11. u vs $E_i(-u^2)$.

Los cálculos requeridos son los siguientes:

$$\Delta\Phi_A = \frac{(25)(270)(57)}{(70.7)(550)(45)(1.10)} = 0.200 ,$$

$$\Delta\Phi_H = \frac{(25)(270)(57)}{(70.7)(1,100)(45)(1.10)} = 0.100 ,$$

$$\alpha = \frac{(948)(.22)(45)(5.15 \times 10^{-6})(1000)^2}{(270)} = 179 \text{ horas}$$

De la Fig. 1.11, u_A es 1.02 y u_H es igual a 1.20. Usando la Ecuación 1.8,

$$t = \frac{179}{(1.02 + 1.20)^2} = 36.3 \text{ horas}$$

$$x = \frac{1.02}{(1.02 + 1.20)} = 0.459$$

De donde, r_A es igual a 459 ft y r_B igual a 541 ft.

El tiempo de interferencia calculado no concuerda con el obtenido en el ejemplo de referencia debido a que el último contiene un error computacional en el argumento de la integral exponencial.

SEGUNDO METODO. Dado que resulta difícil atacar cualquier problema particular, con la definición de interferencia presentada en el primer método, proponemos una definición alternativa: La interferencia ocurre cuando la máxima presión a lo largo de la línea que conecta ambos pozos cae, abajo de un nivel prescrito. En este caso, los efectos combinados de los dos pozos son tomados conjuntamente.

La superposición de dos soluciones teniendo la forma de la Ecuación 1.6 nos deja la siguiente expresión:

$$\Delta\Phi_{AB}(x, t) = -E_i \left[\frac{-\alpha x^2}{t} \right] - \lambda E_i \left[\frac{\alpha (1-x)^2}{t} \right] \dots \dots \dots (1.9)$$

donde,

$$\Delta\Phi_{AB} = \frac{(\Delta P_A + \Delta P_H)kh}{70.7 q_{AB} \mu B}$$

y'

$$\lambda = q_B / q_A$$

Diferenciando la Ecuación 1.9 con respecto a x,

$$\frac{\partial \Phi_{AB}}{\partial x} = \frac{-\alpha x^2/t}{x} + \frac{-\alpha(1-x)^2/t}{(1-x)} \dots\dots\dots (1.10)$$

Para gastos finitos de ambos pozos y $0 \leq x \leq 1$, la derivada es igual a cero sólo en el punto de máxima presión. Igualando la ecuación a cero y reorganizando los términos,

$$\frac{\alpha}{t} = \frac{1}{1-2x} \ln \frac{\lambda x}{1-x} \dots\dots\dots (1.11)$$

Los valores de α/t que satisfacen la Ecuación 1.11 para varias combinaciones de x y λ son indicadas graficamente en la Fig. 1.12; por conveniencia, se asume que $\lambda \geq 1$ y $x \leq .5$. Con la relación entre α/t y x, $\Delta\Phi_{AB}$ se expresa como una función de α/t y λ con la Ecuación 1.9; los resultados se muestran en la Fig. 1.13.

Para valores específicos de Φ_{AB} , α y λ , las características de interferencia se encuentran fácilmente. Primero, α/t es leída directamente de la Fig. 1.13; entonces, x se obtiene de la Fig. 1.12 para α/t y una adecuada λ .

EJEMPLO 1.3. Usando los mismos datos del primer ejemplo, los cálculos requeridos son los siguientes:

$$\Delta\Phi_{AB} = \frac{(150)(270)(57)}{(70.7)(550)(45)(1.10)} = 0.400 ;$$

$$\alpha = \frac{(.948)(.22)(45)(5.15 \times 10^{-6})(1000)^2}{270} = 179 \text{ horas ;}$$

$$\lambda = \frac{(1100)}{(550)} = 2.0.$$

De la Figura 1.13, $\alpha/t = 5.0$ y $\lambda = 2.0$, x es igual a 0.450. Consecuentemente, r_A es 450 ft y r_B es de 550 ft.

Estos resultados no difieren grandemente de los obtenidos por el primer método; sin embargo para caídas de presión más grandes y/o valores grandes de λ , la respuesta diverge significativamente.

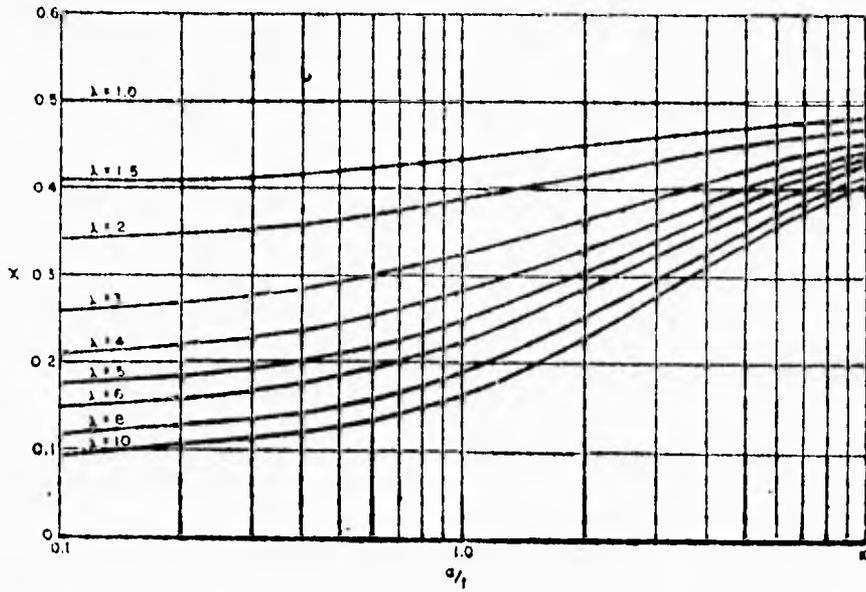


Fig. 1.12 x contra α/t .

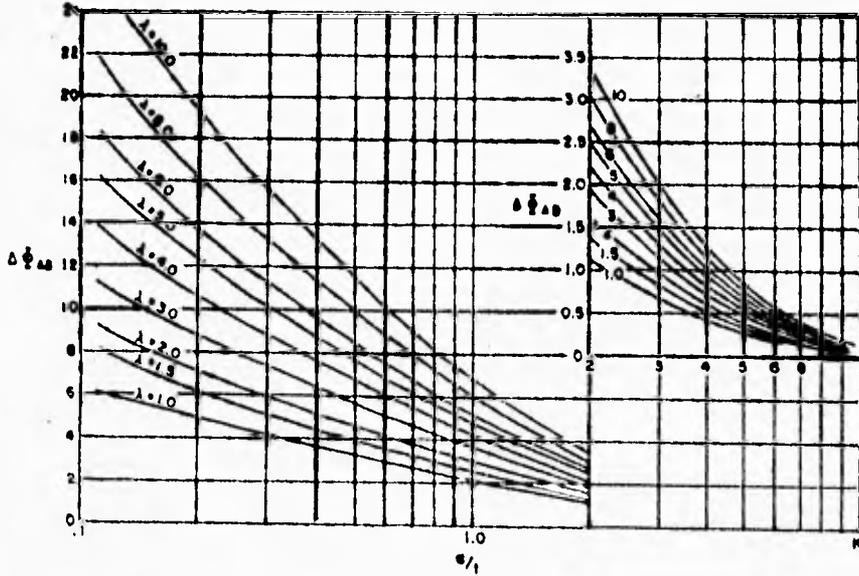


Fig. 1.13 $\Delta\Phi_{AH}$ contra α/t .

Por último hablaremos de la interferencia que suele manejarse en el área hidrogeológica, que al igual que en el área petrolera, interviene más de un pozo que esta produciendo de un mismo acuífero o bien, algunos pozos sean de recarga y los restantes productores; trayendo como consecuencia que interactuen o interfieran entre ellos, produciendo una determinada superficie piezométrica. En seguida se hablará de cómo obtener la superficie piezométrica, en base a los descensos que tienen cada uno de los pozos.

Si el acuífero es cautivo o semiconfinado, el descenso en un punto es la suma de los descensos provocados individualmente por cada uno de los pozos de bombeo:

$$S = \sum_{i=1}^n Q_i \bullet Z(r_i, t_i) \dots\dots\dots (1.12)$$

Q_i es el caudal de bombeo del pozo i (si es un pozo de recarga, basta con considerar que Q_i es negativo). r_i y t_i son respectivamente la distancia del lugar considerado al pozo i y, el tiempo que hace que comenzó la explotación en dicho pozo i . La función Z es la función del descenso del pozo de caudal unitario, de modo que $Q_i \bullet Z(r_i, t_i)$ es la ecuación del descenso provocado por el pozo i .

Por ejemplo, para el pozo completo bombeando caudal constante en un acuífero cautivo infinito es:

$$Q_i \bullet Z = \frac{Q_i}{4\pi T} w(u_i) \quad ; \quad u_i = \frac{r_i^2 \bullet S}{4T \bullet t_i}$$

Los descensos en un punto cualquiera de un campo de producción vienen dados directamente por la Ecuación 1.12. Para un acuífero cautivo, o libre con pequeños descensos pueden escribirse con las definiciones ya establecidas:

a) en régimen permanente,

$$S = \frac{1}{2\pi T} \sum_{i=1}^n Q_i \bullet \ln \frac{R}{r_i} \dots\dots\dots (1.13)$$

b) en régimen variable,

$$S = \frac{1}{4\pi T} \sum_{i=1}^n Q_i \bullet w(u_i) \dots\dots\dots (1.14)$$

siendo,

$$u_i = \frac{r_i^2 \bullet S}{4T \bullet t_i} \dots\dots\dots (1.15)$$

y si es válida la aproximación logarítmica de Jacob para todos los pozos,

$$S = \frac{1}{4\pi T} \sum_{i=1}^n Q_i \bullet \ln \frac{2.25 \bullet T \bullet t_i}{r_i^2 \bullet S} \dots\dots\dots (1.16)$$

Para un acuífero semiconfinado puede escribirse:

a) en régimen permanente,

$$S = \frac{1}{2\pi T} \sum_{i=1}^n Q_i \cdot k(r_i/B) \dots\dots\dots (1.17)$$

b) en régimen variable,

$$S = \frac{1}{4\pi T} \sum_{i=1}^n Q_i \cdot w(u_i, r_i/B) \dots\dots\dots (1.18)$$

siendo,

$$u_i = \frac{r_i^2 \cdot S}{4T \cdot t_i}$$

EJEMPLO 1.4. Calcular el descenso total que se observará en un piezómetro situado a $r_1 = 20$ y $r_2 = 100$ m de sendos pozos que bombean $Q_1 = 100$ m³/h y $Q_2 = 1000$ m³/h, sabiendo que el primero inició su funcionamiento hace $t_1 = 1$ día y el segundo hace $t_2 = 3$ días. La transmisividad del acuífero es de $T = 1000$ m²/día y el coeficiente de almacenamiento $S = 10^{-4}$.

$$\begin{aligned}
 s &= \frac{1}{4\pi T} \left[Q_1 \cdot \ln \frac{2.25 T t_1}{r_1^2 S} + Q_2 \cdot \ln \frac{2.25 T t_2}{r_2^2 S} \right] \\
 &= \frac{1}{4\pi \cdot 1000 \text{ m}^2/\text{día}} \left[100 \text{ m}^3/\text{h} \cdot 24 \text{ h/día} \cdot \ln \frac{2.25 \cdot 1000 \text{ m}^2/\text{día} \cdot 1 \text{ día}}{20^2 \cdot 10^{-4}} + \right. \\
 &\quad \left. + 1000 \text{ m}^3/\text{h} \cdot 24 \text{ h/día} \cdot \ln \frac{2.25 \cdot 1000 \text{ m}^2/\text{día} \cdot 3 \text{ días}}{100^2 \cdot 10^{-4}} \right] = \\
 &= 2,09 + 16,84 = 18,93 \text{ m.}
 \end{aligned}$$

En cuanto al descenso producido en uno de los pozos de bombeo, i , será el propio bombeo, $S_{p,i}$, más el producido por el conjunto de los restantes pozos, ΔS_i , llamado descenso suplementario o descenso de interferencia. Así, pues el descenso referido al nivel estático del acuífero ($S_{p,i}$) vale:

$$(S_{p,i})_h = S_{p,i} + \Delta S_i = S_{p,i} + \left(\sum_{j=1}^n Q_j \cdot Z(r_{ji}, t_j) \right)_{j \neq i} \dots\dots\dots (1.19)$$

Siendo r_{ji} la distancia de cada pozo al pozo i . Si se prescinde de las pérdidas en el pozo i y se considera que $r_{ii} = r_{wi}$, radio del pozo i , puede describirse,

$$(S_{p,i})_h = S_{p,i} + \Delta S_i = \sum_{j=1}^n Q_j \cdot Z(r_{ji}, t_j) \dots\dots\dots (1.20)$$

1.6 INTERFERENCIA TERMICA

1.6.1 Geotermia y origen de los sistemas geotérmicos.

La interferencia térmica, es un concepto que se aplica exclusivamente a procesos que ocurren en un yacimiento geotérmico, debido a esto, a continuación se hablará en una forma muy general de lo que es la geotermia.

El término geotermia se refiere en sentido amplio, al calor natural existente en el interior de la tierra, independientemente de los factores que intervengan en sus manifestaciones superficiales. Este calor fluye por conducción directa a través de las rocas o bien es transportado por fluidos que ascienden por fracturas hasta zonas más o menos profundas para constituir los yacimientos geotérmicos. El conjunto, fuente de calor, fluido y zona cortical donde se almacena o circula el fluido, constituyen el sistema geotérmico.

El origen de los sistemas geotérmicos está relacionado con el movimiento de las placas oceánicas y continentales, las cuales al chocar o separarse constituyen regiones geológicamente activas en las cuales se presentan los fenómenos de subducción de placas o de debilidad cortical. El calor requerido para la formación de un sistema geotérmico, puede ser suministrado por una masa de magma de alta temperatura situado en la corteza terrestre, ya sea como una intrusión en proceso de enfriamiento o bien como una cámara magnética que ha alimentado un volcán o una caldera. Este calor puede almacenarse en la roca o en acuíferos localizados a pocos kilómetros de profundidad, dando origen a yacimientos geotérmicos de alta, mediana o baja entalpía. Estos en algunas ocasiones se manifiestan en la superficie en forma de volcanes de lodo, fumarolas, geiseres, manantiales hidrotermales, suelos calientes, etc. (Fig. 1.14).

Beneficiarse de la energía geotérmica significa aprovechar el calor existente debajo de la superficie de la tierra. En algunas áreas el calor es suficiente para generar vapor, pero en la mayoría de los campos geotérmicos el agua mantiene una forma líquida. Esta agua o vapor atrapados en yacimientos subterráneos posteriormente puede ser extraída por medio de pozos geotérmicos, con el objetivo de ser utilizados en primer lugar, con fines de generación de energía eléctrica y en segundo lugar para usos no eléctricos como calefacción, agricultura, procesado de alimentos, etc.

1.6.2 Tipos de sistemas geotérmicos.

Generalmente, los sistemas geotérmicos están constituidos por una fuente de calor, fluidos de trabajo (acuífero termal y acuífero de recarga) y una capa que sirve de roca sello que facilite la presurización del sistema e impida fugas excesivas de energía, tomando como parámetros discriminatorios la naturaleza del ambiente geológico y el régimen de transferencia de calor, se pueden mencionar dos categorías de sistemas:

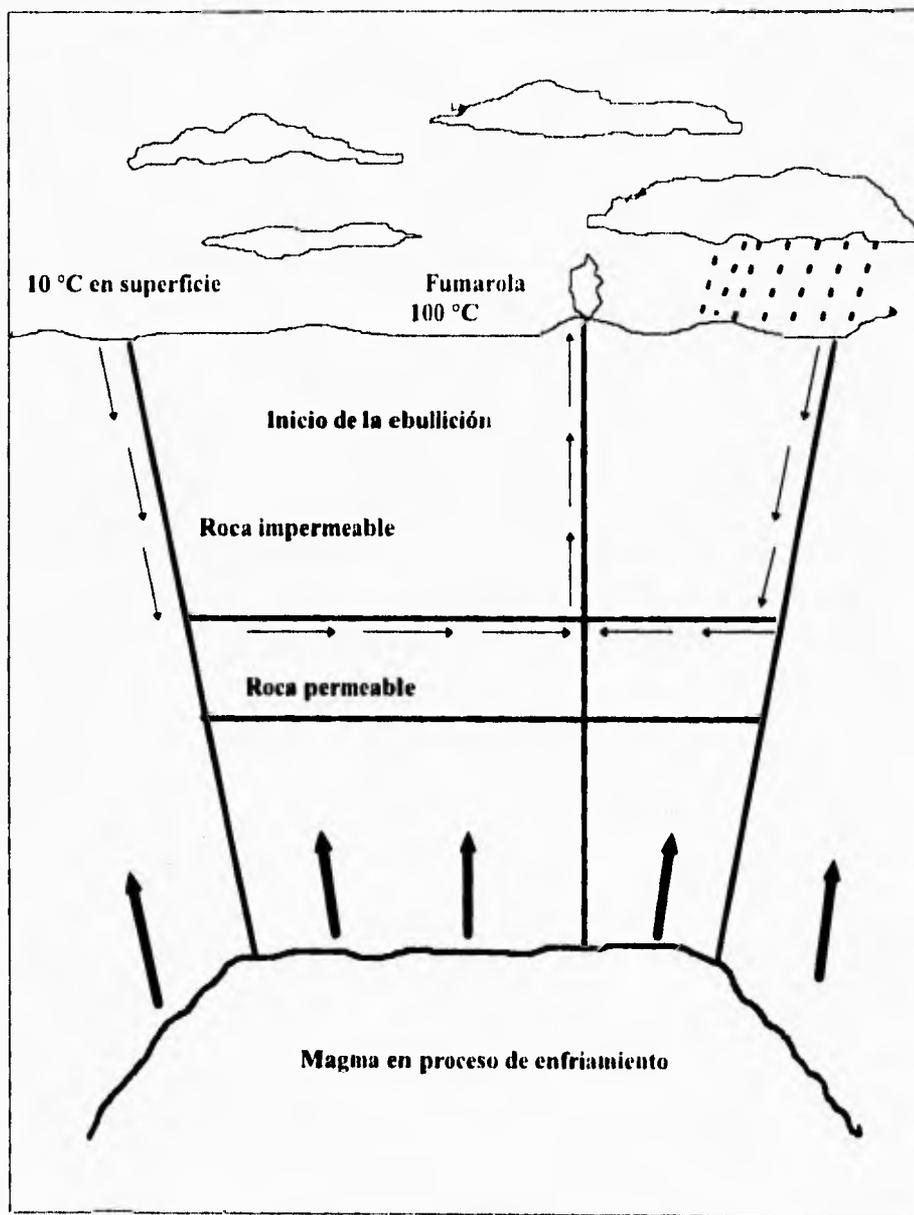


Fig. 1.14. Esquema que representa un sistema geotérmico

a) Sistemas de vapor dominante.

Este tipo de sistema o yacimientos geotérmicos están formados de vapor originado de la ebullición del agua en la profundidad, el cual asciende, a través de fracturas, hasta zonas cercanas a la superficie donde se condensa y se drena como líquido a través de la roca matriz, siguiendo un patrón de flujo de contracorriente. En estos sistemas, el vapor es la fase que controla el perfil de la presión/profundidad (perfil de vapor estático), se explotan en la actualidad con fines de generación de energía eléctrica, son sistemas de alta entalpía, generalmente de vapor seco, existen unos cuantos en el mundo. Ejemplo, The Geysers (USA), Lardarello (ITALIA), etc.

b) Sistemas de líquido dominante.

Estos sistemas se caracterizan por producir aguas presurizadas con temperaturas: altas (150 a 350 °C), intermedias (90 a 150 °C) y bajas (menos de 90 °C). Los fluidos de éstos, al iniciar su ascenso a la superficie, sufren un decremento de presión, de tal forma que una fracción de éste se "flasha" y pasa como fase vapor, mientras que la fracción remanente permanece como líquido a presión. En estos sistemas el agua líquida es la fase que controla el perfil de presión/profundidad (perfil hidrostático); a este tipo de sistemas, dependiendo del contenido calorífico de sus fluidos, se les conoce como: sistemas de alta y baja entalpía. Generalmente son aprovechados por plantas de ciclo binario y en aplicaciones de calefacción, procesamiento de alimentos, etc.

- LIQUIDO DOMINANTE (Alta entalpía). Sistemas de salmueras super caliente, con temperaturas entre 200 y 330 °C. Son más abundantes que los sistemas de vapor dominante. Ejemplo, Cerro Prieto (México), Wairakey (Nueva Zelanda), Tiwi (Filipinas), etc.
- LIQUIDO DOMINANTE (Baja entalpía). Sistemas con temperaturas de 100 a menos de 200 °C, son más abundantes que los anteriores en una proporción aproximada de 10 a 1. Ejemplo, Yangbajing (China), etc.

c) Roca seca caliente.

Sistemas rocosos con alto contenido calorífico pero de poca cantidad de agua, o carente de ella. Ejemplo, Los Alamos (USA).

d) Geopresurizados.

Sistemas que contienen agua y metano disuelto a alta presión y temperaturas moderadas. Ejemplo, Reservorios en Texas y Louisiana (USA).

e) Marinos.

Sistemas de alta entalpía existentes en el fondo marino. Ejemplo, Descargas hidrotermales en el Golfo de Baja California (México).

f) Magmáticas.

Sistemas de roca fundida existentes en aparatos volcánicos activos o a gran profundidad en zonas de debilidad cortical. Ejemplo, Volcán Chichonal, Colima (México), etc.

1.6.3. Definición de interferencia térmica.

La interferencia térmica es un proceso que se presenta cuando, en un yacimiento geotérmico mediante un pozo, se inyecta agua producida de los mismos pozos productores. La reinyección del fluido puede ser realizada de dos maneras diferentes, 1) de agua almacenada en la superficie y, 2) directamente del agua producida en los separadores: la diferencia entre los dos es, la temperatura, esta diferencia es importante ya que escogiendo una u otra en una simulación, el tiempo de rompimiento termal será más grande o más pequeña, dependiendo de la temperatura que se escoja.

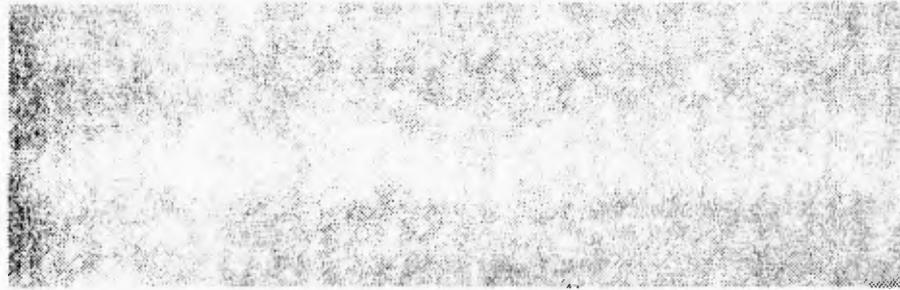
El uso de la reinyección es utilizada mundialmente con los siguientes objetivos: solucionar el problema del desperdicio de la salmuera producida por los pozos, mantener la presión del yacimiento en la zona de producción y, en menor medida como fuente potencial para una recuperación secundaria de energía termal entre el pozo inyector y el productor.

La interferencia térmica es el proceso que ocurre cuando el fluido inyectado, notablemente a una temperatura menor a los de los fluidos del yacimiento, avanza con un frente termal entre el intervalo del pozo inyector y el productor, y en cierto momento alcanza a la zona de producción del pozo productor, provocando que el fluido del yacimiento se enfríe y por consiguiente también el fluido producido en el pozo, disminuyendo su entalpia de producción.

Este proceso suele traer consigo problemas en los fluidos producidos, el primero de ellos, como ya se mencionó es el enfriamiento del fluido producido, esto implica la declinación de la temperatura del fluido producido, si se trata de agua caliente, o bien declinación de la entalpia si es una mezcla de agua/vapor (aun cuando la temperatura del fluido producido puede ser la misma). Otra consecuencia que produce es, el daño de la formación debido a la migración de partículas muy finas, hinchazón de arcillas, formación de burbujas de gas y; la precipitación y disolución de minerales.

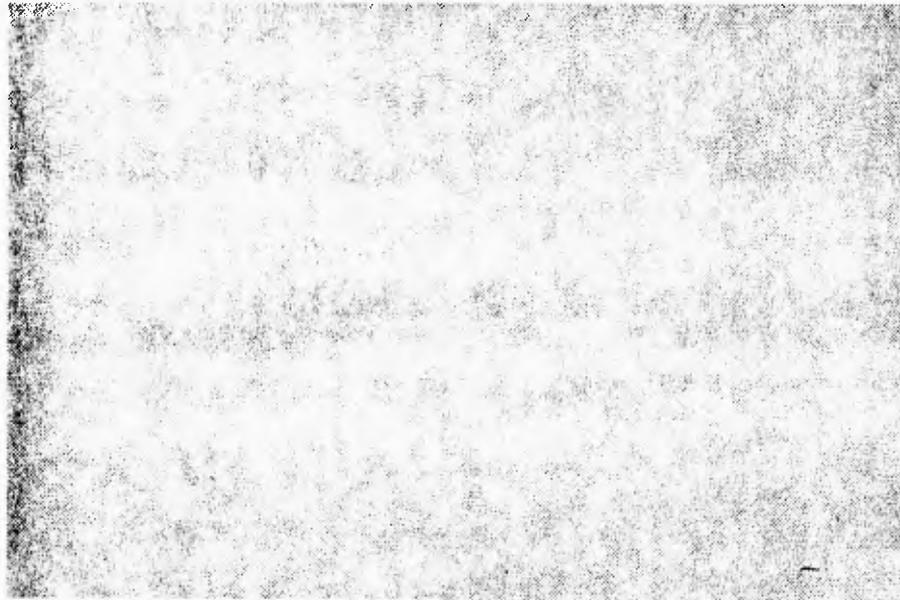
Debido a que la inyección de agua tiene aproximadamente las mismas características químicas que el agua producida, la migración de partículas finas y burbujas de gas puede ser el principal origen del daño a la formación. En la vecindad del pozo puede ser la zona más dañada.

Estos problemas ocasionados por la interferencia térmica serán, explicados con más detalle en el siguiente capítulo.



Capítulo II

**Daños, estimación de las consecuencias
y métodos de prevención de la
interferencia térmica.**



2.1 DESCRIPCIÓN BREVE Y CLARA DE LOS DAÑOS QUE CAUSA LA INTERFERENCIA TÉRMICA

Las principales consecuencias o daños que produce la interferencia térmica son:

1. La disminución de la temperatura, cuando se trata de sistemas geotérmicos donde predomina el agua caliente o bien, la disminución de la entalpía cuando el fluido que predomina en el yacimiento es vapor,
2. El taponamiento de los conductos de la formación o disminución de la permeabilidad (k) en el yacimiento, a causa del intercambio térmico en los minerales del sistema.

Los dos puntos anteriores son los daños más importantes y comunes, sin embargo, existen otros de menor importancia que en su momento preciso pueden convertirse en significativos, como lo son, la alteración química de los fluidos producidos, entre otros.

Profundizando más acerca de los primeros puntos mencionados anteriormente, diremos con relación al primero que, el enfriamiento debido a la interferencia térmica es el problema más común experimentado actualmente en muchos campos geotérmicos del mundo, a su vez que es el más temido por la disminución de la productividad. En general hay dos causas de esto:

- Espaciamiento indebidamente pequeño entre el pozo inyector y el productor, y
- "Circuitos-cortos" de fluido inyectado hacia los pozos productores a través de una zona de fallas o fracturas, aún cuando, el espaciamiento entre los pozos productores e inyectores parezca razonable para un yacimiento aproximadamente uniforme.

El enfriamiento causado por un indebido espaciamiento entre el pozo inyector y el productor -sobre el orden de 100 metros- ha sido experimentado en al menos 4 proyectos geotérmicos en los Estados Unidos. La cercanía entre pozos en tales casos, se debe principalmente a un muy optimista plan de desarrollo.

El enfriamiento debido a la segunda razón citada anteriormente, se ha presentado en al menos una docena de campos geotérmicos en el mundo. Las consecuencias de los "circuitos-cortos" se ha observado ser resultado ya sea de una inadecuada exploración y pruebas de pozos, o por la confianza en un modelo conceptual del sistema geotérmico que es inadecuado.

Las siguientes ecuaciones realizadas por Abdassah (1988) expresan una forma de calcular el enfriamiento del fluido.

La caída de temperatura específica por unidad de calor producida del yacimiento puede ser expresada como sigue:

$$\Delta T^* = \frac{1}{f_1 C_1 + f_2 f_m C_m} \quad (2.1)$$

Las características de las curvas de declinación de la temperatura en el pozo productor puede ser calculada para antes y después de la irrupción de la salmuera reinyectada.

a). *Antes de la irrupción de la salmuera reinyectada:*

Antes de que la salmuera reinyectada alcance el pozo productor, la caída de la temperatura de producción, ΔT_p , puede ser estimada de las siguientes ecuaciones:

Para una temperatura inicial del yacimiento uniforme:

$$\Delta T_p = 0 \quad \dots\dots\dots (2.2)$$

Para una temperatura inicial del yacimiento no uniforme:

$$\Delta T_p = \frac{Q\Delta T^*}{V} \quad \dots\dots\dots (2.3)$$

donde V es la fracción de volumen del yacimiento acotado entre los límites del pozo inyector y el productor.

b). *Después de la irrupción de la salmuera reinyectada.*

Después de que la salmuera reinyectada alcanza al pozo productor, la caída de temperatura de producción, ΔT_p , puede ser estimada de la ecuación siguiente:

$$\Delta T_p = 0.5 \left[(2\Delta T_a - \Delta T_i) + (\Delta T_i - (\Delta T_i - \Delta T_a) \frac{R_i - R_p}{R_i - R_{al}}) \right] \quad \dots\dots\dots (2.4)$$

$$\Delta T_a = \frac{Q\Delta T^*}{V} \quad \dots\dots\dots (2.5)$$

$$R_{al} = \frac{R_i - R_p}{\ln(R_i / R_p)} \quad \dots\dots\dots (2.6)$$

En cuanto al segundo punto, durante la inyección, -y por lo tanto la diferencia de temperaturas entre el fluido del pozo inyector y del yacimiento, ya sea éste de hidrocarburos o geotérmico-, la permeabilidad del pozo puede disminuir como un resultado del daño a la formación. Los siguientes procesos son las principales causas de esto:

- I. Precipitación de sólidos disueltos debido a la mezcla del agua inyectada con el agua de formación, o debido a los efectos de su diferente *temperatura*.
- II. Hinchazón de arcillas, como resultado de la interacción de arcillas con el agua inyectada.

III. Taponamiento de los poros debido a partículas introducidas dentro de la formación por el agua inyectada, o por las partículas que son erosionadas por el agua misma en la vecindad de los pozos.

IV. Bloqueamiento de los poros por burbujas de gas formadas por la desgasificación del agua inyectada.

Debido a que en la mayoría de los casos, los procesos geotérmicos son de baja entalpía, el agua inyectada y el agua presente en el yacimiento, tienen básicamente la misma composición química, y debido a que, después de una fase de estabilización, la situación alrededor del pozo puede ser considerada como isotérmica, la precipitación no tiene mayor importancia para la reducción de la inyección en yacimientos geotérmicos. Sin embargo, el taponamiento de los poros por partículas y burbujas de gas, pueden causar daños significativos a la formación. En menor grado, el hinchamiento de las arcillas puede resultar en un daño a la formación en yacimientos geotérmicos, a pesar del hecho de que la composición del agua inyectada y del agua de la formación es muy similar. Las arcillas en particular, son muy sensibles a las pequeñas variaciones en la composición del agua.

Por último, mencionaremos que, el fluido inyectado al alcanzar al pozo productor y disminuir la temperatura de fluido del mismo, puede cambiar adversamente su química en uno de los dos sentidos siguientes:

- ◆ La salinidad del fluido producido puede incrementarse, debido a que el fluido inyectado tiende a incrementar su concentración después del cambio de fase a vapor.
- ◆ El PH del fluido o la solubilidad de varios sólidos en el fluido puede cambiar, produciendo entre otras cosas, corrosión.
- ◆ El contenido del gas en el fluido producido puede incrementarse si algo del gas producido es inyectado junto con el agua.

Los fluidos extraídos de los campos geotérmicos son caracterizados por la presencia de gases incondensables en concentraciones que pueden variar de un pozo a otro y sobre la vida misma de un pozo, con porcentajes en peso del rango de 0.2-0.3% a 6-7%. Estos gases contienen principalmente CO₂, pequeños porcentajes de NH₃, HCL, H₃BO₃ y CH₄. Entre estos gases el H₂S debe ser considerado la principal fuente de contaminación, aún cuando el problema de la descarga en la atmósfera del CO₂ deba también ser tomado en cuenta en la explotación de la energía geotérmica.

En campos geotérmicos de mediana entalpía, la presencia de grandes cantidades de líquido que deben ser reinyectados al final del ciclo, sugiere que una parte considerable de gases no condensables pueden ser depositados por la misma reinyección. Consecuencias potenciales de la inyección de gases incondensables incluyen el rompimiento del gas dentro del yacimiento, a partir de los pozos inyectoros hacia los pozos productores y la posibilidad de que el gasto de inyección pueda declinar debido a que el yacimiento produce a más alta entalpía, situación que hasta cierto punto es benéfica para el sistema geotérmico. Sin embargo, el primero de estos problemas puede no surgir si, los pozos inyectoros son apropiadamente colocados, y el segundo problema puede también evitarse, si la razón entre el líquido y el vapor se espera que permanezca aproximadamente constante.

En el campo geotérmico del Caso en California, donde los gases producidos son inyectados junto con el líquido, un incremento en el contenido del gas del fluido producido, ha causado problemas en una parte del campo. La corrosión en pozos productores debido al rompimiento termal del fluido inyectado ha sido notado en pocos campos, tal como el de The Geysers en California.

2.2 FORMAS DE ESTIMAR LAS CONSECUENCIAS DE LA INTERFERENCIA TÉRMICA

Existen diferentes maneras de evaluar las consecuencias que produce la interferencia térmica; de ellas mencionaremos y describiremos brevemente a las "pruebas con trazadores" y a la ayuda que proporcionan los modelos en base a "simulaciones numéricas".

Para el caso en que se presenta la disminución de la temperatura del fluido o de la entalpía según sea el caso, un método apropiado para evaluar esto, son las llamadas pruebas con trazadores.

En campos geotérmicos que producen fluidos en dos fases, la necesidad de monitorear la entalpía (contenido de calor) de los fluidos producidos es importante para comprender el desarrollo del yacimiento. El decremento en la entalpía puede indicar la irrupción del agua inyectada o la invasión de agua subterránea fría. El incremento en la entalpía puede indicar un yacimiento que está pasando de una fase a otra y la formación de un casquete de vapor. La entalpía es esencial para la interpretación de datos geoquímicos debido a que ésta determina la fracción de vapor en condiciones de muestra y permite la corrección de concentraciones químicas a condiciones de yacimiento. La entalpía y el gasto másico gobiernan la cantidad de vapor disponible de cada pozo y últimamente la producción de energía de las plantas generadoras.

El gasto másico de cada fase y el correspondiente total de entalpía, pueden ser medidos directamente de los pozos geotérmicos individuales que están direccionados a los separadores. Sin embargo, debido al alto costo de producción por medio de separadores, muchos sistemas con fluido geotérmico son diseñados con estaciones de separación satélite en el cual diferentes pozos producen a un único separador. Sin separadores dedicados a la producción de un único pozo, el gasto másico del agua y el vapor y el total de la entalpía de un pozo individual no puede ser monitoreado durante la producción normal.

Separadores de prueba pueden ser instalados para un grupo de pozos, así que el flujo de cada pozo puede ser desviado y medido separadamente durante los intervalos de prueba. El escape del vapor y la pérdida de producción puede ser evitada direccionando por tubería los fluidos, para respaldar la línea principal de producción. Sin embargo, la desviación del flujo del pozo puede cambiar la presión de flujo en la cabeza del pozo, el cual puede causar que la entalpía y el gasto de los fluidos producidos durante la prueba, difiera de la entalpía y gasto bajo condiciones normales de operación. Aunque el bajo costo que es dedicado a los separadores de producción, las instalaciones para las pruebas con separadores aún tienen un costo de operación relativamente alto.

Las pruebas usando el método de Russell James con un silenciador y un vertedor pueden proveer razonables valores de la entalpía y del gasto másico (James, 1970). Este método requiere desviación del flujo de producción, con el acompañamiento de pérdidas en los ingresos y costos por depósito de fluidos.

Estudios del flujo con relación a la temperatura y presión (P-T) dentro del pozo productor pueden ser interpretadas para estimar la entalpía (Kaspereit, 1990). Este método es exacto cuando el fluido entra al pozo como líquido en una sola fase, pero es mucho menos confiable cuando hay fluidos entrando arriba del punto de flasheo. La interpretación de los estudios de flujo para la determinación de las condiciones de P-T dan sólo información cualitativa acerca del gasto másico. La geotermometría puede ser utilizada para estimar la entalpía de los fluidos producidos (Fournier y Potter, 1982). Sin embargo, esta técnica también requiere que el fluido se incorpore al pozo como líquido en una sola fase y ésta no provee información acerca de la producción másica del pozo.

La inyección de trazadores químicos dentro del flujo en dos fases permite la determinación del gasto másico del vapor y del agua directamente de la concentración de los trazadores y el conocimiento de las rutas de los gastos de inyección sin interrumpir las condiciones normales de producción de los pozos. Este método no requiere la desviación del flujo de la planta generadora, así que no hay pérdidas económicas o impactos ambientales negativos debido a la descarga de vapor y agua.

La técnica de trazadores diluidos, requiere precisamente, mediciones del gasto inyectado de los trazadores en la fase líquida y en la fase vapor dentro de la corriente de dos fases. Se recolectan muestras de cada fase de los separadores de muestreo en un lugar lo bastante lejos del punto de inyección para asegurar la mezcla completa de los trazadores en la fase vapor y líquida. Las muestras son recolectadas tanto antes de la inyección de los trazadores como durante la inyección. Las muestras del vapor y el agua son analizadas para observar el contenido de los trazadores, y el gasto másico de cada fase es calculado en base a estas concentraciones medidas y al gasto de inyección de cada trazador. El gasto másico de líquido (Q_L) y vapor (Q_V) es dada por:

$$Q_{L,v} = \frac{Q_T}{(C_T - C_b)} \quad \dots\dots\dots (2.7)$$

donde,

- $Q_{L,v}$ = Gasto másico del fluido (líquido o vapor)
- Q_T = Gasto másico de inyección del trazador
- C_1 = Concentración en peso del trazador
- C_b = Concentración en peso en el fondo

El gasto másico calculado es válido para la temperatura y presión a las condiciones de recolección de la muestra. La entalpía total del fluido (H_T) puede entonces ser calculada usando la ecuación de balance de calor y materia como se muestra en la siguiente ecuación, en donde las entalpías conocidas del líquido (H_L) y del vapor (H_V) son obtenidas de las tablas de vapor a la presión de las muestras colectadas.

$$H_T = \left[\frac{(Q_V \times H_V) + (Q_L \times H_L)}{(Q_V + Q_L)} \right] \quad \dots\dots\dots (2.8)$$

El criterio de selección para los trazadores en la fase líquida y vapor, técnicas de medición y procedimientos de muestreo para flujo en dos fases son discutidos en detalle por Hirtz et al. (1993).

A continuación se muestra una tabla, en la que se presentan los principales trazadores geotérmicos.

TRAZADOR	VENTAJAS	DESVENTAJAS	REFERENCIAS
Halides	-Estable -Inerte	-Abundante en el suelo	Horne(1982) Adams(1985)
Radioisótopos	-Detectable en concentraciones bajas	-Tóxico -Presencia en el suelo	Gulati et al. (1978) McCabe et al. (1983)
Activables	-Detectable en concentraciones bajas	-Baja y pobre estabilidad.	Chrysikopoulos and Kruger (1986)
Tintura fluorescente	-Se define bien en el pozo. -Detectable a bajas concentraciones. -Análisis simple en el campo.	-Decae rápidamente a altas temperaturas. -Más de 260°C para su fluorización. -Más de 230°C para la rhodamine WT.	Smart and Laidlaw (1977) Gudmundsson et al. (1984) Adams (1985) Rose and Adams (1994)
Acidos aromáticos	-Gran variedad -Algunos son estables a altas temperaturas.	-Requiere líquido cromatográfico para su análisis	Adams et al. (1989) Adams et al. (1992)
Compuestos halogenados	-Volátiles -Algunos son estables a altas temperaturas.	-Requiere de equipo cromatográfico para gas.	Adams et al. (1991 a; 1991b) Gilover and Kim (1993) Beall et al. (1994)

En unos pocos proyectos donde un trazador inyectado ha regresado a un pozo productor, particularmente cuando el retorno tiene lugar en cuestión de días y una significativa cantidad de trazador fue reportado, los fluidos producidos mostraron un enfriamiento en cuestión de semanas o meses.

Debe hacerse notar que, las pruebas con trazadores no son la panacea; la irrupción de un trazador inyectado en un pozo productor, no implica forzosamente un problema prematuro de enfriamiento. En un proyecto en Nevada, el enfriamiento del fluido no ha sido observado en los pozos productores durante 3 años, aún cuando en una prueba con trazadores, se observó su presencia en los pozos productores en sólo 5 días. Mientras que las curvas graficadas de las ritas de los trazadores sobre los pozos productores pueden ser conjuntados con modelos simples de flujo con trazadores, el acoplamiento generalmente no es el único. Los pronósticos sobre el enfriamiento del fluido producido, basados en modelos de flujo con trazadores son cuestionables, a menos que el modelo sea calibrado con la historia actual de enfriamiento del pozo. Además, donde el

enfriamiento no ha sido observado en los pozos productores, aún cuando en una prueba con trazadores ha indicado una comunicación definitiva entre el pozo productor y el inyector, cualquier pronóstico cualitativo de enfriamiento puede no ser único. Por otro lado, la ausencia de trazadores en los pozos productores, durante una prueba con trazadores conducido por unas pocas semanas o meses, no es garantía de que el trazador no se presente, si la prueba continúa durante más tiempo. Además, un resultado negativo de una prueba con trazadores es usualmente inconclusa.

Por otro lado, existe también la simulación numérica. Un esbozo muy general de como se construyen los simuladores, es la siguiente:

En el orden de modelos numéricos de procesos de flujo en yacimientos geotérmicos (o para cualquier sistema de flujo subsuperficial), es necesaria la partición del sistema bajo estudio en un número de elementos de volumen V_n ($n = 1, 2, \dots, N$). Entonces las ecuaciones de conservación de masa y energía apropiadas, pueden ser escritas por cada elemento de volumen. Estas ecuaciones toman en cuenta el tamaño, la forma, las heterogeneidades, etc., para cada elemento de volumen V_n . Esta flexibilidad geométrica puede ser completamente explotada dentro de formulaciones diferenciales finitas e integrales, las cuales se establecen en una dimensión, evitando cualquier referencia a un sistema global de coordenadas. Sin embargo, la conservación de las ecuaciones en forma de diferencias finitas son útiles sólo si las porciones permitidas V_n son restringidas bajo la base de consideraciones geométricas y termodinámicas. Por lo tanto, para consideraciones prácticas necesitamos ser capaces de relacionar el flujo del fluido y calor entre los elementos de volumen. El flujo de calor y fluido son dirigidos por gradientes de temperatura y presión respectivamente, y estos pueden ser expresados en términos de valores promedios de variables termodinámicas si y sólo si, hay un aproximado equilibrio termodinámico dentro de cada elemento.

Para que estos modelos numéricos puedan arrojar resultados aproximadamente buenos, se debe considerar la información de la historia actual del enfriamiento de los pozos; por otra parte, los datos de que se alimenta la simulación debe ser lo más confiable posible.

2.3 METODOS DE PREVENCION DE LA INTERFERENCIA TERMICA

Una forma de evitar que se produzca una irrupción térmica prematura dentro del yacimiento, es la apropiada separación entre los pozos inyectoros y productores; para lograr esto, si se cuenta con una significativa historia de enfriamiento, se puede usar un detallado modelo numérico del sistema el cual sea calibrado con la historia del yacimiento, para pronosticar la temperatura de los fluidos producidos, de acuerdo a diferentes posiciones de los pozos inyectoros. Otro método, son los simuladores numéricos, como el modelo de barrido de calor SGP 1-D, el cual constituye el tema central de nuestro estudio

METODO QUE DESCRIBE EL CALCULO ADECUADO DE LA SEPARACION ENTRE POZOS.

En el presente tema, usaremos un método analítico para estudiar la inyección dentro de yacimientos geotérmicos fracturados. En la aproximación analítica investigamos como el frente de agua fría avanza en el sistema fracturado sobre fracturas horizontales igualmente espaciadas, y en yacimientos naturalmente fracturados. Expresiones matemáticas que son derivadas, pueden ser usadas para diseñar el apropiado espaciamiento entre los pozos productores y los inyectores, y de esta manera evitar la prematura irrupción térmica de los fluidos fríos en zonas de producción.

MODELO BASICO - FRACTURAS HORIZONTALES.

El modelo físico consiste de un pozo inyector que penetra completamente un yacimiento con fracturas horizontales igualmente espaciadas (Fig. 2.1). Las fracturas son todas idénticas, teniendo una apertura constante b , y extendiéndose hasta el infinito. El gasto de inyección, q_i , se asume constante, y el mismo gasto másico, q , entra en cada fractura ($q_i = n \cdot q$). Los efectos de gravedad son despreciados, y, debido a la simetría, sólo las secciones básicas especificadas en la Fig. 2.1 necesitan ser consideradas. La roca matriz se asume ser impermeable, por lo tanto sólo los efectos de la conducción térmica están presentes. En el estudio numérico (abajo), muchas de las suposiciones empleadas en el trabajo analítico son relajadas, se considera además el caso en el cual la roca matriz es permeable.

La Fig. 2.2 es un diagrama esquemático del modelo básico considerado en el estudio analítico. Además de las suposiciones consideradas arriba, se hacen las siguientes aproximaciones:

1. El flujo en la fractura es constante y radial, con el pozo localizado a $r = 0$. La apertura de la fractura b está a una elevación de $z = 0$ con la roca matriz extendida verticalmente $z = \pm D$.
2. El equilibrio térmico entre el fluido y los sólidos en la fractura es instantáneo, además el calor de conducción horizontal es despreciable, y la temperatura en la dirección vertical se asume uniforme (conductividad térmica vertical infinita).
3. La matriz de la roca arriba y abajo de la fractura es impermeable. La conducción horizontal es despreciable, y la conductividad térmica vertical es finita. El flujo de calor en los límites en $z = \pm D$ es asumido como cero, es decir, "no flujo".

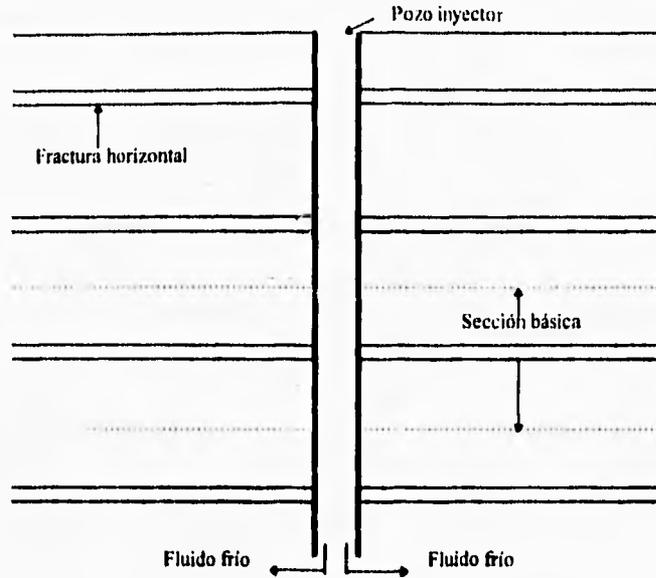


Fig. 2.1 Esquema conceptual del problema físico de la interferencia térmica por inyección de agua fría.

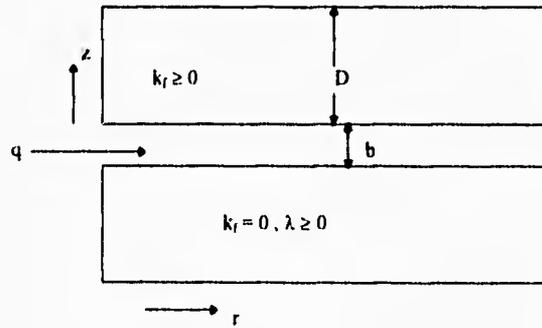


Fig. 2.2 Diagrama esquemático del modelo básico de la interferencia térmica por inyección de agua fría.

Las ecuaciones diferenciales que gobiernan la temperatura del fluido en la fractura pueden ser derivadas del desarrollo del balance de energía sobre un volumen de control en la fractura. La derivación es similar a la reportada por Lawerier (1955), entre otros, y no es discutida aquí.

RESULTADOS

Una solución para un campo dado de temperaturas, se puede obtener en el dominio de Laplace. La inversión del dominio de Laplace a un espacio real no se puede realizar analíticamente, sino que requiere de un simulador numérico. El método de solución usado aquí, fue desarrollado por Stehfest (1970), y para este problema da resultados aproximados del 0.7% de exactitud.

Las Figs. 2.3 y 2.4 muestran la difusión térmica de la fractura y de la roca matriz de $\theta < 10^{-2}$ y $\theta > 100$ respectivamente. El parámetro adimensional θ representa la razón entre el contenido de energía de la fractura y el de la roca. Bajos valores de θ indican un contenido de energía en la fractura despreciable y grandes valores indican un contenido de energía en la roca despreciable. Para el problema manejado, θ tendrá valores menores a 10^{-2} para todo propósito práctico.

En las Figs. 2.3 y 2.4, cada línea graficada indica la localización del frente térmico en el tiempo adimensional especificado. Aquí, el frente térmico es definido como un grupo de puntos con temperaturas intermedias entre la temperatura de inyección y la temperatura original del yacimiento. Las figuras muestran que, durante la inyección de agua fría dentro de la roca fracturada, el frente térmico avanzará muy rápidamente a lo largo de la fractura durante los primeros tiempos, así que se obtendrá sólo una pequeña cantidad de calor de la roca. Más tarde, sin embargo, como el área superficial disponible para la transferencia de calor de la roca a la fractura se incrementa, el porcentaje de avance del frente térmico a lo largo de la fractura disminuye, y el frente frío comienza a penetrar a la matriz rocosa. Eventualmente, el frente térmico en la matriz de la roca se encuentra con el frente térmico en la fractura a un tiempo correspondiente a $\tau = 1.0$, y después puede prevalecer un uniforme mecanismo de barrido de energía.

El gasto de agua fría que avanza a lo largo de la fractura es naturalmente una de las mayores preocupaciones abordadas en el presente trabajo. En la Fig. 2.5, se presentan diferentes curvas tipo que representan el movimiento del frente térmico en la fractura ($\eta = 0$) para varios valores de θ . En los primeros tiempos, se desprecian los efectos de la conducción térmica en la capa superior y en la inferior de la fractura; consecuentemente, ocurre en ésta un desplazamiento semejante a un pistón. En este caso, el avance del frente térmico a lo largo de la fractura es controlado por t/r^2 . En tiempos intermedios, la roca puede comenzar a conducir cantidades significativas de calor a la fractura y consecuentemente hacer más lento el avance del frente de agua fría a lo largo de la fractura. Esto es evidente en la Fig. 2.5 por la convergencia de cada curva θ a la curva principal ($\theta = 0$). La pendiente de las curvas indica que el tiempo t es proporcional a la distancia radial elevada a la cuarta potencia. Esto significa que el calor de conducción efectivamente retarda el avance del frente térmico a lo largo de la fractura.

Como es evidente en la Fig. 2.5, no existe una fuerte dependencia de θ , a lo largo del tiempo adimensional, así que la relación entre el tiempo adimensional τ y la distancia adimensional r se convierte simplemente a:

$$\tau = E, \dots \dots \dots (2.9)$$

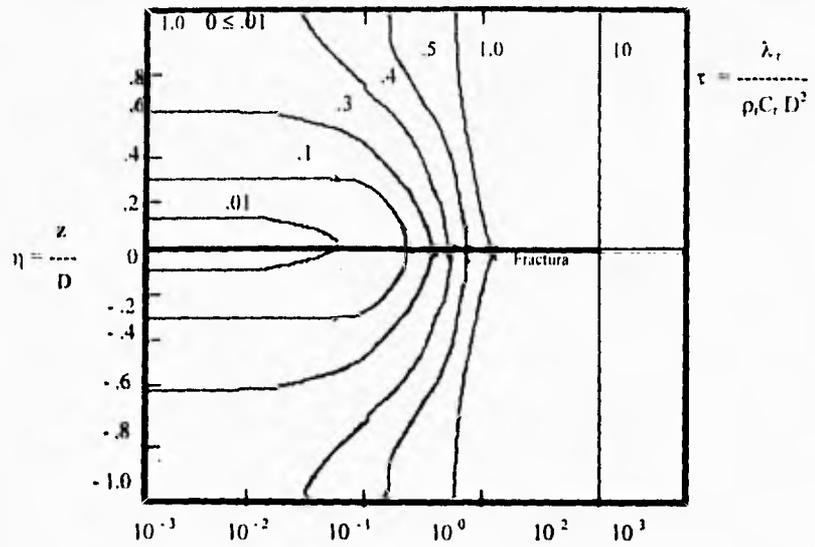


Fig. 2.3 Difusión térmica de la fractura y la roca matriz.

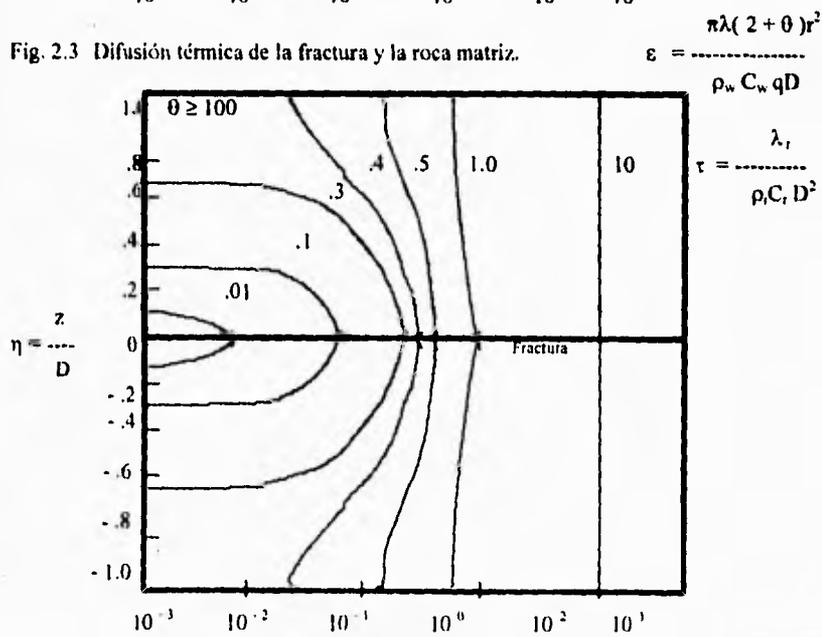


Fig. 2.4 Difusión térmica de la fractura y la roca matriz.

$$\epsilon = \frac{\pi\lambda(2+\theta)r^2}{\rho_w C_w qD}$$

La Ecuación (2.3) se tiene para ambos, la fractura y la matriz rocosa.

La transición de una solución de mediano tiempo a uno largo, ocurre cuando el flujo de calor conductivo de la matriz de roca a la fractura se ve afectada por la conducción de "no flujo" en los límites, cuando $\eta = 1$ (para el caso de $z = D$). La transición ocurre en el tiempo y distancia dada por la siguiente ecuación:

$$\eta = \varepsilon = \frac{(2 + \theta)^2}{4.396} \dots \dots \dots (2.10)$$

La ecuación 2.4 se puede escribir en términos de parámetros físicos dados:

$$t_c = \frac{2 \rho_r C_r D^2}{4.396 \lambda} \dots \dots \dots (2.11)$$

$$r_c = \left(\frac{2 \rho_w C_w q D}{4.396 \pi \lambda} \right)^{1/2} \dots \dots \dots (2.12)$$

Donde t_c y r_c denotan el tiempo y la distancia radial desde el pozo inyector, donde se alcanza un barrido uniforme de energía.

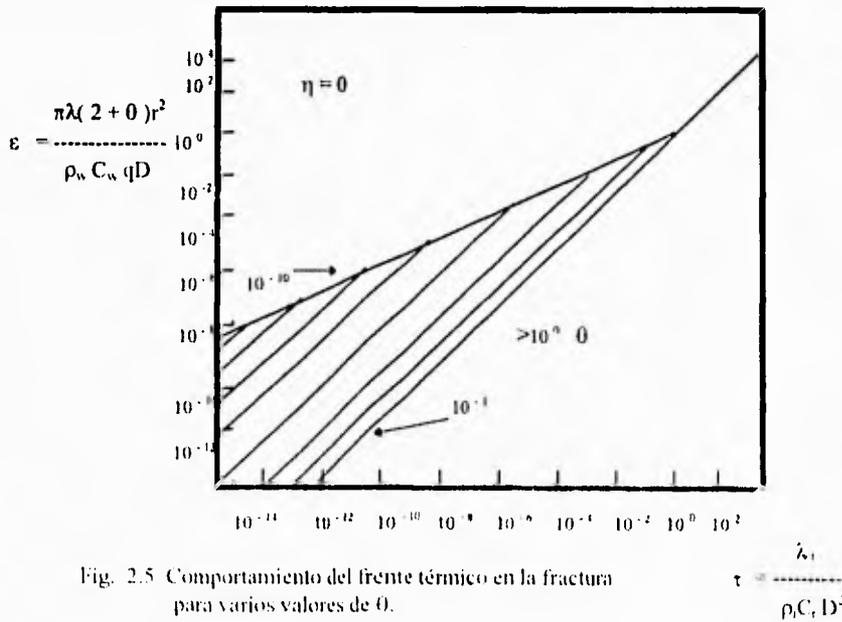


Fig. 2.5 Comportamiento del frente térmico en la fractura para varios valores de θ .

YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS.

Se realiza para el caso de yacimientos naturalmente fracturados un análisis similar. El modelo usado es mostrado en la Fig. 2.6. Este consiste de una matriz rectangular, limitada por tres grupos de fracturas ortogonales. Se supone un estado de flujo constante en las fracturas, pero además se considera una total transferencia de calor conductiva entre la matriz de roca impermeable y las fracturas. Así, el agua fría fluirá del pozo inyector a la red de fracturas, y como éste se mueve más allá del pozo, éste gradualmente se calentará debido a la transferencia de calor de los bloques adyacentes a la matriz.

La ecuación para la transferencia de calor conductivo entre la matriz rectangular y las fracturas, es derivada de los elementos básicos mostrados en la Fig. 2.7, representando 1/6 de un único bloque de la matriz (cubo). Asumiendo que el gradiente térmico es mucho más pequeño dentro de la red de fracturas que en la matriz de la roca, el flujo de calor en cada punto en la matriz es aproximadamente como si ocurriera sólo en la dirección de las fracturas más cercanas. Esto nos da una aproximación de la conducción de calor en una dimensión en la matriz, la cual ha sido verificada por comparación con la solución en 3 dimensiones de la serie-Fourier (Lai, Bodvarsson, y Pruess, 1982).

Los resultados de nuestros estudios de inyección dentro de yacimientos naturalmente fracturados son similares a los obtenidos para el caso de fracturas horizontales. Sin embargo, el tiempo de las condiciones del barrido de energía uniforme y su distancia radial son diferentes al pozo inyector. Una comparación aproximada entre los dos casos nos da:

$$(r_c)_{II} = 2.0 \times (r_c)_{IIV} \quad \dots\dots\dots (2.13)$$

$$(t_c)_{II} = 4.0 \times (t_c)_{IIV} \quad \dots\dots\dots (2.14)$$

Donde los subíndices II y IIV se refieren al caso de fractura horizontal y yacimiento naturalmente fracturado, respectivamente. Las Ecuaciones 2.7 y 2.8 muestran el tiempo y la distancia radial, que son considerablemente más cortos en el caso de yacimientos naturalmente fracturados. Cuando las fracturas verticales y horizontales están presentes, hay un área superficial más grande para la transferencia de calor entre las fracturas y la matriz de la roca que en el caso de fracturas horizontales solamente. Es importante notar que en ambos casos, el tiempo y la distancia radial del barrido uniforme de energía son independientes de la apertura de la fractura.

EJEMPLO. Se nos dió a considerar un pozo inyector en yacimiento naturalmente fracturado usando los parámetros mostrados en la Tabla 2.1. Si el espacio promedio entre las fracturas no es conocido se puede determinar mediante la siguiente expresión.

$$r_c = 2.6 \times D \text{ (metros)} \quad \dots\dots\dots (2.15)$$

$$t_c = 0.01 \times D^2 \text{ (años)} \quad \dots\dots\dots (2.16)$$

Donde D es el espacio entre las fracturas. Así, usando un espacio promedio entre las fracturas de 50 metros las condiciones de barrido uniforme de energía prevalecerán 130 metros más allá del pozo, después de 25 años de inyección.

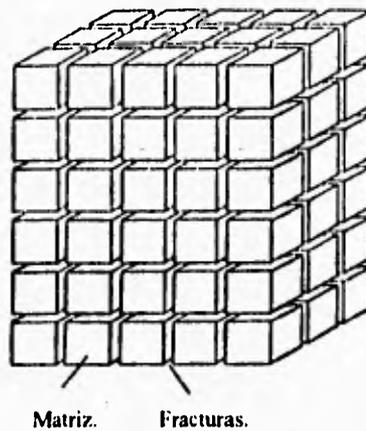


Fig. 2.6 Modelo usado en yacimientos naturalmente fracturados.
Tomado de Warren y Root (1963).

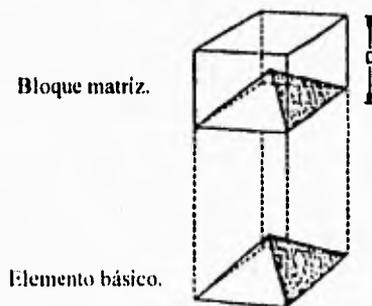


Fig. 2.7 Elemento básico de un bloque de matriz (cubo).
Tomado de Warren y Root (1963).

Gasto de inyección, q :	20 kg / s
Densidad del fluido, ρ_w	1000 kg / m ³
Capacidad de calor del fluido, c_w	4 200 J / kg °C
Conductividad térmica, λ :	2.0 J / m. s. °C
Espesor del yacimiento, H :	500 m
Densidad de la roca, ρ_r	2 700 kg / m ³
Capacidad de calor de la roca, c_r	1 000 J / kg °C

Tabla 2.1. Parámetros usados en el ejemplo.

Los resultados de estos estudios muestran que un barrido térmico excelente puede ser alcanzado en yacimientos fracturados si los pozos inyectores son adecuadamente localizados. Simples fórmulas son presentadas, las cuales son útiles para ubicar los pozos inyectores con el objeto de evitar que se produzca una irrupción térmica prematura.

MODELO DE BARRIDO DE CALOR SGP 1-D.

Por otro lado, los modelos numéricos también pueden ser utilizados. Uno de ellos, es el modelo de barrido de calor SGP 1-D, del cual nos auxiliaremos esencialmente, ya que constituye la parte principal de nuestro estudio.

Este modelo fue desarrollado para usarse como un simple modelo de transferencia de calor para hacer las primeras predicciones del potencial de producción del fluido enfriado como un resultado de la inyección de agua fría dentro de yacimientos hidrotermales fracturados. Una ventaja del uso de este simple modelo de barrido de calor en una dimensión, especialmente para campos desarrollados por primera vez -pero no exclusivo-, se encuentra en poder seleccionar de un rango práctico de parámetros como el de la distribución de temperatura, geometría de flujo en el yacimiento, estructura de la formación, propiedades termales de la composición de la formación, y una adecuada planeación de las condiciones de producción. El modelo permite una rápida evaluación de la estimación de la curva de declinación de temperatura del fluido en la cabeza del pozo sobre una amplia variedad de parámetros de producción y condiciones del yacimiento.

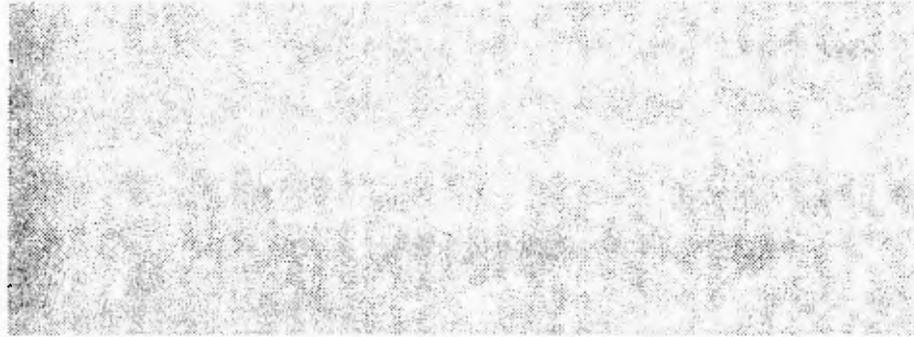
El modelo se fundamenta en ecuaciones de transferencia de calor de grandes formas irregulares, de bloques de roca en contacto con flujos de fluido frío en el sistema de fracturas de los yacimientos entre los pozos productores y los inyectores. Hunsbedt, Lam, y Kruger (1984) proporcionan una descripción detallada del modelo en una dimensión. El modelo evaluó la diferencia de temperatura principal entre un grupo de bloques de rocas fracturadas descritas por Kuo et al (1977) y Iregui et al (1979) como un grupo de esferas de radio equivalente y un fluido de recarga circulando.

El modelo en una dimensión, fue mejorado por Lam (1986) para cinco tipos de geometría de fluidos y mezclas de fluido cerca de los pozos productores; así como para geometrías de flujo radial y lineal de pozos inyectores y productores ya sea sólo por barrido de calor o flujo mezclado con fluido de recarga filtrado de arriba y/o flujo de agua caliente del yacimiento.

Mod. matem. que analiza la interferencia térmica en un yac. geot.

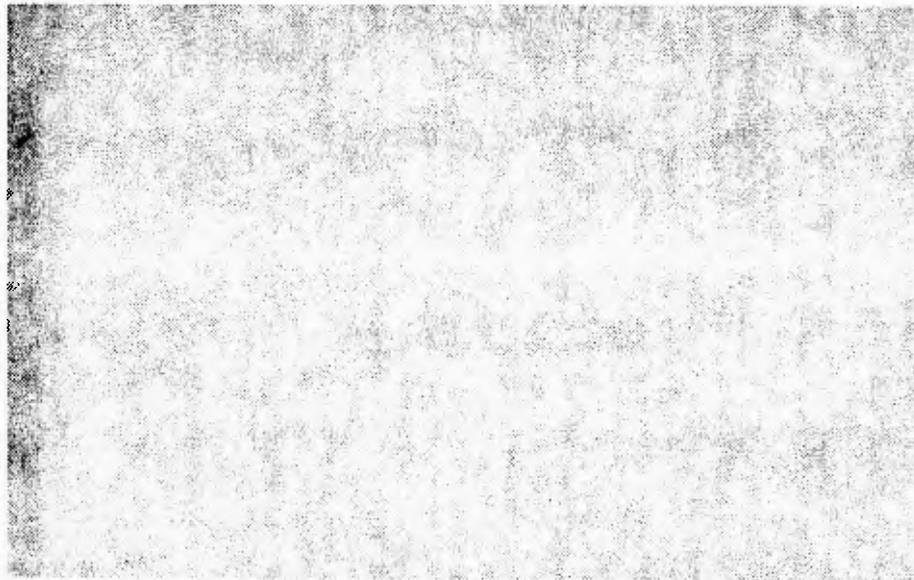
El modelo ha sido aplicado a diferentes proyectos en campos geotérmicos de México, por ejemplo el campo de Cerro Prieto en Baja California, el de Los Azufres en Michoacán y de Los Hornos y La Primavera en Puebla y Guadalajara, respectivamente.

En el siguiente capítulo se describirán algunos de estos trabajos, los cuales nos ayudarán a comprender cómo se aplica el modelo y en base a éste, cómo podemos predecir la interferencia térmica.



Capítulo III

Algunos estudios existentes.



3.1 DESCRIPCIÓN DE ANÁLISIS PREVIOS, EN CAMPOS GEOTÉRMICOS DE MÉXICO

3.1.1 Análisis del barrido de calor de la irrupción térmica en los campos geotérmicos de Los Humeros y La Primavera.

Los participantes de este estudio son P. Kruger, S. Lam, R. Molinar, y A. Aragón. A., a continuación se hará una descripción general del mismo.

INTRODUCCION.

Las primeras evaluaciones del potencial de la irrupción térmica de fluidos reinyectados en campos geotérmicos desarrollados por primera vez, pueden ser obtenidas con el modelo de barrido de calor SGP 1-D. El modelo fue utilizado para estimar el enfriamiento del fluido para los pozos seleccionados que alimentarán a las unidades generadoras que serán instaladas en los campos geotérmicos de Los Humeros, Puebla y La Primavera, Jalisco en México, basados en datos geológicos y geométricos recolectados, propiedades térmicas de la roca del yacimiento, y condiciones de producción esperadas. Consideraciones geométricas son evaluadas con respecto a conocidas y postuladas zonas de falla y al ángulo de flujo producido para los fluidos inyectados. Los resultados muestran el rango de parámetros que afectan el gasto de la irrupción térmica para una temperatura de abandono de 170 °C correspondiendo a la mínima presión de entrada para las unidades generadoras de 5 Mw.

Este reporte describe los resultados iniciales de los estudios llevados a cabo conjuntamente con el Stanford Geothermal Program y la Comisión Federal de Electricidad para evaluar los esquemas de reinyección planeados para las primeras unidades generadoras de 5 Mw a ser instalados en los campos geotérmicos de Los Humeros y La Primavera.

LOS HUMEROS, ESTUDIO DE LA UNIDAD GENERADORA NUM. 1.

El campo geotérmico de Los Humeros se encuentra localizado en el estado de Puebla, 200 km al este de la ciudad de México, a lo largo del eje volcánico mexicano descrito por Alonso (1975). Una descripción del campo y los datos disponibles de pre-producción de los pozos perforados a la fecha son reportados por la Residencia de Perforación (1986). Un mapa del área geotérmica es mostrada en la Fig. 3.1.

Las manifestaciones termales del campo han sido evaluadas geoquímicamente en cinco zonas por geotermometría de los gases incondensables como sigue:

1. 290 - 320 °C
2. 307 - 324 °C = Zona A
3. 312 - 330 °C
4. 280 - 300 °C = Zona B
5. 310 - 330 °C = Zona C

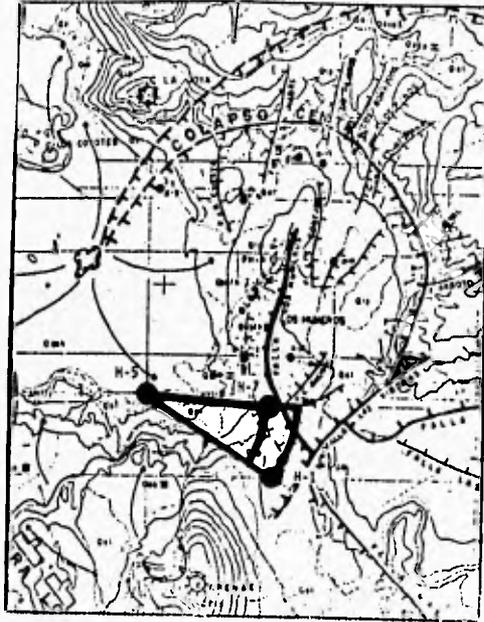


Fig. 3.1 Geometría del flujo radial desde el pozo de reinyección propuesto H-5 a los dos pozos productores H-7 y H-1 para la primera unidad generadora de 5 Mw, en el campo geotérmico de Los Hornos. Tomado de Kruger et al, 1989.

Siendo las zonas 2 y 3 consideradas las zonas más importantes. Quince pozos han sido perforados en la zona del colapso central para delinear el potencial de producción del campo. Los datos para los pozos que han sido evaluados son dados en la Tabla 3.1. Los últimos tres pozos han sido considerados como candidatos para ser pozos de reinyección.

Tabla 3.1 Datos de preproducción para 12 pozos en Los Humeros.*

Pozo No.	Profundidad (m)	P_{wh} (Mpa)	Q_v^{**} (t/h)	Q_w (t/h)	H (kJ/kg)
H-1	1458	1.5	44	114	1300
H-6	2543	1.5	26	17	1905
H-7	2340	1.5	35	2	2606
H-8	2388	1.5	23	9	2142
H-9	2500	1.5	89	5	2630
H-10	2158	1.14	10 ⁺	1	2612
H-11	2388	1.5	31	2.7	2562
H-12	3104	1.5	42	8	2305
H-16	2048	1.5	48	3.6	2606
H-2	2301	---	+	---	---
H-4	1880	---	+	---	---
H-5	1905	---	+	---	---

+ Pozos contemplados para estimulación o reinyección

** a presión de separador = 0.8 Mpa

* de la residencia de perforación (1986)

Se planeó iniciar la explotación del campo con la instalación de tres o cuatro unidades generadoras de 5 Mw del tipo que están operando actualmente en el campo geotérmico de Los Azufres en Michoacán. La primera de estas unidades está siendo considerada para el par de pozos H-1 y H-7 con el H-5 como posible pozo inyector. El modelo de barrido de calor fue usado para evaluar el potencial de la irrupción térmica de este sistema de dos pozos productores cada uno a diferentes gastos de flujo. Un diseño de estos pozos es indicado en la Fig. 3.1, el cual muestra la geometría para el flujo radial utilizado en el modelo de barrido de calor en estudio.

La Fig. 3.2 muestra, los datos recopilados en coordinación con el grupo técnico en Los Humeros. Dos temperaturas de recarga son seleccionadas, 35 °C para reflejar la temperatura del agua en la superficie en los tanques de almacenamiento de las salmueras, y 115 °C para reflejar la temperatura de la salmuera en la reinyección directa en la cabeza de los separadores. La inyección y el gasto del fluido del yacimiento de los pozos H-7 y H-1 son obtenidos de la Tabla 3.1. El pozo H-7 el cual está más cercano al pozo propuesto como inyector H-5 producirá sólo el 19% del total de flujo a la unidad, pero 44% del vapor suministrado. La fracción del fluido reinyectado puede ser sólo del 2% del gasto del pozo. El pozo H-1 esencialmente controla el gasto de la producción del fluido reinyectado. Un valor de -0.005 y^{-1} como un porcentaje de enfriamiento esperado en los fluidos del yacimiento, basado en la experiencia de otros dos campos. Dado que el ángulo entre los dos pozos productores al pozo de inyección es aproximadamente 21 grados, el barrido de calor para los dos pozos fue considerado con pequeños ángulos radiales de flujo independientes,

comprendidos entre 2.5 grados (esencialmente un flujo de producción directa) a 20 grados (ángulo de producción disperso).

Los resultados del barrido de calor simulados para flujos de barrido de recarga de el pozo H-5 al pozo H-7 son mostrados en la Fig. 3.3. Los valores de la unidad de transferencia de calor es de 8.5 para un flujo de 2.5 grados y de 17.1 para un flujo de 5 grados, indicando un gran tiempo de residencia del fluido barrido. La pequeña fracción del fluido barrido (5 %) unido con el pequeño gasto de reinyección resulta en una transferencia suficiente de calor para sostener al fluido barrido a 280 °C mientras que la temperatura del yacimiento declina con un porcentaje de enfriamiento de -0.005 y⁻¹. En este ejemplo, el barrido de calor reinyectado prolonga la vida térmica del pozo.

La Fig. 3.4 muestra los resultados del par de pozos H-5 al H-1. En este caso, la fracción del flujo barrido más grande y los resultados del gasto de reinyección en un pequeño número en la unidad de transferencia de calor y una más rápida declinación de la temperatura del fluido barrido, el cual se combina con el 72% del flujo del fluido del yacimiento en un porcentaje de enfriamiento del -0.005 y⁻¹, acelera el enfriamiento del fluido producido.

Muchos parámetros útiles evalúan los resultados de este modelo corrido durante el tiempo de enfriamiento en que alcanza la temperatura de abandono de 170 °C correspondiente a la mínima presión de entrada a los generadores de 5 Mw.

Los datos para los dos flujos radiales son resumidos en la Tabla 3.2, juntamente con una estimación del flujo combinado en la unidad, basado en los respectivos gastos de reinyección y las curvas de enfriamiento individuales. Las temperaturas sostenidas más altas en el pozo H-7 parecen agregar 7 años al tiempo de abandono basado sobre el pozo H-1 solamente.

Inyección de flujo Angulo de dispersión (grados)	Tiempo para T(t) = 170 °C		
	Pozo H-7 (años)	Pozo H-1 (años)	Combinados (años)
2.5	243	37	44
5	243	67	74
10	---	121	---
15	---	174	---

Tabla 3.2 Tiempos de enfriamiento termal para la Unidad No. 1 en Los Humeros

LA PRIMAVERA, ESTUDIO DE LA UNIDAD GENERADORA NUM. 1.

El campo geotérmico de La Primavera se encuentra localizado en el estado de Jalisco, cerca de la ciudad de Guadalajara. Una descripción del campo y sus datos geológicos, son dados en el reporte de los primeros estudios preparados por JICA (1986). Un mapa de esta área, mostrando los límites de las zonas de colapso y la localización de los pozos productores existentes es dada en la Fig. 3.5

Profile Name	HSP5b - Los Humeros Unit 1		211
Date of Analysis (DD-Mon-YY)	20-Dec-86		21
Georefer Data for Heat Source			
T(Initial)	280 (°C)	T(Charge)	115 (°C) 210.2
Porosity	0.08 (frac/por)	Q(Injection)	0.6 31.7 (kg/s) 210.2
Mass Pres. Heating	50 (a)	Max. Viscosity	665 (a) 210.2
Geometry for Linear Source			
Length	(a)	Width	(a) 210.2
Geometry for Radial Source			
		H7 H1	
Inner Radius	0.0849 (a)	Outer Radius	1250, 1650 (a) 210.2
Flare Angle	a (°)		210.2
Reservoir Data for Fluid Heating			
T(pore)	0 (°C)	Q(pore)	0 (kg/s) 210.2
Res. Coefficient Rate	-0.005 (yr ⁻¹)	Q(rock)	10.3 12.6 (kg/s) 210.2
Thermal Properties			
Rock Density	2700 (kg/m ³)	Spec. H. Cap.	1164 (J/kgK) 210.2
Fluid Density	920 (kg/m ³)	Spec. H. Cap.	1870 (J/kgK) 210.2
Rock Thermal Cond.	1.90 (W/m)	Heat Exp. Coeff.	1.703 (1/m ³) 210.2
Res. Heat Loss	0 (W/a)	DATA	-1.0 0.12 (1/rock) 210.2
Program Controls			
ITPLAC	4	ITTIM	14 210
RTIME	60	RTIME	4 211
DELTA	1.0		210.2
NSPACE	100	NUMLOC (1-3)	1 219
ISPLAC (1)	100		211

Fig. 3.2 Datos de entrada para los dos flujos radiales en los pozos H-7 y H-1 en Los Humeros. Tomado de Kruger et al, 1989.

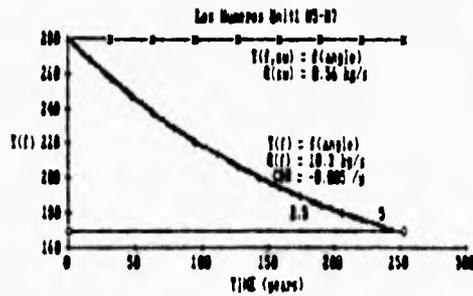


Fig. 3.3 Resultados del barrido de calor del flujo de recarga desde el pozo H-5 al H-7 en Los Humeros. La curva superior es para la temperatura del fluido barrido para todos los ángulos; la curva inferior es para la temperatura del fluido mezclado con el fluido del yacimiento en un porcentaje de enfriamiento de -0,005 / año. Tomado de Kruger et al, 1989.

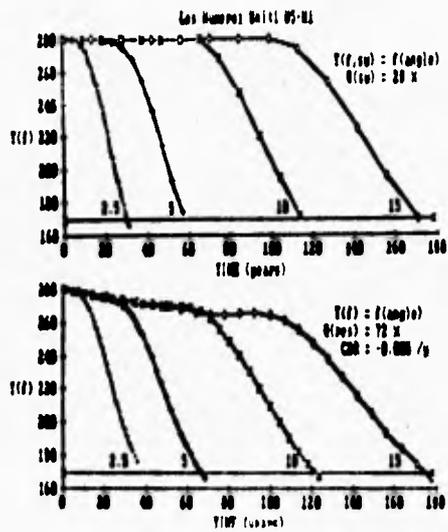


Fig. 3.4 Resultados del barrido de calor para el flujo de recarga desde el pozo H-1 al H-7. La curva superior es para la temperatura del fluido barrido como una función del ángulo de flujo; la curva inferior es para la temperatura del fluido mezclado con una razón de enfriamiento del $-0.005 / \text{año}$. Tomado de Kruger et al, 1989.

Los datos disponibles para cinco pozos de La Primavera, se presentan en la Tabla 3.3, y una sección a través de un contorno de temperatura de fondo estabilizada se muestra en la Fig. 3.6.

Tabla 3.3. Datos de preproducción para 5 pozos de La Primavera^a

Pozo No.	Profundidad (m)	T(bh) (°C)	T(Na-K-Ca) (°C) ^a	T(SiO ₂) ^b (°C)	[Cl ⁻] (mg / l)	[NCG] (%)
PR-1	1820	260	297	295	1160	2.2
PR-2	1995	240	223	237	1120	0.21
PR-5	1213	220	250	242	780	---
PR-8	1860	292	295	280	929	3.5
PR-9	2986	250	290	293	870	0.2

^a De Fournier y Truesdell (1973)

^b De Fournier y Potter (1982)

^c De JICA (1986)

Los contornos de temperatura sugieren que la mayor zona de flujo térmico ascendente está entre los pozos PR-1 Y PR-8. El plan de desarrollo de La Primavera visualiza el pozo PR-9 para alimentar a la primera unidad generadora de 5 Mw con el pozo PR-2 como posible pozo de inyección para desalojar las salmueras del separador. Una recopilación de los datos de rompimiento térmico de los fluidos de recarga estimados, fueron presentados por el grupo técnico del campo. El grupo de datos se muestra en la Fig. 3.7. La temperatura inicial del yacimiento fue estimada como la temperatura principal del contorno en la Fig. 3.6. La temperatura de recarga fue tomada de 70 °C para las salmueras superficiales y almacenadas, y de 143 °C para la reinyección directa a las salmueras de la cabeza de los separadores. Los gastos de flujo son proporcionados a partir de las pruebas de producción, y el porcentaje de enfriamiento del flujo en el yacimiento se supone que es de -0.0005 y^{-1} , el cual fue tomado igual que en el flujo de vapor a través de las turbinas.

Con la ausencia de límites geológicos aparentes para contener el flujo de recarga, las estimaciones son obtenidas del flujo radial con ángulos de 2.5 grados (esencialmente flujo directo sobre las fracturas) a 20 grados (flujo más disperso). Los resultados con la temperatura de reinyección de 70 °C se muestra en la Fig. 3.8 y para 143 °C en la Fig. 3.9. La parte superior de cada figura muestra la curva de declinación de la temperatura cuando ésta alcanza el intervalo productor y la parte baja muestra la temperatura del fluido mezclado en el pozo. El equilibrio de la temperatura del fluido mezclado, sin ser enfriado por el fluido del yacimiento, puede ser 163 °C para el barrido de recarga de 70 °C y de 203 °C para el de 143 °C. Las Figs. 3.8 y 3.9 muestran una aproximación del enfriamiento con un porcentaje de enfriamiento del fluido del yacimiento de -0.0005 y^{-1} . Un resumen de los tiempos en que se alcanza el enfriamiento bajo este grupo de suposiciones, se presenta en la Tabla 3.4.



Fig. 3.5 Geometría del flujo radial para el pozo de reinyección propuesto con el pozo productor PR-9, para la primera unidad generadora de 5 Mw en La Primavera. Tomado de Kruger et al, 1989.

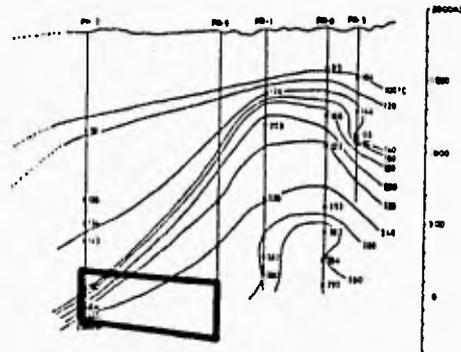


Fig. 3.6 Distribución de la temperatura del yacimiento a través de la zona de barrido esperada desde el pozo inyector PR-2 al pozo productor PR-9. Tomado de Kruger et al, 1989.

Problem Name <u>HSP6b Lo Primavera PR2-PR9</u>		A23
Date of Analysis (DD-Mon-YY) <u>24-Oct-86</u>		A9
Reservoir Data for Heat Sweep		
T(initial) <u>280</u> (°C)	T(recharge) <u>70, 143</u> (°C)	2F10.2
Porosity <u>0.10</u> (fraction)	Q(injection) <u>26.1</u> (kg/s)	2F10.2
Mass Proc. Spacing <u>90</u> (m)	Res. Thickness <u>428</u> (m)	2F10.2
Geometry for Linear Sweep		
Length _____ (m)	Width _____ (m)	2F10.2
Geometry for Radial Sweep		
Inner Radius <u>0.0889</u> (m)	Outer Radius <u>965</u> (m)	2F10.2
Flow Angle <u>2.5, 5, 10, 20</u> (°)		2F10.2
Reservoir Data for Fluid Mixing		
T(pore) <u>0</u> (°C)	Q(pore) <u>0</u> (kg/s)	2F10.2
Res. Cooldown Rate <u>-0.005</u> (y ⁻¹)	Q(ree) <u>20.7</u> (kg/s)	2F10.2
Thermal Properties		
Rock Density <u>2450</u> (kg/m ³)	Spec. Ht. Cap. <u>1164</u> (J/kgK)	2F10.2
Fluid Density <u>920</u> (kg/m ³)	Spec. Ht. Cap. <u>4870</u> (J/kgK)	2F10.2
Rock Thermal Cond. <u>1.786</u> (W/mK)	Heat Eff. Coeff. <u>1703</u> (W/m ² K)	2F10.2
Res. Heat Loss <u>0</u> (W/m)	BETA <u>-1.0 d12</u> (1/sec)	2F10.2
Program Constants		
IPLAC <u>4</u>	ITERM <u>14</u>	213
WTIME <u>50</u>	ETIME <u>4</u>	213
DELT <u>1.0</u>		2F10.2
NSPACE <u>100</u>	NUMLOC (1-9) <u>1</u>	213
ISPLC (1) <u>100</u>		213

Fig. 3.7 Datos de entrada para un flujo radial con temperaturas de recarga de 70 °C para las salmueras almacenadas y 140 °C para la reinyección directa de salmuera desde el separador. Tomado de Kruger et al., 1989.

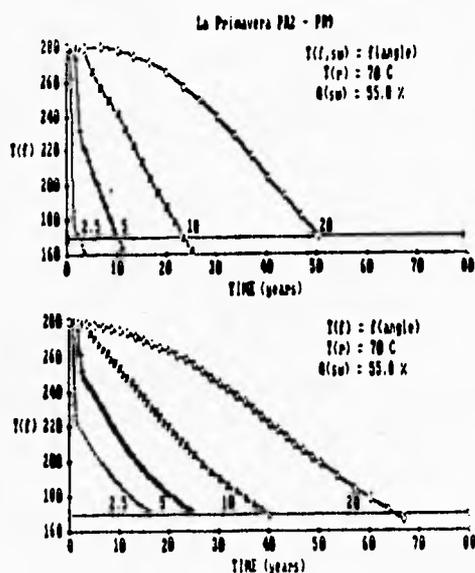


Fig. 3.8 Resultados del barrido de calor para una temperatura de recarga de la salmuera de 70 °C. Las curvas superiores son para una temperatura de barrido como una función del ángulo de flujo de recarga; las curvas inferiores son para la temperatura del fluido mezclado con una razón de enfriamiento de -0.005 / año para el fluido del yacimiento. Tomado de Krüger et al., 1989.

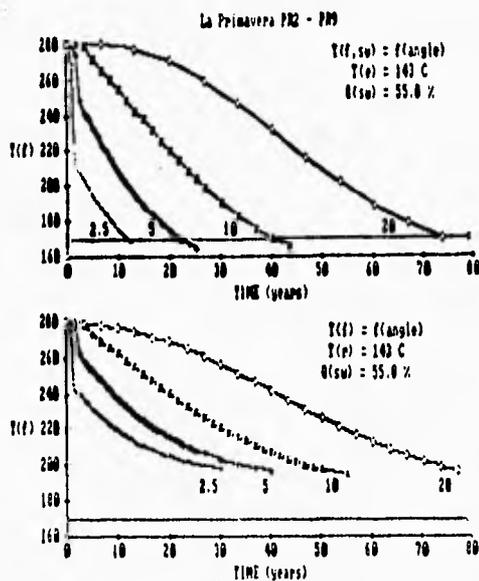


Fig. 3.9 Resultados del barrido de calor para una temperatura de recarga de la salmuera de 143 °C. Las curvas superiores son para la temperatura de barrido como una función del ángulo de flujo de recarga; las curvas inferiores son para una temperatura del fluido mezclado con un enfriamiento de -0.005 por año en el fluido del yacimiento. Tomado de Krüger et al., 1989.

Flujo de inyección Angulo de dispersión (grados)	Tiempo para $T(f) = 170\text{ }^{\circ}\text{C}$			
	$T(r) = 70\text{ }^{\circ}\text{C}$		$T(r) = 143\text{ }^{\circ}\text{C}$	
	$Q(Sw)$ (años)	$Q(f)$ (años)	$Q(Sw)$ (años)	$Q(f)$ (años)
2.5	2.3	16	12	160
5	10	25	22	160
10	23	40	40	160
20	50	65	73	160

Tabla 3.4. Tiempo de enfriamiento térmico para la unidad No. 1 en La Primavera.

3.1.2 Análisis del barrido de calor en la reinyección del campo geotérmico de Los Azufres.

El modelo del barrido de calor SGP 1-D, fue usado para evaluar los efectos térmicos del fluido reinyectado con salmueras separadas y condensados de turbina de diferentes candidatos a ser pozos de inyección, en las tres zonas de mayor producción en el campo geotérmico de Los Azufres en el estado de Michoacán, México. La simulación provee una estimación del enfriamiento de la temperatura del fluido del pozo, como una función del tiempo de producción. Los resultados son una estimación del tiempo de producción, para una temperatura de abandono correspondiente a una presión mínima de entrada en las unidades generadoras. Los análisis son hechos para distintas geometrías de flujo en la recarga como, radial, lineal y doble; para simular el rompimiento de la recarga a lo largo tiempo. Los resultados también muestran una distribución del tiempo potencial de rompimiento, incluyendo el riesgo de los primeros tiempos de rompimiento térmico para los pozos de producción más cercanos a algunos de los pozos de inyección diseñados y además el beneficio potencial para un significativo engrandecimiento de la recuperación de la energía térmica para otros pozos de reinyección.

En el desarrollo de las tres mayores zonas de producción del campo, tanto para unidades generadoras pequeñas como para unidades centrales, las salmueras pueden ser dispuestas para la inyección dentro de pozos no productivos en los márgenes de las zonas de producción. La selección de los pozos específicos requiere una seguridad adecuada de que el riesgo del prematuro enfriamiento térmica en los pozos de producción por los fluidos reinyectados, sea pequeña

En el SGP 1-D, el principal parámetro que maneja es el número de unidades de transferencia de calor, el cual expresa la razón entre el tiempo de residencia del fluido y el tiempo constante de la roca. Un número grande en el número de unidad de transferencia de calor implica un yacimiento que tiene un calor limitado, con el fluido de recarga permaneciendo suficiente tiempo para remover efectivamente el contenido térmico de la formación arriba de la temperatura del fluido de recarga. Un número pequeño en el mismo implica un yacimiento que tiene un fluido limitado, el tiempo de residencia es tan pequeño que no logra una efectiva transferencia de calor.

El objetivo de este estudio conjunto entre, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y el Stanford Geothermal Program (SGP), son, asistir en la selección de pozos disponibles no productores como pozos candidatos a reinyección, evaluar el potencial de la recuperación secundaria de la energía térmica para los pozos de inyección seleccionados, y estimar el tiempo del rompimiento térmico de la reinyección en los fluidos producidos, a una temperatura correspondiente a una presión mínima de entrada para las turbinas.

APLICACION A LOS AZUFRES.

El desarrollo de las tres zonas principales del campo geotérmico de Los Azufres requiere la decisión de escoger pozos inyectoros para las pruebas de reinyección y para la construcción de tuberías superficiales para las líneas de producción. Un plan propuesto para las líneas de recolección en las tres zonas, Tejamaniles, zona de vapor dominante hacia el sur; el Chino, zona de dos fases en el centro; y Maritaro, zona de líquido dominante en el norte, se muestra en la Fig. 3.10. Diferentes pozos candidatos, ya están siendo usados, algunos para operaciones normales, tal como los pozos Az-7 y Az-8 en la zona de Tejamaniles, Az-3 en la zona de el Chino, y Az-15 en la zona de Maritaro. Otros están siendo considerados para nuevas instalaciones tal como unidades generadoras de 5 Mw en la zona de Maritaro y una estación central de 55 Mw en la zona de Tejamaniles. La Tabla 3.5 lista los pares pozo inyector- productor, seleccionado por el estudio conjunto SGP- CFE.

La Tabla 3.5, también provee los datos de producción y descripción del yacimiento, disponibles. El valor de la conductividad térmica de 1.72 w/mc fue tomada de mediciones experimentales sobre núcleos, en Los Azufres reportado por Iglesias, Contreras, y García (1987). Los datos de producción, son generalmente basados sobre pruebas cortas de flujo y pueden cambiar cuando una producción sostenida es iniciada. Los gastos de flujo dados para los pozos de Maritaro son estimados de datos de pruebas presión-descarga, extrapolados a una presión de 8 bar en la cabeza de los pozos y los resultados de las simulaciones pueden ser considerados preliminarmente. Los resultados pueden ser usados en las primeras decisiones acerca de los procesos desarrollados en el campo.

Tabla 3.5. Datos de los pozos para el análisis del barrido de calor en los Azufres.*

Proyec. No.	Unidad No.	Pozo inyec.	Pozo produc.	T (i) (°C)	T(r) (°C)	Q(i) (t / h)	Q(r) (t / r)	L (m)	H (m)
Tej - 1	C	31	26	281	42	208	52	460	135
Tej - 1	C	1	22	280	115	95	84	520	491
Ech - 1	5	3	9	280	70	44	50	2000	240
Mar - 4	7	15	4	279	144	148	66	1410	385
Mar - 5	7	40	4	269	22	148	66	2415	721
Mar - 6	8	15	51	263	144	n / a	n / a	3200	433
Mar - 7	8	40	51	253	22	n / a	n / a	4080	768
Mar - 8	9	52	42	264	80	243	122	830	321
Mar - 9	10	15	43	253	144	20	65	3240	482
Mar - 10	10	40	43	243	22	20	65	4240	818

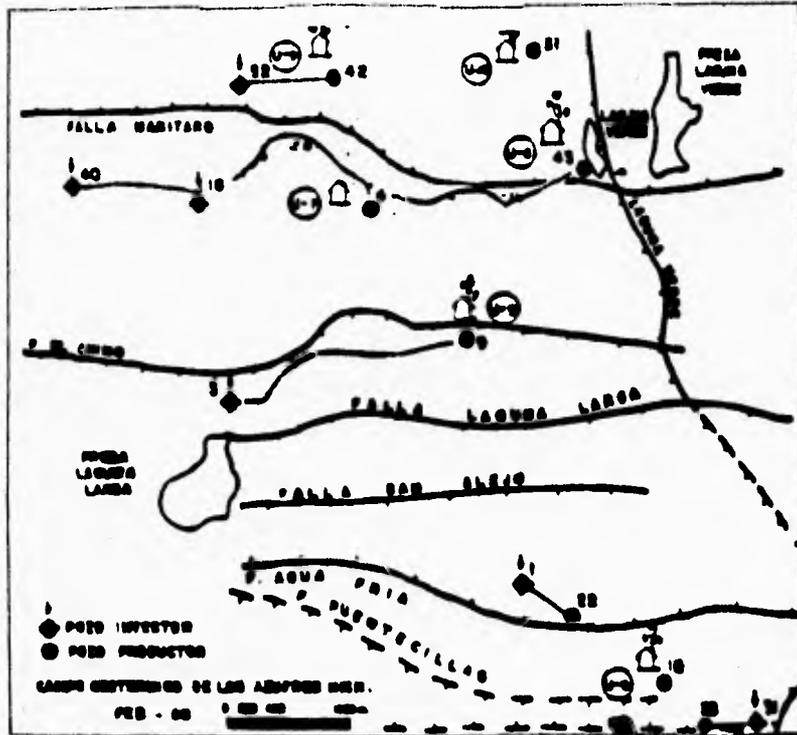


Fig. 3.10 Líneas planeadas para la reinyección de la salmuera en las tres zonas de producción de Los Azufres. Tomado de Kruger et al., 1989.

• Constantes para el estudio:

T(a) (8 bar) : 170 °C	Material : andesita
Porosidad : 10 %	Densidad : 2430 kg/ m ³
MFS : 50 m	Capac. calor. : 1164 J/kg°C
CDR : -0.005/ año	Conductividad : 1.72 W/mc

LA SIMULACION.

Varias simulaciones del barrido de calor son corridas para obtener una serie de curvas de enfriamiento para el fluido barrido, arriivando a los pozos de producción y para la mezcla del fluido en el fondo del pozo, el cual combina el fluido barrido arriivando, con el fluido del yacimiento que se está enfriando en un porcentaje de -0.005 y ⁻¹. Este porcentaje fue tomado como el más probable, basado en otros estudios de enfriamiento en Cerro Prieto, México y Wairakei, Nueva Zelanda. Los resultados de las series de simulaciones son descritas para cada zona de producción en Los Azules.

Tejamaniles.

Los dos pares de pozos en la zona de Tejamaniles son caracterizados por la corta distancia entre los pozos, grandes gastos, y pequeña fracción de vapor, lo último implica una gran fracción de fluido producido disponible para la reinyección. Las simulaciones de barrido de calor son corridas para un ángulo de flujo pequeño (flujo directo a través de las fracturas conectadas) y para flujo doble (flujo uniforme sobre la zona del yacimiento).

Los resultados de la simulación, dados para un tiempo de enfriamiento a una temperatura de abandono de 170 °C, son resumidos en la Tabla 3.6 tanto par el fluido barrido que está arriivando como para el fluido mezclado en el fondo del pozo. Las curvas de enfriamiento para simulaciones en flujo radial son dadas en la Fig. 3.11. Ellas son similares debido a que la combinación de cortas distancias y gran gasto de reinyección proveen un número de unidad de transferencia de calor para la fractura seleccionada tanto en porosidad y espaciamento, muy similar. La situación para el pozo Az-26 es más severa debido a que el líquido de producción es mucho más grande. El resultado es un rápido enfriamiento de la mezcla de fluidos producidos casi independientemente del ángulo de producción. Para el pozo Az-22, la producción más pequeña y la fracción más pequeña de fluido barrido muestra, un enfriamiento de la mezcla de fluidos más lenta para la temperatura de abandono.

La Fig. 3.12 muestra las curvas de enfriamiento para los pares de pozos Az-31 - Az-26 y Az-1 - Az-22 para las condiciones de doble flujo. Los resultados muestran los efectos de un enfriamiento rápido debido al fluido de recarga. La curvas superiores para los pozos Az-31 - Az-26 muestra un enfriamiento exponencial para todo el fluido del yacimiento sin la reinyección comparadas con las curvas medias del fluido mezclado con un 80% de fluido barrido. La diferencia en área entre las dos curvas, representa la energía térmica arriba de las pérdidas de la temperatura de abandono por enfriamiento prematuro debido a la reinyección de las salmueras superficiales a menor temperatura. Los resultados para el par de pozos Az-1 - Az-22 con una simulación de flujo doble, ilustra efectos opuestos. El tiempo grande para el flujo barrido mostrado en las figuras superiores resulta de los fluidos mezclados teniendo un enfriamiento más grande comparado con el enfriamiento del fluido del yacimiento en el porcentaje constame dado. En estos casos, el área entre las dos curvas de enfriamiento en el fondo representan energía térmica adicional, extraída del yacimiento.

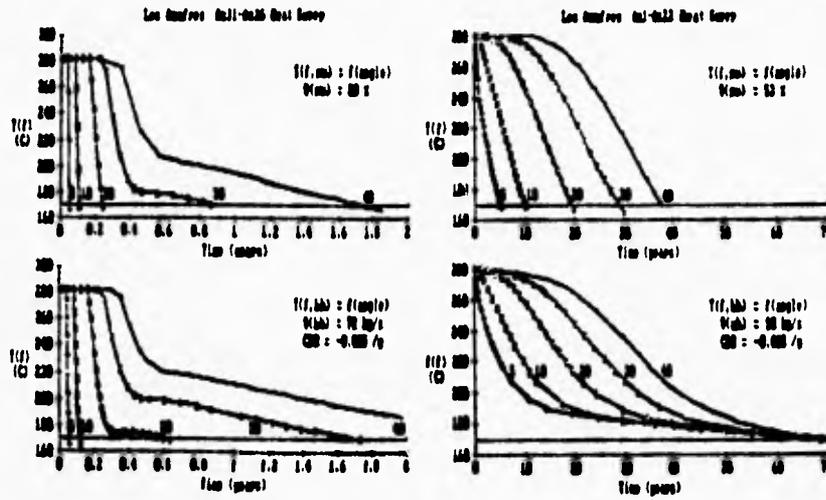


Fig. 3.11 Curvas de enfriamiento para los pozos en la zona de Tejamaniles como una función del ángulo de flujo de recarga. Las curvas superiores son para un fluido barrido en los pozos de producción. Las curvas inferiores son para un fluido mezclado en el fondo del pozo con el fluido del yacimiento. Tomado de Kruger et al., 1989.

Angulo de barrido radial	Tiempo (años) para alcanzar $T_a = 170\text{ }^\circ\text{C}$			
	Az31 Barrido	Az-26 Mezcla	Az-1 Barrido	Az-22 Mezcla
5	0.05	0.05	4.8	68.5
10	0.10	0.11	9.9	68.5
20	0.24	0.60	19.4	68.5
30	0.86	1.72	28.7	68.5
40	1.73	2.71	37.8	69.1
Doble flujo				
con reinyección	24	34	732	333
sin reinyección	---	125	---	220

Tabla 3.6. Simulaciones para el enfriamiento : zona de tejamaniles

El chino.

Las simulaciones para el pozo inyector Az-3 y el pozo productor Az-9 en la zona del Chino fueron originalmente simuladas para comparar los resultados de las geometrías de flujo lineal, radial y doble. Las dos principales fallas paralelas, el Chino y Laguna Grande, aproximadamente a 700 metros, pueden actuar como límites del yacimiento para la zona del Chino. Las simulaciones fueron corridas para un flujo lineal y con una anchura del yacimiento de 200 a 1200 m, el flujo radial para 10 a 80 grados, y para un flujo doble sin limitaciones. Los resultados, reportados por Lam y Kruger (1987), son dados en la Tabla 3.7. Las curvas de enfriamiento para las simulaciones en flujo radial, similares a las de flujo lineal, son ilustradas en la Fig. 3.13. Las curvas de enfriamiento del fluido barrido muestran un esencialmente decremento lineal en el tiempo de enfriamiento para la temperatura de abandono tanto para el ancho del yacimiento como para el ángulo de dispersión radial. Las curvas de enfriamiento para la mezcla de fluidos en el fondo del pozo con un porcentaje de enfriamiento constante en el yacimiento de -0.005 y^{-1} muestra los efectos del incremento del fluido barrido que llega a la temperatura inicial del yacimiento, con un marcado incremento del tiempo sobre la temperatura de abandono de $170\text{ }^\circ\text{C}$ para anchuras del yacimiento más grandes de 600 m o para ángulos de dispersión superiores a 60 grados.

La Fig. 3.14 muestra los resultados para el modelo en flujo doble. El calor barrido para pequeños gastos de recarga de 11.3 kg/s (42% del total del gasto producido) sobre una separación grande de 2000 m es esencialmente despreciable en comparación con el porcentaje supuesto de enfriamiento del yacimiento de -0.005 y^{-1} . Con el continuo arrivo de los fluidos barridos que son desplazados de un volumen muy grande a la temperatura inicial del yacimiento, el enfriamiento calculado es excesivamente grande.

El modelo 1-D con la temperatura principal especificada crece, resultando en una simulación de barrido de calor, más realista. El enfriamiento de los fluidos del yacimiento mezcladas es esencialmente exponencial sobre un período de 450 años. Sin embargo, sin el desplazamiento de los fluidos del yacimiento por el fluido barrido de recarga, el enfriamiento de la temperatura del yacimiento se observa en la Fig. 3.14 que sería de 150 años. El área entre las dos

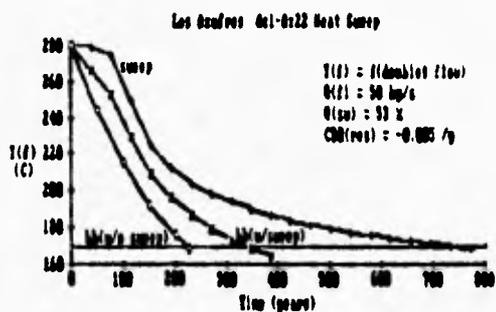


Fig. 3.12 Curvas de enfriamiento para los pozos en la zona de Tejamaniles con un flujo de recarga doble, en el fluido reinyectado. Tomado de Kruger et al., 1989.

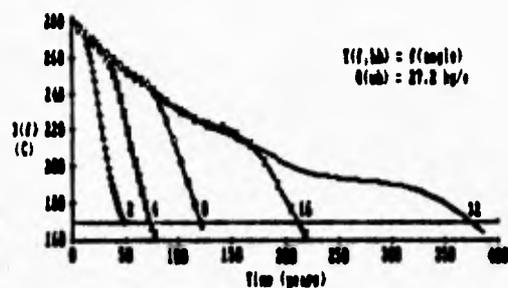


Fig. 3.13 curvas de enfriamiento para pozos en la zona del Chino como una función del ángulo de flujo de recarga. Tomado de Kruger et al., 1989.

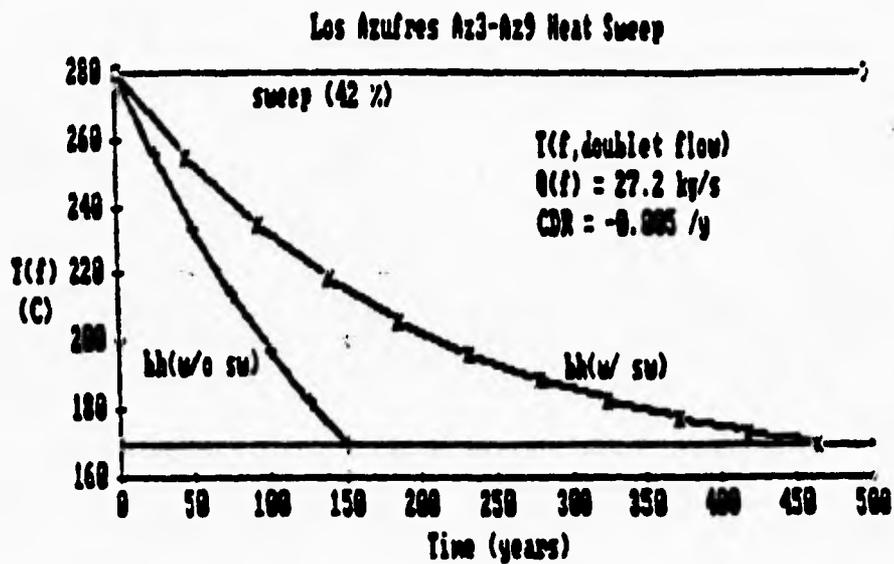


Fig. 3.14 Curvas de enfriamiento para el par de pozos del Chino para un flujo doble en la reinyección. Tomado de Kruger et al., 1989.

curvas de enfriamiento representa una adicional extracción de energía térmica por la recarga debida a la reinyección.

Ancho (m)	Tiempo (años) para alcanzar $T_a = 170\text{ }^\circ\text{C}$						
	Lineal			Radial		Doble	
	Flujo barrido	Flujo mezclado	Angulo ($^\circ$)	Flujo barrido	Flujo mezclado	Flujo barrido	Flujo mezclado
200	165	160	10	145	144		
400	330	280	20	287	253		
600	490	380	30	430	350		
						5200	450
800	650	500	40	570	450		
1000	820	450	60	860	450		
1200	980	450	80	1150	450		

Tabla 3.7. Simulación para el enfriamiento : zona el Chino.

Maritaro.

Las simulaciones para la zona de Maritaro fueron llevadas a cabo en dos partes. La primera parte compara el potencial relativo del barrido de calor de la reinyección entre los primeros candidatos a ser pozos reinyectores, Az-15 (más cerca a los pozos productores) y Az-40 (más lejos hacia el oeste). La simulación para los pozos productores individuales en los pozos Az-4, Az-51, Az-43, no toma en cuenta los efectos combinados del flujo en la cercanía del pozo productor Az-4. Esta posibilidad será evaluada en subsecuentes estudios conjuntos. Un resumen de los tiempos de rompimiento termal para la temperatura de abandono de $170\text{ }^\circ\text{C}$ para la simulación del barrido de calor de la reinyección de los pozos Az-15 y Az-40, individualmente para cada uno de los tres pozos de producción, se presenta en la Tabla 3.8.

Debido a las grandes diferencias en las temperaturas de reinyección asumidas para los dos pozos de inyección, una simulación separada fue corrida para el par de pozos Az-15 - Az-4 como una función de la temperatura de recarga de $T_r = 22\text{ }^\circ\text{C}$ a $T_r = 144\text{ }^\circ\text{C}$ para examinar los efectos de los tratamientos superficiales seleccionados en la salmuera antes de ser reinyectados sobre el enfriamiento del fluido de producción. Los resultados para esta simulación se presentan en la Tabla 3.9.

La segunda parte de la simulación del barrido de calor en la zona de Maritaro fue usada para evaluar el potencial del rompimiento térmico en el pozo productor Az-42 con el respectivo pozo reinjector Az-52 localizado en el límite norte de la zona Maritaro. Los resultados para el caso del flujo radial y doble flujo, se presentan en la Tabla 3.10.

Pozo productor	Flujo	Tiempo (años) para alcanzar $T_a = 170\text{ }^\circ\text{C}$				
		Angulo	Az - 15		Az - 40	
			Barrido	Mezclado	Barrido	Mezclado
Az-4	Radial	2	10	94	30	33
		4	18	94	62	64
		8	33	95	126	124
		16	61	93	255	239
		32	117	135	512	464
	Doble	(w/sw)	10900	4190	3620	2120
		(w/o sw)	---	330	---	103
Az-51	Radial	2	51	68	108	107
		4	97	111	220	208
		8	189	197	442	404
		16	373	367	---	---
Az-43	Radial	2	339	320	815	114
		(wo/sw)	---	287	---	80
		4	674	533	1630	114

Tabla 3.8. Simulación para el enfriamiento : zona Maritara.

La Fig. 3.15 muestra el barrido del fluido en el flujo radial y el enfriamiento del fluido mezclado en el fondo del pozo para los dos pozos que son candidatos para la reinyección, Az-15 contra Az-40 sobre el pozo productor Az-4. Estos resultados no toman en cuenta la reinyección de la salmuera de otros pozos (incluyendo el presente flujo en los pozos de producción Az-5 y Az-13) en la zona de Maritara.

Los datos muestran diferentes características interesantes. El pozo Az-15, se encuentra más cercano al pozo Az-4 comparado con el pozo Az-40, muestra un más rápido enfriamiento a la temperatura de $170\text{ }^\circ\text{C}$. Con el 69% de la producción en el pozo Az-4 como reinyector, el enfriamiento del fluido mezclado es principalmente influenciado por la extracción del barrido del calor. En contraste, el volumen más grande del barrido en la roca para el pozo Az-40 provee el más grande contenido de calor para el barrido de calor extendido, y para un ángulo de flujo más grande de $10\text{ }^\circ\text{C}$, los últimos fluidos harridos que arriuan, incrementan el tiempo de vida sobre los $170\text{ }^\circ\text{C}$ comparado con el porcentaje constante de enfriamiento del fluido del yacimiento.

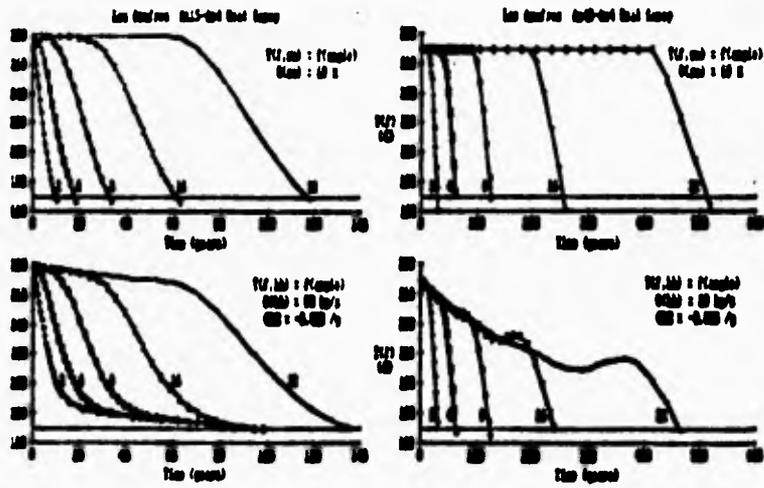


Fig. 3.15 Curvas de enfriamiento para los pozos de reinyección Az-15 y Az-40 en el pozo Az-4 en la zona de Maritaro, como una función del ángulo del flujo de recarga. Tomado de Kruger et al., 1989.

Temperatura de recarga (°)	Tiempo para alcanzar $T_a = 170$ °C	
	Fluido barrido (años)	Fluido mezclado (años)
22	717	440
80	1250	600
144	10800	4190

Tabla 3.9. Comparación de los tiempos de enfriamiento con la temperatura de recarga con un flujo doble en el par de pozos Az 15 - Az 4.

Una comparación de los resultados de enfriamiento para los dos pozos que son candidatos para la reinyección se presentan en la Fig. 3.16. Se nota que la irrupción térmica a los 170 °C para los fluidos del yacimiento sin un barrido del fluido de reinyección es mucho más rápido para distancias más grandes al pozo Az-40 debido a la más pequeña temperatura del yacimiento inicial y la más pequeña temperatura del fluido de reinyección, 22 °C comparados con los 144 °C contemplada para el pozo Az-15. El enfriamiento del fluido mezclado es más grande, para el pozo Az-40 debido al volumen más grande barrido a través de un número igual de flujo, incrementándose en la simulación sobre la constante asumida en la temperatura inicial del yacimiento.

El efecto sobre el tiempo la irrupción térmica por diferencias en la temperatura de reinyección es ilustrado en la Fig. 3.17. El tiempo es estimado en 4190 años para los fluidos mezclados a la temperatura de abandono planeada de 144 °C, correspondiente a la directa reinyección de las salmueras en la cabeza del separador; ésta puede ser reducida a 440 años para la temperatura de reinyección planeada para los pozos Az-40 de 22 °C, correspondiente al agua superficial almacenada hasta antes de la reinyección.

Tipo de flujo	Tiempo para alcanzar $T_a = 170$ °C	
	Fluido barrido (años)	Fluido mezclado (años)
Radial (°)		
5	1.4	4.1
10	4.4	7.7
20	9.9	14.1
40	20.8	25.9
Doble		
w/ sweep	185	165
w/o sweep	---	143

Tabla 3.10. Simulación para el enfriamiento Zona Maritimo. Par de pozos Az52 - Az42

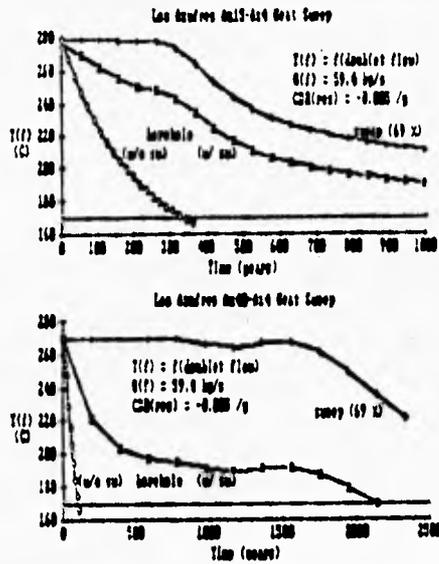


Fig. 3.16 Comparación de las curvas de enfriamiento para un flujo doble en los pozos de la Fig. 3.15. Tomado de Kruger et al., 1989.

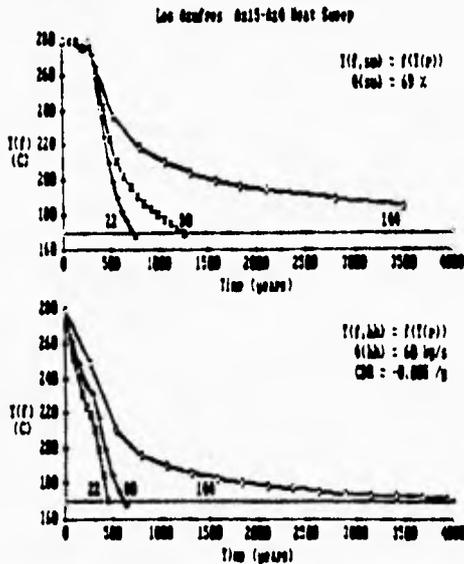


Fig. 3.17 Curvas de enfriamiento para el par de pozos Az-15 y Az-4 como una función de la temperatura del fluido de reinyección. Tomado de Kruger et al., 1989.

La Fig. 3.18 muestra el barrido de calor con el flujo de la reinyección para un ángulo de 2 grados, correspondiente a una conexión directa en las fracturas entre el par de pozos separados por más de 3000 y 4000 metros, respectivamente. Esta distancia de separación implica esencialmente que los pozos Az-15 y Az-40 no tienen una conexión hidráulica con los pozos productores en la parte este de la zona Maritaro. En esta parte de la zona, el porcentaje de enfriamiento de los fluidos del yacimiento por filtración o por agua subterránea de las zonas cercanas viene de una fuente de enfriamiento dominante, especialmente de una distancia grande de reinyección sobre el pozo Az-40.

La simulación del enfriamiento para el par de pozos Az-52 y Az-42, mostrados en la Fig. 3.19, ilustra el mismo comportamiento del potencial del barrido de calor como se nota para el par de pozos Az-1 y Az-22, en la zona de Tejamaniles. Aunque el volumen de barrido es dos veces más grande, el porcentaje de reinyección es también dos veces más grande, y el tiempo del rompimiento térmico es aproximadamente el mismo. Para el barrido de calor en un tipo de flujo doble, el período más grande de extracción de calor muestra un tiempo más grande de rompimiento comparado con una producción que incluye la reinyección. Sin embargo, a causa de una gran incertidumbre, en los valores de las propiedades de los yacimientos, la diferencia entre el riesgo de una irrupción térmica prematura y el beneficio de la recuperación secundaria de energía térmica no es claramente distinguida.

DISCUSION.

Los diez pozos de reinyección estudiados muestran una interesante variedad de observaciones, desde grandes riesgos para una irrupción térmica prematura en los pozos productores hasta un significativo engrandecimiento de la recuperación térmica en otros pozos productores. El uso de los pozos que no son productores en los límites de la zona de Tejamaniles para usos de reinyección pueden ser útiles sólo para casos de emergencia en la cercanía de los pozos productores por ser utilizados para mantener una continua producción de vapor. Estos pozos, además de estar en el centro de toda la zona de vapor, tienen fracciones de líquido grande y así proveen desproporcionados volúmenes de salmueras separadas para la reinyección comparados con los condensados de los pozos de vapor.

En la zona del Chino parece ser una zona térmica limitada, y como tal, puede ser usada para una búsqueda extensiva en el campo de Los Azufres. El potencial para una recuperación térmica más grande debida a la reinyección, dependen de la distribución de temperaturas alrededor del pozo de producción Az-9. Esta zona puede tener un interés continuo para que la productividad sea incrementada, y dado que la reinyección ya ha comenzado en el pozo Az-3, pruebas de flujo con trazadores en este par de pozos pueden preveer una estimación del rompimiento térmico en los primeros tiempos.

En la zona de Maritaro, ésta tiene dos áreas de interés; una, con la selección de los pozos de inyección ya sea en la zona central o más hacia el exterior de la zona de producción, la otra, con la que pasa con el uso de pozos no productores como inyectores en los límites de la zona cuando, otros pozos productores se encuentran cercanos. Entre los parámetros claves que afectan el potencial del enfriamiento térmico en los primeros tiempos, se encuentran las rutas de flujo tomadas por la recarga de los fluidos, la temperatura de inyección, y el porcentaje del enfriamiento natural de la recarga y los fluidos del yacimiento cerca del pozo.

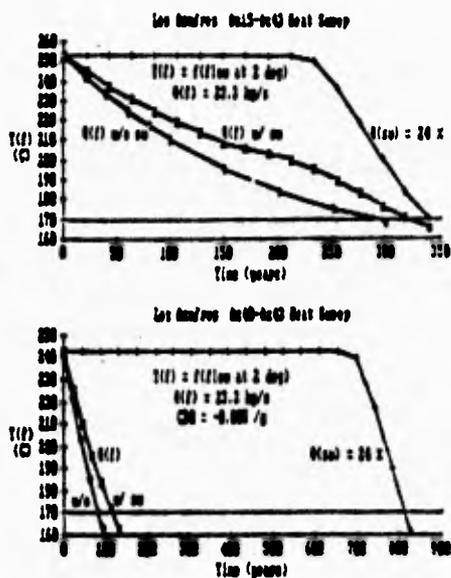


Fig. 3.18 Comparación de las curvas de enfriamiento para los pozos de reinyección Az-15 y Az-40 sobre el pozo Az-43, para un flujo directo a través de un ángulo de dos grados. Tomado de Kruger et al., 1989.

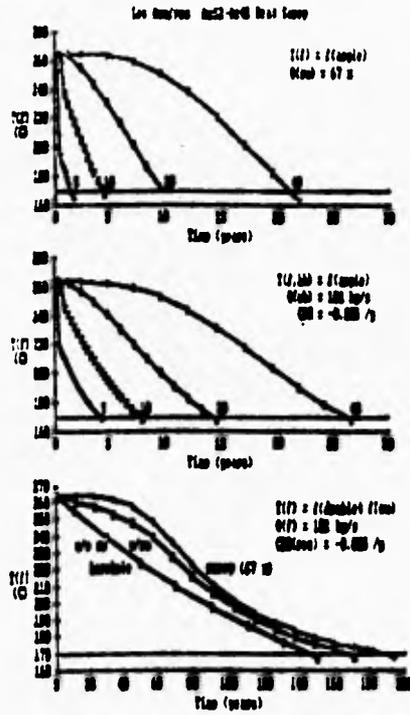


Fig. 3.19 Curvas de enfriamiento para el pozo de reinyección Az-52 en la zona norte de Maritimo, como una función de un flujo alternado entre el radial y el doble. Tomado de Kruger et al., 1989.

3.2 EFECTO DEL ENFRIAMIENTO Y COMPORTAMIENTO DEL FLUJO DEL FLUIDO DEBIDO A LA REINYECCION DE AGUA CALIENTE EN EL CAMPO GEOTERMICO DE HATCHOBARU, EN JAPON.

Los autores del artículo son Hiroyuki Tokita, Tetsuya Yahara y Isao Kitakoga. Este, es muy ilustrativo, ya que nos presenta pruebas con trazadores y una simulación numérica del mismo. A continuación se hace un resumen general de este trabajo.

INTRODUCCION

En el campo geotérmico de Hatchobaru, el poder de producción ha declinado debido al efecto de enfriamiento desde 110 MWe a 90 MWe dentro de los dos primeros años después de haber comenzado las operaciones comerciales de la segunda unidad generadora (unidad No. 2). Para poder clarificar este mecanismo de enfriamiento, se condujeron pruebas con trazadores y simulaciones numéricas. El resultado de la simulación muestra que el 21% del agua caliente reinyectada retorna al área de producción, y que la temperatura de producción cae subsecuentemente en 11 °C dentro de los dos primeros años. Además, los resultados de estos estudios sugieren que es necesario una distancia de más de 500 metros entre el área de producción y el área de reinyección para mitigar los efectos del enfriamiento. Por lo tanto, la localización de muchos pozos inyectores son cambiados a una distancia de al menos 500 m fuera del área de producción. Como resultado, la tendencia de declinación de se potencia de generación ha disminuido actualmente.

En el campo geotérmico de Hatchobaru en Kyushu central, Japón, la Kyushu Electric Power Co., Inc. comenzó sus operaciones comerciales de la primera unidad (unidad No. 1; 55 MWe) en 1977 y la segunda unidad (unidad No. 2; 55 MWe) en 1990. Se adoptó un sistema de doble Flash para ambas unidades, el agua caliente desechada de los pozos productores a 90 °C se ha reinyectado en la región norte de la estación generadora después del retiro del vapor secundario. El sistema geotérmico en el campo es del tipo de agua dominante. Los principales yacimientos productivos se extienden a una profundidad de 800 a 1500 m a lo largo de la subfalla de Komatsuike. El agua caliente primaria del yacimiento de producción se cree que asciende de un nivel profundo en la parte sureste del campo.

La Fig. 3.20 muestra la historia del desarrollo del yacimiento en el campo geotérmico de Hatchobaru. Cuando el porcentaje de reinyección se incrementa de 278 kg/s a 389 kg/s debido al comienzo de las operaciones de la unidad No. 2, el porcentaje de declinación de la potencia por año de la unidad No. 1 se incrementa significativamente de 6% a 14%.

2. PRUEBAS CON TRAZADORES.

2.1 Resultados de las pruebas con trazadores.

Con el objeto de investigar las rutas de retorno del agua reinyectada, se realizaron diferentes pruebas con trazadores usando los pozos de reinyección HR-31 y 2HR-2. Como elemento trazador se usó sodio fluorescente (20 kg). El gasto promedio de la reinyección sobre el HR-31 y 2HR-2 durante las pruebas, fueron de 125 kg/s y 35 kg/s, respectivamente. Después de la inyección con el trazador, el agua caliente de descarga fue muestreada en alrededor de 20 pozos

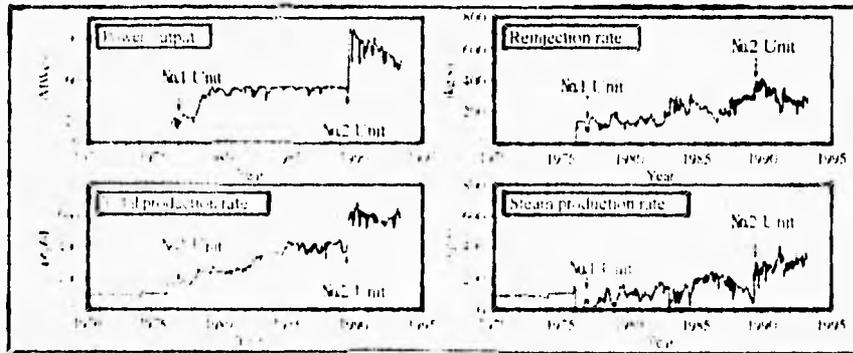


Fig. 3.20 Desarrollo histórico en el campo geotérmico de Hatchobaru, Japón.
Tomado de Hiroyuki et al., 1995.

productores en intervalos de 6 - 24 horas. La concentración del trazador en las muestras de agua caliente fue medida por medio de un espectrofotofluorómetro.

Las Figs. 3.21 y la 3.22 muestran los resultados de las pruebas con trazadores para los pozos HR-31 y 2HR-2, respectivamente. Estos resultados mostrarán diferentes rutas de los trazadores. El trazador inyectado en el HR-31 fue detectado después de 177 - 252 horas en cinco pozos productores, H-10, H-18, H-19, 2H-15 y 2H-17. La concentración máxima del trazador, detectada fue sólo de 5-8 ppb. Por otro lado, el trazador inyectado en 2HR-2 fue detectado después de 29 - 125 horas en cinco pozos productores, H-11, H-13, H-15, H-19 y H-21. En éste caso la concentración máxima detectada del trazador alcanzó 56 - 546 ppb.

La Fig. 3.23 muestra las rutas del trazador. El agua reinyectada retorna a lo largo de las fallas predominantes, en dirección NW-SE, tal como la falla Komatsuike y la subfalla Komatsuike. Se considera que los límites hidroestructurales obtenidos de las pruebas de interferencia, también controlan el comportamiento del fluido, debido a que ésta también coincide con las rutas del trazador para el 2HR-2. Sobre las bases de la longitud de las rutas y el tiempo de retorno, las velocidades de retorno del trazador del HR-31 y 2HR-2 fue estimada en 4.3 - 7.1 m/h y 4.6 - 14.3 m/h, respectivamente. Estos resultados muestran que hay algunas rutas de muy rápida comunicación entre el área de reinyección y de producción.

Basados en los análisis anteriores, para los efectos de enfriamiento; se consideran las conclusiones siguientes:

1. El retorno acumulado para los pozos HR-31 y 2HR-2 se calculan en 5.4% y 51.0%, respectivamente.
2. La caída de temperatura máxima del área de producción causada por la reinyección para los pozos HR-31 y 2HR-2 se estima en 8 °C y 36 °C, respectivamente.
3. Tomando los efectos de otros pozos de reinyección alrededor de los pozos HR-31 y 2HR-2 en consideración, la caída de temperatura máxima causada por estas reinyecciones son estimadas en 12 °C y 50 °C, respectivamente.

3. SIMULACION NUMERICA.

Con el objeto de estudiar el comportamiento de la reinyección del agua y sus efectos de enfriamiento dentro del yacimiento, se realizó una simulación numérica.

3.1 Modelo del yacimiento.

Para este estudio, se realizó un modelo tridimensional numérico, con diferencias finitas integradas del campo, basado en los resultados de las pruebas con trazadores. La Fig. 3.24 muestra el modelo numérico, el cual cubre una área total de 16.5 km², extendiéndose 4.5 km en la dirección NW-SE y 3.7 km en la dirección NE-SE. En la dimensión vertical, el modelo se extiende desde 500 msnm (metros sobre el nivel del mar) a 1400 mbnm (metros bajo el nivel del mar). El modelo consiste de 2484 bloques en 6 capas.

Considerando que había algunas rutas de muy rápida comunicación dentro del yacimiento, con movimiento muy rápido del fluido (arriba de 14.3 m/h), se modelaron rutas con alta

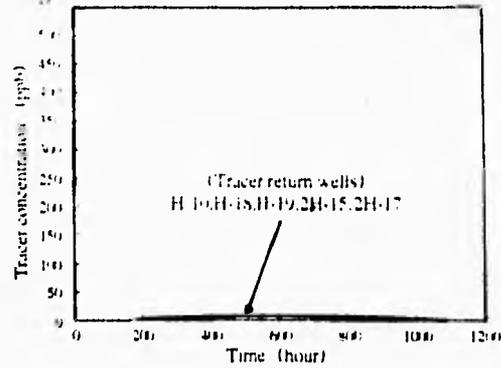


Fig. 3.21 Resultados de las pruebas con trazadores en el pozo HR-31.
Tomado de Hiroyuki et al., 1995.

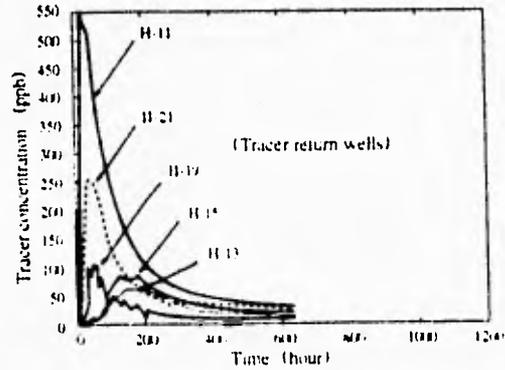


Fig. 3.22 Resultados de las pruebas con trazadores en el pozo 2HR-2.
Tomado de Hiroyuki et al., 1995.

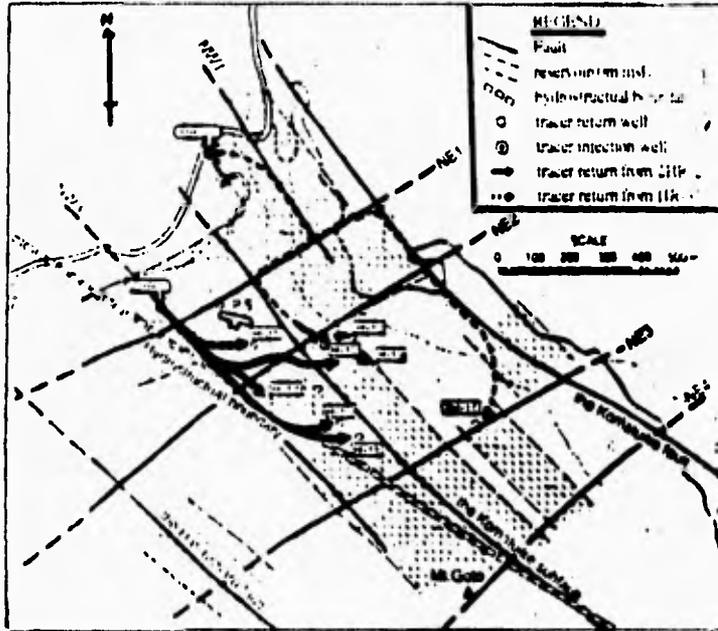


Fig. 3.23 Rutas de retorno en las pruebas con trazadores, para los pozos 2HR-2 y HR-31. Tomado de Hiroyuki et al., 1995.

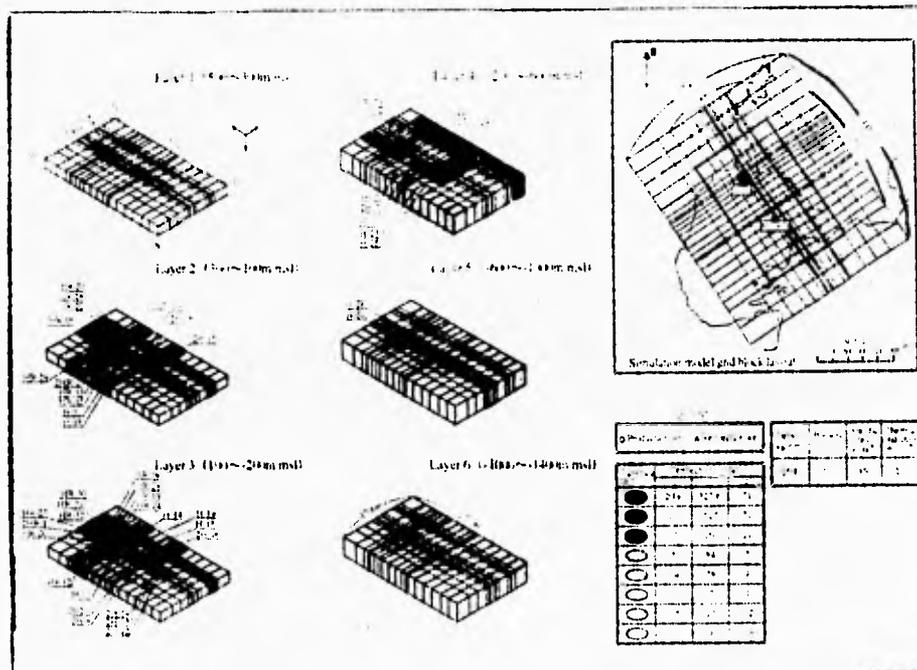


Fig. 3.24 Modelo numérico del campo geotérmico de Hatchobaru.
Tomado de Hiroyuki et al., 1995.

permeabilidad a lo largo de las rutas de fluido estimadas tal como la falla Komatsuike, la subfalla Komatsuike y las fallas en la dirección NE-SW. De las pruebas de interferencia, la transmisividad promedio dentro del yacimiento, a lo largo de la subfalla Komatsuike se estima en 82 - 96 darcy-m y se piensa que el yacimiento tiene un límite impermeable a lo largo de la falla (Tsuru y Tokita, 1994). La distribución de permeabilidad fue finalmente definida por la conjunción de la historia de las temperaturas y presiones medidas y calculadas. el modelo numérico calibrado sugiere que que la permeabilidad horizontal es más alta que la permeabilidad vertical.

3.2 Efectos de enfriamientos simulados.

La Fig. 3.25 muestra algunos ejemplos de la historia conjuntada con los pozos H-4, H-11, H-14, y H-18. Todos estos pozos fueron influenciados por entrada de agua de reinyección. Aunque la producción del H-4 y H-11 ya ha sido detenida, el pozo H-14 y el H-18 aún siguen siendo usados. La historia de la temperatura simulada muestra que la temperatura del área de producción ha caído entre 30 y 60 °C en 17 años desde el comienzo de la reinyección en 1977. La temperatura del yacimiento adyacente el área de reinyección muestra una tendencia a decrecer rápidamente. La caída de temperatura del H-4 fue probablemente ocasionada por la entrada del agua de reinyección del HR-5 localizado 300 m al noroeste del H-4.

Cuando la reinyección del pozo HR-5 comenzó, el agua caliente descargada por el H-4 fue acidificada por las formaciones de ácido sulfúrico. El ácido fue considerado haberse formado por oxidación del H₂S por la presencia de aire como un contaminante del agua reinyectada (Shimada et al., 1985). El porcentaje de reinyección más bajo del HR-5 permitió que el PH del agua descargada por el H-4 se recuperara.

La temperatura del H-18 cayó rápidamente en 20 °C dentro de los primeros 1.5 años después de comenzar la operación de la unidad No.2. Esto fue causado por el incremento en el porcentaje de entrada del agua reinyectada, por el porcentaje de reinyección incrementada desde 278 kg/s a 389 kg/s.

La Fig. 3.26. muestra cambios en el promedio de la presión y temperatura en el yacimiento a lo largo de la subfalla de Komatsuike. Las Figs. 3.27 y 3.28 muestran los cambios de la distribución de la temperatura areal y seccional.

Basados en los resultados de la simulación, se consideran como mecanismos de enfriamiento; los siguientes:

1. El área de enfriamiento fue comunicada a lo largo de la falla Komatsuike y la subfalla Komatsuike, reflejando la distribución de la alta permeabilidad.
2. Aunque el promedio de temperaturas del fluido almacenado en el área de producción a lo largo de la subfalla Komatsuike fue de 270 °C antes del desarrollo, ésta cayó en 18 °C dentro de los 12 años después de haber comenzado la operación de la unidad No. 1. Además, ésta cayó en 11 °C, desde 252 °C a 241 °C después de haber comenzado la operación de la unidad No.2. Estos cambios en la temperatura son explicados por la entrada de agua reinyectada en respuesta al decremento de la presión continua.
3. La presión del yacimiento a lo largo de la subfalla Komatsuike decrece en 0.7 MPa dentro de los 12 años después de haber comenzado las operaciones en la unidad No. 1. En suma, decreció más

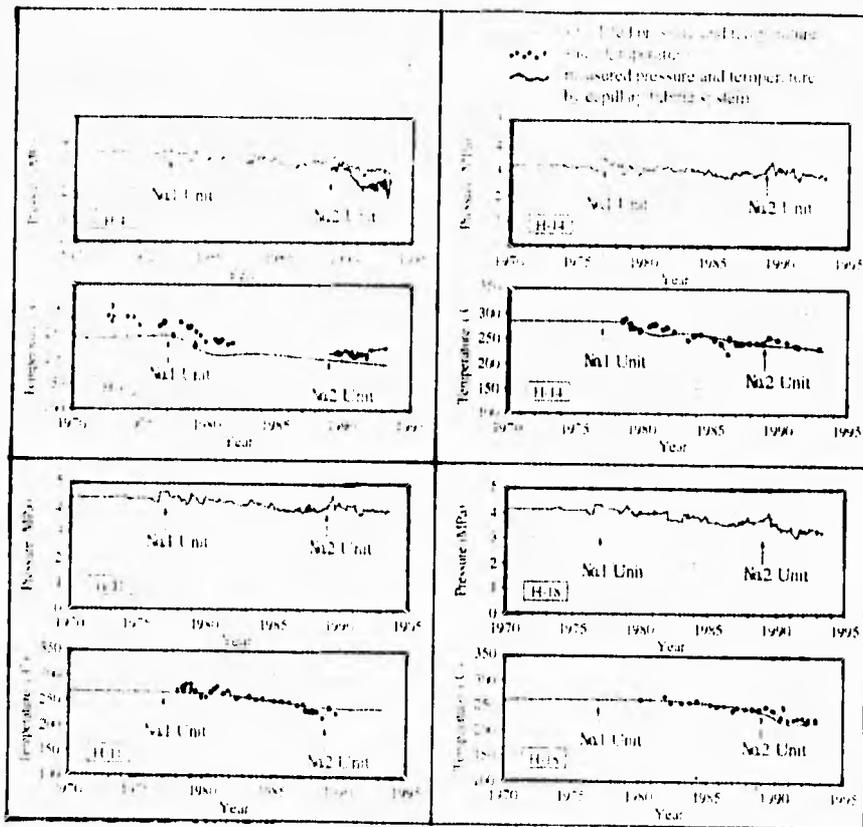


Fig. 3.25 Historia conjunta de los pozos H-4, H-11, H-14 y H-18.
Tomado de Hiroiyuki et al., 1995.

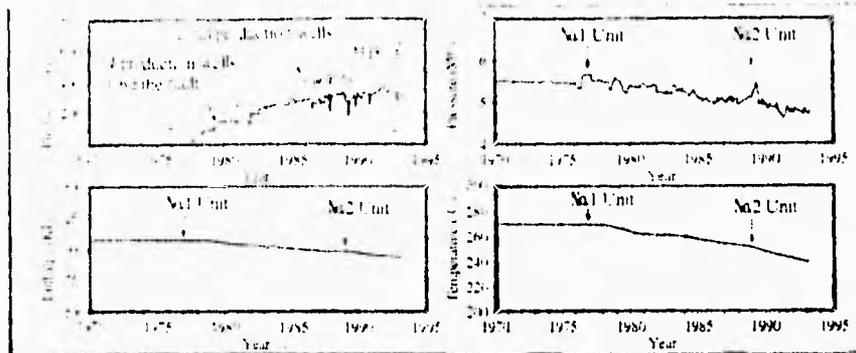


Fig. 3.26 Cambios en la presión y temperatura promedio del yacimiento a lo largo de la subfalla Komatsuike. Tomado de Hiroyuki et al., 1995.

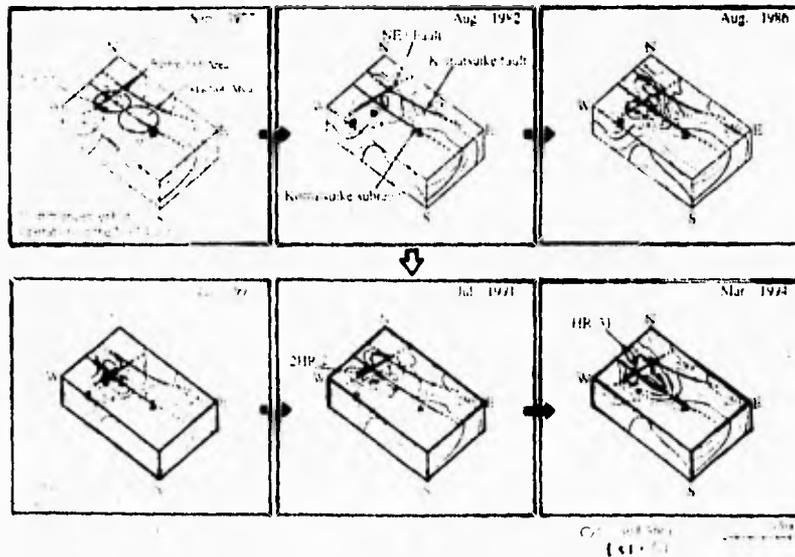


Fig. 3.27 Cambios simulados de la distribución de la temperatura areal a 0 msnm (Estrato 3). Tomado de Hiroyuki et al., 1995.

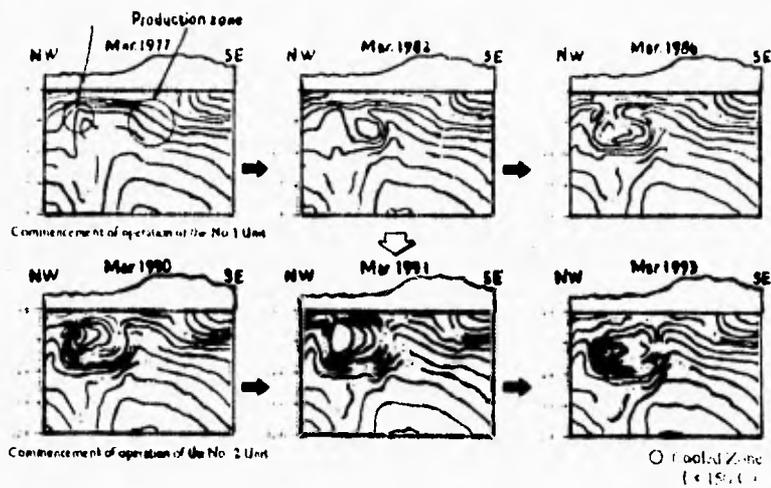


Fig. 3.28 Cambios simulados de la distribución de la temperatura seccional a lo largo de la subfalla Komatsuike. Tomado de Hiroyuki et al., 1995.

de 0.3 MPa dentro de 3 años debido al incremento del retiro de los fluidos producidos desde 400 kg/s a 611 kg/s después de haber comenzado las operaciones de la unidad No.2. Este decremento de la presión en el área de producción aceleró el retorno del agua reinyectada.

4. Cuando la reinyección del pozo 2HR-2 comenzó en 1991, la temperatura del yacimiento cayó rápidamente. En este período, la cantidad de agua que retornó al área de producción fue aproximada en 75 kg/s, el cual corresponde al 21% del total de reinyección de 350 kg/s.

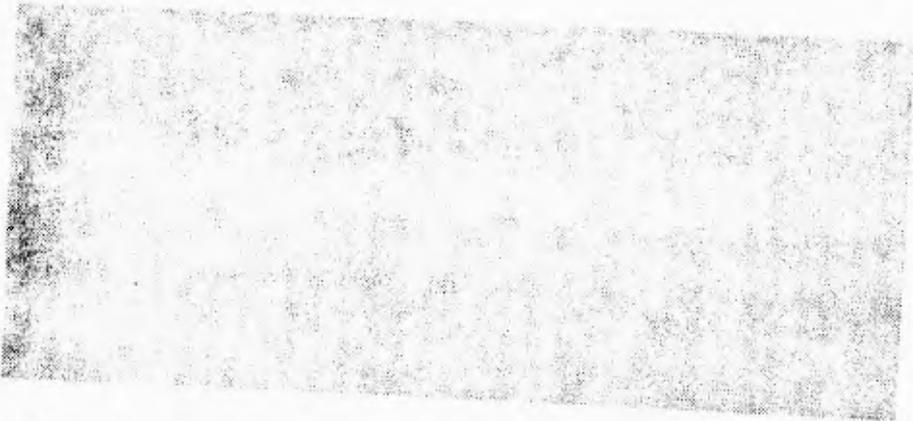
De los resultados de los estudios, se encontró que una distancia de más de 500 m puede establecerse entre el área de producción y el área de reinyección para contrarrestar los efectos del enfriamiento. Adicionalmente, la localización de muchos pozos de reinyección fue cambiada a una distancia no menor de 500 m del área de producción, en 1992. Como un resultado inmediato, la tendencia de declinación de la capacidad de producción se ha reducido a la fecha. En suma, la suspensión de la reinyección alrededor del pozo 2HR-2 trae una rápida recuperación en la productividad del H-11 y el H-21 los cuales habían declinado rápidamente después de comenzar la reinyección alrededor del pozo 2HR-2.

4. CONCLUSIONES.

- 1) Basado en los resultados de las pruebas con trazadores, se concluye que hay algunas rutas de muy rápida comunicación entre algunos pozos, tal como la falla Komatsuike, la subfalla Komatsuike y las fallas alineadas en dirección NE-SW. Los datos analizados en las pruebas con trazadores muestran que el 51% de agua reinyectada en el pozo 2HR-2 retorna al área de producción localizado a 250 m al este del 2HR-2, y subsecuentemente las temperaturas del fluido de descarga para cinco pozos de producción, cayó de 6 a 36 °C. Las velocidades de retorno son estimadas entre 4.0 - 14.3 m/h.
- 2) Tomando los resultados de las pruebas con trazadores en consideración, los tres modelos dimensionales de simulación numérica de el campo fueron usados para la clarificación de los mecanismos de enfriamiento. Los resultados de la simulación muestran, que tanto el incremento en el gasto de inyección como un rápido decremento de la presión del área de producción, aceleran el retorno del agua reinyectada después de comenzar las operaciones de la unidad No. 2. Específicamente, la temperatura promedio del área principal de producción a lo largo de la subfalla de Komatsuike cayó en 18 °C desde 270 °C a 252 °C dentro de los doce años después de haber comenzado las operaciones de la unidad No. 1. Esta, también cayó en aproximadamente 11 °C, desde 252 °C a 241 °C debido al incremento del gasto de reinyección desde 278 kg/s a 389 kg/s después de haber comenzado las operaciones de la unidad No. 2. La declinación del poder generador de 110 MWe a 90 MWe dentro de los dos primeros años fue causado por la entrada del agua reinyectada, lo cual fue resultado del decremento de la presión, por la producción inducida de alrededor de 0.3 Mpa.
- 3) Los mecanismos de los efectos de enfriamiento son relacionados con las localizaciones de los pozos inyectoros. De acuerdo a los resultados de la simulación, la temperatura del área de producción cayó rápidamente, después de haber comenzado la reinyección alrededor del pozo 2HR-2. En este período, el retorno del agua reinyectada fue estimada ser alrededor de 75 kg/s, el cual corresponde al 21% del total del gasto de reinyección de 350 kg/s. Los resultados de la simulación sugieren que una distancia de más de 500 m entre las áreas de producción y la de

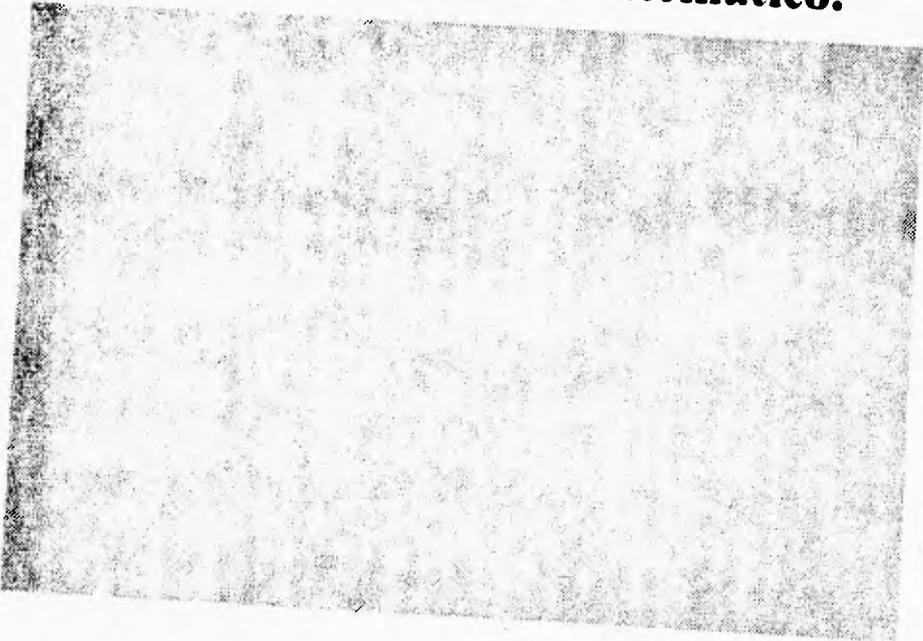
Mod. matem. que analiza la interferencia térmica en un yac. geot.

reinyección es necesario para disminuir los efectos de enfriamiento. Como un resultado de la relocalización de muchos pozos reinyectores, la tendencia de declinación del poder generador fue actualmente reducida.



Capítulo IV

Descripción del modelo matemático.



4.1 CONJUNTO DE ECUACIONES QUE ANALIZAN LA TRANSFERENCIA DE CALOR DENTRO DEL YACIMIENTO

4.1.1 Conceptos y definiciones.

Antes de discutir los mecanismos de transferencia de calor es importante definir el significado físico de algunas propiedades térmicas, cantidades, y conceptos a ser utilizados.

CALOR. Es una forma de energía. El contenido de calor del material, también se conoce como su entalpía, es la cantidad de energía termal en una masa dada de un material arriba de las condiciones preescritas de temperatura y presión de referencia. El contenido de entalpía por unidad de masa del material (h), también se conoce como entalpía específica, ésta es igual a su energía interna por unidad de masa (e) más un término de flujo de energía proporcional a la razón de la presión p y la densidad ρ :

$$h = e + p/(\rho J) - [e_r + p_r / (J\rho_r)], \dots\dots\dots (4.1)$$

Donde J es el equivalente mecánico de calor y el subíndice r identifica cantidades evaluadas en el estado de referencia. Dado que todas las formas de energía son referidas a un estado arbitrario, la condición usual de referencia es omitida de una expresión de energía. Por ejemplo, cuando la energía interna por unidad de masa (e) de un fluido es evaluada, se entiende que la cantidad buscada es $e(T, p) - e(T_r, p_r)$. Pero las condiciones de referencia deben siempre ser dadas cuando los valores numéricos son presentados o discutidos.

TEMPERATURA (T). Es una manifestación de la energía cinética promedio de las moléculas de un material, debida a la agitación térmica. La temperatura no es energía; más bien, es una medida del contenido térmico de energía de un material. La temperatura de un material usualmente es medida por el contacto de éste, con otro sistema (tal como un termómetro) cuyo grado de agitación térmica pueda ser relacionado con un cambio físico medible (tal como la expansión del mercurio en el capilar), después de que los dos sistemas han llegado a un equilibrio térmico.

CAPACIDAD DE CALOR, a una presión constante (C), también se conoce como calor específico isobárico, y es la cantidad de calor (i.e., el cambio de entalpía) requerido para incrementar la temperatura de una unidad de masa de un material en un grado de temperatura, mientras se mantiene una presión constante:

$$C = \left(\frac{\partial h}{\partial T} \right)_p \dots\dots\dots (4.2)$$

La capacidad de calor a un volumen constante es definido como

$$C_V = \left(\frac{\partial e}{\partial T} \right)_V \dots\dots\dots (4.3)$$

Dado que la capacidad de calor no es una función fuertemente dependiente de la temperatura (excepto cerca de la temperatura crítica), es conveniente expresar la entalpia específica y la energía interna como:

$$h = C(T - T_0) \dots\dots\dots (4.4)$$

y

$$e = C_1 (T - T_0) \dots\dots\dots (4.5)$$

donde la capacidad de calor es ahora conocida como un promedio de valores sobre el rango de temperaturas de interés.

Algunas veces es más conveniente expresar la capacidad de calor de una sustancia sobre la base de una unidad de volumen en lugar de una unidad de masa. Entónces esta, es llamada la capacidad de calor volumétrica M , el cual es igual a el producto ρC , donde ρ es la densidad del material.

CONDUCTIVIDAD TERMICA (λ). Es la propiedad de un material que indica la cantidad de calor transferido en una unidad de tiempo a través del material por unidad seccional de un área normal a una unidad de gradiente de temperatura, bajo condiciones de estado constante y en ausencia de cualquier movimiento de fluido o partículas. La conductividad térmica es esencialmente definida por la Ecuación 4.7. Los materiales que tienen una alta conductividad térmica son llamados conductores, y los materiales que tienen una baja conductividad térmica son llamados aislantes. En general, la conductividad térmica de cualquier material varía con la presión y la temperatura. En muchos yacimientos en los cálculos de ingeniería, los valores promedio bajo condiciones esperadas son adecuados, a menos que cambie una de sus fases.

DIFUSIVIDAD TERMICA (α). Es definida como la razón entre la conductividad térmica y la capacidad de calor volumétrico:

$$\alpha = \lambda / \rho C \dots\dots\dots (4.6)$$

La difusividad térmica puede ser determinada de los valores de densidad, capacidad de calor, y la conductividad térmica.

CALOR LATENTE DE VAPORIZACION (L_v) es la cantidad de calor necesario para cambiar una unida de masa de líquido a vapor sin un cambio de temperatura y es numéricamente igual al calor latente de condensación. Para cada componente de fluido, hay una cierta cantidad de calor asociado con su cambio de fase, su magnitud es independiente de la dirección del cambio de fase. Para mezclas, el calor latente de vaporización depende de la temperatura, presión, y composición. Para componentes únicos, este depende sólo de la temperatura o de la presión.

REACCION DEL CALOR (Δh_f). Es la cantidad de calor liberado o absorbido, durante una reacción química por unidad de masa de reactante. Por ejemplo, la reacción de oxígeno y combustible durante la combustión libera calor. Tal reacción es llamada exotérmica. Un ejemplo de una reacción endotérmica, una en la cual la adición de calor es requerida antes de que esta pueda proceder, es la descomposición térmica de la dolomita y el limo.

4.1.2. Mecanismos de transferencia de calor.

Existen tres mecanismos de transferencia de calor: conducción, convección, y radiación. Cada uno de estos puede ser descrito en términos físicos y matemáticos.

CONDUCCION DE CALOR.

Es el proceso por el cual, el calor es transferido a través de materiales que no fluyen por colisiones moleculares de una región de alta temperatura a una región de baja temperatura. Las leyes físicas que describen la conducción del calor, se conoce como la primera ley de Fourier, expresada usualmente como:

$$u_{\lambda x} = -\lambda \frac{\partial T}{\partial x} \dots\dots\dots (4.7)$$

donde $u_{\lambda x}$ es la cantidad de calor transferido por conducción en la dirección positiva de x por unidad seccional de un área normal en la dirección x (también conocido como el flujo de calor conductivo en la dirección x), λ es la conductividad térmica del material, y $\partial T/\partial x$ es el gradiente de temperatura en la dirección x . El signo menos muestra que la transferencia es la dirección en que decrece la temperatura. Una expresión similar es aplicada a la transferencia de calor conductivo en las direcciones y y z . En donde la conducción y la convección ocurre simultáneamente, la dispersión del flujo del fluido moviéndose a través de un medio poroso incrementa la conductividad térmica aparente o efectiva del medio poroso, como se muestra en la Fig. 4.1

CONVECCION DE CALOR.

Es el nombre comúnmente usado para describir los procesos en los que la energía es transferida por un fluido fluyente. Considera a un fluido caliente que está fluyendo a un flujo volumétrico u , la dirección de flujo no es especificada. El flujo de calor convectivo asociado, cuya dirección es siempre paralela a la del flujo del fluido, usualmente se escribe como:

$$u_1 = u\rho C (T - T_r) \dots\dots\dots (4.8)$$

donde T_r es la temperatura de referencia. Esta expresión es una aproximación al flujo de energía convectiva dada por

$$u_1 = u\rho \left(h + \frac{gz}{Jg_c} + \frac{u^2}{2\phi^2 Jg_c} \right) \dots\dots\dots (4.9)$$

en donde la expresión en paréntesis representa el total de la energía del sistema por unidad de masa. Dado que las contribuciones de la energía potencial (gz/Jg_c) y cinética ($u^2 / 2\phi^2 Jg_c$) pueden ser convertidas a calor, pero no hay calor en ellas mismas, u_1 es un flujo de energía convectiva más bien que un flujo convectivo de calor. La transferencia del calor convectivo tiene componentes en las direcciones de x , y , y z que son proporcionales a los componentes del flujo de fluidos en las mismas direcciones.

El porcentaje de avance del frente del calor convectivo (v_f) resultante del flujo del líquido caliente avanzando a un promedio de velocidad v a través de las rocas más frías de una porosidad ϕ es expresada por:

$$v_f = \frac{\phi v M_f}{M_R} \quad (4.10)$$

Aquí M_R es la capacidad de calor volumétrico del fluido llenando el yacimiento, y M_f es la capacidad de calor volumétrico en el fluido. La dirección del flujo nuevamente no se especifica, y la dirección de la velocidad del frente de calor convectivo siempre es paralelo a la dirección de flujo del fluido. Como puede ser investigado de los valores de ϕ , M_R y M_f , la razón de velocidad v_f / v normalmente puede ser de un tercio de los procesos del yacimiento. Así, aún cuando no hay pérdida de calor, la inyección de un volumen unitario de agua caliente pueden traer sólo un tercio del flujo del yacimiento a la temperatura de inyección. Esto es ilustrado esquemáticamente en la Fig. 4.2, la cual muestra que en la ausencia de conducción puede no haber transferencia de calor más allá de la zona de calor convectivo y la zona entera de calor se encuentra a la temperatura de inyección. Dado que puede ser un gradiente de temperatura infinito en la superficie principal de la zona caliente, la inclusión de la transferencia de calor por conducción puede suavizar el perfil de temperatura, como esquemáticamente se ilustra por las líneas asuradas.

RADIACION.

Es el proceso por el cual la transferencia de calor se realiza por medio de ondas electromagnéticas. El porcentaje de la transferencia de calor por radiación de una superficie caliente por unidad superficial de área es dada por la ley de Stefan - Boltzman:

$$u_r = \sigma \epsilon (460 + T)^4 \quad (4.11)$$

donde σ es la constante de Stefan - Boltzmann (1.713×10^{-9} Btu / sq ft - hr - °R), la temperatura T está en grados Fahrenheit, y ϵ es la emisividad de la superficie. La emisividad es adimensional, es igual o menor que uno, y depende fuertemente de la naturaleza de la superficie. Hay poca radiación termal a través de materiales opacos tal como las rocas; además, se considera que ésta no es un importante mecanismo de transferencia de calor. Pueden hacerse excepciones en donde las superficies de radiación están ampliamente separadas y el espacio entre éstas es llenado con fluido (particularmente gas).

La radiación es un importante mecanismo de transferencia de calor en yacimientos altamente calientes y en donde hay dos fases, y esto contribuye a la pérdida de calor de algunas superficies y subsuperficies de sistemas de flujo.

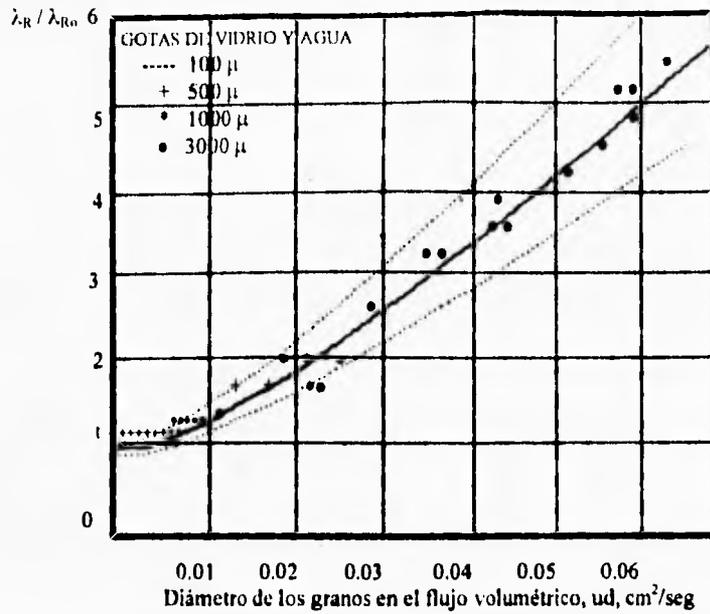


Fig. 4.1. Influencia de la velocidad del fluido sobre la dispersividad longitudinal en un medio poroso

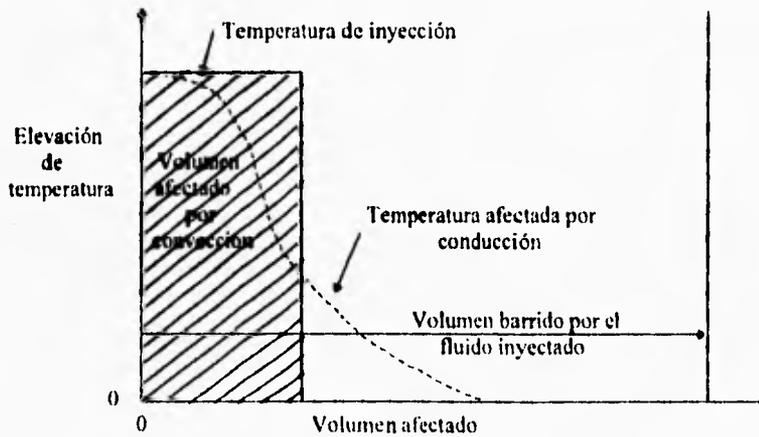


Fig. 4.2 Resultado del perfil de temperaturas debida a la conducción y convección

Con las definiciones antes dadas y los efectos de radiación despreciados, el flujo de energía total debido al flujo de un fluido en la dirección x es la suma de los componentes conductivos y convectivos:

$$u_{e,x} = u_{c,x} + u_{T,x}$$

$$= -\lambda \frac{\partial T}{\partial x} + u_x \rho_f h_f \quad (4.12)$$

donde $u_{e,x}$ es el total del flujo de energía en la dirección x , $u_{T,x}$ es la componente del flujo de energía por convección en la dirección x , y u_x es el componente del flujo volumétrico en la dirección x . Una expresión similar se puede hacer para el total de flujo en las direcciones y y z , como sigue:

$$u_{e,y} = -\lambda \frac{\partial T}{\partial y} + u_y \rho_f h_f \quad (4.13)$$

y

$$u_{e,z} = -\lambda \frac{\partial T}{\partial z} + u_z \rho_f \left(h_f + \frac{gz}{Jg_c} \right) \quad (4.14)$$

4.2 DESCRIPCION GENERAL DEL MODELO DE BARRIDO DE CALOR SGP - 1D

El modelo de barrido de calor lineal 1-D, fue desarrollado para evaluar los datos experimentales de los modelos de yacimientos físicos SGP, se basa en las ecuaciones de transferencia de calor de bloques de roca de forma irregular tomados como una esfera única con un centro térmico efectivo. El principal parámetro del modelo es el número de las unidades de transferencia de calor, dado como la razón del tiempo principal de residencia del fluido en un flujo en una dimensión y el tiempo constante de la masa de la roca. El tiempo principal de residencia es estimado de parámetros del yacimiento y gastos en tanto que el tiempo constante de la masa de la roca es estimado de propiedades térmicas del tipo de roca. El modelo ha sido adaptado para evaluar el comportamiento de la recarga de agua fría en yacimientos geotérmicos en donde las temperaturas de enfriamiento en el yacimiento han sido observadas de geotermómetros Na-K-ca y SiO₂.

Este modelo ha sido desarrollado a partir de un modelo físico de una roca fracturada, y yacimientos hidrotermales, para estimar la extracción de energía basada en límites geológicos y datos termodinámicos. El modelo fue desarrollado en tres fases.

La primera fase involucra análisis de parámetros usando tres métodos de producción no isotérmicos: (1) reducción de la presión con presencia de dos fases; (2) barrido del yacimiento con inyección de agua fría; y (3) direccionamiento del vapor con producción de fluido presurizado. Los resultados indican que el barrido del yacimiento con inyección de agua fría puede efectivamente engrandecer la extracción de energía de la roca del yacimiento.

La segunda fase involucra el desarrollo del modelo en la transferencia de calor de rocas fracturadas de forma irregular y distribución arbitraria del tamaño. La extracción de calor de una roca de forma irregular enfriada en su alrededor por agua fue descrita por Kuo, Kruger, y Brigham (1976) en términos de transferencia de calor de una esfera de radio térmico equivalente. Ellos mostraron que para rocas de forma que van en un amplio rango de longitudes y espesores, el radio equivalente para la transferencia de calor puede ser expresada como el producto del radio de la esfera de igual volumen y un factor de esfericidad dado por la razón entre la superficie y el volumen. El modelo de la extracción de calor de una roca única fue extendida para una distribución de bloques de rocas por Iregui, et al. (1979). La distribución puede ser aproximada a una roca esférica con radio térmico efectivo para la transferencia de calor por la razón de una distribución de superficies, áreas y volúmenes de un bloque de rocas.

La tercera fase fue una verificación experimental del modelo para predecir la extracción de energía de una roca de geometría regular de propiedades térmicas conocida por modelos de yacimientos físicos SGP. Una descripción de los experimentos fue dado por Hunsbedt et al. (1979). Un análisis de los datos con el modelo de barrido de calor lineal 1-D es dado por Hunsbedt, Lam, y Kruger (1983), y comparados con el simulador de yacimientos geotérmicos MULKOM de Pruess (1983) dado por Lam, Hunsbedt, y Kruger (1985).

EL MODELO DE BARRIDO DE CALOR LINEAL 1-D.

Este modelo evalúa la diferencia en temperatura entre una distribución de bloques de rocas descritas como una roca esférica de radio equivalente, a una cierta temperatura, T_r , y un medio poroso lleno de fluido alrededor de él, T_f , en un decremento lineal de la temperatura del fluido del yacimiento como:

$$\bar{T}_r - T_f = \mu\tau (1 - e^{-t/\tau}) \dots\dots\dots (4.15)$$

donde μ = porcentaje de enfriamiento (C/h)
 τ = tiempo constante de la roca (h)

Hunsbedt, Kruger, y London (1978) mostraron que el tiempo constante de un bloque de rocas del tipo esférico pueden ser expresados como:

$$\tau = \frac{R_c^2}{3\alpha} \left(0.2 + \frac{1}{N_{Dc}} \right) \dots\dots\dots (4.16)$$

donde R_e = radio equivalente de la roca (m)
 α = difusividad térmica de la roca (m^2/h)
 N_{Bi} = el número de Biot de la roca

La difusividad térmica es dada por:

$$\alpha = \frac{k}{\rho C} \quad (4.17)$$

donde k = conductividad térmica (J/hmC)
 ρ = densidad (kg/m^3)
 C = calor específico (J/kgC)

El número de Biot es dado por

$$N_{Bi} = \frac{h R_e}{k} \quad (4.18)$$

donde h = coeficiente de transferencia de calor (J/h m^2 C)

De la ecuación 4.15, el perfil de la temperatura del fluido en el espacio y tiempo adimensional sobre la geometría lineal de barrido mostrado en la Fig. 4.3 es definida como

$$T_f^* = \frac{T_f(x, t) - T_e}{T_i - T_e} \quad (4.19)$$

donde $T_f(x, t)$ = temperatura del agua a una distancia x de la línea de inyección al tiempo t , con referencia a la temperatura inicial del yacimiento T_i y la temperatura del agua de recarga T_e .

En la Fig. 4.3, $x^* = X/L$, es la distancia relativa desde el pozo de recarga al pozo de producción, y $t^* = t/t_{re}$, es el tiempo relativo referido al tiempo de residencia principal.

La ecuación diferencial que describe la transferencia de calor desde una roca esférica equivalente para el fluido de recarga bajo el barrido lineal, fue resumido por Kruger (1983) como:

$$\frac{\partial T_f^*}{\partial x^*} + \frac{\partial T_f^*}{\partial t^*} + \frac{1}{\gamma} N_{tu} (T_f^* - T_e^*) = q^* \quad (4.20)$$

donde los parámetros principales que determinan el perfil de la temperatura del fluido, son:

$N_{tu} = t_{re}/\tau$, es el parámetro "número de unidad de transferencia de calor"
 γ = es la razón de almacenamiento de la energía del fluido relativo a la energía en la roca
 q^* = el parámetro de transferencia externa de calor

La condición inicial de la Ecuación 4.20 es

$$T_f^*(x^*, 0) = T_i^*(x^*, 0) = 1 \quad 0 \leq x^* \leq 1 \quad (4.21)$$

y la condición de frontera es

$$T_f^*(0, t^*) = 0 \quad t^* > 0 \quad (4.22)$$

El número de unidades de transferencia de calor es el parámetro clave del modelo. Para pequeños valores, e.g., $N_{tu} \leq 10$, el yacimiento tiene una transferencia de calor limitada, en el cual el porcentaje de calor de transferencia de los bloques, no es suficiente para calentar el fluido de recarga antes de la producción, resultando en una primera declinación de la temperatura de los fluidos en la cabeza de los pozos y en una extracción de energía fraccional más pequeña.

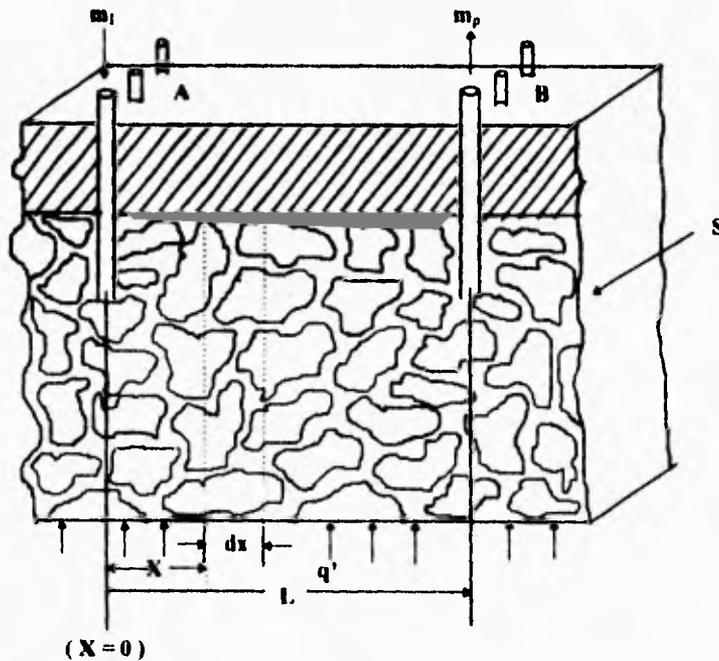


Fig. 4.3 Geometría esquemática del modelo de barrido de calor lineal 1-D

La solución a la Ecuación 4.20 es iniciada por la conversión de la ecuación de la transformada de Laplace de la forma siguiente:

$$T_f^*(x^*, t^*) = \int^{-1} T_f(x^*, s) \quad (4.23)$$

donde:

$$\hat{T}_r(x^*, s) = \left[\frac{1}{s} + \frac{q^*}{Ks^2} \right] \{ 1 - e^{-Kx^*} \}$$

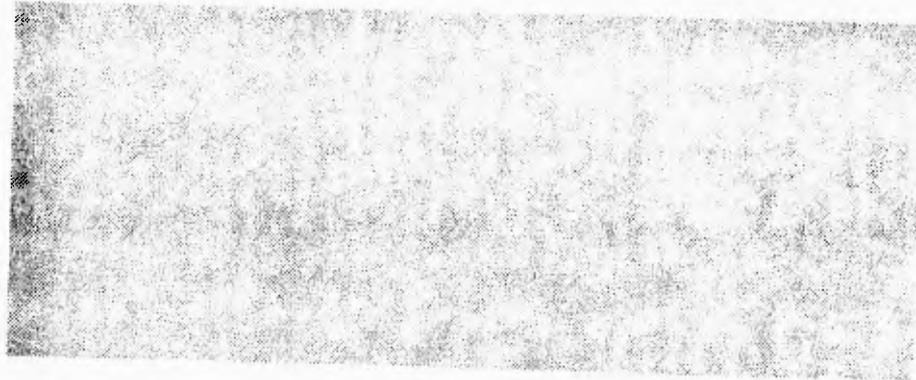
y

$$K = 1 + \frac{1}{\gamma} \left[\frac{1}{s/N_{1u} + 1} \right]$$

La inversión es numéricamente completada con el algoritmo solución desarrollado por Stehfest (1970):

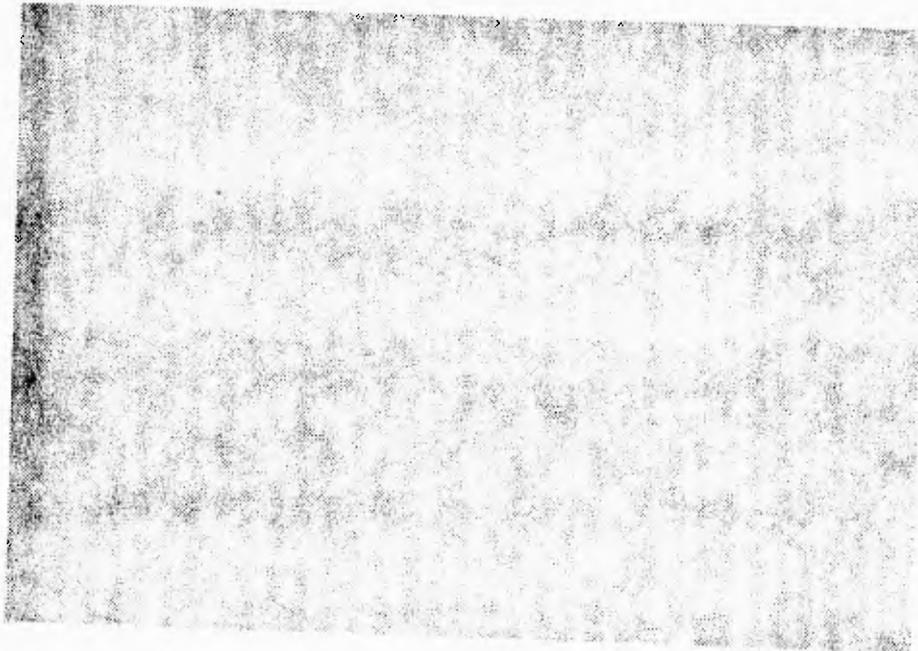
$$T_r^*(s, t^*) = \frac{\ln 2}{t^*} \sum_{i=1}^n a_i \hat{T} \left[x^*, \frac{\ln 2}{t^*} i \right] \dots \dots \dots (4.24)$$

La explicación en el análisis de los datos del modelo físico del SGP, los requerimientos de la entrada de datos, y los formatos de entrada más precisos, son dados por Hunsbedt, Lam, y Kruger (1983).



Capítulo V

Aplicación a un caso real.



5.1 APLICACION AL CAMPO GEOTERMICO DE LOS AZUFRES

LOS AZUFRES.

Los azufres, en el estado de Michoacán, es uno de los tres campos geotérmicos que actualmente generan energía eléctrica en la República Mexicana.

Se localiza al noreste del estado de Michoacán, a 80 km al oriente de la ciudad de Morelia. Está situado dentro de la provincia fisiográfica del Eje Neovolcánico Mexicano siendo uno de los centros volcánicos cuaternarios con vulcanismo silícico más importantes de esta provincia.

El sistema geotérmico de Los Azufres está en la porción sur de una probable caldera volcánica de edad superior a los dos millones de años, pero con domos riolíticos con edades de 28 mil.

Desde los años cincuenta se inició el estudio de este sitio previéndose la posibilidad de aprovecharlo. En 1972 se continuaron los trabajos de exploración y en 1977 se perforaron los primeros pozos productores, cuyos resultados confirmaron la existencia de un potencial energético de magnitud considerable.

A la fecha hay 63 pozos perforados con profundidades que van desde los 600 a los 3,500 metros presentando una profundidad media de 1,550 metros. Su capacidad total instalada es de 98 MWe.

El campo está situado a 2,800 metros sobre el nivel del mar, en una sierra compuesta por bosque de pino, manantiales termales y por la llamada Laguna Larga, características que lo convierten en un sitio de gran atractivo turístico.

MODELO CONCEPTUAL DEL YACIMIENTO.

Las rocas andesíticas cortadas por fallas y fracturas representan zonas de alta conductividad hidráulica, cuyos valores de permeabilidad fluctúan desde 100 hasta 100,000 milidarcys. En cambio los bloques de roca no fracturada tienen valores muy bajos de permeabilidad, entre 0 y 10 milidarcys.

En las riolitas superficiales y en el fondo del yacimiento, la permeabilidad es casi nula. Sin embargo, como se ha mencionado, hay comunicación con la superficie a través de estrechas fisuras que atraviesan la capa sello, permitiendo pequeñas descargas atmosféricas, vapor de agua y gases, generando manantiales termales, fumarolas, plumas de vapor, lagos de lodo caliente y suelos vaporizantes.

La forma en que se distribuyen los minerales de alteración hidrotermal y la disposición de las temperaturas medidas en los pozos, sugieren una posible geometría dómica del yacimiento. Este, consiste en un yacimiento principal profundo que descarga, por convección, fluidos ascendentes a través de las rocas fracturadas, en dos zonas: la zona norte y la zona sur. A más de 1.800 metros de profundidad aparece una zona de alteración continua, uniendo ambas zonas. Esto sugiere la existencia de un sólo acuífero profundo que cubre al área asignada al yacimiento.

Datos de entalpía y geoquímica de los fluidos revelan que hay vaporización dentro del yacimiento. La composición geoquímica del fluido no es la misma en todos los pozos del campo, lo cual sugiere que hay diferentes secciones productoras en varios niveles. No hay evidencias isotópicas de que ocurra alguna mezcla de agua meteórica local o de acuíferos superficiales con el fluido geotérmico. La posible recarga, de existir debe ser lateral y profunda.

No es muy evidente cuál puede ser la fuente de calor profunda del yacimiento. Algunos de los estudios sugieren asociarla con la cámara magmática del importante Volcán de San Andrés, cuya edad y composición implicaría una cámara cuaternaria lo suficientemente somera como para actuar como fuente de calor. Otros estudios, sin embargo, parecen relacionarla con la cámara alimentadora de los domos riolíticos más recientes, hacia el occidente del campo actualmente explotado.

CARACTERISTICAS GENERALES DEL CAMPO GEOTERMICO DE LOS AZUFRES.

Tipo de roca	Riolitas en niveles someros y capa sello, andesitas (dacitas, basaltos, y tobas) en niveles productores. Basamento (desconocido).
Tipo de agua	Sódica-clorurada.
Estado termodinámico	$P_m = 100$ bar, $T_m = 300$ °C, $h_m = 1,400$ kJ / kg (líquido comprimido correspondiendo a propiedades promedio). Arriba de 1,600 msnm, existe una zona bifásica.
Calidad de vapor	Muy heterogénea, entre 0% a 100%.
Permeabilidad	Muy heterogénea. Las fallas, fracturas y matriz interactúan simultáneamente. Sus valores fluctúan entre microdarcys a miles de milidarcys.
Evaluación volumétrica	320 MWe durante 20 años.
Simulación numérica	Es posible instalar otros 130 MWe sin mayor riesgo. El sector norte es al menos dos veces mayor que el sector sur.
Capacidad instalada	98 MWe (30 MWe en el norte y 68 MWe en el sur).

SIMULACION CON EL MODELO DE BARRIDO DE CALOR SGP - 1D.

Una serie de simulaciones fueron hechas con el simulador SGP - 1D (versión hecha por el Ingeniero Alfonso Aragón del Instituto de Investigaciones Eléctricas), para obtener un grupo de curvas que indican el proceso de enfriamiento que sufre el flujo del fluido reinyectado en el interior

del yacimiento, cuando éste va llegando al pozo productor. Algunos datos necesarios para la simulación fueron proporcionados por el grupo técnico del campo geotérmico de Los Azufres y algunos otros fueron obtenidos de estudios llevados a cabo por el Instituto de Investigaciones Eléctricas.

En la Tabla 5.1 se muestran los datos de entrada y sus respectivos valores, los cuales permanecerán constantes a través de todas las simulaciones, a excepción de uno, que es la distancia en porcentaje. Los datos incluyen los del yacimiento, características para la geometría de barrido utilizada, los datos del fluido mezclado en el yacimiento - entre el fluido reinyectado y el del yacimiento -, propiedades térmicas del yacimiento y constantes propias del programa.

Características del yacimiento y de la reinyección.

Temp. inicial del yacimiento	= 280.0 °C	Temp. de reinyección	= 120.0 °C
Porosidad	= .20	Gasto de recarga	= 13.9 kg/s
Espaciamiento medio entre frac.	= 20.0 m	Espesor del yacimiento	= 500.0 m
Densidad de la roca	= 2500.0 kg/m ³	Capacidad caloríf. de la roca	= 1000.0 J/kg-k
Densidad del fluido	= 846.0 kg/m ³	Capacidad caloríf. del fluido	= 4870.0 J/kg-k
Conductividad del calor	= .90 w/m-k	Cofic. de transf. de calor	= 1700.0 w/m ² -k

Parámetros para el flujo radial:

Radio interno	= .1 m	Radio exterior	= 1500.0 m
Angulo de flujo	= 10.0 grados		

Para el análisis de la mezcla:

Temperatura de filtración	= .0 °C	Gasto de filtración	= .0 kg/s
Razón de enfriamiento	= -.0005 / año	Gasto del yacimiento	= 21.8 kg/s

Parámetros de la mezcla:

Coef. del No. de Stehfest	= 16	IFLAG	= 4
NTIME	= 50	KTIME	= 4
NSPACE	= 100	NUMLOC	= 1
DELT	= 1.1		

Tabla 5.1. Datos de entrada para la simulación.

El programa tiene opciones para estudiar el comportamiento de la temperatura de la mezcla entre el fluido reinyectado y el del yacimiento, que se produce en el pozo productor. También maneja la alternativa de predecir el comportamiento de la temperatura del fluido reinyectado cuando existe filtración de acuíferos vecinos. Estos se pueden ver en la tabla anterior, en los datos del análisis de la mezcla, que para nuestro estudio, no son tomados en cuenta.

En la tabla también se observan los parámetros del programa, los cuales determinan el modo de análisis; entre ellos el principal es el llamado IFLAG el cual puede variar de uno a cinco, determinando el tipo de geometría del flujo reinyectado que se considere adecuado. Las diferentes geometrías que se pueden usar son:

- IFLAG = 1. Geometría lineal en el barrido de calor.
- IFLAG = 2. Geometría radial en el barrido de calor, entrada de flujo.
- IFLAG = 3. Barrido lineal de calor, con filtración y mezcla.
- IFLAG = 4. Geometría radial en el barrido de calor, salida de flujo.
- IFLAG = 5. Barrido lineal de calor, solamente con mezcla.

En nuestro caso, como se puede observar en la Tabla 5.1, utilizamos la opción con valor igual a 4, el cual refleja una aproximación muy cercana a la realidad del proceso que se produce en el flujo del fluido reinyectado en su camino hacia el pozo productor.

El significado de otros parámetros del programa son:

- NUMLOC = No. de lugares de espacio donde son impresos los resultados.
- KTIME = No. de intervalos de tiempo entre impresiones.
- NTIME = Tiempo total de intervalos.
- NSPACE = Espacio total de los intervalos entre los pozos.
- DELT = Paso de tiempo (fracción de tiempo en el fluido del yacimiento).

El programa se encuentra escrito en lenguaje de programación Fortran y los resultados son obtenidos con una computadora PC, manejando un archivo de datos (hsweep.dat), el programa ejecutable (Fsweep.exe) y un archivo de resultados (Sweep.dat).

Se seleccionó una distancia de 1500 metros, entre un pozo inyector y uno productor. En base a esta distancia se estudia la temperatura del frente del agua reinyectada desde el 10% que corresponde a una distancia de 150 metros, hasta el 100% que corresponde al intervalo total de 1500 metros, con intervalos de 10% (10%, 20%, 30%, ..., 100%).

La geometría del flujo utilizada fue radial, con un ángulo de 10 grados manteniéndose constante a través de todas las simulaciones. Una representación gráfica de la simulación se muestra en la Fig. 5.1.

Los resultados de la simulación para las diez diferentes distancias en la zona de barrido de calor del fluido entre el pozo inyector y el productor se muestran en el siguiente capítulo, así como unas series de gráficas de los datos obtenidos, de la temperatura contra la distancia y de la temperatura contra el tiempo.

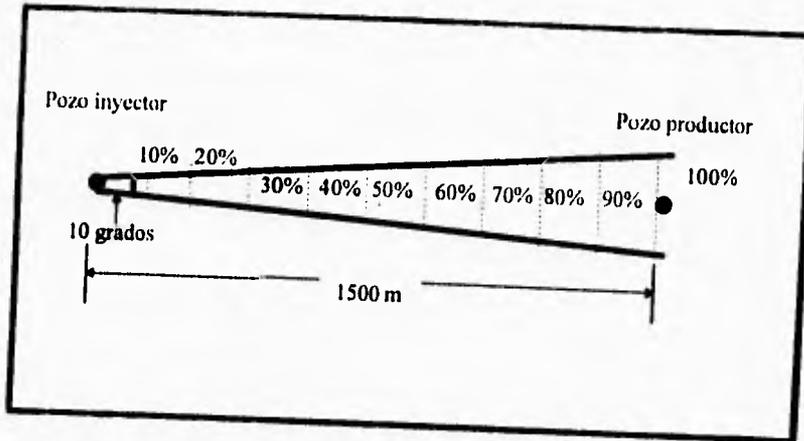
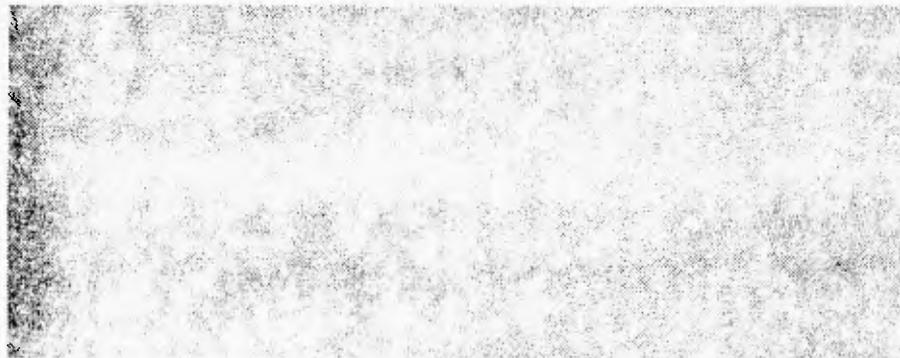
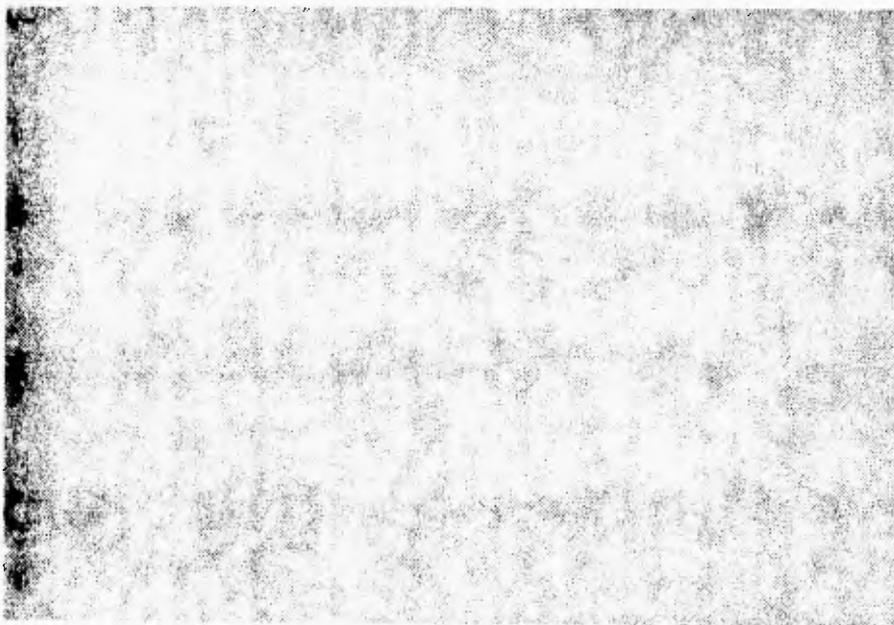


Fig. 5.1



Capítulo VI

Resultados.



RESULTADOS.

En este capítulo se presentan los resultados del programa. Los resultados para cada distancia simulada, son mostradas en forma de tabla. En cada una de ellas se muestran los datos de la distancia en metros, así como la distancia en porcentaje, que corresponden a la situación del frente del fluido de reinyección en su avance desde el pozo reinyector al productor; también se muestra la temperatura del mismo frente térmico, así como el tiempo en años en que se alcanza la temperatura respectiva. Todos los datos anteriores son para la zona de barrido.

A continuación se da el significado del encabezado de las tablas de resultados:

- R = Localización del frente térmico, metros.
- RS = Localización del mismo frente en porcentaje..
- T = Temperatura del fluido , °C.
- TR = Temperatura de la roca, °C

En nuestro análisis no se tomará en cuenta la temperatura de la roca. Estos resultados son mostrados de la Tabla 6.1 a la 6.9.

En ellas se puede observar que la temperatura del frente del fluido reinyectado a una distancia de 1500 metros - que es la distancia total existente entre el pozo reinyector y el productor -, tiende a ser igual a 120 °C que es la temperatura del fluido de reinyección, conforme el tiempo va aumentando y a tener una tendencia a una temperatura de 280 °C que es la temperatura del fluido del yacimiento, conforme el tiempo va disminuyendo

También se hace una graficación de la temperatura del fluido contra la distancia de avance del frente del fluido de reinyección para los diferentes tiempos mostrados en las tablas y del comportamiento de la temperatura del mismo fluido contra el tiempo para las diferentes distancias seleccionadas.

Esto se muestra de la Fig. 6.1 a la 6.6; de la Fig. 6.1 a la 6.3 se muestran las gráficas de la temperatura contra tiempo, para los diferentes distancias seleccionadas y de la Fig. 6.3 a la 6.6 se muestran las gráficas de la temperatura contra la distancia, para las diferentes tiempos calculados.

Análisis con el HEAT SWEEP para casos experimentales

Análisis calculados del 28 de abril de 1995

con HSWEEP.DAT al 01 de junio de 1995

Los parámetros para este análisis son:

Temp. inicial del yacimiento	= 280.0 °C	Temp. de reinyección	= 120.0 °C
Porosidad	= .20	Gasto de recarga	= 13.9 kg/s
Espaciamiento medio entre frac.	= 20.0 m	Espesor del yacimiento	= 500.0 m
Densidad de la roca	= 2500.0 kg/m ³	Capacidad calorif. de la roca	= 1000.0 J/kg-k
Densidad del fluido	= 846.0 kg/m ³	Capacidad calorif. del fluido	= 4870.0 J/kg-k
Conductividad del calor	= .90 w/m-k	Coefic. de transf. de calor	= 1700.0 w/m ² -k

Parámetros para el flujo radial:

Radio interno	= .1 m	Radio exterior	= 1500.0 m
Angulo de flujo	= 10.0 grados		

Para el análisis de la mezcla:

Temperatura de filtración	= .0 °C	Gasto de filtración	= .0 kg/s
Razón de enfriamiento	= -.0005 / año	Gasto del yacimiento	= 21.8 kg/s

Parámetros de la mezcla:

Coef. del No. de Stehfest	= 16	IFLAG	= 4
NTIME	= 50	KTIME	= 4
NSPACE	= 100	NUMLOC	= 1
DELT	= 1.1		

Los parámetros calculados son:

Flujo en la superficie	= 35.64 kg/s
Area media de flujo	= 1.33E+04 m ²
Velocidad media de flujo	= 1.24E-06 m/s
Tiempo de residencia del fluido	= 7.70 y
Radio (Esfera equivalente)	= 10.30 m
Difusión termal	= 3.60E-07 m ² /s
No. de Biot	= 1.95E+04
Tiempo constante de la roca	= .62 y
No. de unidades de transferencia de calor	= 12.36

En la zona de barrido.

R (M)	RS	TIEMPO (AÑOS)	T (°C)	TR (°C)
1500	1.000	33.87	279.8	279.8
1500	1.000	67.74	277.3	277.1
1500	1.000	101.61	277.3	278.3
1500	1.000	135.48	179.9	181.6
1500	1.000	169.35	123.3	123.9
1500	1.000	203.22	113.6	113.6
1500	1.000	237.10	116.8	116.7
1500	1.000	270.97	120.0	119.9
1500	1.000	304.84	121.2	121.2
1500	1.000	338.71	121.3	121.3
1500	1.000	372.58	121.0	121.0
1500	1.000	406.45	120.5	120.6

Tabla 6.1

En la zona de barrido.

R (M)	RS	TIEMPO (AÑOS)	T (°C)	TR (°C)
1350	0.900	33.87	280.7	280.7
1350	0.900	67.74	289.3	289.1
1350	0.900	101.61	208.9	211.1
1350	0.900	135.48	125.7	126.6
1350	0.900	169.35	114.1	114.0
1350	0.900	203.22	118.3	118.2
1350	0.900	237.10	120.9	120.8
1350	0.900	270.97	121.3	121.3
1350	0.900	304.84	120.9	120.9
1350	0.900	338.71	120.4	120.5
1350	0.900	372.58	120.1	120.1
1350	0.900	406.45	119.9	119.9

Tabla 6.2

En la zona de barrido.

R (M)	RS	TIEMPO (AÑOS)	T (°C)	TR (°C)
1200	0.800	33.87	279.2	279.3
1200	0.800	67.74	264.8	266.8
1200	0.800	101.61	135.8	137.3
1200	0.800	135.48	114.5	114.5
1200	0.800	169.35	119.4	119.2
1200	0.800	203.22	121.2	121.2
1200	0.800	237.10	129.9	121.0
1200	0.800	270.97	120.4	120.4
1200	0.800	304.84	120.0	120.0
1200	0.800	338.71	119.9	119.9
1200	0.800	372.58	119.8	119.8
1200	0.800	406.45	119.8	119.8

Tabla 6.3

En la zona de barrido.

R (M)	RS	TIEMPO (AÑOS)	T (°C)	TR (°C)
1050	0.700	33.87	279.4	279.1
1050	0.700	67.74	174.2	177.4
1050	0.700	101.61	114.9	114.9
1050	0.700	135.48	120.0	119.8
1050	0.700	169.35	121.1	121.1
1050	0.700	203.22	120.5	120.5
1050	0.700	237.10	120.0	120.0
1050	0.700	270.97	119.8	119.8
1050	0.700	304.84	119.8	119.8
1050	0.700	338.71	119.9	119.9
1050	0.700	372.58	119.9	119.9
1050	0.700	406.45	120.0	119.9

Tabla 6.4

En la zona de barrido.

R (M)	RS	TIEMPO (AÑOS)	T (°C)	TR (°C)
900	0.600	33.87	279.9	281.4
900	0.600	67.74	118.4	119.1
900	0.600	101.61	120.1	119.9
900	0.600	135.48	120.8	120.9
900	0.600	169.35	120.1	120.1
900	0.600	203.22	119.8	119.9
900	0.600	237.10	119.9	119.8
900	0.600	270.97	119.9	119.9
900	0.600	304.84	120.0	120.0
900	0.600	338.71	120.0	120.0
900	0.600	372.58	120.0	120.0
900	0.600	406.45	120.0	120.0

Tabla 6.5

En la zona de barrido.

R (M)	RS	TIEMPO (AÑOS)	T (°C)	TR (°C)
750	0.500	33.87	182.3	188.0
750	0.500	67.74	119.3	119.0
750	0.500	101.61	120.5	120.6
750	0.500	135.48	119.9	119.9
750	0.500	169.35	119.9	119.9
750	0.500	203.22	120.0	119.9
750	0.500	237.10	120.0	120.0
750	0.500	270.97	120.0	120.0
750	0.500	304.84	120.0	120.0
750	0.500	338.71	120.0	120.0
750	0.500	372.58	120.0	120.0
750	0.500	406.45	120.0	120.0

Tabla 6.6

En la zona de barrido.

R (M)	RS	TIEMPO (AÑOS)	T (°C)	TR (°C)
600	0.400	33.87	118.9	119.5
600	0.400	67.74	120.4	120.5
600	0.400	101.61	119.9	119.9
600	0.400	135.48	119.9	119.9
600	0.400	169.35	120.0	120.0
600	0.400	203.22	120.0	120.0
600	0.400	237.10	120.0	120.0
600	0.400	270.97	120.0	120.0
600	0.400	304.84	120.0	120.0
600	0.400	338.71	120.0	120.0
600	0.400	372.58	120.0	120.0
600	0.400	406.45	120.0	120.0

Tabla 6.7

En la zona de barrido.

R (M)	RS	TIEMPO (AÑOS)	T (°C)	TR (°C)
450	0.400	33.87	120.4	120.3
450	0.400	67.74	119.9	119.9
450	0.400	101.61	120.0	120.0
450	0.400	135.48	120.0	120.0
450	0.400	169.35	120.0	120.0
450	0.400	203.22	120.0	120.0
450	0.400	237.10	120.0	120.0
450	0.400	270.97	120.0	120.0
450	0.400	304.84	120.0	120.0
450	0.400	338.71	120.0	120.0
450	0.400	372.58	120.0	120.0
450	0.400	406.45	120.0	120.0

Tabla 6.8

En la zona de barrido.

R (M)	RS	TIEMPO (ANOS)	T (°C)	TR (°C)
300	0.200	33.87	120.0	120.0
300	0.200	67.74	120.0	120.0
300	0.200	101.61	120.0	120.0
300	0.200	135.48	120.0	120.0
300	0.200	169.35	120.0	120.0
300	0.200	203.22	120.0	120.0
300	0.200	237.10	120.0	120.0
300	0.200	270.97	120.0	120.0
300	0.200	304.84	120.0	120.0
300	0.200	338.71	120.0	120.0
300	0.200	372.58	120.0	120.0
300	0.200	406.45	120.0	120.0

Tabla 6.9

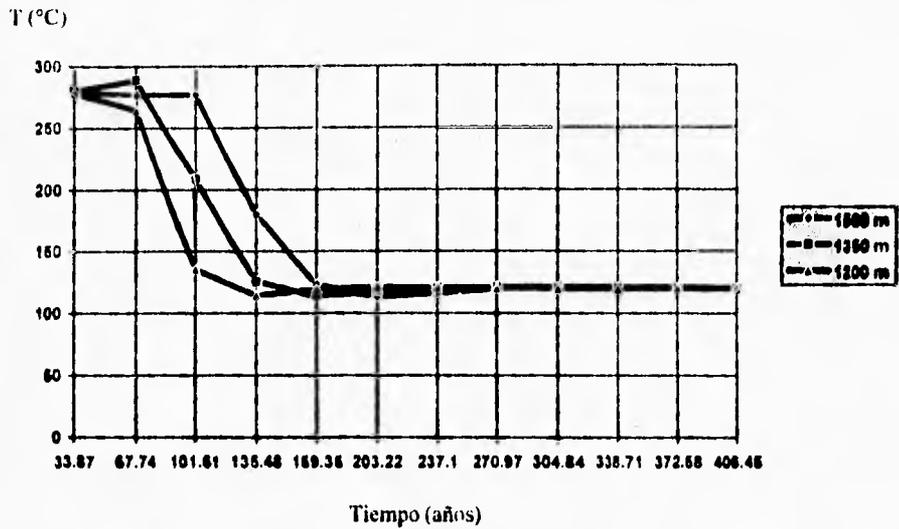


Fig. 6.1 Comportamiento de la temperatura contra el tiempo, para diferentes distancias desde el pozo inyector al productor.

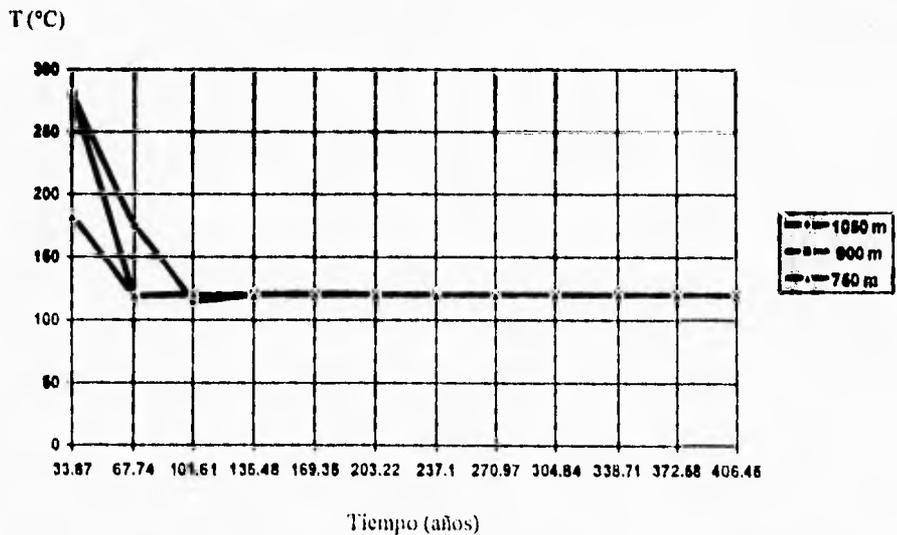


Fig. 6.2 Comportamiento de la temperatura contra el tiempo, para diferentes distancias desde el pozo inyector al productor.

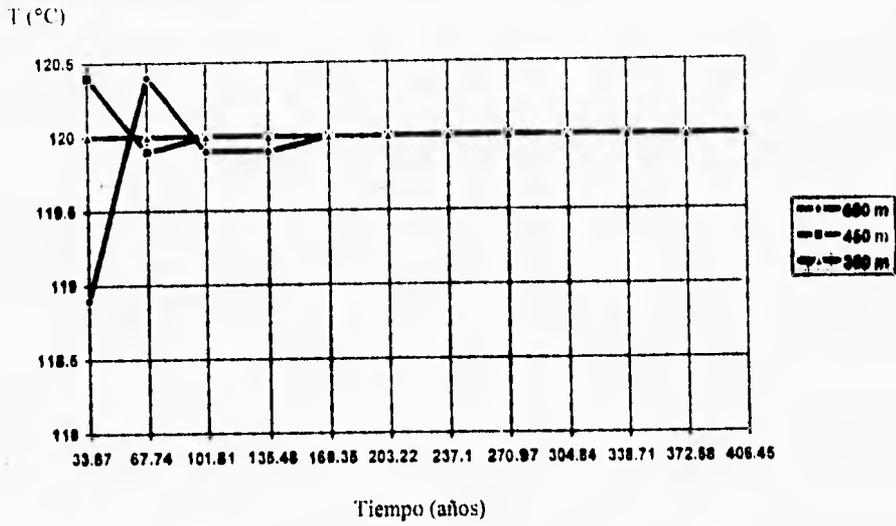


Fig. 6.3 Comportamiento de la temperatura contra el tiempo, para diferentes distancias desde el pozo inyector al productor.

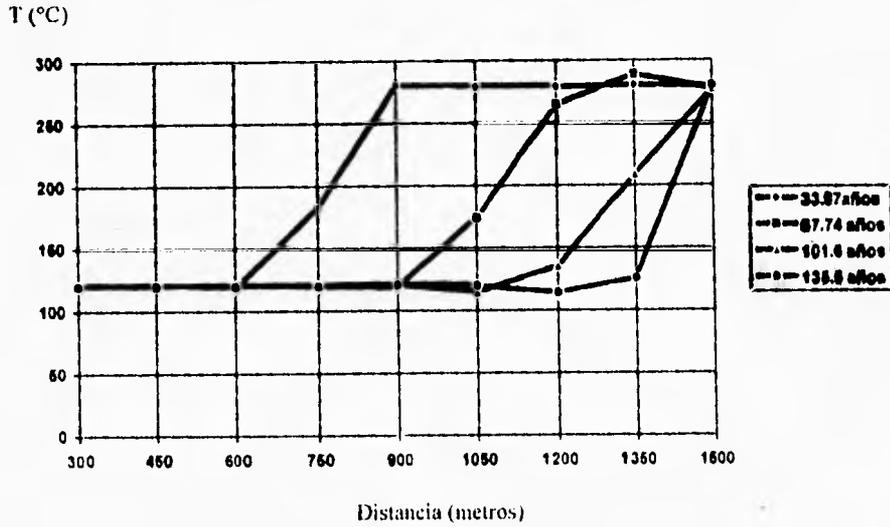


Fig. 6.4 Comportamiento de la temperatura contra la distancia existente entre el pozo inyector y el productor, para diferentes tiempos.

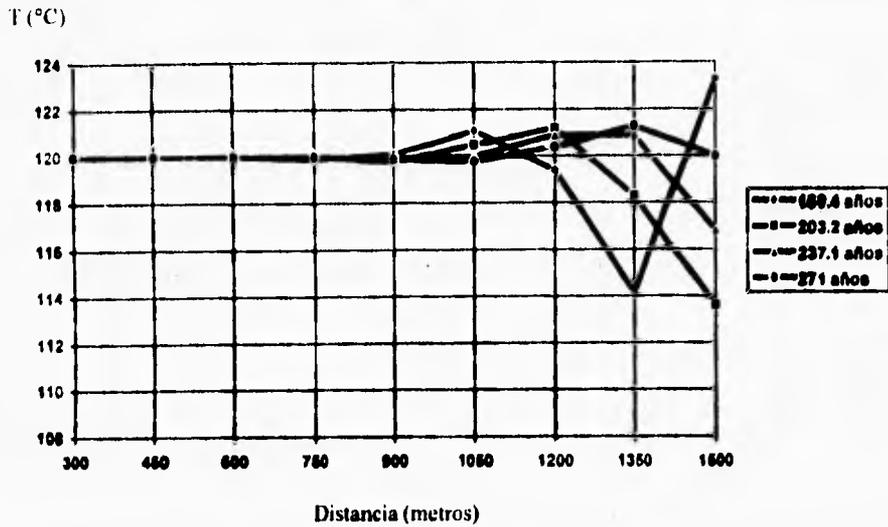


Fig. 6.5 Comportamiento de la temperatura contra la distancia existente entre el pozo inyector y el productor, para diferentes tiempos.

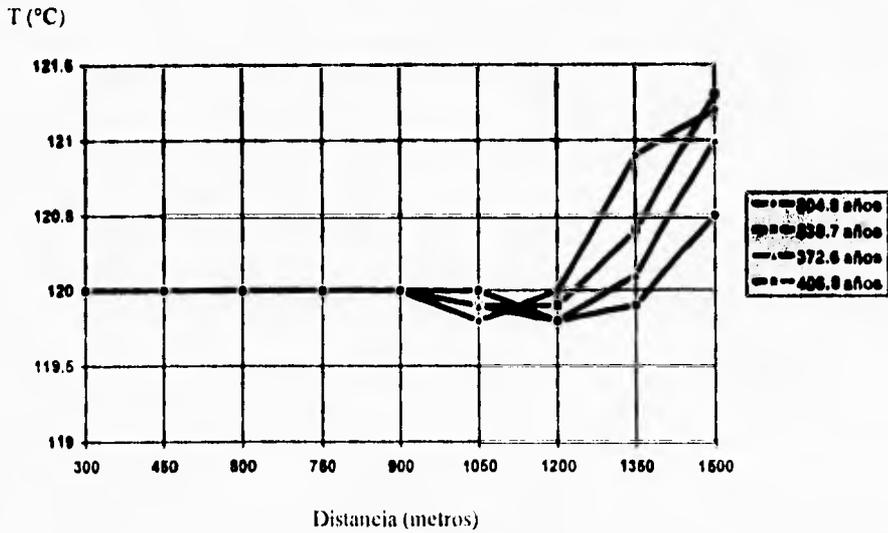


Fig. 6.6 Comportamiento de la temperatura contra la distancia existente entre el pozo inyector y el productor, para diferentes tiempos.

En las figuras, como ya se mencionó se muestran dos series, una la del comportamiento de la temperatura contra el tiempo para diferentes distancias y la otra para la temperatura contra la distancia, para diversos tiempos calculados.

La primera serie es de la Fig. 6.1 a la 6.3. En la Fig. 6.1 se puede observar que la temperatura del fluido de reinyección para distancias entre 1500 y 1200 metros y menores a 170 años, tiende a aumentar a 280 °C que es la temperatura del fluido del yacimiento; después de 170 años tiende a uniformarse a 120 °C que es la temperatura a la cual se encuentra el fluido de reinyección. En la Fig. 6.2 podemos ver que entre distancias de 1050 a 750 metros y tiempos menores a 140 años, la temperatura sigue disminuyendo y para tiempos mayores al anterior, la tendencia es a 120 °C. En la última figura de esta serie, se muestra la tendencia a la temperatura de 120 °C para distancias de 600 a 300 metros y se puede observar una pequeña disminución de la temperatura abajo de los 120 °C para tiempos menores a 170 años.

En la segunda serie, la Fig. 6.4 muestra que la temperatura aumenta desde la menor a la mayor distancia para tiempos que van de 30 a 140 años mostrándose también una tendencia a disminuir para tiempos mayores a 140 años. En la Fig. 6.5 se puede observar que la temperatura sufre un pequeño decremento abajo de los 120 °C para distancias mayores a 900 metros; y por último en la Fig. 6.6 se muestra el mismo comportamiento de la temperatura de 900 a 1350 metros, pero a partir de esta distancia tiende a aumentar muy lentamente para tiempos mayores a 300 años.

Con lo anterior podemos concluir que conforme el tiempo que transcurra sea mayor (>250 años) la temperatura del fluido reinyectada tiende a ser constante e igual a 120 °C para todo el intervalo existente entre el pozo inyector y el productor; mientras que para tiempos menores a éste, la temperatura del fluido reinyectado tiende a aumentar conforme nos vayamos acercando al pozo productor.

Analizando cuidadosamente los resultados del comportamiento de la temperatura en función del tiempo y la distancia debida a la interferencia térmica del fluido, se pueden utilizar para diferentes fines, por ejemplo, el tiempo que tarda en alcanzarse la temperatura de 170 °C que generalmente es el límite que aceptan las unidades generadoras de energía eléctrica.

122

CONCLUSIONES.

La energía económicamente explotable en un yacimiento geotérmico, resulta ser una variable fuertemente dependiente tanto del ritmo de explotación como de inyección a que se somete un yacimiento.

La interferencia térmica en un yacimiento geotérmico, es una realidad la cual se puede presentar de manera natural por la explotación del campo, o también inducirse de manera artificial por el efecto de la inyección de agua de menor temperatura.

De acuerdo a los análisis presentados en este trabajo, queda claramente definida la influencia de la interferencia térmica en un yacimiento geotérmico. Es posible disminuir sus efectos negativos cuando se cuenta con los análisis apropiados, que consideran las condiciones imperantes dentro del escenario de análisis.

Los efectos negativos de la interferencia térmica se traducen en una reducción de la vida útil del yacimiento, que en muchas ocasiones no es ocasionada por el agotamiento prematuro de su energía, sino por el bajo rendimiento de la capacidad de extracción de calor.

La principal causa de la presencia de la ocurrencia de una interferencia térmica dentro de un yacimiento, se debe a la inyección profunda que se practica en los campos geotérmicos, en la mayoría de las ocasiones con fines de desalajo de la salmuera producida.

Un proyecto de inyección dentro de los yacimientos geotérmicos, debe analizar por tanto las características hidrológicas del sistema, el mecanismo de explotación que lo gobierna, los espaciamientos entre las zonas de incorporación del agua fría y las zonas explotables, los mismos gastos de inyección y de explotación, la afinidad entre los espesores de inyección y los de producción, y la temperatura del agua de inyección.

En este trabajo se han analizado los parámetros del espaciamiento entre ambos tipos de pozos, las temperaturas del agua de inyección así como sus correspondientes gastos.

NOMENCLATURA.

- B = factor de volumen de la formación, RB/STB.
- B_w = factor de volumen del agua de formación, RB/STB.
- C_D = constante del efecto de almacenamiento del pozo, adimensional.
- C_t = compresibilidad total del sistema, $(\text{lb/pg}^2)^{-1}$.
- C_f = contenido de calor de las fracturas, Quads/ $^{\circ}\text{F}$.
- C_m = contenido de calor de la matriz de la roca, Quads/ $^{\circ}\text{F}$.
- d = distancia existente entre dos pozos productores, pie.
- D = Espacio entre pozos, pie.
- Ei (-y) = integral exponencial, $\int_0^{\infty} \frac{e^{-\epsilon}}{\epsilon} d\epsilon$, adimensional.
- f_a = eficiencia de barrido areal, fracción.
- f_f = eficiencia del contacto de la mezcla en las fracturas, fracción.
- f_m = factor de contribución de matriz, fracción.
- g = aceleración de la gravedad.
- g_c = constante gravitacional universal.
- H = entalpía del fluido, kJ/kg.
- h = espesor de la formación, pie.
- k = permeabilidad de la formación, md.
- p = presión, (lb/pg^2) .
- p_i = presión inicial en el yacimiento, (lb/pg^2) .
- p_D = presión adimensional.
- p_w = presión de fondo, (lb/pg^2) .
- $(P_D)_M$ = presión adimensional en el punto escogido del análisis de la curva tipo.
- Δp = cambio de presión, (lb/pg^2) .
-
-

$\Delta p_{\Delta t}$ = cambio de presión en el punto escogido del análisis de las curvas tipo, (lb/pg²).

$\Delta p_{w e \Delta t}$ = valores de la curva graficada extrapolada, (lb/pg²).

Δp_w = caída de presión en el fondo del pozo, (lb/pg²).

$\Delta p_{\Delta t}$ = diferencia entre la presión extrapolada y la observada en el tiempo Δt , (lb/pg²).

q = gasto, > 0 para producción, < 0 para inyección; para líquido STB/D, para gas Mscf/D.

$q_{1,2}$ = gasto de producción, mismas unidades que el anterior.

Q = calor neto producido, Quads.

Q_i = caudal de bombeo en el pozo i , m³/h.

r = distancia radial, pie.

r_w = radio del pozo, pie.

r_D = distancia radial adimensional.

R = radio de influencia en un pozo, pie.

R_i = radio del pozo inyector, pie.

R_p = radio de los límites del pozo productor, pie.

R_{al} = Promedio logarítmico entre R_i y R_p , pie.

S = descenso en un punto perteneciente a un acuífero, pie.

s = factor de daño en el pozo, adimensional.

S_{p_i} = descenso en el bombeo debido al pozo i .

Δs_i = descenso de interferencia, debido a los restantes pozos.

V = fracción de volumen de yacimiento encerrado entre los límites del pozo productor y el inyector.

ΔT^* = caída de temperatura específica, °F/Quad.

ΔT_a = caída de temperatura promedio en el yacimiento, °F/Quad.

ΔT_i = caída de temperatura en los límites del pozo de inyección, °F.

ΔT_p = caída de temperatura en el pozo productor, °F.

$u =$ raíz positiva de $Ei(-u^2) + \Delta\Phi = 0$, adimensional.

$w(u, r) =$ función de pozo en acuífero cautivo

$\lambda_R / \lambda_{RO} =$ razón entre la conductividad termal y la aparente.

BIBLIOGRAFIA

- 1) Alfonso Aragón A.
Versión del Modelo de Barrido de Calor SGP - 1D
Instituto de Investigaciones Eléctricas.
- 2) Antonio Valderrábano H., Rufino Rayón Casiano, et. al.
Apuntes de Evaluación de la Producción.
División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Facultad de Ingeniería, UNAM.
74, 103 - 106.
- 3) CFE
Descripción Técnica del Campo Geotérmico de Los Azufres, Michoacán
Folleto Informativo. Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos; Morelia, Michoacán.
Noviembre de 1994.
1, 2, 9, 21.
- 4) Doddy Abdassah
The Use of a Conceptual Model to Predict the Potential of Kamojang Geothermal Field Under Water Injection
Proceeding, 10th New Zealand Geothermal Workshop, 1988
pág. 106.
- 5) Emilio Custodio y Manuel Ramón Llamas
Hidrología Subterránea
Ediciones Omega, S.A. Barcelona, 1976.
684-686.
- 6) Hiroyuki Tokita, Tetsuya Yahara y Isa Kitakoga.
Cooling Effect and Fluid Flow Behavior Due to Reinjected Hot Water in the Hatchobaru Geothermal Field, Japan.
Proceedings 1995; Florence, Italy.
1869 - 1874.
- 7) J. E. Warren y J. H. Hartsock.
Well Interference.
Reprint Series, No. 9 - Pressure Analysis Methods, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967).
93-95.
- 8) Michael C. Adams.
Vapor, Liquid, and Two - Phase Tracer for Geothermal Systems.
Proceedings 1995; Florence, Italy.
pág. 1875.
- 9) Paul Egberts, Jan-Piet Heederik, et. al.
Modelling of Permeability Changes in Argillaceous Sandstones Due to Fluid Injection.
Proceedings 1995; Florence, Italy.
pág. 1979.

-
-
- 10) Paul Hirtz y Jim Lovekin
Tracer Dilution Measurements For Two - Phase Geothermal Production: Comparative testing and Operating Experience.
Proceedings 1995; Florence, Italy.
1881, 1882.
- 11) Paul Kruger y Alfonso Aragón.
Heat Sweep Analysis of Reinjection Recharge at The Los Azufres Geothermal Field.
Proceeding, 9th Geothermal Workshop, 1987.
195 - 205.
- 12) Paul Kruger
Application of The SGP 1 - D Linear Heat Sweep Model.
Proceeding, 7th Geothermal Workshop, 1985.
45,46.
- 13) Paul Kruger, S. Lam, A. Aragón, et. al.
Heat Sweep Analysis of Thermal Breakthrough at Los Humeros and La Primavera Fields, Mexico.
Proceeding, Twelfth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford California, January 20 - 22, 1987.
97 - 101.
- 14) Prats Michael
Thermal Recovery: Physical and Mathematical Description of Heat and Mass Transfer in Porous Media.
Monograph, Society of Petroleum Engineers of AIME, V. 7
16 - 19.
- 15) P. A. Witherspoon, G. S. Bodvarsson, et. al.
Energy Recovery by Water Injection
Lawrence Berkeley Laboratory, University of California.
35 - 37.
- 16) Ramón Hernández Angeles.
Aplicación de la Inteligencia Artificial al Análisis de las Pruebas de Presión de Pozos Geotérmicos.
México, D. F., Facultad de Ingeniería, UNAM, 1995. Tesis.
- 17) Robert C. Earlougher, Jr.
Advances in Well Test Analysis.
Monograph Volume 5, Henry L. Doherty Series.
Cap.9.
- 18) Subir K. Sanyal, Eduardo E. Granados, et. al.
Injection Related Problems Encountered in Geothermal Projects and their Mitigation: The United States Experience.
Proceedings 1995; Florence, Italy.
2019 - 2022.
-
-