

24-27



Universidad Nacional Autónoma de México

FACULTAD DE INGENIERIA

"ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN
EN YACIMIENTOS GEOTERMICOS
BIFASICOS"

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

JESUS MANUEL PEREZ MUÑOZ

México, D. F.

1987



Universidad Nacional
Autónoma de México



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 está 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.

I N D I C E

	Pag.
INTRODUCCION -----	1
CAPITULO I REVISION DE LA LITERATURA -----	3
I.1 Pruebas de decremento de presión -----	3
I.1.1 Pruebas de decremento de presión a gasto máscico constante -----	3
I.1.2 Pruebas de decremento de presión a dos - gastos máscicos -----	6
I.1.3 Pruebas de decremento de presión a varios gastos máscicos -----	8
I.2 Pruebas de incremento de presión -----	10
I.3 Pruebas de inyección -----	14
I.3.1 Pruebas de inyektividad -----	15
I.3.2 Pruebas de recuperación de presión en <u>po</u> zos inyectores -----	19
I.4 Pruebas de interferencia -----	21
CAPITULO II BREVE DESCRIPCION DE LOS SISTEMAS GEOTERMICOS ----	22
II.1 Clasificación de los yacimientos geotérmicos-	22
II.2 Comportamiento de la producción de fluido y - calor -----	26
II.3 Segregación gravitacional -----	27

	Pag.
II.4 Efecto de la salinidad -----	28
CAPITULO III CARACTERIZACION DE LOS YACIMIENTOS GEOTERMICOS -	29
III.1 Análisis geoquímico de fluidos geotérmicos	29
III.2 Trazadores -----	34
III.2.1 Modelos básicos para el estudio del flujo de trazadores -----	36
III.2.2 Condiciones de frontera y solucio- nes -----	39
III.2.3 Adsorción -----	43
III.2.4 Modelos para experimentos de campo	45
III.2.5 Trazadores en yacimientos geotérmi- cos -----	47
CAPITULO IV ECUACIONES FUNDAMENTALES DE FLUJO BIFASICO BAJO CONDICIONES NO ISOTERMICAS -----	49
IV.1 Leyes de balance para flujo de dos fases -- (líquido-vapor) -----	49
IV.2 Derivación de la ecuación de difusión para el flujo de vapor y agua -----	55
IV.3 Solución no lineal para yacimientos geotér- micos -----	59
IV.4 Funciones de permesibilidad relativa -----	62
IV.5 Función de saturación -----	64
IV.6 Efecto de almacenamiento en el pozo -----	67

	Pag.
IV.7 Ecuación para determinar la duración del efecto del almacenamiento -----	71
IV.8 Ecuaciones del estado inicial y del perturbado por inyección -----	74
IV.9 Efecto de gases no condensables -----	80
CAPITULO V PRUEBAS DE PRESION EN YACIMIENTOS BIFASICOS ----	84
V.1 Efecto del cambio de saturación -----	84
V.2 Consideraciones acerca del almacenamiento del pozo -----	85
V.3 Consideraciones generales relativas a la reinyección del agua separada -----	94
CAPITULO VI. ANALISIS DE DATOS DE PRUEBAS DE PRESION EN YACIMIENTOS BIFASICOS -----	99
NOMENCLATURA -----	104
BIBLIOGRAFIA -----	119
APENDICE 1 -----	124
APENDICE 2 -----	126

INTRODUCCION

El análisis de pruebas de presión es una técnica que surgió en respuesta a la necesidad de conocer las causas que originan que la producción decline con el tiempo. Obtener una respuesta concreta al problema ha requerido gran cantidad de tiempo y esfuerzo por parte de investigadores y personal dedicado a esta área de la Ingeniería.

La primera industria que se interesó en la evaluación de las propiedades del yacimiento por medio de pruebas de presión, fue la industria petrolera, siendo por esto que la mayoría de los trabajos publicados tratan acerca de investigaciones llevadas a cabo en este tipo de yacimientos.

Como se verá más adelante, los yacimientos geotérmicos tienen una gran similitud con los yacimientos petroleros, y por esto, cuando hubo necesidad de evaluar las propiedades de los primeros, se recurrió a utilizar los conocimientos y experiencia adquirida en el campo de la Ingeniería petrolera para tratar de evaluar a los yacimientos geotérmicos. Esto permitió partir de primera intención, con una gran cantidad de herramientas útiles para resolver el problema de evaluar las propiedades del yacimiento, pero debido a las diferencias que existe entre un yacimiento petrolero y uno geotérmico, fue necesario considerar las circun-

tancias especiales que originan el comportamiento característico de los yacimientos geotérmicos, a fin de modificar las técnicas usadas en los yacimientos petroleros.

El objetivo principal de este trabajo, es mostrar los fenómenos más importantes que originan las formas características de las pruebas de presión en los yacimientos geotérmicos, así como la forma de considerarlos para diseñar y analizar las pruebas de presión.

Originalmente se planteó describir solo aquellos yacimientos cuyo flujo de fluido fuera una mezcla de vapor y agua, pero a fin de ampliar un poco el panorama, se incluyó también algunos aspectos de los yacimientos con flujo de una fase, ya sea vapor o agua.

Cabe aclarar que se trató de cubrir los aspectos que se consideraron más importantes del comportamiento de estos yacimientos, pero debido a la poca literatura que existe al respecto, no fue posible tratar todo en forma minuciosa, por lo que en algunos casos solo se presenta el fenómeno sin dar más detalles acerca de su influencia en una prueba de presión.

Por último es necesario mencionar que debido a los muchos trabajos que tratan a fondo todos los conceptos básicos relacionados con las pruebas de presión, aquí se pasará por alto la explicación de éstos, deteniéndose tan solo en aquellos que sirvan para hacer más clara la comprensión de algún fenómeno.

I REVISION DE LA LITERATURA

En este capítulo se tratará de dar una idea general de la forma en que se evalúan las propiedades de los yacimientos geotérmicos. Una de las formas de evaluación de estas propiedades es mediante las pruebas de presión, las cuales consisten en registrar las variaciones de presión en el pozo con respecto al tiempo. Ya que existen diversos tipos de pruebas de presión, a continuación se hará una rápida revisión de los fundamentos de cada tipo de prueba, tal como es aplicada al estudio de los ya cimientos geotérmicos.

I.1 Pruebas de decremento de presión.

Estas pruebas se aplican a pozos que están produciendo durante la prueba. La prueba consiste en medir la declinación de la presión de fon do con respecto al tiempo. Debido a que durante el tiempo de desarrollo de la prueba, el pozo pudo haber producido bajo regímenes diferentes, ta les como gasto másico constante, a dos gastos másicos diferentes o inclu sive a varios gastos másicos diferentes, se considerará para su estudio cada caso por separado.

I.1.1 Prueba de decremento de presión a gasto másico constante.

Este tipo de prueba, consiste en medir la variación de la presión

P_{wf} con respecto al tiempo t , estando el pozo produciendo a un gasto de masa W constante. El fundamento matemático para el análisis de los datos obtenidos de esta prueba, se basa en la solución de la ecuación de difusión. La cual es:

$$P(r,t) = P_i + \frac{q\mu}{4\pi kh} \operatorname{Ei} \left(- \frac{\phi\mu c r^2}{4kt} \right) \quad (1.1.1)$$

Como esta ecuación es básica, su desarrollo se muestra en el Apéndice 1.

Aunque esta ecuación fue desarrollada para un yacimiento con flujo en una fase, Garg⁹ en 1980 derivó una ecuación para flujo de vapor y agua (ver Capítulo IV).

La ecuación que obtuvo fue:

$$P_w(t) = P_i - \frac{1.15W}{2\pi h(k/\phi)_T} \left[\log_{10} \left[\frac{t (k/\phi)_T}{\phi\mu c t r_w^2} \right] + .351 \right] \quad (1.1.2)$$

Si en la ecuación (1.1.1) se sustituye la aproximación logarítmica y el gasto másico tenemos:

$$P(r,t) = P_i - \frac{1.15W\phi}{2\pi kh} \left[\log_{10} \left[\frac{tk}{\phi\mu c r^2} \right] + .351 \right] \quad (1.1.3)$$

que es prácticamente de la misma forma de la ecuación (1.1.2). Si en la ecuación (1.1.1) se considera el efecto de daño y la aproximación logarítmica, la ecuación queda como:

$$P(r,t) = P_i - \frac{q\mu}{4\pi kh} \left[\operatorname{Ln} \left[\frac{4Kt}{\phi\mu c r^2} \right] + .5772 + 2S \right] \quad (1.1.4)$$

A partir de la ecuación (1.1.4) se puede obtener la ecuación base

para el análisis de las pruebas de decremento a gasto másico constante (ver Apéndice 2) la cual es:

$$Pwf = m \log t + Pwf_{(1hr)} \quad (1.1.5)$$

de donde se observa que la gráfica Pwf vs $\log t$ dará una línea recta con pendiente m e intercepción $Pwf_{(1hr)}$.

De la pendiente m se obtienen las propiedades del yacimiento dado que:

$$m = 525.89 \frac{WB}{(k/\gamma)_{th}} \quad (1.1.6)$$

el factor de daño se obtiene de:

$$S = 1.1513 \left[\frac{-Pfw_{(1hr)} + P_i}{m} - \log \left[\frac{(k/\gamma) t}{\beta \rho C t^2 w^2} \right] - .89348 \right] \quad (1.1.7)$$

El uso de ecuaciones parecidas a la ecuación (1.1.5) provenientes de la (1.1.4), se ha hecho desde que hubo necesidad de evaluar las propiedades de los yacimientos geotérmicos, por medio de análisis de pruebas de decremento de presión. Esto se confirma en las publicaciones de Ramey³ o Moench & Atkinson⁵.

Para el uso de pruebas de decremento de presión en yacimientos de vapor³, la ecuación (1.1.5) (ver Apéndice 2) queda:

$$Pwf^2 = m \log t + Pwf_{(1hr)}^2 \quad (1.1.8)$$

en donde la gráfica Pwf^2 vs $\log t$ proporcionará una línea recta con pendiente:

$$m = 89178.5 \frac{W \mu z T}{MKh} \quad (1.1.9)$$

el factor de daño se obtiene de:

$$S = 1.1513 \left[\frac{-Pwf^2(t_{hr}) + P_i^2}{m} - \log \left[\frac{K}{\phi A C c r_w^2} \right] - .89348 \right] \quad (1.1.10)$$

Para las ecuaciones (1.1.5) a (1.1.10) el gasto másico W debe permanecer constante durante el tiempo que se realiza la prueba.

I.1.2 Pruebas de decrecimiento de presión a dos gastos másicos.

Las pruebas de decrecimiento a dos gastos surgieron por la necesidad de realizar otro tipo de pruebas sin tener que cerrar el pozo para realizarlas.

Los fundamentos del análisis matemático para estos tipos de pruebas, se basan en la ecuación (1.1.4) y el principio de superposición en el tiempo. Antes de que se inicie la prueba, el pozo ha estado produciendo a un gasto másico W_1 por un tiempo t . La prueba consiste en medir la variación de presión Pwf con respecto al tiempo t' desde que se realizó el cambio de gasto másico a W_2 .

Entre las publicaciones que mencionan el uso de las pruebas a dos gastos másicos, en el estudio de los yacimientos geotérmico se encuentra la de Jesús Rivera R. & H.J. Ramev⁶ en la cual presentan los siguientes modelos:

I.1.2.1 Modelo de Russell²⁴.

Este modelo que propuesto por Russell en 1962, la ecuación fundamental en unidades de uso común en la industria geotérmica (ver Apéndice 2) es:

$$P_{wf} = P_i - 525.89 \frac{W_2 B}{(K/\sqrt{\gamma})_e h} \left[\log \left[\frac{(K/\sqrt{\gamma})_e}{\phi \rho C_e r_w^2} t \right] + .89348 + .868589 S \right] \\ - 525.89 \frac{W_1 B}{(K/\sqrt{\gamma})_e h} \left[\log \left[\frac{t + \Delta t'}{\Delta t'} \right] + \frac{W_2}{W_1} \log \Delta t' \right] \quad (1.2.1.1)$$

de la ecuación (1.2.1.1) es evidente que por medio de graficar

$$P_{wf} \text{ vs } \left[\log \left[\frac{t + \Delta t'}{\Delta t'} \right] + \frac{W_2}{W_1} \log \Delta t' \right]$$

se obtendrá una línea recta cuya pendiente está dada por:

$$m_R = 525.89 \frac{W_1 B}{(K/\sqrt{\gamma})_e h} \quad (1.2.1.2)$$

el daño se obtiene con:

$$S = 1.1513 \left[\frac{W_1}{W_1 - W_2} \frac{P_{wf}(1hr) - P_{wf}(t=0)}{m_R} - \log \left[\frac{(K/\sqrt{\gamma})_e}{\phi \rho C_e r_w^2} t \right] - .89348 \right] \quad (1.2.1.3)$$

1.1.2.2 Modificación de Selim al modelo de Russell²⁵.

Selim observó que los resultados obtenidos de las pruebas de dos gastos másicos eran sensibles a la pendiente de la línea recta dibujada según el método propuesto por Russell.

Sugirió la modificación del método regresando al pozo al gasto másico de producción que tenía antes de la prueba, una vez que el pozo ha alcanzado las condiciones estables. Las presiones y los gastos másicos serán medidos hasta que las nuevas condiciones estabilizadas sean alcanzadas.

La ecuación propuesta por Selim en unidades de uso común en la industria geotérmica (ver Apéndice 2) es:

$$\begin{aligned}
 Pwf = P_i - 525.89 \frac{W_3 B}{(K/\phi) t h} & \left[\log \left[\frac{(K/\phi) t}{\phi \rho C_t r_w^2} \right] + .89346 + .866589 S \right] \\
 - 525.89 \frac{W_2 B}{(K/\phi) t h} & \left[\log \left[\frac{\frac{W_1}{(W_2) t} + \Delta t' + \Delta t''}{\Delta t''} \right] + \frac{W_3}{W_2} \log \Delta t'' \right]
 \end{aligned}
 \tag{1.2.2.1}$$

De la ecuación (1.2.2.1) es evidente que graficando

$$Pwf \text{ vs } \left[\log \left[\frac{\frac{W_1}{(W_2) t} + \Delta t' + \Delta t''}{\Delta t''} \right] + \frac{W_3}{W_2} \log \Delta t'' \right]$$

se obtiene una línea recta cuya pendiente es:

$$m_s = 525.89 \frac{W_2 B}{(K/\phi) t h}
 \tag{1.2.2.2}$$

Selim mostró que la pendiente calculada por medio del método de Russell y la calculada usando la modificación sugerida por él mantenía la relación siguiente:

$$\frac{m_R}{m_S} = \frac{W_1}{W_2}
 \tag{1.2.2.3}$$

La ecuación (1.2.2.3) representa una restricción adicional que la porción de la línea recta que las ecuaciones (1.2.1.1) y (1.2.2.1) deben satisfacer. Esto puede ser usado para seleccionar la porción de la línea recta apropiada en el caso de que estén presentes varias secciones rectas, debido principalmente a la dispersión que normalmente se presenta en los datos de campo.

I.1.3 Pruebas de decremento de presión a varios gastos másicos.

Este tipo de pruebas, son el caso más general de las pruebas de presión, y sus fundamentos matemáticos se basan en la ecuación (1.1.4) y

el principio de superposición en el tiempo. Antes de la prueba, el pozo ha estado fluyendo a diversos gastos másicos w_{n-1} , de aquí se modifica la producción a un gasto másico w_n , y se comienza a registrar las variaciones de presión con respecto al tiempo t . Los modelos más usados son los siguientes:

I.1.3.1 Modelo de Odeh & Jones²⁶.

Este modelo fue propuesto por Odeh & Jones en 1965. La ecuación, base del análisis en unidades de uso común en la industria geotérmica, (ver Apéndice 2) es:

$$\frac{P_i - P_{wf}}{w_n} = 525.89 \frac{B}{(K/\nu)_t h} \left[\sum_{i=0}^{n-1} \frac{\Delta w_i}{w_n} \log(t_n - t_i) + .89348 + .868589 S + \log \left[\frac{(K/\nu)_t}{\phi \rho C_t r_w^2} \right] \right] \quad (1.3.1.1)$$

de la ecuación (1.3.1.1) se observa que de la gráfica

$$\frac{P_i - P_{wf}}{w_n} \text{ vs } \sum_{i=0}^{n-1} \frac{\Delta w_i}{w_n} \log(t_n - t_i) \quad ; \quad w_n \neq 0$$

se obtiene una línea recta cuya pendiente es dada por:

$$m_{ojv} = 525.89 \frac{B}{(K/\nu)_t h} \quad (1.3.1.2)$$

I.1.3.2 Modelo de Odeh & Jones de dos diferencias²⁷.

Este modelo es similar al anterior, excepto que éste incluye segundas diferencias del gasto másico, tal como se muestra en las ecuaciones (1.3.2.2.a) - (1.3.2.2.d).

La ecuación desarrollada por Odeh & Jones (1974) expresada en unidades de uso común en la industria geotérmica (ver Apéndice 2) es:

$$\frac{P_{wf} | t - P_{wf} |_{t=0}}{W_n} + 525.89 \frac{B}{(K/\sqrt{h}) t} \left[\frac{1}{\Delta W_n} \sum_{i=0}^{n-1} \Delta \Delta W_i \log (t_n - t_i) + \log \left[\frac{(K/\sqrt{h}) t}{\phi \rho C_t r_w^2} \right] + .868589 S + .89348 \right] \quad (1.3.2.1)$$

donde:

$$\Delta W_i = W_o - W_i \quad (1.3.2.2.a)$$

$$\Delta \Delta W_i = \Delta W_{i+1} - \Delta W_i \quad (1.3.2.2.b)$$

$$\Delta W_o = 0 \quad (1.3.2.2.c)$$

$$\Delta W_n = W_o - W_n \quad \neq 0 \quad (1.3.2.2.d)$$

de la ecuación (1.3.2.1) se observa que graficando:

$$\frac{P_{wf} | t - P_{wf} |_{t=0}}{\Delta W_n} \text{ vs } \frac{1}{\Delta W_n} \sum_{i=0}^{n-1} \Delta \Delta W_i \log (t_n - t_i)$$

se obtendrá una línea recta cuya pendiente estará dada por:

$$m_{\text{Odeh}} = \frac{525.89 B}{(K/\sqrt{h}) t h} \quad (1.3.2.3)$$

1.2 Pruebas de incremento de presión.

Este tipo de pruebas, al igual que las anteriores (decremento), se han estado efectuando en yacimientos geotérmicos desde hace años.

El surgimiento de este tipo de pruebas, como lo menciona Ramey³, fue por la invención de medidores de presión continua (1931), tales como el tipo Amerada. La primera aplicación fue la medición de la presión estática, la cual consiste en medir la presión en un pozo cerrado por un periodo de 24 a 72 hrs. De aquí se empezó a observar que el incremento

de presión dependía principalmente del tiempo, y de la permeabilidad de la roca del yacimiento alrededor del pozo. En 1933 Moor, Schiltius & Hurst, publicaron la primera determinación de la permeabilidad para datos de pruebas de presión. Posteriormente hubo varias publicaciones como la de Theis (1935), Muskat (1937), etc. hasta que en 1950 aparecen dos publicaciones separadas, la de Horner²⁸ y la de Miller, Dyes & Hutchinson²⁹. En cada una se proponía una manera de graficar los datos de presión, de manera tal que producían una línea recta cuya pendiente es inversamente proporcional a la permeabilidad de la formación. Estos dos métodos a la fecha son los más aplicados para el análisis de pruebas de incremento de presión, por lo que se describirán en detalle a continuación.

1.2.1 Método de Horner^{28,31}.

Antes de iniciar la prueba, el pozo ha estado produciendo a un gasto másico constante w_1 , por un tiempo t_p , al final del cual se cierra el pozo ($w_2 = 0$) y se comienzan a registrar las variaciones de presión con respecto al tiempo de cierre Δt .

El método de análisis se basa en la ecuación (1.1.4) y el principio de superposición en el tiempo. La ecuación que fundamenta el método (ver Apéndice 2), en unidades de uso común en la industria geotérmica es:

$$P_{ws} = P_i - \frac{525.89 W B}{(K/\phi) t h} \log \left[\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right] \quad (2.1.1)$$

que también puede escribirse como:

$$P_{ws} = P_i - m \log \left[\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right] \quad (2.1.2)$$

de donde se observa que la gráfica

$$P_{ws} \text{ vs } \log \left[\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right]$$

producirá una línea recta con intercepción P_i y pendiente

$$m = - \frac{525.89 \text{ WB}}{(K/\nu) c h} \quad (2.1.3)$$

el factor de daño se calcula con:

$$S = 1.1513 \left[\frac{-P_{ws}(1hr) + P_{wf} \Delta t=0}{m} - \log \left[\frac{(K/\nu) t_p}{c \tau = W^2} \right] - .89348 \right] \quad (2.1.4)$$

Para el caso de pozos de vapor, la ecuación con que se fundamenta el método (ver Apéndice 2), en unidades de uso común en la industria geotérmica es:

$$P_{ws}^2 = P_i^2 - 89178.55 \frac{W \mu z T}{M k h} \log \left[\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right] \quad (2.1.5)$$

de donde la gráfica

$$P_{ws}^2 \text{ vs } \log \left[\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right] \quad (2.1.6)$$

producirá una línea recta cuya pendiente es:

$$m = -89178.55 \frac{W \mu z T}{M k h} \quad (2.1.7)$$

el factor de daño se calcula de:

$$S = 1.1513 \left[\frac{-P_{ws}^2(1hr) + P_{wf}^2 \Delta t=0}{m} - \log \left[\frac{K}{\phi \mu c \tau W^2} \right] - .89348 \right] \quad (2.1.8)$$

I.2.2 Método de Miller, Dyes & Hutchinson^{29,31}.

Este método es una simplificación del anterior ya que considera que $t_p \gg \Delta t$ por lo que:

$$\log \left[\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right] \approx \log t_p - \log \Delta t \quad (2.2.1)$$

por lo tanto, la ecuación que fundamenta el método es:

$$Pws = Pws(1hr) + \frac{525.89 \text{ WB}}{(K/\mu) t h} \log \Delta t \quad (2.2.2)$$

o

$$Pws = Pws(1hr) + m \log \Delta t \quad (2.2.3)$$

lo cual indica que la gráfica Pws vs $\log \Delta t$ dará una línea recta con intercepción $Pws(1hr)$ cuya pendiente es:

$$m = \frac{525.89 \text{ WB}}{(K/\mu) t h} \quad (2.2.4)$$

el daño se puede calcular con:

$$S = 1.1513 \left[\frac{-Pws(1hr) + Pwf \Delta t=0}{m} - \log \left[\frac{(K/\mu) t}{\phi C_t r_w^2} \right] - .89348 \right] \quad (2.2.5)$$

Para el caso de pozos de vapor, la ecuación con la que se fundamenta el método (ver Apéndice 2), en unidades de uso común en la industria geotérmica es:

$$Pws^2 = Pws^2(1hr) + 89178.55 \frac{W \mu z T}{M k h} \log \Delta t \quad (2.2.6)$$

o

$$Pws^2 = Pws^2(1hr) + m \log \Delta t \quad (2.2.7)$$

lo que indica que la gráfica Pws^2 vs $\log \Delta t$ dará una línea recta con pendiente:

$$m = 89178.55 \frac{W \mu z T}{M k h} \quad (2.2.8)$$

el daño se puede calcular con:

$$S = 1.1513 \left[\frac{-Pws^2(1hr) + Pwf^2 \Delta t=0}{m} - \log \left[\frac{K}{\phi \mu C_t r_w^2} \right] - .89348 \right] \quad (2.2.9)$$

I. 3 Pruebas de inyección.

En la industria petrolera, estos tipos de pruebas se realizan en pozos que por conveniencia se les utiliza para inyectar agua, logrando así obtener una recuperación mayor del yacimiento. En la industria geotérmica, por razones de protección ecológica, es común reinyectar las aguas residuales provenientes de los pozos productores, sobre estos pozos es factible llevar a cabo pruebas de inyección. Pero a estas pruebas se les ha dado otro uso adicional, si en una localización, el yacimiento posiblemente productor es de origen igneo, tendrá una producción comercial solo si la permeabilidad secundaria es suficientemente alta, la cual está representada en algunos campos como "Los Azufres", Mich. por roca volcánica altamente fracturada y alterada hidrotermalmente. Un índice de estas zonas de alta permeabilidad es observado cuando se perfora el pozo y se tienen pérdidas importantes de circulación del lodo de perforación. Si esta pérdida de circulación es grande y la temperatura estática de fondo está dentro de los rangos comerciales (normalmente mayor que 230°C), se lleva a cabo una prueba de inyección de corto tiempo. De esta manera las pruebas de inyección son llevadas a cabo como parte de los procedimientos de terminación de los pozos. El propósito principal de estas pruebas, es obtener la primera información acerca de los parámetros del pozo y del yacimiento, lo cual puede ser útil en la selección de la zona más apropiada para terminar el pozo, y pueden ser utilizados para una predicción inicial del comportamiento futuro del pozo.

Estos tipos de pruebas se han encontrado más rápidas y fáciles de llevar a cabo que los de decremento e incremento de presión, y los

resultados obtenidos de ellas se han observado razonablemente buenos⁸.

En pozos inyectoros existen dos tipos de pruebas, las pruebas de inyectividad y las pruebas de recuperación de presión para pozos inyectoros.

Las cuales a continuación se discutirán brevemente.

1.3.1 Pruebas de inyectividad.

Dentro de este tipo de pruebas, al igual que las pruebas de decremento en pozos productores, pueden existir varias formas de efectuar la inyección durante la prueba, dentro de las que pueden mencionarse las siguientes: inyectar a un solo gasto durante toda la prueba, inyectar a dos diferentes gastos durante la prueba o inyectar a varios gastos. A continuación se tratará cada caso por separado.

1.3.1.1 Prueba de inyectividad a gasto constante^{8,31}.

Como se mencionó anteriormente, la prueba consiste en inyectar a un gasto q constante, registrando las variaciones de presión en el fondo del pozo con respecto al tiempo t , desde que se inicia la inyección.

El método de análisis se basa en la ecuación (1.1.4), solo que en este caso el gasto q se considerará negativo por el sentido del flujo.

La ecuación que fundamenta el método, en unidades de uso común en la industria geotérmica es:

$$P_{wf} = P_{wf}(1hr) + m \log t \quad (3.1.1.1)$$

de donde se observa que la gráfica P_{wf} vs $\log t$ dará una línea recta con intercepción en $P_{wf}(1hr)$ cuya pendiente es:

$$m = 1893.21 \frac{q_1 \mu B}{kh} \quad (3.1.1.2)$$

el daño se calcula con:

$$S = 1.1513 \left[\frac{-Pwf(1hr) + Pwf \Delta t=0}{m} - \log \left[\frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} \right] - .89348 \right] \quad (3.1.1.3)$$

I.3.1.2 Pruebas de inyectividad a dos gastos.

Antes de iniciarse la prueba en el pozo se ha estado inyectando a un gasto constante q_1 . Al tiempo t_1 el gasto es cambiado a un valor q_2 , empezándose a medir las variaciones de presión con respecto al tiempo t' .

Ya que el análisis de estos tipos de pruebas, es similar al de pruebas de decremento de presión, los modelos aplicados a aquellas pruebas, pueden ser aplicados en la interpretación de las pruebas de inyectividad.

I.3.1.2.1 Modelo de Russell para pozos inyectoros²⁴.

La ecuación básica que fundamenta el método, en unidades de uso común en la industria geotérmica (ver Apéndice 2) es:

$$Pwf = P_i - 1893.21 \frac{q_2 \mu B}{kh} \left[\log \left[\frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} \right] + .89348 + .868589 S \right] \\ - 1893.21 \frac{q_1 \mu B}{kh} \left[\log \frac{t + \Delta t'}{\Delta t'} + \frac{q_2}{q_1} \log \Delta t' \right] \quad (3.1.2.1.1)$$

de donde se observa que la gráfica

$$Pws \text{ vs } \left[\log \left[\frac{t + \Delta t'}{\Delta t'} \right] + \frac{q_2}{q_1} \log \Delta t' \right]$$

proporcionará una línea recta cuya pendiente está dada por:

$$m_R = 1893.21 \frac{q_1 \mu B}{kh} \quad (3.1.2.1.2)$$

donde el daño se calcula con:

$$S = 1.1513 \left[\frac{q_1}{q_1 - q_2} \frac{Pwf(1hr) - Pwf \Delta t=0}{m} - \log \left[\frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} \right] - .89348 \right] \quad (3.1.2.1.3)$$

I.3.1.2.2 Modelo de Silim para pozos inyectores²⁵.

La ecuación básica para este método en unidades de uso común en la industria geotérmica (ver Apéndice 2) es:

$$Pwf = P_i - 1893.21 \frac{q_3 \mu B}{kh} \left[\log \left[\frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} \right] + .89348 + .868589 S \right] - 1893.21 \frac{q_2 B}{kh} \left[\log \left[\frac{q_1}{(q_2) t + \Delta t' + \Delta t''} \right] + \frac{q_3}{q_2} \log t'' \right] \quad (3.1.2.2.1)$$

de donde se observa que la gráfica:

$$Pwf \text{ vs } \left[\log \left[\frac{q_1}{(q_2) t + \Delta t' + \Delta t''} \right] + \frac{q_3}{q_2} \log \Delta t'' \right]$$

producirá una línea recta cuya pendiente es:

$$m_B = 1893.21 \frac{q_2 \mu B}{kh} \quad (3.1.2.2.2)$$

Para este modelo hay que recordar que:

$$\frac{m_R}{m_B} = \frac{q_1}{q_2} \quad (3.1.2.2.3)$$

I.3.1.3 Prueba de inyectividad a varios gastos⁶.

Antes de iniciarse la prueba, en el pozo se estuvo inyectando a diferentes gastos. La prueba se inicia variando el gasto a un valor q_n , registrando las variaciones de presión con respecto al tiempo. Los mode

los que se aplican a estas pruebas son:

I.3.1.3.1 Modelo de Odeh & Jones²⁶.

La ecuación básica de este método, en unidades de uso común en la industria geotérmica (ver Apéndice 2) es:

$$\frac{P_i - P_{wf}}{q_n} = 1893 \frac{21 \mu B}{kh} \left[\sum_{i=0}^{n-1} \frac{\Delta q_i}{q_n} \log (t_n - t_i) + .89348 \right. \\ \left. + .868589 S + \log \left[\frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} \right] \right] \quad (3.1.3.1.1)$$

de donde se observa que la gráfica:

$$\frac{P_i - P_{wf}}{q_n} \text{ vs } \sum_{i=0}^{n-1} \frac{\Delta q_i}{q_n} \log (t_n - t_i) ; q_n \neq 0$$

produce una línea recta con pendiente

$$m_{jov} = 1893 \frac{21 \mu B}{kh} \quad (3.1.3.1.1)$$

I.3.1.3.2 Modelo de Odeh & Jones de dos diferencias²⁷.

La ecuación básica de este método en unidades de uso común en la industria geotérmica (ver Apéndice 2) es:

$$\frac{P_{wf} \Big|_{t=P_{wf}} \Big|_{t=0}}{q_n} = 1893 \frac{21 \mu B}{kh} \left[\frac{1}{\Delta q_n} \sum_{i=0}^{n-1} \Delta \Delta q_i \log (t_n - t_i) \right. \\ \left. + \log \left[\frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} \right] + .89348 + .868589 S \right] \quad (3.1.3.2.1)$$

donde:

$$\Delta q_i = q_0 - q_i \quad (3.1.3.2.2.a)$$

$$\Delta \Delta q_i = \Delta q_{i+1} - \Delta q_i \quad (3.1.3.2.2.b)$$

$$\Delta q_0 = 0 \quad (3.1.3.2.2.c)$$

$$\Delta q_n = q_o - q_n \quad \neq 0 \quad (3.1.3.2.2.d)$$

de la ecuación (3.1.3.2.1) se observa que la gráfica

$$\frac{P_{wf}|_t - P_{wf}|_{t=0}}{\Delta q_n} \quad \text{vs} \quad \frac{1}{\Delta q_n} \sum_{i=0}^{n-1} \Delta \Delta q_i \log (t_n - t_i)$$

producirá una línea recta con pendiente

$$m_{ojv} = 1893.21 \frac{\mu B}{kh} \quad (3.1.3.2.3)$$

1.3.2 Pruebas de recuperación de presión en pozos inyectoros^{8,31}.

Una vez que una prueba de inyección se ha llevado a cabo, es un procedimiento usual correr inmediatamente después de finalizada ésta, una prueba de recuperación de presión a fin de obtener suficientes datos para verificar los resultados obtenidos del análisis de inyección.

Básicamente la prueba consiste en medir las variaciones de presión de fondo P_w con respecto al tiempo Δt , en un pozo en el cual se es tuvo inyectando a un gasto constante q por un tiempo t_1 . El análisis se puede realizar por los dos siguientes métodos.

1.3.2.1 Método de Horner para pruebas de recuperación de presión en pozos inyectoros^{28,31}.

La ecuación base del análisis en unidades de uso común en la industria geotérmica (ver Apéndice 2) es:

$$P_{ws} = P_i - 1893.21 \frac{q \mu B}{kh} \log \left[\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right] \quad (3.2.1.1)$$

o

$$P_{ws} = P_i - m \log \left[\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right] \quad (3.2.1.2)$$

de donde se observa que la gráfica

$$P_{ws} \text{ vs } \log \left[\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right]$$

proporciona una línea recta cuya pendiente es:

$$m = 1893.21 \frac{q \mu B}{kh} \quad (3.2.1.3)$$

el factor de daño se calcula con:

$$S = 1.1513 \left[\frac{-P_{wf}(1hr) + P_{wf} \Delta t=0}{m} - \log \left[\frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} \right] - .89348 \right] \quad (3.2.1.4)$$

1.3.2.2 Método de Miller, Dyes & Hutchinson para pruebas de recuperación de presión en pozos inyectoros^{29,31}.

La ecuación base del análisis en unidades de uso común en la industria geotérmica (ver Apéndice 2) es:

$$P_{ws} = P_{ws}(1hr) + 1893.21 \frac{q \mu B}{kh} \log \Delta t \quad (3.2.2.1)$$

o

$$P_{ws} = P_{ws}(1hr) + m \log \Delta t \quad (3.2.2.2)$$

de donde se observa que la gráfica P_{ws} vs $\log \Delta t$ proporciona una línea recta con pendiente:

$$m = 1893.21 \frac{q \mu B}{kh} \quad (3.2.2.3)$$

el factor de daño se calcula con:

$$S = 1.1513 \left[\frac{-P_{wf}(1hr) + P_{wf} \Delta t=0}{m} - \log \left[\frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} \right] - .89348 \right] \quad (3.2.2.4)$$

I.4 Pruebas de interferencia^{8,31}.

Este tipo de pruebas, consiste en registrar las variaciones de presión con respecto al tiempo, en un pozo denominado "observador", debido a la producción de otro pozo alejado de éste una distancia r .

La forma de obtener las propiedades es por medio de graficar ΔP observado contra el tiempo, luego con ayuda de curvas tipo obtener el valor de la relación $\phi C_t/k$. Si se considera este valor como una primera aproximación, ya que se conoce W , ν , μ y B , usando diferentes valores de $\phi C_t/k$ y k , se pueden elaborar diferentes curvas de ΔP calculada contra tiempo, de donde la curva calculada que proporcione el mejor ajuste a la curva de valores observados, dará la mejor estimación del valor medio de la relación $\phi C_t/k$ en la región del yacimiento influenciada por la prueba.

II BREVE DESCRIPCION DE LOS SISTEMAS GEOTERMICOS

II.1 Clasificación de los yacimientos geotérmicos.

Los recursos geotérmicos se encuentran en varias formas en la naturaleza. Las principales son los yacimientos de vapor dominante, los yacimientos de agua caliente, los sistemas geopresurizados y las formaciones compuestas por roca seca muy caliente²³.

Todas estas formas son potencialmente explotables, pero los yacimientos de vapor son los que tienen las mejores características para la generación de electricidad, dado que la tecnología actual para la producción de electricidad a partir de energía geotérmica se basa en el aprovechamiento únicamente de la energía contenida en el vapor¹³.

Para que un yacimiento tenga los requerimientos necesarios para su aprovechamiento debe tener las siguientes características:

- a) Tener una temperatura mayor o igual a 200°C;
- b) Contener la cantidad suficiente de fluidos para transmitir el calor a la superficie;
- c) Localizarse a una profundidad no mayor de 3 km;
- d) Un volumen adecuado del yacimiento (mayor a 5 km³);
- e) Una permeabilidad tal que permita un flujo aceptable de fluidos

del yacimiento hacia los pozos; y

- f) La presión del vapor en la superficie debe ser mayor de 7 kg/cm^2 , dado que es la presión mínima a la que operan la mayor parte de las turbinas actualmente.

Los yacimientos geotérmicos pueden clasificarse de acuerdo a la localización de su temperatura y presión iniciales con respecto a un diagrama presión-temperatura para el agua. En la Figura 1, puntos a la derecha y por debajo de la temperatura crítica representan los yacimientos de agua caliente, puntos a la izquierda de la curva y arriba de la temperatura crítica representan yacimientos de una fase o vapor. A medida que la presión del yacimiento declina, la temperatura sigue la línea punteada que pasa a través de la temperatura y presión iniciales. Por ejemplo, para las condiciones iniciales correspondientes al punto A, la temperatura se moverá a la izquierda a lo largo de la línea i a medida que la presión declina. Este caso (yacimiento A) corresponde al yacimiento de una fase (esencialmente vapor) con temperatura y presión iniciales arriba de los valores críticos⁴. En este caso no se formará agua debido a que la línea i no interseca la curva de ebullición. El punto A puede también ser localizado en una gráfica presión-entalpía en la región de vapor sobrecalentado como se observa en la Figura 2, la flecha indica el camino de la producción isotérmica, aquí se observa que a medida que la presión declina la entalpía del fluido aumentará significativamente. En este caso la matriz de la roca no intervendrá debido a que el proceso es cercanamente isotérmico. Sin embargo, suponiendo que el yacimiento pudiera producir de tal forma que la entalpía del vapor se mantuviera

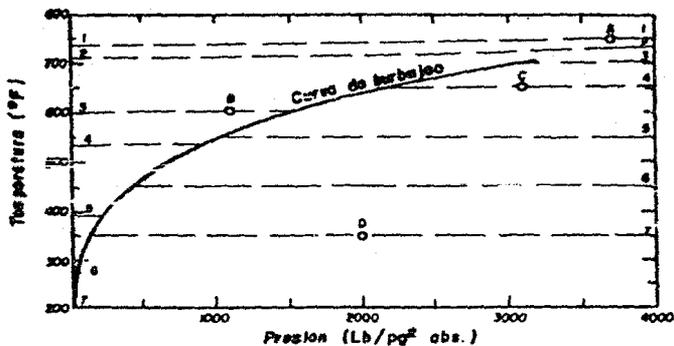


Fig. 1.- Gráfica temperatura contra presión para un yacimiento geotérmico con agua para tomados de 4, página 1494 .

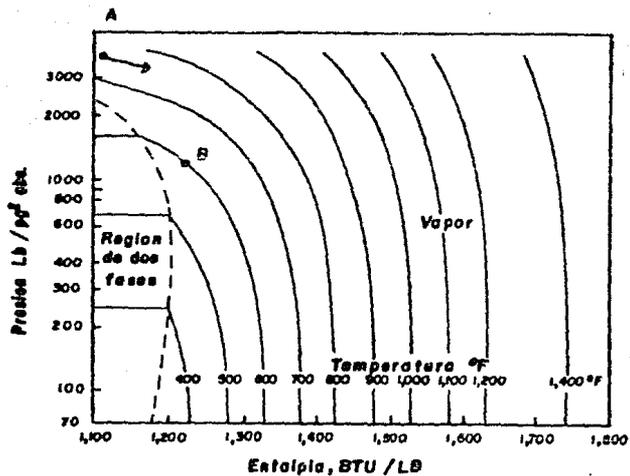


Fig. 2.- Diagrama presión contra entalpia para el vapor sobrecalentado (tomado de 1, página 894).

constante, de la Figura 2 se observa que la temperatura disminuirá a medida que la presión disminuye. De aquí se tendrá como consecuencia que la matriz de la roca cede calor al fluido, afectando el proceso. El fluido de esta manera tendrá un camino esencialmente isotérmico pero con transferencia de calor de la matriz de la roca¹.

Las condiciones iniciales correspondientes al punto B (yacimientos B) en la Figura 1 representa un yacimiento de vapor seco, en el cual no se formará agua durante la despresurización, y mucho calor permanecerá sin producirse. La temperatura se moverá a lo largo de la línea 3 a medida que declina la presión⁴. El punto B puede ser también representado en un diagrama presión-entalpía, de donde se observa que la entalpía también aumenta a medida que la presión disminuye¹.

El punto C (yacimientos C) en la Figura 1 corresponde a un yacimiento de agua caliente a condiciones iniciales, con presión arriba de la curva ebullición. Si no existe un fuerte empuje debido a la compresión del sistema o un empuje de agua, la presión inicialmente decaerá con la producción de una forma rápida, debido a que la energía solo es suplida por la compactación de la roca y la expansión del líquido. El yacimiento se comportará esencialmente en forma isotérmica e isoentálpica a lo largo de la línea 4 hasta que la curva de ebullición sea alcanzada. Entonces se comienza a generar vapor dentro del yacimiento y la fase de vapor se comienza a incrementar dentro de los poros de la roca. Esto proporciona un empuje debido a la expansión del vapor. A medida que la producción continúa, la presión y la temperatura declinarán con la producción, y cuando ésta alcance la saturación de equilibrio, el

algo de agua permanezca aun cuando la presión alcance el nivel atmosférico. La mayoría del vapor producido a lo largo de la despresurización de este tipo de yacimientos será a bajas presiones, estas bajas presiones resultan en una baja eficiencia, si se usa el vapor en turbinas para producir electricidad, por esta razón, la producción de electricidad de tales yacimientos es posiblemente mejor obtenerla por medio de reciclar el agua caliente a través de los yacimientos y usando plantas de electricidad de ciclo binario⁴.

II.2 Comportamiento de la producción de fluido y calor.

Las figuras 4 y 5 muestran las variaciones de la temperatura y presión con el porcentaje de masa del fluido inicialmente "in situ" producido. Los yacimientos A y B producen esencialmente por expansión del vapor bajo condiciones isotérmicas; en los yacimientos C y D está involucrado el empuje del vapor liberado en la región de dos fases. Casi todo el fluido inicial es producido de los yacimientos A, B y C, y mucho es producido del yacimiento D. Los yacimientos A y B experimentan una pequeña declinación de temperatura durante la producción, y en el yacimiento C la temperatura declina de 650° a 530°F. Así, en este caso, mucho calor permanece en la roca del yacimiento al final de la despresurización. La Figura 6 muestra la gráfica presión vs saturación de vapor para los yacimientos C y D. El incremento de la pendiente negativa de la curva del yacimiento C con la saturación de vapor refleja el incremento de la relación vapor producido/agua caliente producida, a medida que la saturación de vapor se incrementa con la despresurización. La Figura 7 presenta la variación de la presión con la cantidad de calor producido,

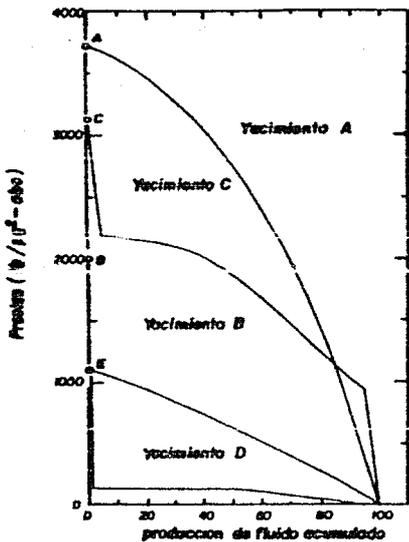


Fig. 4.- Presión contra la producción de fluido acumulado, para los yacimientos A, B, C y D (tomado de 4, página 1495)

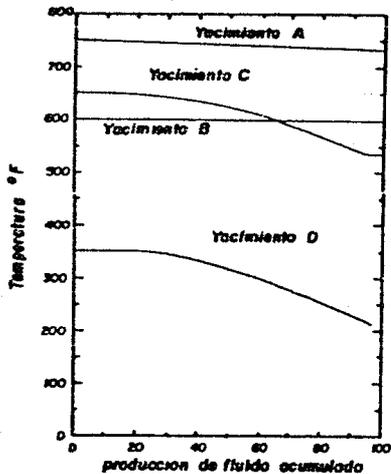


Fig. 5.- Temperatura contra la producción de fluido acumulado para los yacimientos A, B, C y D (tomado de 4, página 1495)

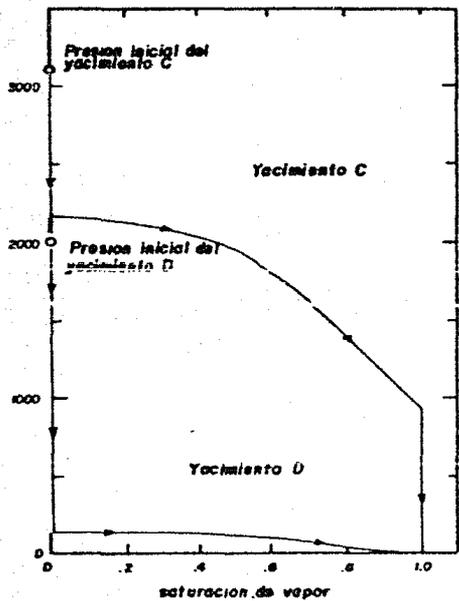


Fig. 6.- Presión contra la saturación de vapor para los yacimientos C y D

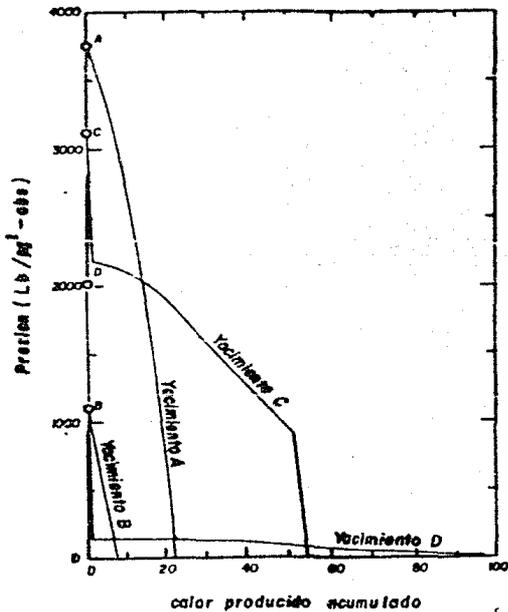


Fig. 7.- Presión contra el calor producido acumulado para los yacimientos A, B, C y D

lo cual es mayor que la cantidad de calor que puede estar en el yacimiento si éste contiene solo vapor saturado a presión atmosférica y 212°F. Los resultados para los yacimientos A y B indican las cantidades relativamente pequeñas del calor total producido durante la despresurización. La Figura 8 presenta la gráfica presión vs calor recobrado en la forma de vapor y agua caliente de los yacimientos C y D. Estos resultados indican que más calor será producido en forma de vapor que en forma de agua caliente. La Figura 9 presenta la presión vs el calor producido para seis yacimientos de agua caliente con tres porosidades diferentes. Como se observa al aumentar la porosidad, aumenta la cantidad de calor producido; esto es debido al mayor volumen de agua inicial en el yacimiento⁴.

II.3 Segregación gravitacional.

Hasta aquí se ha considerado que el fluido está distribuido uniformemente, pero esto no sucede, ya que al volverse la saturación de vapor móvil empezará a existir segregación gravitacional. La segregación puede provocar una disminución grande de agua disponible para la generación de vapor en lo alto del yacimiento y un aumento de agua disponible para producir vapor en la parte baja del yacimiento. El yacimiento C se comporta como se explicó en la discusión de las Figuras 1 a 8 mientras que el vapor no alcance la saturación móvil y empiece a actuar la segregación. La saturación de vapor se incrementará rápidamente en las partes superiores del yacimiento. Si el pozo está terminado en un alto estructuralmente o existe conificación de vapor, la relación vapor producido/agua caliente producida, aumentará rápidamente. En las partes

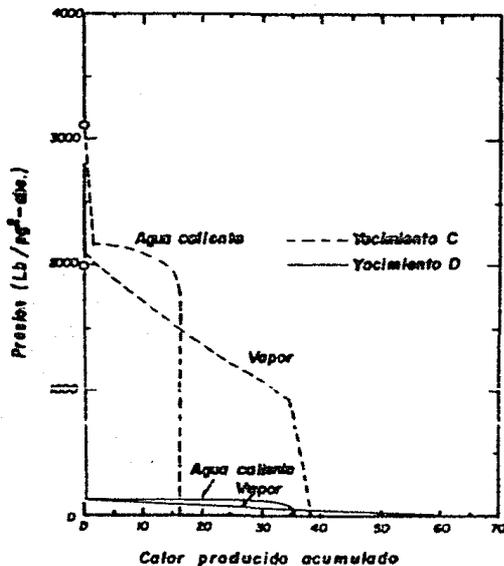


Fig. 8.- Presion contra el calor producido acumulado como vapor y como agua caliente para los yacimientos CyD

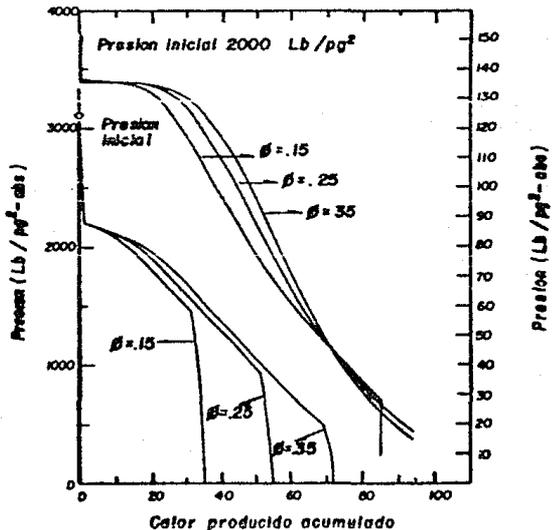


Fig. 9.- Presion contra calor producido acumulado para tres porosidades diferentes y dos condiciones iniciales (3,100 Lb/pg², 650 °F y 2000 Lb/pg², 300 °F)

bajas, el fluido permanecerá bajo condiciones dadas por la presión y temperaturas de la curva de ebullición y con una saturación alta de agua. Así, las cantidades de vapor y agua caliente producidas dependerán de la segregación gravitacional, de las curvas de permeabilidades relativas, la posición estructural de la terminación del pozo, la cantidad de conificación del agua y vapor, etc. Ya que por las condiciones del yacimiento mucho calor permanecerá en la roca, y debido a que el vapor contiene más calor que el agua para un mismo volumen dado, es conveniente producir por pozos perforados estructuralmente altos, que además de suprimir la producción de agua, dejarán la mayor parte de las sales disueltas en el agua en el yacimiento⁴.

II.4 Efecto de salinidad.

Todo el análisis anterior fue hecho considerando el comportamiento del agua pura (salinidad 0%). Pero cuando el agua tiene sales en disolución, provocará una alteración en la curva de ebullición y por tanto, en la curva presión-entalpía. Las Figuras 10, 11 y 12 muestran el comportamiento de fase del agua cuando se tienen diferentes salinidades.

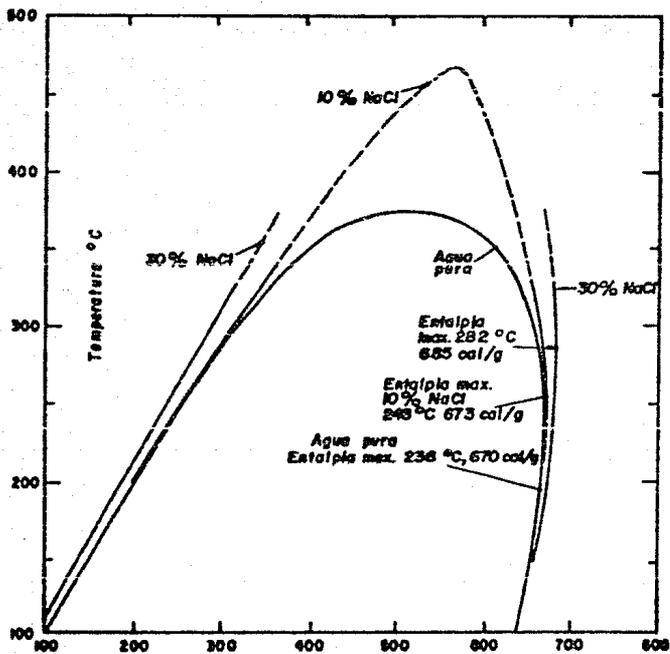


FIG. 10- ENTALPIA cal/g

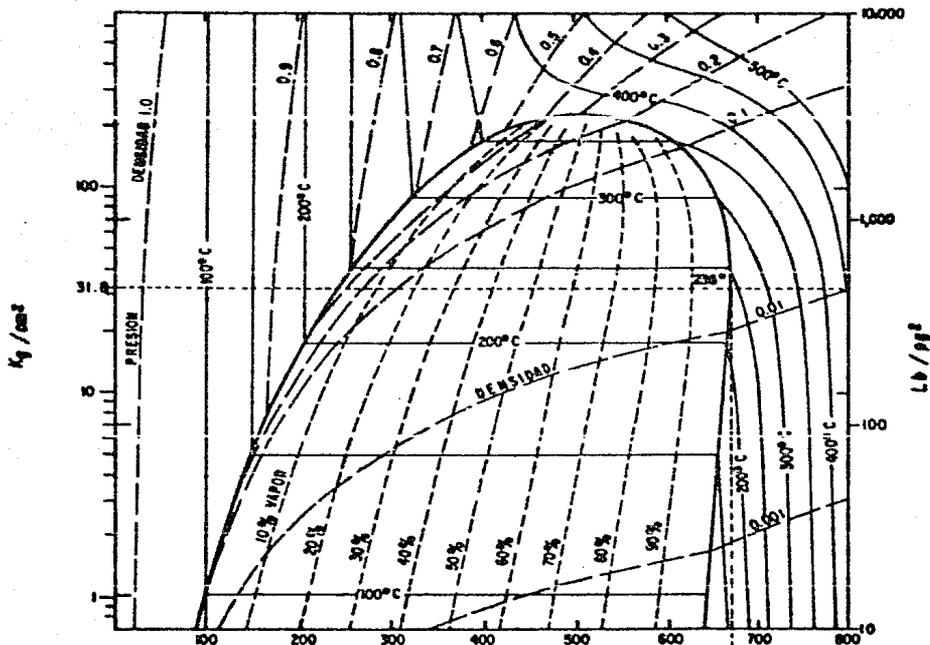


FIG.11.- ENTALPIA (contenido de calor) cal/gm.

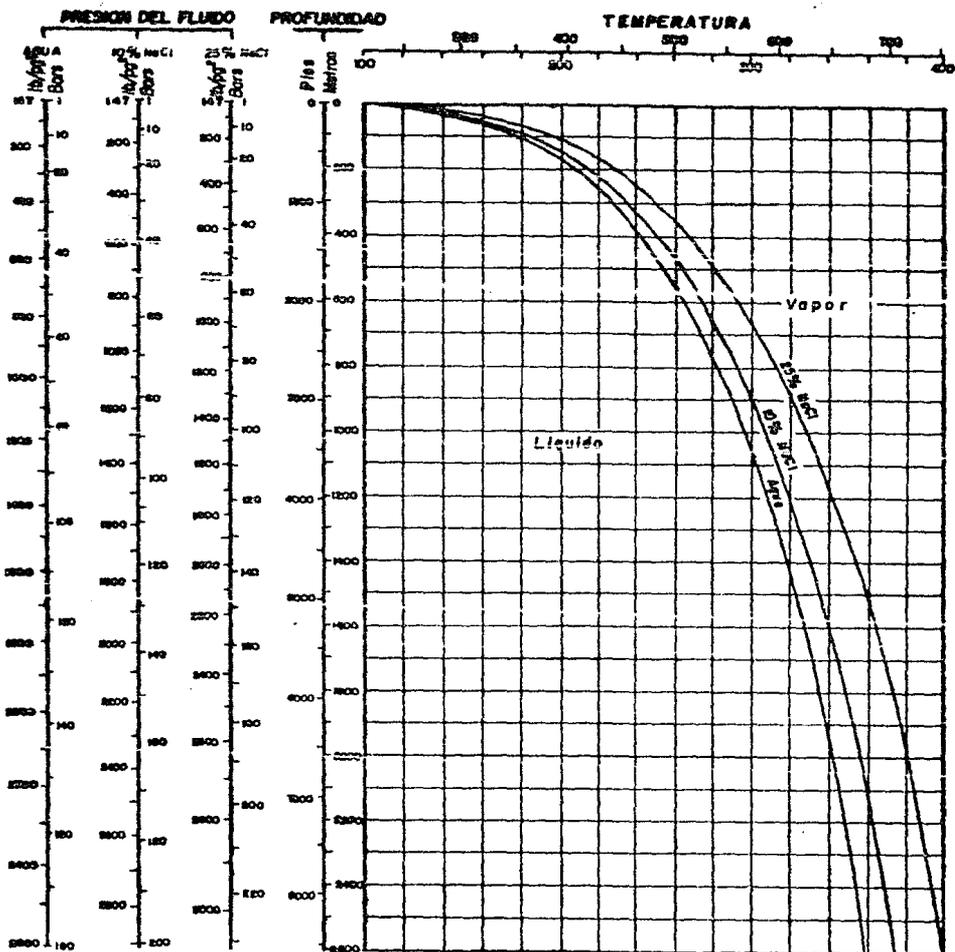


FIG.12.- CURVAS DE BURBUJEO

III CARACTERIZACION DE LOS YACIMIENTOS GEOTERMICOS

A partir de que se ha perforado uno o más pozos con una producción de vapor que cae dentro de los rangos comerciales, se puede decir que se ha descubierto un campo geotérmico, y desde ese mismo instante la ingeniería de yacimientos debe de comenzar a obtener toda la información posible para empezar a construir los modelos con los cuales se predecirá el comportamiento futuro del yacimiento, así como también la forma de obtener su máximo y mejor aprovechamiento.

Existen diversas formas de obtener la información con la cual se puede caracterizar a un yacimiento geotérmico, entre las que se encuentran el análisis de pruebas de presión, análisis geoquímicos de los fluidos geotérmicos y el uso de trazadores.

ya que el análisis de pruebas de presión es el tema principal de este trabajo, este capítulo se limitará a dar una breve reseña del análisis geoquímico y del uso de trazadores en los campos geotérmicos.

III.1 Análisis geoquímico de fluidos geotérmicos.

Como se mencionó anteriormente, una manera de obtener información acerca de un yacimiento geotérmico es por medio de la recopilación de datos sobre las características químicas de los fluidos geotérmicos, que

en forma natural o por medio de pozos, se transporta a la superficie. Utilizando esta información de manera selectiva, se pueden elaborar modelos geoquímicos, con los cuales se puede ayudar al pronóstico del comportamiento del yacimiento durante su explotación, o bien, determinar en forma aproximada ciertas características del yacimiento antes de perforar el primer pozo, tales como el tipo de yacimiento y su temperatura es tática.

Para el desarrollo de un modelo se emplean elementos, compuestos e índices "reactivos" o con "memoria", cuyo valor es función de la temperatura del agua presente en el acuífero y elementos "pasivos" o "conservadores" que no sufren cambios con la temperatura pero que son de utilidad para explicar los procesos de concentración o dilución que ocurren en los fluidos geotérmicos en su recorrido a la superficie²².

Los aspectos geoquímicos varían según se trate de un sistema predominantemente acuoso o un sistema predominantemente en fase vapor. En el primero la capacidad de disolución es grande mientras que en el segundo es muy reducida.

El agua involucrada en el proceso es de origen meteórico en su mayor parte como lo demuestra un contenido en deuterio (D), muy similar al de las aguas freáticas locales y lo confirma la existencia de tritio. El aporte de agua de origen congénito o metamórfico no siempre es identificable ya que un aporte del 5 ó 10% del total no es capaz de alterar las relaciones isotópicas de forma importante.

Las aguas termales contienen las sales aportadas por su fracción

vadosa, las aportadas por las aguas de origen profundo y las que toma del terreno. La incorporación de sales del terreno depende en gran medida de la temperatura, de la presión, del tiempo de contacto y del contenido en sustancias solubles en las rocas involucradas. La concentración por evaporación y la recarga con aguas marinas son fenómenos que pueden conducir a notables acumulaciones de sales.

Parte de los aportes externos pueden ser emanaciones profundas de zonas de gran temperatura que suponen volatilización de algunas sales y descomposición de otras. Los haluros son volátiles y esas emanaciones pueden aportar sales alcalinas (ClNa, ClK, ClLi, BrNa, FNa, etc.) si la presión es elevada, o bien ácidos (ClH, FH, etc.) si la presión es baja. Los aportes de Li^+ , NH_4^+ , Cl^- , B, I^- , Br^- , CO_2 , SH_2 , As, Sb, pueden también estar asociados a emanaciones profundas y esas sustancias son frecuentes en las aguas termales.

En los sistemas hidrotermales acuosos, las fuentes de mayor temperatura son ricas en SiO_2 , Cl^- , B, Na^+ , K^+ , Rb^+ , Cs^+ y As, en relación con otras fuentes más frías. Si existe depositación de SiO_2 , en superficie o en zonas de poca profundidad es señal de un fuerte gradiente geotérmico, mientras que si se deposita travertino (CO_3Ca) es señal de que en profundidad las temperaturas son poco elevadas y es posible la disolución de caliza por el CO_2 añadido.

En los sistemas hidrotermales con fase vapor dominante, en zonas de actividad intensa, se forman fuentes ácidas (si no existe neutralización por NH_3) a partir de SO_4H_2 procedente de la oxidación del SH_2 , el

contenido en SO_4^{2-} es elevado y el contenido en Cl^- suele ser bajo (por debajo de 15 ppm). Si la actividad no es tan intensa las fuentes manan agua que varía desde ligeramente ácida hasta ligeramente alcalina sulfatada - bicarbonatada con un contenido en CO_2 , B y NH_4 que a veces es elevado. Es de esperar la existencia de un nivel de agua hirviente profundo muy elevado en sales³⁰.

La forma en que se utilizan los datos obtenidos del análisis del fluido geotérmico, es por medio de mapas de isoconcentración de los elementos encontrados, que de acuerdo a sus patrones de comportamiento proporcione características del yacimiento. Entre los elementos más frecuentemente utilizados se encuentra el cloro (Cl^-), el potasio (K) y la sílice (SiO_2)²².

Otra de las utilidades de conocer la concentración de elementos es su uso como termómetros naturales. Esta técnica está basada en el equilibrio químico que ocurre entre los solutos reactivos existentes en los fluidos geotérmicos y las rocas del yacimiento.

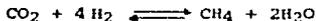
En sistemas acuosos, el SiO_2 es el mejor indicador de temperatura para temperaturas menores que 200°C ; para mayor temperatura da indicaciones erróneas pues puede precipitarse parcialmente.

La relación Na/K es también útil en sistemas acuosos si la relación se mantiene entre 20 y 8. El margen de temperaturas útil está entre 160 y 300°C . La relación Na/K da buenos resultados por encima de 200°C que es cuando el SiO_2 da resultados deficientes. La relación Na/K no debe usarse con aguas ácidas ni con aguas que originan travertino.

El contenido en CO_3H^- y Ca^{++} es función de la temperatura, decreciendo la solubilidad del CO_3Ca al crecer ésta, pero influyen otros factores (puede ser útil en aguas poco profundas). Contenidos bajos en Mg^{++} y un bajo valor de relación Mg/Ca son característicos de sistemas acuosos de alta temperatura y de poca profundidad.

Fournier y Truesdall (1973, 1974) han encontrado experimentalmente que la función $\log \text{Na}/\text{K} + \beta \log \sqrt{\text{Ca}/\text{Na}}$ es una función lineal de $1/T$, siendo T la temperatura absoluta, $\beta = 1/3$ para agua equilibrada a más de 100°C o $\beta = 4/3$ para agua equilibrada por debajo de 100°C . Las concentraciones son molares. Esta relación puede usarse entre 4 y 340°C y da mejores resultados que la relación Na/K . No obstante, el uso de cualquier relación exige unos supuestos básicos que rara vez se cumplen.

En sistemas con fase vapor dominante es difícil encontrar indicadores de temperatura. Puede ser útil el estudio de la relación $\text{H}_2/\text{total de gases}$, la cual crece al crecer la temperatura y es mayor que 0.005 si la temperatura profunda es mayor que 200°C . En la reacción de equilibrio:



existe un fraccionamiento del C-13 que depende de la temperatura y por lo tanto la composición isotópica del CO_2 o del CH_4 puede ser utilizada como indicador; las temperaturas obtenidas suelen ser más altas que la realidad debido quizás a que el equilibrio no es completo³⁰.

Como conclusión a esta sección se puede mencionar que el análisis geoquímico es una técnica útil y que usada adecuadamente en un campo en

desarrollo puede proporcionar datos tales como direcciones de flujo, zonas de entrada de fluidos, distribución de temperaturas, barreras, etc. de aquí la importancia de su uso.

III.2 Trazadores.

Un trazador es en esencia un simulador, éste debe ser muy similar a la sustancia que tiene que ser trazada, y por otro lado, debe ser muy diferente para ser fácilmente identificado. Para que el trazador no tenga influencia en el proceso, debe ser usado en cantidades tan pequeñas como sea posible. Los trazadores pueden ser divididos en dos grupos: los trazadores químicos y los trazadores radioactivos. Los trazadores químicos son aquellos que tienen que ser identificados por métodos analíticos generales tales como conductividad, índice de refracción, espectrometría elemental, etc. Mientras que los radiotrazadores son detectados por su radiación emitida, usualmente partículas alfa o beta.

Los radiotrazadores por la sensibilidad de los aparatos que los detecta son utilizados en cantidades mínimas comparados con los trazadores químicos, además que cualquier reacción y todos los procesos físicos no influenciados por radioactividad, especialmente adsorción, dispersión y características de flujo, los cuales son de interés en esta investigación, son idénticos para el portador y los radioisótopos, lo cual hace que para muchos casos los radioisótopos sean los trazadores ideales.

Las aplicaciones de los trazadores en un solo pozo son:

a) Durante la perforación, los radiotrazadores son ocasionalmente

usados para identificar las zonas de alta permeabilidad en las cuales el fluido de perforación se pierde;

b) Durante la terminación, los radiotrazadores son usados para definir la orientación y correlación de profundidad en terminaciones múltiples, canales y orificios en las tuberías de revestimiento pueden ser localizados después de bombear un fluido con radiotrazadores a través de la región sospechosa del pozo;

c) Durante tratamientos a los pozos, en el caso de un fracturamiento, algunas partículas radioactivas mezcladas con el agente propio, dan información sobre la localización, tipo y orientación de las fracturas.

La información primaria en la aplicación a flujo entre pozos es la concerniente a la rapidez de flujo, para saber cuanto fluido se mueve y a qué velocidad. Así pueden ser determinadas la eficiencia de barrido y la pérdida de fluido en las regiones no productoras. Si más de un pozo productor está operando, las direcciones de flujo y la comunicación entre el pozo inyector y los pozos productores puede ser establecida. El ritmo de flujo y la dirección depende de la permeabilidad de la roca del yacimiento. Los trazadores son un medio casi perfecto para determinar cualitativamente la distribución de flujo entre canales de permeabilidad variable.

El proceso más significativo es la mezcla del trazador con el fluido a trazar. A un ritmo de flujo bajo, la difusión molecular juega

aquí también un papel importante, ya que este proceso se realiza aun bajo condiciones estáticas. A altos gastos, el trazador se dispersa en el fluido portador. La habilidad para trazar un fluido fluyendo depende del hecho que el trazador está siendo perfectamente mezclado con el fluido, especialmente con líquidos. La adsorción por el material de la roca es un efecto que a menudo sufre el trazado del flujo, y el cual permite la determinación de variables tales como número, tamaño y conductividad de fracturas y conductos permeables.

El fenómeno de mezclado y transporte se maneja en diversas formas. El más común de estos procedimientos es una generalización del proceso de difusión y es llamado dispersión. Esta difusión macroscópica no debe ser confundida con una difusión microscópica de moléculas o iones. La dispersión contiene ambas, difusión macroscópica y microscópica. Un modelo simple consiste de una serie de celdas perfectamente mezcladas, las teorías generalizadas más complejas explican la dispersión en términos de las propiedades reales del medio.

III.2.1 Modelos básicos para el estudio del flujo de trazadores.

III.2.1.1 Celdas de mezclado.

Este método divide el medio poroso en una serie de celdas en las que ocurre un mezclado perfecto. El balance de materia de la celda "n" es descrito por la ecuación:

$$C_{n-1} - C_n = \frac{dc_n}{dt} \quad n = 1, 2, 3, \dots, N \quad (\text{III.2.1.1.1})$$

la celda "n" producirá una curva de concentración contra tiempo la cual

puede ser interpretada por medio de un modelo de dispersión adecuado. El modelo de dispersión multiplicado por la velocidad del flujo intersticial media y la longitud de una celda de mezclado, produce el coeficiente de dispersión longitudinal efectivo.

III.2.1.2 Difusión y dispersión.

La difusión es un estado de no equilibrio o no estable. Matemáticamente está representado por:

$$\frac{\partial c}{\partial t} = D \frac{\partial^2 c}{\partial x^2} - v \frac{\partial c}{\partial x} \quad (\text{III.2.1.2.1})$$

donde el factor de proporcionalidad "D" es el coeficiente de dispersión y en general es función de "v".

En un medio isotrópico, hay dos coeficientes de dispersión a considerar, uno longitudinal a lo largo de la dirección del flujo, y uno transversal perpendicular a éste. El segundo por supuesto, es pequeño y solo puede representar la difusión molecular.

III.2.1.3 Modelos de capacitancia.

Los modelos básicos consideran solamente un parámetro (o dos como máximo, si la velocidad de flujo es también tomada en cuenta); el coeficiente de dispersión, o la longitud de una celda de mezclado. Los modelos de capacitancia introducen dos parámetros más, la fracción del volumen estancado y una constante, la cual determina la velocidad de cambio de trazador entre el flujo y las regiones de estancamiento. La fracción del volumen de fluido móvil y las regiones de estancamiento

pueden ser expresadas como f y $(1-f)$, respectivamente; $f C_0$ algunas veces llamado "porosidad efectiva", significando el espacio poroso conteniendo fluido móvil en relación al total del espacio poroso interconectado. La distribución del trazador entre las dos regiones está dado por:

$$f \frac{dc_n}{dt} + (1-f) \frac{dC_n}{dt} \quad (\text{III.2.1.3.1})$$

$$f \frac{\partial c}{\partial t} + (1-f) \frac{\partial C}{\partial t} \quad (\text{III.2.1.3.2})$$

para los dos modelos, respectivamente. Para el cambio entre las dos regiones, dos diferentes mecanismos son considerados, difusión y transporte de masa de primer orden. Si la transferencia de trazador del flujo a la región de estancamiento ocurre por difusión, la ecuación para la concentración en un punto en la región de estancamiento está dado por:

$$\frac{\partial C_s}{\partial t} = D_m \frac{\partial^2 C_s}{\partial y^2} \quad (\text{III.2.1.3.3})$$

si ocurre la transferencia de trazador de la zona de flujo a la región de estancamiento por medio de la transferencia de masa de primer orden, ésta se determina por medio de las ecuaciones:

$$(1-f) \frac{dC_n}{dt} = K_1 (c_n - C_n) \quad (\text{III.2.1.3.4})$$

$$(1-f) \frac{c}{t} = K (c - C) \quad (\text{III.2.1.3.5})$$

para celdas de mezclado y dispersión, respectivamente.

Para celdas de mezclado, el balance de materia está dado por las ecuaciones:

$$\frac{dc}{dt} + (\mu + \nu) c - \nu C = 0 \quad (\text{III.2.1.3.6})$$

$$\frac{dC}{dt} + \gamma C - \gamma c = 0 \quad (\text{III.2.1.3.7})$$

La transferencia de un elemento de fluido puede ser descrito por las siguientes ecuaciones:

$$1) \text{ de la celda a celda} \quad \mu = \frac{q}{fv} \quad (\text{III.2.1.3.8})$$

$$2) \text{ de la zona de flujo a la zona estancada} \quad \bar{v} = \frac{r}{fv} \quad (\text{III.2.1.3.9})$$

$$3) \text{ de la zona estancada a la zona de flujo} \quad \gamma = \frac{p}{(1-f)v} \quad (\text{III.2.1.3.10})$$

Para la difusión y dispersión, las ecuaciones básicas son:

$$f \frac{\partial c}{\partial t} + (1-f) \frac{\partial c}{\partial t} = D \frac{\partial^2 c}{\partial x^2} - v \frac{\partial c}{\partial x} \quad (\text{III.2.1.3.11})$$

y

$$(1-f) \frac{\partial c}{\partial t} = K (c - C) \quad (\text{III.2.1.3.12})$$

III.2.2 Condiciones de frontera y soluciones.

A fin de resolver las ecuaciones de los diferentes modelos, las condiciones iniciales y de frontera deben ser definidas. El trazador es usualmente inyectado al tiempo $t = 0$ como un pulso, o principiando a ese tiempo, a una concentración constante. El medio poroso será tratado como un sistema unidimensional infinito ($-\infty \leq x \leq \infty$), semi-infinito ($0 \leq x \leq \infty$) o finito ($0 \leq x \leq L$).

III.2.2.1 Modelos básicos.

El modelo de celdas de mezclado produce, para una inyección en forma de pulso, una curva de concentración producida contra tiempo para la celda "n", la cual se aproxima a:

$$c(N, td) = \frac{1}{\sqrt{4\pi \uparrow td}} e^{-\frac{(N-td)^2}{4 \uparrow td}} \quad (\text{III.2.2.1.1})$$

donde: $\uparrow = \frac{D_{eff}}{v_l}$ (III.2.2.1.2)

$$N = \frac{L}{l} \quad (\text{III.2.2.1.3})$$

$$td = \frac{vt}{l} \quad (\text{III.2.2.1.4})$$

III.2.2.2 Difusión.

La ecuación de difusión puede ser resuelta si las condiciones son definidas. Para el caso unidimensional; es conveniente suponer un cilindro de sección transversal unitaria, con su eje paralelo al eje x . La difusión del trazador puede realizarse, bajo las condiciones siguientes:

- a) como pulso (función delta). A $t = 0$, el trazador de cantidad s , es puesto en el plano $x = 0$. La concentración del trazador como una función de la distancia y el tiempo está dada por:

$$c = \frac{s}{2 \sqrt{\pi Dt}} \exp\left(-\frac{x^2}{4Dt}\right) \quad (\text{III.2.2.2.1})$$

si el cilindro es semi-infinito ($x \geq 0$), el trazador para $x > 0$ puede ser considerado reflejado en el plano impermeable $x = 0$. Así, la concentración es doble.

- b) como una inyección continua. El trazador sigue las condiciones:

$$\begin{array}{ll}
 t = 0: & c = c_0 \quad \text{para } x < 0 \\
 & c = 0 \quad \text{para } x > 0 \\
 t > 0: & c = c_0 \quad \text{para } x \rightarrow -\infty \\
 & c = 0 \quad \text{para } x \rightarrow \infty
 \end{array} \quad \text{(III.2.2.2.2)}$$

la concentración es usualmente escrita como:

$$c(x,t) = \frac{C_0}{2} \left[\operatorname{erfc} \left(\frac{x}{2\sqrt{Dt}} \right) \right] \quad \text{(III.2.2.2.3)}$$

donde $\operatorname{erfc}(x) = 1 - \operatorname{erf}(x)$ y es la función error complementaria y $\operatorname{erf}(x)$ es la función error

$$\operatorname{erf}(x) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^x e^{-t^2} dt \quad \text{(III.2.2.2.4)}$$

c) como bache. Sus condiciones de frontera son:

$$\begin{array}{ll}
 t > 0: & C = C_0 \quad \text{para } -H < x < H \\
 & C = 0 \quad \text{para } |x| > H
 \end{array} \quad \text{(III.2.2.2.5)}$$

La solución a este problema es:

$$C(x,t) = \frac{C_0}{2} \left[\operatorname{erf} \left(\frac{H+x}{2\sqrt{Dt}} \right) + \operatorname{erf} \left(\frac{H-x}{2\sqrt{Dt}} \right) \right] \quad \text{(III.2.2.2.6)}$$

III.2.2.3 Dispersión.

En presencia de flujo a lo largo de la dirección x , y sustituyen x' por $x - vt$ se llega a la ecuación:

$$\frac{\partial c}{\partial t} = D \frac{\partial^2 c}{\partial x'^2} \quad \text{(III.2.2.3.1)}$$

aquí, x es la distancia del punto medio del frente de empuje, mientras

que x' es la distancia del extremo de entrada del medio poroso.

La solución para la inyección continua es:

$$C(x,t) = \frac{C_0}{2} \operatorname{erfc} \left(\frac{x - vt}{2 \sqrt{Dt}} \right) \quad (\text{III.2.2.3.2})$$

cuyas condiciones de frontera son:

$$\begin{aligned} C(x,t) &\longrightarrow 0 && \text{para } x \longrightarrow \infty \\ C(x,t) &= \frac{C_0}{2} && \text{para } x = vt \end{aligned} \quad (\text{III.2.2.3.3})$$

donde x está en vez de x' .

El tratamiento más general de la inyección continua considera un sistema compuesto de una columna empacada precedida por una sección de entrada (denotado por un subíndice a) y seguido por una sección de salida (denotado por un subíndice b). Las condiciones iniciales y de frontera están dadas por:

$$t = 0: \quad C(x) = 0$$

$$t > 0: \quad C_a = C_0 \text{ para } x = x_0 \text{ donde la concentración es cambiada por la inyección continua}$$

$$vC_a - \frac{D}{\partial x} \frac{\partial C_a}{\partial x} = vC - \frac{D}{\partial x} \frac{\partial C}{\partial x}, \quad C_a = C \text{ para } x = 0 \text{ en la cara de entrada del medio}$$

$$vC - \frac{D}{\partial x} \frac{\partial C}{\partial x} = vC_b - \frac{D_b}{\partial x} \frac{\partial C_b}{\partial x} \quad c = c_b \text{ para } x = L \text{ en la cara de salida del medio}$$

(III.2.2.3.4)

III.2.2.4 Modelo de capacitancia.

Para las condiciones

$$\begin{array}{l} td = 0 : C(x) = C(x) = 0 \\ td = 0 : C(0) = C(0^+) \end{array} \quad \left| \quad \begin{array}{l} \\ \\ \end{array} \right. \quad \text{(III.2.2.4.1)}$$

y considerando grandes argumentos de Z , la solución queda:

$$C(N, td) = \frac{1}{\sqrt{4 - \frac{(1-f)^2}{K} td}} \exp \left(- \frac{(td-N)^2}{4 \frac{(1-f)^2}{K} td} \right) \quad \text{(III.2.2.4.2)}$$

III.2.2.5 Modelo de capacitancia diferencial.

Este modelo es dado en forma adimensional como:

$$\frac{1}{G_L} \frac{\partial^2 c}{\partial x^2} - \frac{\partial c}{\partial x} = f \frac{\partial c}{\partial td} + (1-f) \frac{\partial c}{\partial td} \quad \text{(III.2.2.5.1)}$$

y

$$(1-f) \frac{\partial c}{\partial td} = K_d (c - C) \quad \text{(III.2.2.5.2)}$$

el cual se reduce al modelo de dispersión para velocidades suficientemente pequeñas y suficientemente grandes.

III.2.3 Adsorción.

La adsorción de soluciones acuosas diluidas en las rocas del yacimiento generalmente se trata por medio de la isoterma de Langmuir. Dos casos limitantes pueden ser distinguidos: adsorción instantánea (sistema equilibrado) y adsorción dependiente del tiempo o de gasto controlado (sistema no equilibrado). En el caso de equilibrio químico, la concentración de trazador en la fase sólida (cantidad adsorbida por unidad de volumen del medio poroso) es proporcional a la concentración en la fase líquida (constante de proporcionalidad K). Considerando

decaimiento radioactivo, un trazador idealmente adsorbible, cambia siguiendo la ecuación de dispersión que en régimen permanente, se reduce a la ecuación:

$$D \frac{d^2c}{dx^2} - v \frac{dc}{dx} - \lambda \epsilon c = 0 \quad (\text{III.2.3.1})$$

El caso de desequilibrio es idéntico al caso de equilibrio. Las soluciones para el caso estable para varios sistemas son:

- a) Un trazador es inyectado en un medio poroso de longitud infinita a través del plano $x = 0$ a un régimen permanente. La solución reducida es:

$$\frac{C(x)}{C_0} = \frac{\exp(d_2G)}{d_1 - d_2} \quad (\text{III.2.3.2})$$

- b) Un medio semi-infinito es tratado bajo las dos condiciones para longitud infinita. La solución es:

$$\frac{C(x)}{C_0} = K'' \exp(d_2G) \quad (\text{III.2.3.3})$$

con las constantes

$$K'' = C_0 \quad \text{si} \quad C = C_0 \quad \text{para} \quad x = 0$$

$$C(x,t) \rightarrow 0 \quad \text{para} \quad x \rightarrow \infty$$

(III.2.3.4)

$$K'' = \frac{C_0}{d_1} \quad \text{si} \quad vC_0 = vC - \frac{D}{\partial x} \frac{\partial C}{\partial x} \quad \text{para} \quad x = 0$$

$$C(x,t) \rightarrow 0 \quad \text{para} \quad x \rightarrow \infty$$

- c) para el sistema finito de longitud L se llega a las ecuaciones:

$$C(G) = K' \exp(d_1G) + K'' \exp(d_2G) \quad (\text{III.2.3.5})$$

$$K' = \frac{-d_2}{-d_2^2 + d_1^2 \exp(d_2-d_1) \frac{vL}{D}} \quad (\text{III.2.3.6})$$

$$K'' = \frac{d_1}{d_1^2 - d_2^2 \exp(d_2-d_1) \frac{vL}{D}} \quad (\text{III.2.3.7})$$

Una aproximación útil de la solución general es:

$$\frac{C(x)}{C_0} = \exp\left(-\frac{GL}{F}\right) \quad (\text{III.2.3.8})$$

Una aproximación más exacta para tratar con la adsorción es un modelo basado en la dispersión y está dado por:

$$D \frac{\partial^2 C}{\partial x^2} - \frac{q}{A\theta} \frac{\partial C}{\partial x} = \frac{\partial C}{\partial t} + \frac{1-\theta}{\theta} \rho_r \frac{\partial C_r}{\partial t} \quad (\text{III.2.3.9})$$

donde:

$$\frac{\partial C_r}{\partial t} = K_1 \left(1 - \frac{C_r}{C_{rs}}\right) C - K_2 \left(\frac{C_r}{C_{rs}}\right) \quad (\text{III.2.3.10})$$

III.2.4 Modelos para experimentos de campo.

Las pruebas de campo difieren de los experimentos en laboratorio debido a que la geometría de flujo es más complicada. En ocasiones los pozos están arreglados en un patrón regular favorable, donde los pozos inyectoros y productores forman cada uno una malla cuadrada, de tal manera, que un pozo de un tipo está localizado en el centro de un cuadrado formado por cuatro pozos del otro tipo. Este es el arreglo llamado de cinco pozos.

Una manera de obtener un modelo para la geometría de cinco pozos

es considerar flujo lineal, interpretando a x como una distancia radial r y reemplazando el flujo lineal por la relación $\frac{Q}{2\pi r\phi} = \frac{Q'}{r}$.

La solución para la ecuación está dada por:

$$\frac{2C}{C_0} = \operatorname{erfc} \left(\frac{Q't - \frac{r^2}{2}}{2 \sqrt{\alpha \frac{r^3}{3}}} \right) \quad (\text{III.2.4.1})$$

la cual en función de la distancia viajada promedio es:

$$\frac{C}{C_0} = \frac{1}{2} \operatorname{erfc} \left(\frac{x - \bar{x}}{\sqrt{4 \alpha \bar{x}}} \right) \quad (\text{III.2.4.2})$$

donde: $\bar{x} = vt$ (III.2.4.3)

Cuando el argumento de la función error es menor que 0.1, la función puede aproximarse a:

$$\frac{C_{mp}}{C_0} = \frac{1.13 \sqrt{3W}}{4 \sqrt{\alpha r}} \quad (\text{III.2.4.4})$$

de donde la masa del trazador al ser inyectado puede ser calculado con:

$$m = 800 h\phi Sw C_{mp} L^{1.5} \alpha^{.5} \quad (\text{III.2.4.5})$$

Si se considera un modelo de capas, la concentración en la celda "n" está dada por:

$$c_n = c_p \frac{hn}{hr} \left(\frac{Kn}{K_{avg}} \right)^2 \quad (\text{III.2.4.6})$$

y el tiempo de surgimiento está dado por:

$$t_n = t_{avg} \frac{K_{avg}}{\alpha n} \quad (\text{III.2.4.7})$$

Una fórmula generalizada para un yacimiento múltiple con pozos

múltiples y de capas, para la concentración de trazador producido en la superficie es dado por:

$$C_s = \frac{\sum K_{nh}C_n}{\left(\frac{WOR}{RUF-WOR}\right) \left(P \sum K_{nh} - \sum K_{nh}f_n \right) + E \sum K_{nh}f_n} \quad (III.2.4.8)$$

III.2.5 Trazadores en yacimientos geotérmicos.

La reinyección de las salmueras separadas en yacimientos geotérmicos, puede ser necesario para mantener la presión y para una mejor extracción del calor contenido en el yacimiento. Este tipo de operaciones si no se realiza en forma adecuada puede ocasionar un daño al yacimiento geotérmico. El frente de los fluidos fríos será calentado y mezclado con los fluidos originales. Este frente es precedido por un frente de cambios químicos. En general el frente de temperatura es enmascarado y no puede ser reconocido en sus etapas iniciales, al llegar el frente a los pozos productores, una proporción grande e importante del yacimiento, será enfriada y pérdida para la producción. Solo los trazadores permitirán una verificación constante del yacimiento para reconocer los frentes hidráulicos tan pronto como sea posible. Además de la localización del frente los trazadores permiten determinar el patrón de flujo natural dentro del yacimiento.

La principal causa de problemas en el uso de trazadores es la alta temperatura que se encuentra en los yacimientos geotérmicos. Un fenómeno que causa esta temperatura es la ebullición de fluidos lo cual causa un efecto de concentración en los fluidos remanentes, aquí uno

debe conocer exactamente la cantidad evaporada para determinar la canti-
dad producida de trazador.

Una manera de evaluar esto sería por el uso de trazadores múlti-
ples los cuales pueden dividirse entre la fase líquida y el vapor.

Otro efecto de la temperatura, es el relacionado con la estabili-
dad hidrotermal de algunos trazadores. También reacciones físicas tales
como la adsorción/desorción y el cambio iónico son dependientes de la
temperatura. El tipo de roca también tiene un papel importante, ya que
al tener fracturas, debido al área de contacto del trazador, las reac-
ciones de sorción tienen un comportamiento diferente al de un yacimien-
to que produce solo por permeabilidad de la matriz.

IV ECUACIONES FUNDAMENTALES DE FLUJO BIFASICO BAJO CONDICIONES NO ISO- TERMICAS.

En este capítulo se hará una revisión de las ecuaciones que se consideran como fundamentales, para la comprensión del comportamiento de un yacimiento geotérmico con flujo de dos fases.

IV.1 Leyes de balance para flujo de dos fases (líquido-vapor).

Para poder conocer los problemas que causan la alteración a la matriz porosa es necesario considerar al sistema roca-fluido interactuando completamente. Ejemplos de estos problemas incluyen la interacción entre el poro colapsado y los gastos de extracción de fluido, la reinyección del vapor condensado, y los efectos de la variación en las fuerzas mecánicas naturales sobre el estado del sistema geotérmico. De aquí que sea necesario considerar las teorías de interacción general a fin de estimar el efecto del movimiento general a fin de estimar el efecto del movimiento de la matriz por el movimiento de los fluidos y vice-versa⁷.

Las suposiciones para las ecuaciones de balance para el fluido de dos fases son:

- a) Los términos de: inercia, presión de trabajo y disipación

- viscosa son despreciables;
- b) el agua y el vapor están a la presión local y en equilibrio térmico;
- c) el fluido (agua y vapor) y la matriz de la roca están en equilibrio térmico.

Las ecuaciones son:

$$(\partial / \partial T) [\theta(1-s)\rho_L] = - \nabla \cdot [\theta(1-s)\rho_L V_L] - \dot{m} \quad (\text{IV.1.1})$$

masa del líquido

$$(\partial / \partial T) [\theta S \rho_v] = - \nabla \cdot [\theta S \rho_v V_v] + \dot{m} \quad (\text{IV.1.2})$$

masa del vapor

$$V_L = - (R_L K / [\theta(1-s)\mu_L]) (\nabla P_f - \rho_{Lg}) \quad (\text{IV.1.3})$$

momentum de líquido

$$V_v = - (R_v K / [\theta S \mu_v]) (\nabla P_f - \rho_{vg}) \quad (\text{IV.1.4})$$

momentum del vapor

La energía de la mezcla queda definida por:

$$(\partial / \partial T) [(1-\theta)\rho_s E_s + \theta(1-s)\rho_L E_L + \theta S \rho_v E_v] + \nabla \cdot [\theta(1-s)\rho_L E_L V_L + \theta S \rho_v E_v V_v] = \nabla \cdot (K_m \nabla T) \quad (\text{IV.1.5})$$

donde:

\dot{m} es el gasto de transferencia de masa del líquido al vapor debido al cambio de fase.

P_f es la presión del fluido (= líquido = vapor); esto es lo mismo que suponer presión capilar despreciable.

K_m es la conductividad de la mezcla.

T es la temperatura de la mezcla.

Para un sistema completamente interactivo es necesario suplementar las ecuaciones (IV.1.1) a (IV.1.5) con las relaciones de masa y momentum de sólido, las cuales son:

$$\dot{\bar{E}} = \nabla \cdot V_s \quad (\text{IV.1.6})$$

masa del sólido

$$-\nabla [(1-\theta) P_s + \theta S P_L + \theta (1-S) P_v] + \nabla \cdot S + [(1-\theta) \rho_s + \theta s \rho_L + \theta (1-S) \rho_v] g = 0 \quad (\text{IV.1.7})$$

momentum del sólido

IV.1.1 Relaciones para los fluidos geotérmicos.

El término \dot{m} puede eliminarse considerando la masa de la mezcla (IV.1.1) + (IV.1.2), para este propósito es conveniente considerar la densidad del fluido y la energía del fluido así:

$$\rho_f = S \rho_v + (1-S) \rho_L \quad (\text{IV.1.1.1})$$

$$E_f = [(1-S) \rho_L E_L + S \rho_v E_v] / \rho_f \quad (\text{IV.1.1.2})$$

Introduciendo la calidad del vapor:

$$Q = M_v / (M_L + M_v) \quad (\text{IV.1.1.3})$$

así, ρ_v , ρ_L , E_v y E_L pueden ser expresados en términos de: ρ_f ,

E_f , Q , S y δ

quedando

$$\rho_L = \rho_E \left(\frac{1-Q}{1-S} \right) \quad (\text{IV.1.1.4})$$

$$\rho_V = \rho_E (Q/S) \quad (\text{IV.1.1.5})$$

$$\rho_{L E_L} = \rho_E E_f \left[\frac{(1-Q)(1-\Psi Q)}{1-S} \right] \quad (\text{IV.1.1.6})$$

$$\rho_{V E_V} = \rho_E E_f \left[\frac{Q(1+\Psi(Q))}{S} \right] \quad (\text{IV.1.1.7})$$

donde:

$\Psi = \delta / E_E$, M_L (Mv) masa del líquido (vapor) por unidad de volumen, y $\delta = E_V - E_L$, es el calor latente de vaporización.

IV.1.2 Relaciones para la matriz de la roca.

Para obtener las relaciones de la matriz de la roca es necesario definir las siguientes funciones:

$T_s(E_s)$ dependencia de la temperatura de la roca con la energía interna de la roca.

$K_m(K_t, \phi, S)$ dependencia de la conductividad de la mezcla con K_t , ϕ , y S .

$K_s(T)$ dependencia de la conductividad térmica con la temperatura.

$K(\phi)$ dependencia de la permeabilidad con la porosidad.

$R_{L,V}(S, T)$ dependencia de las permeabilidades relativas del líquido y el vapor con la saturación de vapor y temperatura.

$\sigma^S(E, T_s)$ dependencia del tensor de esfuerzo de la matriz roca sobre el tensor de deformación de la roca y la temperatura, es igual a: $-(1-\phi)P_s T + S$.

$\phi(\gamma^S, Pf, T)$ dependencia de la porosidad de la roca con el estado de esfuerzo y la temperatura.

Para yacimientos geotérmicos es suficiente suponer que:

$$E_s = C_{vs} T_s \quad (\text{IV.1.2.1})$$

donde C_{vs} es la capacidad de calor de volumen constante del sólido.

Ramey (1974) presentó una revisión de las propiedades de la conductividad térmica en rocas, obteniendo como resultado que: "La conductividad térmica de la roca decrece con el aumento de la temperatura".

La conductividad térmica de los fluidos es mayor que la de la roca.

Cuando no se tienen datos, la K_m se puede aproximar por medio de:

$$\begin{aligned} & [(1-\phi) [2/3 + 1/3 (K_s/K_m)]^{-1} + \phi [(1-s) (2/3 + 1/3 (K_L/K_m))^{-1} \\ & + s (2/3 + 1/3 (K_v/K_m))^{-1}] = 1 \end{aligned} \quad (\text{IV.1.2.2})$$

Como ya se mencionó $K = K(\phi)$ y puede ser aproximado por:

$$K = K_o (\phi/\phi_o)^n \left(\frac{1-\phi_o}{1-\phi} \right)^m \quad (\text{IV.1.2.3})$$

donde n y m son constantes empíricas. Si $n = 3$ y $m = 2$, se tiene la relación de Karman y Kozeny (1963), ya que en general no se tienen valores para la variación de las permeabilidades relativas con respecto a la temperatura, solo se consideran variables con la saturación del vapor S , y se utilizarán las ecuaciones de Corey (1956).

$$R_L = (S_L^*)^4 \quad ; \quad R_v = (1-S_L^*)^2 (1-S_L^*)^2 \quad (\text{IV.1.2.4})$$

donde:

$$S_L^* = (S_L - S_{LR}) / (1 - S_{LR} - S_{vr}) \quad (\text{IV.1.2.5})$$

$$S_L = (1 - s) \quad (\text{IV.1.2.6})$$

S_{LR} (Svr) Saturación irreductible del líquido (vapor)

S_L^* Saturación del líquido normalizado.

El tensor de velocidad de la formación neta para la roca $\dot{\epsilon}$ está dado por:

$$\dot{\epsilon} = (1/2) [\nabla v_s + (\nabla v_s)^t] = (\dot{\epsilon} / 3) + \dot{E} \quad (\text{IV.1.2.7})$$

donde \dot{E} es la parte desviada del tensor de velocidad de formación.

La deformación volumétrica neta ϵ^p está relacionada con la deformación volumétrica del grano de roca por medio de:

$$\epsilon^p = (\rho_{os} / \rho_s) - 1 = [(1-\phi) / (1-\phi_0)] (1 + \dot{\epsilon}) - 1 \quad (\text{IV.1.2.8})$$

Considerando un comportamiento del grano de la roca como termo-elástico lineal para las presiones y temperaturas a las que se encuentra tenemos que

$$P_s = - K_s (\epsilon^p - 3\alpha_s T_s) \quad (\text{IV.1.2.9})$$

La porosidad puede ser expresada en función de (Pc-Pf) como:

$$\partial / \partial t (\phi) = A \partial / \partial t (Pc - Pf) + B \partial T / \partial t \quad (\text{IV.1.2.10})$$

donde:

$$A = (1/Ks) - [(1-\theta)/K] \quad (\text{IV.1.2.11})$$

$$B = 3(1-\theta) (h_L - h_s) \quad (\text{IV.1.2.12})$$

IV.2 Derivación de la ecuación de difusión para el flujo de vapor y agua.

Las suposiciones presentadas por Garg⁹ son:

- 1) la porosidad de la roca depende solo de la presión del fluido;
- 2) la matriz de la roca, el líquido y el vapor, están en equilibrio térmico local y la conducción del calor es despreciable;
- 3) el líquido y el vapor están a la presión de equilibrio, así que la presión capilar es despreciable;
- 4) el flujo de fluido es gobernado por la Ley de Darcy.

$$\partial / \partial r (\theta \rho) - 1/r \partial / \partial r r [(K/\nu) \epsilon \partial P / \partial r] = 0 \quad (\text{IV.2.1})$$

Masa (líquido y vapor)

$$\partial / \partial t [(1-\theta) \rho_R H_R + \theta \rho H - \theta P] - 1/r \partial / \partial r \left\{ r [(K/\nu)_L + H_L + (K/\nu)_G H_G] \cdot \frac{\partial P}{\partial r} \right\} = 0 \quad (\text{IV.2.2})$$

de (IV.2.1)

$$\partial / \partial t (\theta \rho) = \rho \partial \theta / \partial t + \theta [(\partial \rho / \partial P)_H \partial P / \partial t + (\partial \rho / \partial H)_P \partial H / \partial t] \quad (\text{IV.2.3})$$

donde: $\partial \theta / \partial t = (1-\theta) C_m \partial P / \partial t \quad (\text{IV.2.4})$

$$\frac{\partial(\theta P)}{\partial t} = \theta \rho \left[\left(\frac{1-\theta}{\theta} \right) C_m \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{1}{\rho} \left(-\frac{\partial \rho}{\partial P} \right)_H \cdot \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{1}{\rho} \left(-\frac{\partial \rho}{\partial H} \right)_P \frac{\partial H}{\partial t} \right] \quad (\text{IV.2.5})$$

$$\text{si } H_R = C_R T \quad (\text{IV.2.6})$$

combinando y diferenciando con respecto a t

$$\frac{\partial H_R}{\partial t} = C_R \frac{dT}{dt} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (\text{IV.2.7})$$

sustituyendo en (IV.2.2)

$$\begin{aligned} & [-(1-\theta) C_m \rho_R H_R + (1-\theta) \rho_R C_R + (1-\theta) \rho_R C_R \frac{dT}{dT} - \theta - (1-\theta) \cdot C_m P] \\ & \cdot \frac{\partial P}{\partial t} + \theta \frac{\partial H}{\partial t} = \left[(K/\nu)_L H_L + (K/\nu)_G H_G - (K/\nu)_T H \right] \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \\ & \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right) + \frac{\partial P}{\partial r} \left[\frac{\partial}{\partial r} \left[(K/\nu)_L H_L + (K/\nu)_G H_G - (K/\nu)_T H \right] + (K/\nu)_T \frac{\partial H}{\partial r} \right] \end{aligned} \quad (\text{IV.2.8})$$

$$\text{si } \left. \begin{aligned} H_L - H &= -Q H_{GL} \\ H_G - H &= (1-Q) H_{GL} \end{aligned} \right\} \quad (\text{IV.2.9})$$

sustituyendo en (IV.2.8) se tiene

$$\begin{aligned} \theta \rho \frac{\partial H}{\partial t} &= (1-\theta) \rho_R H_R \left(C_m - \frac{1}{T} \frac{dT}{dT} \right) \frac{\partial P}{\partial t} \left[\theta + (1-\theta) C_m P \right] \frac{\partial P}{\partial t} + \\ & H_{GL} (K/\nu)_T \left[(K/\nu)_G / (K/\nu)_T - Q \right] \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right) + \frac{\partial P}{\partial r} \cdot \\ & \left(\frac{\partial}{\partial r} \left\{ H_{GL} (K/\nu)_T \left[(K/\nu)_G / (K/\nu)_T - Q \right] \right\} + (K/\nu)_T \frac{\partial H}{\partial r} \right) \end{aligned} \quad (\text{IV.2.10})$$

combinando (IV.2.1), (IV.2.4) y (IV.2.10) tenemos:

$$\begin{aligned}
\theta \rho \left\{ \left(\frac{1-\theta}{\theta} \right) C_m \left[1 + \frac{1}{\rho^2} \left(\frac{\partial \rho}{\partial H} \right)_P (\rho_R H_R + P) \right] + \frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial P} \right)_H + \right. \\
\left. \frac{1}{\rho^2} \left(\frac{\partial \rho}{\partial H} \right)_P \left[1 - \left(\frac{1-\theta}{\theta} \right) \frac{\rho_R H_R}{T} \frac{dT}{dP} \right] \right\} \frac{\partial P}{\partial t} - (K/\nu)_T \\
\left\{ 1 - \frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial H} \right)_P H_{gL} \left[\frac{(K/\nu)_g}{(K/\nu)_T} - Q1 \right] \right\} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right) + \\
\frac{\partial P}{\partial r} \left(- \frac{\partial}{\partial r} (K/\nu)_T + \frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial H} \right)_P (K/\nu)_T \frac{\partial H}{\partial r} + \frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial P}{\partial H} \right)_P \right. \\
\left. - \frac{\partial}{\partial r} \left\{ H_{gL} (K/\nu)_T \left[\frac{(K/\nu)_g}{(K/\nu)_T} - Q1 \right] \right\} \right) = 0 \quad (IV.2.11)
\end{aligned}$$

$$\text{si } \frac{\partial P}{\partial r} = 0 \quad ; \quad \frac{\partial S_g}{\partial r} = 0 \quad ; \quad \left(\frac{\partial P}{\partial r} \right)^2 = 0$$

entonces:

$$\theta \quad C_t \frac{\partial P}{\partial t} - (K/\nu)_T \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right) = 0 \quad (IV.2.12)$$

$$\text{donde: } C_t = \left\{ \left(\frac{1-\theta}{\theta} \right) C_m \left[1 + \frac{1}{\rho^2} \left(\frac{\partial \rho}{\partial H} \right)_P (\rho_R H_R + P) \right] + \right.$$

$$\left. \frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial P} \right)_H + \frac{1}{\rho^2} \left(\frac{\partial \rho}{\partial H} \right)_P \left[1 - \left(\frac{1-\theta}{\theta} \right) \frac{\rho_R H_R}{T} \frac{dT}{dP} \right] \right\} /$$

$$\left\{ 1 - \frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial H} \right)_P H_{gL} \left[\frac{(K/\nu)_g}{(K/\nu)_T} - Q1 \right] \right\} \quad (IV.2.13)$$

$$\rho \frac{(K/\nu)_T}{(K/\nu)_T} = 1 - \frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial H} \right)_P H_{gL} \left[\frac{(K/\nu)_g}{(K/\nu)_T} - Q1 \right] \quad (IV.2.14)$$

$$\left(\frac{K}{\mu} \right)_T = \frac{K_{Krw}}{\mu_L} + \frac{K_{Krg}}{\mu_g} \quad (IV.2.15)$$

IV.2.1 Solución a la ecuación de difusión para un yacimiento inicialmente en dos fases (agua y vapor).

De la ecuación (IV.2.12) dividiendo entre $\theta \rho C_t$ tenemos:

$$\frac{\partial P}{\partial t} - \frac{(K/\nu) r}{\theta \rho C t} \frac{1}{r} - \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right) = 0 \quad (\text{IV.2.1.1})$$

desarrollando la derivada parcial se tiene:

$$\frac{\partial P}{\partial t} - \frac{(K/\nu) T}{\theta \rho C t} \frac{1}{r} - \frac{\partial P}{\partial r} + \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} = 0 \quad (\text{IV.2.1.2})$$

Para un gasto $W (= Cte)$ en $r = rw$

$$r \frac{\partial P}{\partial r} \Big|_{r=rw} = - \frac{W}{2 \pi h (K/\nu) T} \quad (\text{IV.2.1.3})$$

reemplazando $r=rw$ por la aproximación fuente lineal

$$\lim_{r \rightarrow 0} r \frac{\partial P}{\partial r} = - \frac{W}{2 \pi h (K/\nu) T} \quad (\text{IV.2.1.4})$$

$$\begin{array}{l} \text{y} \quad \lim_{r \rightarrow \infty} P(r, t) = P_i \\ P(t=0) = P_i \end{array} \quad \Bigg| \quad (\text{IV.2.1.5})$$

tenemos que:

$$P(r, t) = P_i + \frac{W}{4 \pi h (K/\nu) T} \text{Ei} \left(- \frac{r^2}{4t} - \frac{\theta \rho C t}{(K/\nu) T} \right) \quad (\text{IV.2.1.6})$$

donde la presión de fondo es:

$$P_w(t) = P_i + \frac{W}{4 \pi h (K/\nu) T} \text{Ei} \left(- \frac{rw^2}{4t} - \frac{\theta \rho C t}{(K/\nu) T} \right) \quad (\text{IV.2.1.7})$$

para $[4T (K/\nu) T / \theta rw^2 \rho C t] > 1000$ la ecuación puede escribirse como:

$$P_w(t) = P_i - \frac{1.15W}{2 h (K/\nu) T} \left[\log_{10} \left[\frac{t(K/\nu) T}{\theta \rho C t r w^2} \right] + .351 \right] \quad (\text{IV.2.1.8})$$

donde:

$$\frac{i}{Cr} = \frac{\phi rw^2}{\tau/K/\sqrt{\tau}} \text{ anti } \log_{10} \left[\frac{P_i - P_w(t)}{m} \right] - .351 \quad (\text{IV.2.1.9})$$

m = pendiente de la línea recta de la gráfica P_w Vs $\log_{10} t$.

IV.3 Solución no lineal para yacimientos geotérmicos.

Los análisis de pruebas de presión en yacimientos geotérmicos presentan numerosas dificultades, y difieren de los sistemas de una fase debido a la alta compresibilidad del sistema de dos fases relacionado al cambio de fases.

Se ha demostrado que cuando los cambios de saturación son pequeños o cuando una fase es inmóvil, una ecuación de difusión lineal describe la variación de presión con el tiempo. Sin embargo un factor significativo que causa la respuesta de presión no lineal son las permeabilidades relativas del vapor y el agua, las cuales varían marcadamente con la saturación y ésta así mismo cambia con la presión, además estas relaciones no son bien conocidas bajo condiciones geotérmicas especialmente en yacimientos fracturados.

En general parece que la respuesta de presión durante el decremento y el incremento cuando se grafica en escala semi-log tiene un comportamiento aproximadamente lineal, y de aquí que se pueda estimar el producto movilidad-espesor. Una consideración importante es la asimetría entre el decremento y el incremento, esto es debido a que durante la prueba de incremento de presión, la saturación de líquido en los alrededores del pozo aumenta enormemente¹⁵.

Solución:

Las ecuaciones de balance son:

$$\frac{\partial}{\partial t} (\theta S \rho_w + \theta (1-s) \rho_s) = - \nabla \cdot \left(\frac{k}{\gamma} \nabla P \right) \quad (\text{IV.3.1})$$

Para la masa y:

$$\frac{\partial}{\partial t} ((1-\theta) \rho_r \mu_r + \theta S \rho_w + \theta (1-s) \rho_s \mu_s) = - \nabla \cdot \left(\frac{nk}{\gamma} \nabla P \right) \quad (\text{IV.3.2})$$

Para la energía

Las suposiciones hechas son:

- a) la roca y el fluido están en equilibrio térmico local;
- b) la conducción térmica es despreciable;
- c) la matriz de la roca es rígida;
- d) los efectos de presión capilar son despreciables;
- e) las velocidades del agua y vapor están descritas por la Ley de Darcy; y
- f) los efectos gravitacionales son despreciables.

La relación de permeabilidades relativas al vapor (K_{rs}) y al agua (K_{rw}) son tratadas como funciones de la saturación del líquido.

Si se considera $\partial s / \partial t = 0$ en las ecuaciones (IV.3.1) y (IV.3.2) se tiene:

$$\frac{\partial P}{\partial t} = \frac{K}{\theta \mu \beta} \nabla^2 P \quad (\text{IV.3.3})$$

donde:

$$\beta = \frac{[(1-\theta) r Cr + \theta S \rho_w C_w](\rho_w - \rho_s)}{\theta \rho_w \rho_s (h_s - h_w)(dp/dt)_{sat}} \quad (IV.3.4)$$

es la compresibilidad total y representa el cambio de volumen del fluido con la ebullición de una masa dada de agua, cuando es inducido por un cambio de temperatura y presión.

La ecuación (IV.3.3) puede ser aplicada a flujo de dos fases bajo condiciones lineales, en particular para un pozo descargando a flujo de masa constante. La respuesta de presión como una función de $\log(t/r^2)$ se vuelve una línea recta, cuya pendiente es proporcional a Kb/γ . Esta ecuación considera las funciones de permeabilidad relativa, las variaciones en la viscosidad cinemática total y las propiedades del fluido, pero desprecia las variaciones en el parámetro de compresibilidad $\gamma = \theta \mu \beta$.

Definiendo las siguientes relaciones:

$$rD = \frac{r}{a} \quad (IV.3.5)$$

$$tD = \frac{t k}{a^2 \gamma_0} \quad (IV.3.6)$$

$$\psi = \frac{tD}{rD^2} = \frac{t k}{r^2 \gamma_0} \quad (IV.3.7)$$

se pueden obtener las soluciones para un sistema cuasi-activo. Las soluciones para la presión y la saturación son obtenidas por medio de integrar las siguientes ecuaciones:

$$\frac{dP}{d\psi} = - \frac{W \gamma}{4 \pi kb} \frac{1}{\psi} e^{-\psi} \quad (IV.3.8)$$

$$\rho(\rho_w - \rho_s) - \frac{w T_0}{\pi k b} \psi e^{-i\psi} \frac{\rho(\rho_w - \rho_s)}{\rho_w \rho_s (hs - hw)} \frac{\partial h}{\partial s} \frac{ds}{\partial \psi} =$$

$$- \frac{w T_0}{4 \pi k b} \frac{1}{\psi} e^{-i\psi} \left[1 + \frac{w v}{\pi k b} \psi e^{-i\psi} \frac{\rho(\rho_w - \rho_s)}{\rho_w \rho_s (hs - hw)} \frac{\partial h}{\partial P} \right]$$

(IV.3.9)

Una solución similar para el correspondiente problema del incremento de presión no puede ser obtenida por medio de la superposición de bido a que las ecuaciones anteriores son no lineales.

A valores pequeños de ψ las ecuaciones indican que los cambios de saturación son proporcionales a los cambios de presión e inversamente proporcional a la porosidad. De aquí que la baja porosidad implica grandes cambios de saturación.

La entalpía fluyente crece durante el decremento, a medida que K_{rs}/K_{rw} se incrementa, S decrece pero alcanza un valor estable mientras que P y S continúan decreciendo.

Este es un resultado muy útil debido a que en la cara de la formación la entalpía fluyente es medida como la entalpía de descarga y el tiempo requerido para la descarga se establece es cercano al tiempo requerido para que la respuesta de presión se vuelva una línea recta en la escala semi-log¹⁵.

IV.4 Funciones de permeabilidad relativa.

Las mediciones de la transición de la presión y la entalpía fluyente durante una prueba de pozo en régimen de flujo en dos fases pueden

dar información acerca de las funciones de la permeabilidad relativa.

Conociendo h y P , se puede calcular K_{rs}/K_{rw} de las relaciones:

$$\frac{1}{V} = \frac{K_{rw}}{V_w} + \frac{K_{rs}}{V_s} \quad (\text{IV.4.1})$$

$$\frac{1}{\mu} = \frac{K_{rw}}{\mu_w} + \frac{K_{rs}}{\mu_s} \quad (\text{IV.4.2})$$

$$\rho = \mu/V \quad (\text{IV.4.3})$$

$$h = \frac{hw + hw x}{1 + x} \quad (\text{IV.4.4})$$

$$x = \frac{V_w K_{rs}}{V_s K_{rw}} \quad (\text{IV.4.5})$$

Si se estima K_b/V de la pendiente de la presión en escala semi-log y suponiendo un valor para el producto permeabilidad-tiempo-espesor $(K_b)_{est}$, se tiene que:

$$\frac{\delta}{V} = \frac{(K_b/V)}{(K_b)_{est}} = \delta \left(\frac{K_{rw}}{V_w} + \frac{K_{rs}}{V_s} \right) \quad (\text{IV.4.6})$$

ahora usando (IV.4.1), (IV.4.2) y (IV.4.6) se puede resolver para K_{rw} y K_{rs} .

$$K_{rw} = \frac{\delta}{V} V_w \frac{(hs-h)}{(hs-hw)} \quad (\text{IV.4.7})$$

$$K_{rs} = \frac{\delta}{V} V_s \frac{(h-hw)}{(hs-hw)} \quad (\text{IV.4.8})$$

Así la historia del pozo proporciona K_{rs} y K_{rw} correctas a un factor δ constante. Si la historia del pozo incluye un tiempo cuando solo una fase fluye, esta constante puede ser determinada.

La definición de la relación entre K_{rw} y K_{rs} puede ser obtenida de dos formas:

- a) con observaciones de diferentes pozos, cada uno con una δ diferente, una gráfica completa de K_{rw} Vs K_{rs} puede ser ajustada junto por medio de cambiar los resultados para cada pozo hasta que una gráfica comun es encontrada,
- b) con el uso de la presión transitoria y la entalpía fluyendo, a diferentes gastos de flujo para un solo pozo para definir la relación δK_{rs} Vs δK_{rw} . A cada gasto de flujo, son determinados valores de K_b/\bar{v} y h , usando (IV.4.3) y (IV.4.4) se obtienen δK_{rw} y δK_{rs} . La forma de la gráfica resultante de δK_{rw} Vs δK_{rs} puede ser comparada con aquella esperada para varias funciones de permeabilidad relativa-saturación¹⁵.

IV.5 Función de saturación.

Las ecuaciones básicas para las condiciones a lo largo de la curva de ebullición son las siguientes⁴:

Ley de Darcy para el agua caliente

$$U_w = - \frac{(K)(K_{rw})}{\mu_w} \nabla p \quad (IV.5.1)$$

Ley de Darcy para el vapor

$$U_s = - \frac{(K)(K_{rs})}{\mu_s} \nabla p \quad (IV.5.2)$$

Ecuación de continuidad para la masa

$$\nabla (\rho_w U_s + \rho_s U_s) = - \frac{\partial}{\partial t} [\theta (\rho_w S_w + \rho_s S_s)] \quad (\text{IV.5.3})$$

Ecuación de continuidad para el calor

$$\begin{aligned} \nabla (\rho_w h_w U_w + \rho_s h_s U_s - K_h \nabla T) \\ = - \frac{\partial}{\partial t} \left\{ \theta [\rho_w h_w S_w + \rho_s h_s S_s + \left(\frac{1-\theta}{\sigma}\right) \rho_\sigma c_\sigma T] \right\} \end{aligned} \quad (\text{IV.5.4})$$

Saturaciones

$$S_w + S_s = 1 \quad (\text{IV.5.4.a})$$

sustituyendo las ecuaciones (IV.5.1) y (IV.5.2) en (IV.5.3) y (IV.5.4)

se tiene:

$$\nabla (\Lambda_f \nabla P) = \frac{\partial mf}{\partial t} \quad (\text{IV.5.5})$$

$$\nabla (\Lambda_h \nabla P) = \frac{\partial H}{\partial t} \quad (\text{IV.5.6})$$

donde:

$$\Lambda_f = \frac{(\rho_w K)(K_{rw})}{\mu_w} + \frac{(\rho_s K)(K_{rs})}{\mu_s} \quad (\text{IV.5.7})$$

$$\Lambda_h = \frac{(\rho_w K)(K_{rw})}{\mu_w} + \frac{(\rho_s h_s K)(K_{rs})}{\mu_s} + K_n \psi^i \quad (\text{IV.5.8})$$

$$mf = \theta (\rho_w S_w + \rho_s S_s) \quad (\text{IV.5.9})$$

$$H = \theta [\rho_w h_w S_w + \rho_s h_s S_s + \left(\frac{1-\theta}{\sigma}\right) \rho_\sigma c_\sigma \psi^i] \quad (\text{IV.5.10})$$

$$T = \psi^i (P) \dots (\text{IV.5.11}) \quad \text{y} \quad \psi^i = \frac{d \psi}{dp} \dots (\text{IV.5.12})$$

Λ_f es la movilidad de los fluidos en términos de masa;

Λ_h es la movilidad del calor;

m_f es la masa del fluido por unidad de volumen de la roca del yacimiento;

H es el calor total por unidad de volumen de roca.

Las ecuaciones (IV.5.5) y (IV.5.6) pueden ser escritas como:

$$\begin{aligned} & \frac{\partial \Lambda_f}{\partial P} f \nabla P \cdot \nabla P + \frac{\partial \Lambda_f}{\partial T} f \nabla T \cdot \nabla P + \frac{\partial \Lambda_f}{\partial S_w} f \nabla S_w \cdot \nabla P \\ & + \frac{\partial \Lambda_f}{\partial S_s} f \nabla S_s \cdot \nabla P + \Lambda_f \nabla^2 P = \frac{\partial m_f}{\partial t} f \end{aligned} \quad (IV.5.13)$$

$$\begin{aligned} & \frac{\partial \Lambda_h}{\partial P} h \nabla P \cdot \nabla P + \frac{\partial \Lambda_h}{\partial T} h \nabla T \cdot \nabla P + \frac{\partial \Lambda_h}{\partial S_w} h \nabla S_w \cdot \nabla P \\ & + \frac{\partial \Lambda_h}{\partial S_s} h \nabla S_s \cdot \nabla P + \Lambda_h \nabla^2 P = \frac{\partial H}{\partial t} \end{aligned} \quad (IV.5.14)$$

Considerando los gradientes de temperatura, presión y saturación pequeños, los productos vectoriales $\nabla P \cdot \nabla P$, $\nabla T \cdot \nabla P$, $\nabla S_w \cdot \nabla P$ y $\nabla S_s \cdot \nabla P$ son también pequeños por lo que pueden despreciarse.

Las ecuaciones (IV.5.13) y (IV.5.14) se reducen a:

$$\nabla^2 P = \frac{1}{\Lambda_f} \frac{\partial m_f}{\partial t} \quad (IV.5.15)$$

$$\nabla^2 P = \frac{1}{\Lambda_h} \frac{\partial H}{\partial t} \quad (IV.5.16)$$

Las ecuaciones (IV.5.15) y (IV.5.16) requieren que las variaciones de P , S_w , S_s y T sean pequeñas con la distancia, pero no con el tiempo.

Iguando (IV.5.15) y (IV.5.16), tenemos:

$$\frac{\partial m_f}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{\partial m_f}{\partial S_w} \frac{\partial S_w}{\partial t} = \frac{\Lambda_f}{\Lambda_h} \left(\frac{\partial H}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{\partial H}{\partial S_w} \frac{\partial S_w}{\partial t} \right) \quad (IV.5.17)$$

Esta ecuación se reduce a la siguiente ecuación diferencial ordinaria:

$$\frac{dS_w}{dP} = \frac{\Delta h (\partial mf / \partial P) - \Delta f (\partial h / \partial P)}{\Delta f (\partial h / \partial S_w) - \Delta h (\partial mf / \partial S_w)} \quad (IV.5.18)$$

Esta ecuación al ser integrada numéricamente proporciona S_w como una función de P , para el flujo de una mezcla de líquido y vapor en el yacimiento.

IV.6 Efecto de almacenamiento en el pozo¹⁰.

El almacenamiento del pozo es la capacidad del pozo para absorber o suplir cualquier cambio de gasto másico fuera del sistema pozo/yacimiento. Usualmente se expresa como:

$$W_{sf} = W_s + \rho C V \frac{dp_w}{dt} \quad (IV.6.1)$$

La relación $\rho C V \frac{dp_w}{dt}$ en realidad debiera ser escrita como:

$$\frac{1}{L} \int_0^L \rho C V \frac{dp_w}{dt} dx \quad (IV.6.2)$$

en donde P_w es alguna presión media en el pozo. Como es difícil encontrar una presión media, se utiliza la presión de fondo.

La ecuación (IV.6.1) puede escribirse en forma adimensional como:

$$\frac{W_{sf}}{W_s} = 1 - C_D \frac{dP_D}{dtD} \quad (IV.6.3)$$

donde:

$$P_D = 2 \pi (Kh/\mu) (P_{sf}/W_s) P_w$$

$$t_D = Kt/\theta \mu C_R r_w^2$$

(IV.6.4)

$$C_D = \rho_{cv} / \rho_{sf} 2 \pi \theta C_R h r_w^2$$

Cuando dP_w/dt es una función de la posición la ecuación (IV.6.1) no es válida debido a la presión media que debe usarse. A medida que los efectos transitorios se han terminado y dP_w/dt no es una fuerte función de la posición, la ecuación (IV.6.1) será válida para el caso isotérmico, y a condición de que se use $\int \rho_c (V/L) dx$ en la expresión de C_D .

Para alcanzar un gasto de flujo de masa dado, la presión en la cabeza del pozo debe ser reducida en un ΔP , esta presión se propaga al fondo del pozo e interactúa con el yacimiento, si el yacimiento suporta una porción del ΔP , el pozo continuará supliendo la mayoría del fluido hasta que la presión del pozo haya decaído más. La habilidad del yacimiento para entregar este fluido depende del valor de Kh/μ . Cuando Kh/μ es relativamente bajo, la desuniformidad de dP_w/dt en el pozo, es amortiguado antes de que el yacimiento pueda suplir cualquier porción significativa del flujo superficial. Ya que W_{sf} es aun despreciable cuando dP_w/dt ya no es una función de la posición, una pendiente unitaria es observada si es graficado P_{sf} Vs t en una escala Log - Log. Esto es lo que ocurre en yacimientos de aceite, pero para yacimientos geotérmicos, debido a que el valor de Kh/μ puede ser más de 1000 veces mayor, el yacimiento es capaz de suplir una cantidad mucho mayor de fluido para la caída de presión ΔP original.

El parámetro adimensional usado para correlacionar el dato es la

relación del gasto de flujo de masa superficial que resulta de la caída de presión inicial hecha en la cabeza del pozo, a el gasto de flujo del yacimiento que puede ser alcanzado para el mismo ΔP . Este parámetro se describe como:

$$W_n = \frac{W_s}{(wsf)_1} \quad (IV.6.5)$$

donde:

$(wsf)_1$ es el flujo inicial del yacimiento para la caída repentina en presión ΔP a la cara de la formación.

Cuando toda la masa es tomada del pozo, el decremento en masa en el pozo será igual al total de masa extraído o:

$$(\Delta \rho) \pi r w^2 \Delta x = \rho q \Delta t \quad (IV.6.6)$$

donde Δx es la distancia medida hacia abajo del pozo de la cual la masa es tomada. Esta distancia es justo la distancia que la señal se ha propagado.

Suponiendo flujo isoentrópico la ecuación (IV.6.6) se puede escribir:

$$\Delta \rho \left(-\frac{\Delta x}{\Delta t} \right) = \left(-\frac{\partial \rho}{\partial P} \right)_s \Delta P \frac{\Delta x}{\Delta t} = \frac{\rho q}{\pi r w^2} \quad (IV.6.7)$$

$$\Delta P = \left(-\frac{\partial \rho}{\partial P} \right)_s^{-1} \frac{\rho q}{\pi r w^2} \frac{\Delta t}{\Delta x} \quad (IV.6.8)$$

si el viaje del disturbio a la velocidad local del sonido es:

$$(\Delta x / \Delta t) = a = \left(\partial P / \partial \rho \right)_s^{1/2} \quad (IV.6.9)$$

$$\Delta P = \left(-\frac{\partial \rho}{\partial P} \right)_s^{-1} \frac{\rho q}{\pi r w^2} \quad (IV.6.10)$$

Entonces, el flujo en la cara de la formación a cualquier tiempo es:

$$W_{sf} = 2 \pi r_w \frac{Kh}{\mu} P_{sf} \frac{\partial P}{\partial r} \quad (\text{IV.6.11})$$

Si se hace $\frac{\partial P}{\partial r} = \frac{\Delta P}{r_w}$ se tiene:

$$(W_{sf})_i = 2 \pi \frac{Kh}{\mu} P_{sf} \left(\frac{\partial \rho}{\partial P} \right)_s^{-\frac{1}{2}} \frac{\rho q}{\pi r_w^2} \quad (\text{IV.6.12})$$

Ya que $\rho q = W_s$, se tiene por último que:

$$W_D = \frac{W_s}{(W_{sf})_i} = \frac{\mu}{Kh} \frac{r_w^2}{2 \rho_{sf}} \left(\frac{\partial \rho}{\partial P} \right)_s^{\frac{1}{2}} \quad (\text{IV.6.13})$$

El coeficiente C_D representa la relación de la habilidad del pozo a la del yacimiento para almacenar fluido, mientras que el parámetro W_D representa la relación de la habilidad del pozo a la del yacimiento para ceder este fluido. Para un mismo valor C_D , el parámetro W_D puede ser distinto, lo cual provoca un comportamiento diferente en los primeros tiempos de la gráfica $\text{Log } P_w \text{ Vs } \text{Log } t$, por lo cual es necesario contar con el coeficiente C_D y el parámetro W_D para describir completamente el comportamiento.

Para el caso de un sistema de dos fases o de separación instantánea, se supone que dP_w/dt no es una función de la posición, esto provoca que los primeros datos de la gráfica $P_D \text{ Vs } t_D$ se desvien pero, luego se aproximarán a medida que dP_w/dt deje de ser función de la posición, por lo que la ecuación (IV.6.1) realmente debe ser escrita como:

$$W_{sf} = W_s - \int_0^L A \left(\frac{\partial \rho}{\partial P} \right)_s \frac{\partial P}{\partial t} dx \quad (\text{IV.6.14})$$

escribiéndola en forma adimensional:

$$\frac{W_{sf}}{W_s} = 1 - \frac{A}{2\pi r_w 2\theta C_R h} \frac{d P_D}{dt_D \rho_{sf}} \int_0^L \left(\frac{\partial \rho}{\partial P} \right)_s dx \quad (\text{IV.6.15})$$

donde:

$$C_D = \frac{AL}{2\pi r_w 2\theta C_R h} \frac{1}{\rho_{sf}} \left(\frac{\partial \rho}{\partial P} \right)_s \quad (\text{IV.6.16})$$

$$\frac{\partial \rho}{\partial P_s} = \frac{1}{L} \int_0^L (1-x) \left(\frac{\partial \rho}{\partial P} \right)_1 + \alpha \left(\frac{\partial \rho}{\partial P} \right)_2 dx \quad (\text{IV.6.17})$$

α es una función de x (para el caso de una fase $\alpha = 0$)

IV.7 Ecuación para determinar la duración del efecto del almacenamiento¹¹.

En un yacimiento de dos fases, el almacenamiento puede durar varias horas debido a la transición de fase.

Debido a que en un yacimiento geotérmico los cambios de energía no pueden ser despreciados, se deben definir dos términos de almacenamiento, uno isoentálpico y otro isobárico, de donde el almacenamiento persistirá hasta que ambos términos sean pequeños.

Para un cambio de gasto en la superficie, el gasto en la cara de la formación puede ser calculado por la integración de la ecuación de continuidad sobre la longitud del pozo:

$$\int_0^L \frac{\partial \rho}{\partial t} dx = - \int_0^L \frac{\partial (\rho v)}{\partial x} dx = \frac{-W_s + W_{sf}}{A} \quad (\text{IV.7.1})$$

yacimiento, los efectos del almacenamiento persistirán, pero ya que h_f es casi constante, el tiempo adicional para que los cambios de energía en el pozo se establezcan es el tiempo para que una partícula viaje a través del pozo o $\frac{L}{V_{avg}}$.

Esta velocidad promedio es definida como:

$$V_{avg} = \frac{\int \rho V dx}{\int \rho dx} = \frac{\rho \bar{V}}{\rho} \quad (IV.7.15)$$

Si $\rho V \approx \frac{W_s}{A}$; $V_{avg} \approx \frac{W_s}{A}$. Pero si ρV está aún variando, una mejor estimación será usar $\frac{W_s f}{A}$ en lugar de ρV .

Los efectos de almacenamiento persistirán hasta que:

$$t > 60 \frac{V \bar{C}}{2\pi (Kh/\sqrt{t})}$$

o hasta que:

$$t > \frac{L}{V_{avg}}$$

Después la entalpía fluyendo se mantendrá constante en el yacimiento.

IV. 6 Ecuaciones del estado inicial y del perturbado por inyección¹⁷

Para el desarrollo de las ecuaciones se supone un medio homogéneo, en caso de que la permeabilidad vertical difiera de la permeabilidad horizontal, se puede tratar escalando el eje z .

Las ecuaciones para el flujo en dos fases en un campo gravitacional están dadas por:

Ley de Darcy en dirección vertical

$$Wz\alpha = - \frac{K}{\nu\alpha} Kr\alpha (S) \left[\frac{\partial P}{\partial Z} - \rho_w g \right] \quad (IV.8.1)$$

y en la dirección radial

$$Wr\alpha = - \frac{K}{\nu\alpha} Kr\alpha (S) \frac{\partial P}{\partial r} \quad (IV.8.2)$$

donde α denota vapor (s) o agua (w).

Las ecuaciones de conservación de masa y energía están dadas por:

$$\begin{aligned} \theta \frac{\partial}{\partial t} [S \rho_w + (1-S) \rho_s] &\approx \theta (\rho_w - \rho_s) \frac{\partial S}{\partial t} \\ &= - \frac{\partial}{\partial Z} Wz\beta - \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (rWr\beta) \end{aligned} \quad (IV.8.3)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} \left\{ \theta S \rho_w U_w + \theta (1-S) \rho_s U_s + (1-\theta) \rho_m U_m \right\} \\ (\rho) \frac{\partial T}{\partial t} + \theta (\rho_w h_w - \rho_s h_s) \frac{\partial S}{\partial t} \\ = - \frac{\partial}{\partial Z} h_s Wz\beta - \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (rh_s Wr\beta) \end{aligned} \quad (IV.8.4)$$

donde β denota una suma sobre s, w.

El estado sin disturbio corresponde a un flujo interno de fluido, el cual sostiene las condiciones de dos fases.

Las dos ecuaciones de conservación, para estado estable se reducen a:

$$Wzs + Wzw = W_o \quad (IV.8.5)$$

$$hsWzs + hwWzw = h_oW_o \quad (IV.8.6)$$

A cualquier presión y temperatura, la entalpía del vapor y el agua

$$\langle \rho c \rangle \frac{\partial T'}{\partial t} = \frac{\rho_w \rho_s (hs-hw)}{\rho_t (\rho_w - \rho_s)} K \nabla^2 P' + a_1 \frac{\partial S'}{\partial z} + a_2 \frac{\partial T'}{\partial z} + (E - hn(\omega)) \quad (\text{IV.8.18})$$

Las ecuaciones (IV.8.14) y (IV.8.18) definen una solución para las perturbaciones de presión y saturación.

Debido a lo complejo de las ecuaciones, se puede suponer que los cambios de presión y saturación son confinados a una distancia $\pm L$ en profundidad. Entonces las ecuaciones pueden ser integradas sobre esta profundidad, definiendo así un promedio. Denotando este promedio vertical por medio de paréntesis angulares, se tiene:

$$\phi (\rho_w - \rho_s) \frac{\partial \langle S' \rangle}{\partial t} = \frac{K}{V} \nabla_r^2 \langle P' \rangle + \langle \omega \rangle \quad (\text{IV.8.19})$$

donde ∇_r^2 es el Laplaciano horizontal.

Los cambios de saturación pueden ser encontrados al eliminar $\nabla_r^2 \langle P' \rangle$ entre (IV.8.17) y (IV.8.18).

$$\langle \rho c \rangle \frac{\partial \langle T' \rangle}{\partial t} = \phi \frac{\rho_w \rho_s}{\rho_t} (hs-hw) \frac{\partial \langle S' \rangle}{\partial t} = (E - hn(\omega)) \langle S' \rangle \quad (\text{IV.8.20})$$

$$\langle S' \rangle = \frac{\rho_t \langle \rho c \rangle}{\phi \rho_w \rho_s (hs-hw)} \langle T' \rangle + \int_0^{\tau} \{ hn(\omega) - \langle E \rangle \} dt \cdot \frac{\rho_t}{\phi \rho_w \rho_s (hs-hw)} \quad (\text{IV.8.21})$$

Las ecuaciones (IV.8.20) y (IV.8.21) muestran el efecto completo de la inyección de fluido, dentro de este promedio vertical.

Si en un medio poroso con fluido en dos fases, se inyecta agua

fría por un tiempo, se provocará una caída de presión por condensación. Al terminar la inyección la presión se recuperará pero la saturación cambiará de valor.

La ecuación (IV.8.21) muestra que permanecerá el cambio de saturación, aún después de una recuperación total de la presión ($\langle T' \rangle = 0$). Este exceso de saturación no puede moverse radialmente, pero sí en una dirección vertical.

Tomando las ecuaciones (IV.8.16) y (IV.8.18) y formando promedios horizontalmente, denotados por el doble paréntesis angular:

$$\begin{aligned} \emptyset (\rho_w - \rho_s) \frac{\partial \langle\langle S' \rangle\rangle}{\partial t} &= \frac{K}{v_c} \frac{\partial^2}{\partial z^2} \langle\langle P' \rangle\rangle \\ + K_g \left(\frac{\bar{\rho} - \rho_s}{\gamma_g} \frac{d K_{rB}}{dS} \right) \frac{\partial \langle\langle S' \rangle\rangle}{\partial z} \\ + K_g \left(K_{rB} (\bar{\rho} - \rho_s) \frac{d}{dT} \left(\frac{1}{\gamma_g} \right) \right) \frac{\partial \langle\langle T \rangle\rangle}{\partial z} \end{aligned} \quad (IV.8.22)$$

La ecuación (IV.8.22) es la ecuación de masa, la expresión para la presión tiene una forma parecida.

Calculando los momentum del exceso de saturación

$$S_n = \int \langle\langle S' \rangle\rangle z^n dz \quad (IV.8.23)$$

El momentum cero, S_0 , es justo el exceso de saturación total, y es constante con el tiempo.

El siguiente momentum da:

$$\emptyset (\rho_w - \rho_s) \frac{dS_1}{dt} = - K_g \left(\frac{\bar{\rho} - \rho_s}{\gamma_g} \frac{d K_{rB}}{dS} \right) S_0 \quad (IV.8.24)$$

$$S_1 = -V S_0 + S_1(0) \quad (\text{IV.8.25})$$

de donde la posición media del exceso de saturación se mueve a una velocidad V , donde:

$$V = - \frac{Kg}{\phi (\rho_w - \rho_s)} \left\{ \frac{\bar{\rho} - \rho_s}{\sqrt{s}} \frac{d K r_s}{d S} + \frac{\bar{\rho} - \rho_w}{\sqrt{w}} \frac{d K r_w}{d S} \right\} \quad (\text{IV.8.26})$$

Esta velocidad puede ser positiva o negativa.

Como comentario, se puede decir que de las ecuaciones (IV.8.20) y (IV.8.21) se llega a:

$$\langle P' \rangle = \frac{q_{eff} \mu t}{4 \pi k b} E i \frac{r^2}{4 k t} \quad (\text{IV.8.27})$$

donde:

$$q_{eff} = (E - h w) \frac{(\rho_w - \rho_s)}{\rho_w \rho_s (h s - h w)} \quad (\text{IV.8.28})$$

$$k = \frac{\bar{k}}{\phi \mu t c t} \quad (\text{IV.8.29})$$

que es la solución fuente lineal para el caso de un yacimiento con reinyección de fluidos.

IV.9 Efecto de gases no condensables.

Hasta cantidades muy pequeñas de gas no-condensable, en un sistema de dos fases pueden afectar notoriamente la respuesta de presión.

Usando ecuaciones de profundidad promedio tenemos:

$$\phi (\rho_w - \rho_v) \frac{\partial S'}{\partial t} = \frac{K}{\sqrt{t}} \nabla^2 P' + W \quad (\text{IV.9.1})$$

$$\langle \rho c \rangle \frac{\partial T'}{\partial t} + \phi (\rho_{whw} - \rho_{vhv}) \frac{\partial S'}{\partial t} = \frac{K h t}{\sqrt{t}} \nabla^2 P' + E \quad (\text{IV.9.2})$$

Suponiendo que la presión parcial del gas es menor comparada con la presión parcial del vapor ($P_c \ll P_s$), entonces:

$$\rho_{v\text{ nv}} \approx \frac{44}{18} \rho_s (P_c/P_s) \quad (\text{IV.9.3})$$

y:

$$\theta \frac{\partial}{\partial t} \left\{ \rho_w u w s + \rho_v n v (1-s) \right\} - \theta \left\{ s r w a + (1-s) \frac{44}{18} \rho_s s \right\}$$

$$-\frac{P_c'}{\partial t} + \theta (\rho_w n w - \rho_v n v) \frac{\partial S'}{\partial t} = \frac{K n t}{\nabla^2} \nabla^2 P' + N \quad (\text{IV.9.4})$$

$$P' = P_c' + \frac{dP_s}{dT} T' \quad (\text{IV.9.5})$$

De (IV.9.1) y (IV.9.2)

$$(\rho c) \frac{\partial T'}{\partial t} = \frac{K}{\mu t} \frac{\rho_w \rho_v (h v - h w)}{\rho_w - \rho_v} \nabla^2 P' + (E - h n w) \quad (\text{IV.9.6})$$

y de:

$$-\theta K d \nabla^2 \rho_t = -\theta K d \left(\frac{\partial \rho_t}{\partial S} \right) \nabla^2 S \quad (\text{IV.9.7})$$

y

$$S' = \frac{(h t w - E) \rho_t}{2(h s - h w) \rho_w \rho_s} \frac{(\rho_w - \rho_s)}{K d n (\partial \rho_t / \partial S)} E l \left(\frac{r^2 K s}{4 t} \right) \quad (\text{IV.9.8})$$

$$Z \frac{\partial P_c}{\partial t} = \frac{K}{\mu t} \frac{\rho_w \rho_v (n v - n w)}{\rho_w - \rho_v} \nabla^2 P' + (N - h n w) \quad (\text{IV.9.9})$$

$$Z = \theta \left\{ s a \rho_w + (1-s) \frac{44}{18} (\rho_s/P_s) \right\} \quad (\text{IV.9.10})$$

donde:

$$n n = (\rho_w n w - \rho_v n v) / (\rho_w - \rho_v) \quad (\text{IV.9.11})$$

Combinando las ecuaciones (IV.9.2) y (IV.9.5) a (IV.9.10) se obtiene una sola ecuación para la presión, la cual es una ecuación de

difusión con una difusividad modificada y un término fuente.

$$\frac{\partial P'}{\partial t} = \kappa \nabla^2 P' + S' \quad (\text{IV.9.12})$$

$$\kappa = \frac{K}{\mu t} \frac{\rho_w \rho_v}{\rho_w \rho_v} \left\{ \frac{h\nu - h\nu}{\langle \rho C \rangle} \frac{dP_s}{dT} + \frac{n\nu - n\nu}{Z} \right\} \quad (\text{IV.9.13})$$

$$S' = \frac{(E - hn\omega)}{\langle \rho C \rangle} \frac{dP_s}{dt} + \frac{(N - hn\omega)}{Z} \quad (\text{IV.9.14})$$

Bajo estas condiciones, en la ecuación (IV.8.27) será necesario sustituir las nuevas igualdades:

$$\kappa = \kappa H 20 \left(1 + Z_1 \frac{n\nu - n\nu}{h\nu - h\nu} \right) \quad (\text{IV.9.15})$$

$$\rho_{\text{eff}} = \frac{\rho_w - \rho_v}{\rho_w \rho_v} \frac{1}{h\nu - h\nu} \frac{\{E - hnW + Z_1(N - hnW)\}}{\{1 + Z(n\nu - n\nu)/(h\nu - h\nu)\}} \quad (\text{IV.9.16})$$

$$\text{donde: } Z_1 = \frac{\langle \rho C \rangle}{Z} \frac{dT}{dP_s} \quad (\text{IV.9.17})$$

A altos contenidos de gas, la inyección de agua fría puede elevar la presión. A una presión parcial dada, un metro cúbico de vapor contiene más gas que un metro cúbico de agua líquida. Inyectando agua fría en la mezcla de dos fases, la temperatura baja y de aquí la presión parcial de vapor, pero esto solo incrementa la fracción del espacio poroso ocupado por el agua y así aumenta la presión parcial del gas. Cuando está presente suficiente gas, el aumento en la presión parcial excede la caída de la presión parcial del vapor, y así hay un aumento en la presión total.

La ecuación que describe la variación de la presión con respecto a la temperatura, cuando existe inyección de agua fría y un gas no-

condensable es:

$$v_b \frac{dp}{dt} = - \frac{1}{(\rho C)} \frac{dP_s}{dT} (E - hnW) - \frac{1}{Z_1} (N - nn W) \quad (\text{IV.9.18})$$

V. PRUEBAS DE PRESION EN YACIMIENTOS BIFASICOS

En un caso geotérmico es frecuente encontrar temperaturas mayores a los 200°C en el fondo, y debido a esta alta temperatura, es difícil efectuar pruebas de presión por periodos prolongados, así como obtener información con mucha precisión dado las circunstancias en las cuales son tomadas las pruebas y los aparatos que se utilizan. De esta manera, se ha requerido hacer uso de simuladores numéricos, con los cuales se puede reproducir el comportamiento de un yacimiento hipotético bajo diversas circunstancias, de donde se puede obtener información acerca de los diferentes periodos no-lineales, y el periodo lineal del cual es válido obtener los parámetros del yacimiento, todo esto con el objeto de mejorar el diseño y análisis de las pruebas de presión en el campo.

V.1 Efecto del cambio de saturación.

Una de las principales consideraciones para obtener la ecuación de difusión para dos fases⁹, fue que las variaciones de la movilidad cinemática total, la densidad y la compresibilidad total del sistema, eran pequeñas. La variación de estas cantidades está íntimamente ligada con la variación de la saturación de vapor. Las figuras 1 y 2 muestran la simulación de un yacimiento de dos fases con una producción constante. El caso A con una saturación inicial de vapor de 0.35 y el caso B con

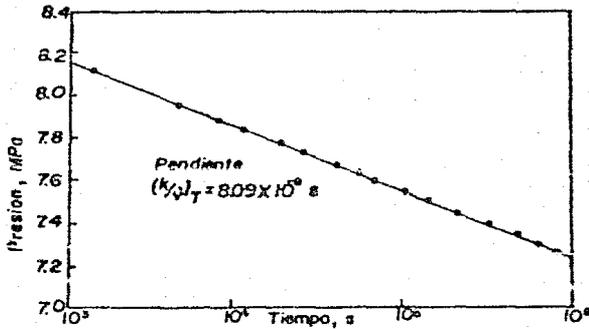


Fig. 1.- Historia simulada de decremento, Caso A. ($P=8.5991$ MPa, $s_g = 0.35$). (tomado de 9, página 209)

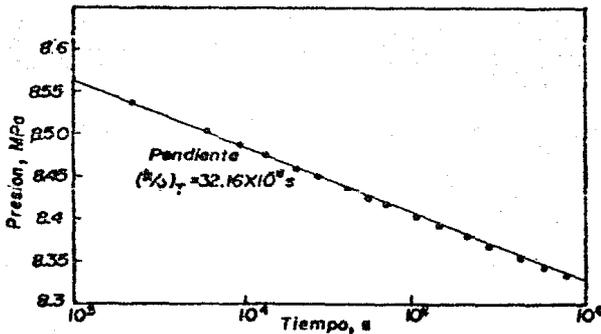


Fig. 2.- Historia simulada de decremento, Caso B. ($P=8.5991$ MPa, $s_g = 0.05$). (tomado de 9, página 209).

una saturación inicial de vapor de 0.05. Como se puede observar, los datos de los dos casos se aproximan a una línea recta. Durante la prueba, la saturación y la movilidad cinemática total sufren un gran cambio al inicio de la prueba de donde al transcurrir el tiempo los cambios se hacen cada vez menores. Para el caso A, en la simulación, el cambio de la saturación de vapor fue de 0.25 a 0.406, a los 0.100584×10^7 segundos; mientras que en el caso B, el cambio de saturación de vapor fue de 0.05 a 0.188, a los 0.100656×10^7 segundos. Las Figuras 3 y 4 muestran la distribución radial de la saturación de vapor y la movilidad cinemática total para dos tiempos. Para el caso A, las variaciones de saturación de vapor y de la movilidad cinemática total son pequeñas, lo cual indica que la $(K/\nu)_t$ inferida de la línea recta es representativa de una gran porción del yacimiento; sin embargo, para el caso B, las variaciones de saturación de vapor y de la movilidad cinemática total son grandes lo cual ocasiona que la $(K/\nu)_t$ inferida de la línea recta, sea representativa de solo la región del yacimiento cercana al pozo.

Cuando el tiempo de decremento aumenta, las variaciones de la saturación de vapor y de la movilidad cinemática total se volverán pequeñas, así, la $(K/\nu)_t$ inferida para tiempos grandes se volverá característica para una gran porción del yacimiento.

V.2 Consideraciones acerca del almacenamiento de pozo.

Como se mencionó en el capítulo IV, para describir el comportamiento para tiempos cortos durante una prueba de presión, es necesario tener en cuenta no solo el coeficiente C_D sino también el parámetro W_D .

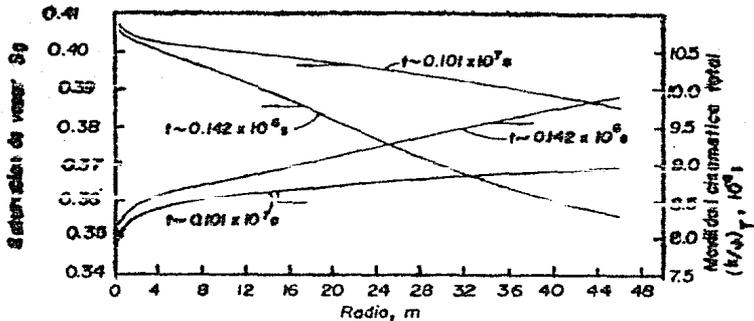


Fig. 3.- Variación radial de la saturación de vapor y la movilidad cinemática total a $t=0.142 \times 10^6$ segundos y $t=0.101 \times 10^7$ segundos (Caso A). (tomado de 9, página 210)

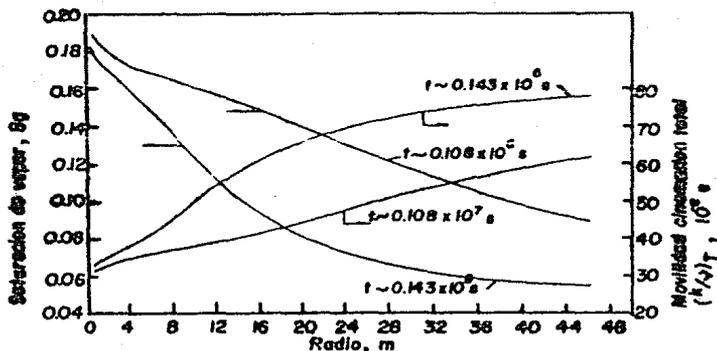


Fig. 4.- Variación radial de la saturación de vapor y la movilidad cinemática total a $t=0.143 \times 10^6$ y $t=0.108 \times 10^7$ segundos (Caso B). (tomado de 9, página 210)

Las figuras 5 y 6 muestran varias simulaciones numéricas en las cuales se usaron diferentes valores para C_D y W_D ¹⁰. Para estos casos se consideró que no hay pérdida de calor en el pozo, efecto que se tratará posteriormente. En la Figura 5 se muestra el caso donde fluye del pozo solo agua, y que el pozo tenía un coeficiente de almacenamiento C_D , igual a 25. Para el caso de la Figura 6, se supone que existe una separación instantánea a una cierta profundidad del pozo, y que el coeficiente de almacenamiento adimensional C_D , es igual a 100.

La primera consideración es cuando $W_D > 1$, mostrado por $W_D = 10$ en las Figuras 5 y 6. Debido a que el yacimiento tiene poca capacidad de respuesta y el fluido es ligeramente compresible, el pozo tiene que seguir supliendo el gasto másico por algún tiempo después de que el cambio de presión inicial llega al fondo del pozo. Como se observa, primero habrá un pequeño retraso y luego un incremento abrupto a la línea de pendiente unitaria para su correspondiente coeficiente de almacenamiento adimensional. En la Figura 6, se nota que la pendiente unitaria que se produce para $W_D = 10$ es ligeramente mayor al coeficiente de almacenamiento utilizado, esto se debe a que en el simulador se utilizó $(\partial P / \partial P)_E$ en vez de $(\partial P / \partial P)_S$ y que afecta sobre todo cuando existe una separación instantánea¹⁰.

Cuando $W_D = 1$, la caída de presión necesaria para alcanzar un cambio en el gasto másico en la superficie es cercana a la caída de presión necesaria para obtener este mismo gasto másico del yacimiento. El cambio de presión con el tiempo es inicialmente cero, pero una vez que el disturbio alcanza el fondo, la presión crece abruptamente hasta

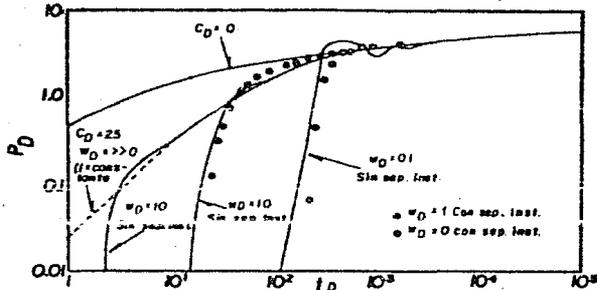


Fig. 5.- Gráfica adimensional de la presión en la cara de la formación contra el tiempo para $C_D=25$ y $W_D=0.1$ a 10 (tomado de IO, página 559)

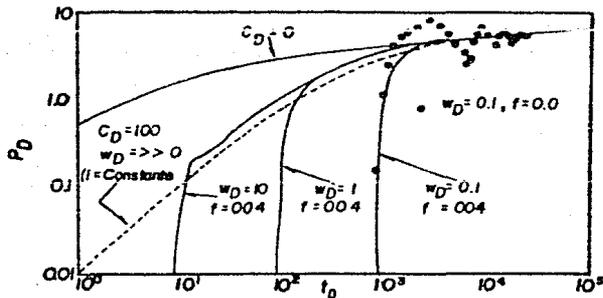


Fig. 6.- Gráfica adimensional de la presión en la cara de la formación contra el tiempo para $C_D=100$ y $W_D=0.1$ a 10 (tomado de IO, página 559)

alcanzar la curva de decremento esperada. En este caso, a causa de la suposición de que $\partial P / \partial r_i = \Delta P_i / r_w$, provoca que $(Wsf)_i < W_s$ cuando $W_D = 1$, observándose un ligero tiempo de pendiente unitaria.

El fenómeno más interesante es cuando $W_D < 1$. En las Figuras 5 y 6 este caso está representado por $W_D = .1$. Cuando la caída de presión llega al fondo del pozo, a causa de que el yacimiento tiene una alta capacidad de respuesta, aportará más fluido de lo que puede aportar el pozo para la misma caída de presión, provocando así la oscilación que se observa en la Figura 5 para $W_D = .1$. Ya que el yacimiento aporta más fluido del que se está tomando en la superficie, esto provocará un incremento de presión, el cual se propagará de regreso al yacimiento, la interacción entre el yacimiento y el pozo produce esta oscilación, la cual lentamente será amortiguada. En la Figura 6 la oscilación no aparece debido a que la fricción que es el agente amortiguante, tiene un mayor efecto en el sistema de dos fases, esto se observa al utilizarse un factor de fricción igual a cero en la Figura 6. Otra causa que produce que las oscilaciones no aparezcan en pruebas reales, es el tiempo que se requiere para abrir o cerrar una válvula.

Hasta aquí se ha considerado que no existe transferencia de calor, pero cuando un pozo comienza a fluir, empieza a existir una pérdida de energía de los fluidos provenientes del yacimiento debido al calentamiento de los fluidos dentro del pozo y a la pérdida de calor hacia las paredes del pozo. El efecto de cualquier cambio de energía es alterar la velocidad a la cual el flujo en la cara de la formación se aproxima al flujo en la superficie, es decir, se incrementa el almacenamiento del

pozo.

La densidad del fluido es afectada significativamente por los cambios de energía, la duración de los cambios de energía transitoria, es mayor que los cambios de presión transitoria; sin embargo, el tiempo al que se termina el almacenamiento, cuando el flujo no es isotérmico, no es obvio de las gráficas. La velocidad de los cambios de energía puede ser tan lenta, que se puede obtener una línea recta de la gráfica P_D vs $\log t_D$, pero con una pendiente ligeramente incrementada, dando por resultado una estimación menor de Kh . En la Figura 7 se ilustra el efecto del calentamiento del líquido en un pozo durante una prueba, para un pozo inicialmente caliente y un pozo inicialmente frío. Como se observa hay solo pequeñas diferencias en el decremento inicial para los dos casos, pero después las gráficas comienzan a diferir, y para tiempos grandes cuando el flujo en el pozo inicialmente frío se vuelve isotérmico, las gráficas coinciden de nuevo.

En la mayoría de los casos cuando se prueba un pozo, éste se mantiene fluyendo hasta que los cambios en la cabeza del pozo han terminado, entonces se comienzan las pruebas de flujo, no obstante, aún en esta situación la pérdida de calor del fluido en el pozo cambiará debido al incremento o decremento en el tiempo de tránsito del fluido en el pozo.

La transferencia de calor es especialmente importante en los pozos geotérmicos de dos fases, a causa de los grandes cambios en temperatura que ocurre a lo largo del pozo. La Figura 8 es una gráfica de presión contra tiempo para una prueba de incremento y una subsecuente prueba

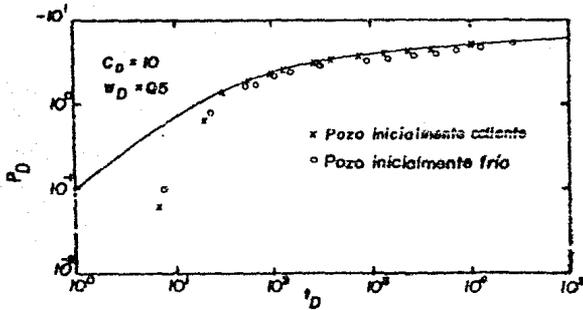


Fig. 7.- Presión transitoria en la cara de la formación para un pozo isotérmico y para un pozo que inicialmente estuvo frío. (tomado de 10, página 563)

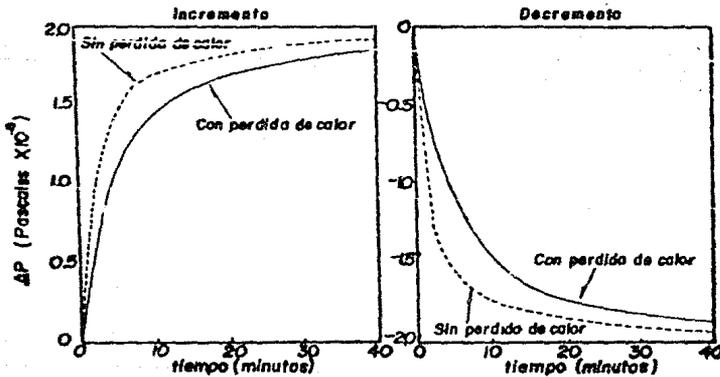


Fig. 8.- Efecto de la pérdida de calor en una prueba de incremento y una de decremento (tomado de 10, página 563)

de decremento de presión, considerando que no hay pérdida de calor y que existe pérdida de calor respectivamente; se supone que el pozo ha estado fluyendo, así que el calentamiento inicial del pozo ha sido completo. En la figura, se puede ver que la transferencia de calor causa que la presión cambie inicialmente a una velocidad más lenta para ambas pruebas. La desviación entre los dos casos es inicialmente pequeña, incrementándose y luego decreciendo cuando $\partial E / \partial t = 0$.

Durante la prueba de incremento, la entalpía del fluido que sale, decrece debido al tiempo que el fluido está en el pozo. A medida que la entalpía decrece, el fluido puede condensarse o comprimirse para la misma presión, así más fluido fluye dentro del pozo con un incremento pequeño de presión.

En un decremento de presión, la entalpía del fluido aumenta con el tiempo provocando que la densidad baje. Para la misma presión, más fluido podrá salir del pozo, siendo así menor el decremento inicial de presión. A medida que el cambio de entalpía se termina, la curva de decremento y la de incremento de presión, con pérdida de calor, se aproximarán a la curva sin pérdida de calor. La Figura 9 muestra el error en el valor del K_h calculado cuando la prueba es analizada suponiendo que la pérdida de calor no es importante. Como se observa en la figura, a medida que la prueba es llevada a cabo por más tiempo las líneas rectas tenderán a aproximarse más, disminuyendo el error.

Una manera de introducir el problema de los cambios de energía, es considerar que el efecto del almacenamiento total está compuesto de

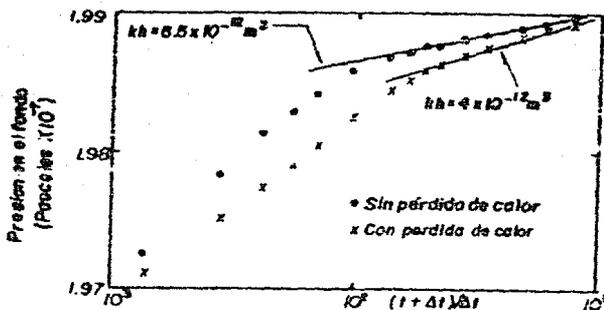


Fig. 9.- Efecto de la pérdida de calor en una curva de incremento mostrado en una gráfica semi-log de P contra t . (tomado de 10, página 564)

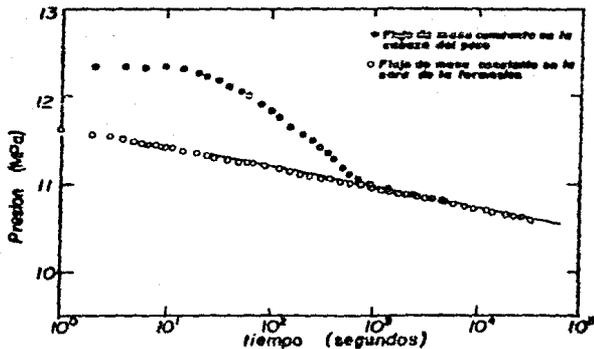


Fig. 10.- Curva de decremento de presión para un yacimiento de agua caliente con separación instantánea en el pozo. (tomada de 11, página 315)

dos términos, el primero, un término de almacenamiento isoentálpico y el segundo, un término de almacenamiento isobárico. El efecto del almacenamiento total del pozo terminará cuando ambos términos sean despreciables, y que el gasto másico en la cara de la formación sea aproximadamente igual al gasto másico en la cabeza del pozo.

Para dar una mejor idea del efecto del almacenamiento en los pozos geotérmicos, a continuación se mostrarán cuatro diferentes ejemplos de decrementos de presión obtenidos por medio de simulación numérica¹¹.

El primer ejemplo es un yacimiento de agua caliente, en el cual existe una separación instantánea dentro del pozo durante la prueba. El pozo se mantuvo fluyendo por un tiempo y luego se incrementó su gasto másico de 5 a 30 Kg/seg.

La Figura 10 muestra la gráfica transitoria de presión para este ejemplo, en donde se presentan los resultados para el gasto másico en la cabeza del pozo y en la cara de la formación. En este ejemplo dado que el fluido en el yacimiento se mantiene en una sola fase, la entalpía en la cara de la formación se mantiene constante. En la cabeza del pozo al momento de aumentar el gasto la entalpía decrece inicialmente pero luego retorna a su valor original. En la figura se nota que para tiempos mayores a 3.2×10^3 segundos, las curvas para los gastos másicos tanto en la cabeza del pozo como en la cara de la formación coincidirán y por consiguiente, el análisis de la línea recta en estos tiempos proporcionará una buena estimación del producto Kh. Como se nota en este ejemplo, para que una prueba de presión produzca una buena información,

es conveniente llevarla a cabo por un tiempo mínimo de diez horas.

En el segundo ejemplo, la presión inicial fue menor, de tal forma que durante la prueba se tiene una separación instantánea en los alrededores del pozo. Al igual que el caso anterior el incremento del gasto másico fue de 5 a 30 Kg/seg.

La Figura 11 muestra la respuesta de presión para este ejemplo, considerando el gasto másico constante en la cabeza del pozo y en la cara de la formación. En este ejemplo, el decremento de presión para el caso de gasto másico en la cara de la formación, sigue la tendencia de la curva de decremento para el caso de una sola fase, hasta que empieza a existir la separación instantánea en el yacimiento (a los 150 segundos). La presión entonces comenzará a caer rápidamente debido a que disminuye la movilidad cinemática total. En la curva de decremento para el caso de gasto másico constante en la cabeza del pozo, no comenzará a caer hasta los 20 segundos, aquí el momento en que comienza a existir la separación instantánea es enmascarado, lo cual hace necesario tomar mediciones de la entalpía fluyente para estimar el momento en el cual esto ocurre. De la gráfica se observa que los datos forman una línea recta entre el período comprendido de 10^2 a 10^4 segundos (línea "a" en la Figura 11). Si la prueba no hubiera sido prolongada por más tiempo, el cambio ligero de pendiente (línea "b" en la Figura 11) pasaría desapercibido. Esto indica, que durante el período de 10^2 a 10^4 segundos aún persisten los cambios de energía, por lo que sería un error estimar el producto Kh de la pendiente de la línea "a".

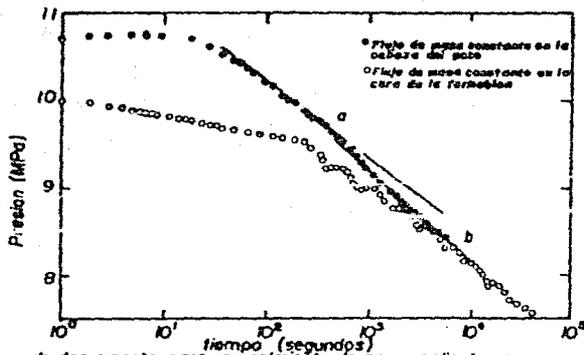


Fig. 11.- Curva de decremento para un yacimiento de agua caliente con separación instantánea durante la prueba (tomado de H, página 316)

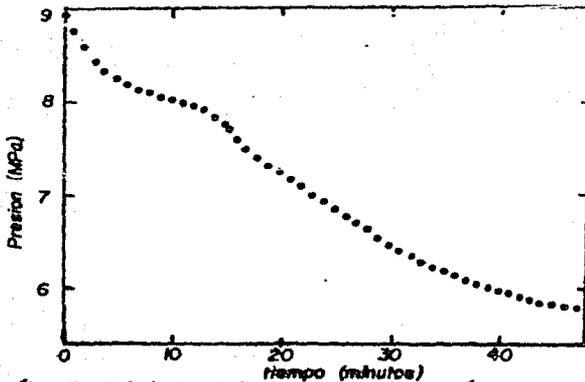


Fig. 12.- Gráfica lineal de la curva de decremento de presión para un yacimiento de dos fases de líquido dominante (tomado de H, página 317)

El tercer ejemplo, es un yacimiento de dos fases de líquido dominante. Antes de iniciar la prueba, la saturación inicial de vapor alrededor del pozo es de 0.29, la cual se incrementa a 0.4 al cambiar el gasto másico de 5 a 15 Kg/seg. Cuando el flujo del yacimiento se incrementa, la entalpía del yacimiento aumenta. Sin embargo, hay un ligero atraso que depende de las condiciones del yacimiento, provocando que la presión de fondo empiece a caer, mientras que la entalpía del fluido que entra al pozo permanece constante. El gasto másico en la cara de la formación empieza a incrementarse, la interacción de este flujo con el fluido del pozo produce un fenómeno interesante mostrado en la Figura 12. La presión decrece hasta que la entalpía que fluye al pozo comienza a incrementarse. En este punto a causa de que la energía en el pozo está incrementándose, la cantidad de masa que puede ser tomada del pozo se incrementa, provocando que menos masa deba venir del yacimiento, y por consiguiente, la presión detenga su decremento formando una meseta de presión constante hasta que la entalpía fluyente del yacimiento se estabiliza. Así de nuevo más fluido debe salir del yacimiento provocando que la presión vuelva a caer normalmente; sin embargo, aún después de esto, no necesariamente ha terminado el almacenamiento ya que solo los cambios de energía son los despreciables. En este ejemplo, se observa que en el periodo comprendido entre los 10^3 a 3×10^3 segundos (línea "a" en la Figura 13), se forma una línea recta, no obstante, el almacenamiento isoentálpico se calculó y se estimó que duraba cuando menos 6.2×10^4 segundos. Si la prueba no se prolonga a tiempos mayores, no se podrá observar el cambio posterior de la pendiente (línea "b" en la

Figura 13); la cual es la correcta para realizar una buena estimación del producto Kh. Para este ejemplo cabe mencionar que el cálculo de Kh está afectado por el tipo de curvas de permeabilidad que se utilicen, de aquí que deba estimarse cuales son las más apropiadas para cada caso.

En este yacimiento también se simuló un incremento de presión. La Figura 14 es la gráfica del cambio de presión en el fondo del pozo para esta prueba, la cual muestra también el cambio de presión para una prueba de decremento. Como se puede observar en la Figura 14, el cambio de presión en la prueba de incremento es mayor que en la prueba de decremento, debido a que la variación en gasto másico fue de 15 a 0 Kg/seg., mientras que en el decremento fue de 5 a 15 Kg/seg. También hay que notar que el almacenamiento fue menor, esto se debe a que al cerrar se el pozo las fases de vapor y líquido se separan en el pozo. y como la compresibilidad de cada fase es menor que la compresibilidad de la mezcla de dos fases, la combinación de estos efectos provoca que el almacenamiento disminuya.

A pesar de que esta prueba de presión pueda parecer de lo más ideal, el análisis resulta difícil a consecuencia de la separación de fases. Al suceder esto, el fondo del pozo se llena de agua, haciendo posible que pequeñas cantidades de líquido fluyan hacia el yacimiento saturando totalmente los alrededores del pozo un 100%, lo cual provoca que la saturación de vapor varíe en forma importante con respecto a la posición en la vecindad del pozo.

El cuarto ejemplo es un yacimiento de dos fases del tipo vapor

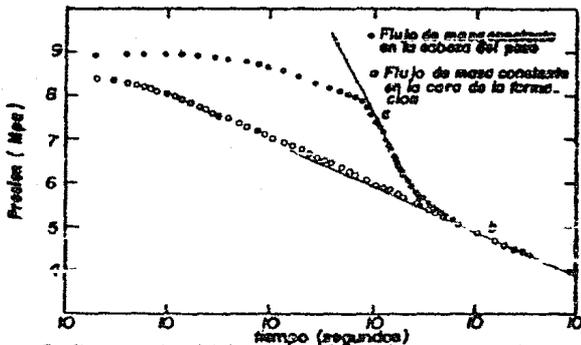


Fig. 13.- Grafica semi-log del decremento de presión para un yacimiento de dos fases de líquido dominante (tomada de 11, página 317)

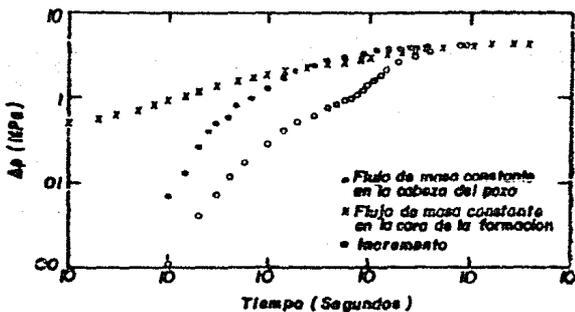
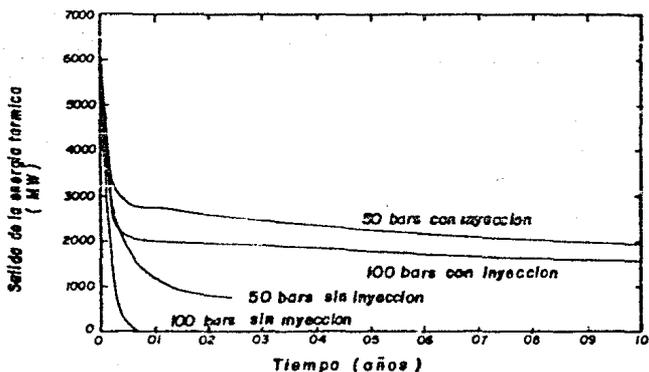
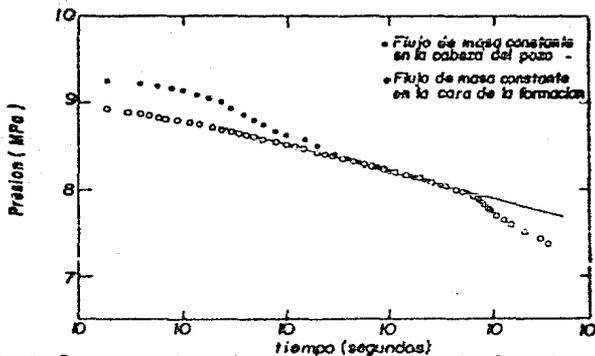


Fig. 14.- Grafica log-log del decremento de presión e incremento de presión para un yacimiento de dos fases de líquido dominante. (tomado de 11, página 318)

dominante. Antes de iniciar la prueba la saturación de vapor alrededor del pozo está entre 0.7 y 0.82. Debido a esta alta saturación inicial de vapor, los cambios de entalpía pueden durar por mucho tiempo. La Figura 15 es la gráfica del decremento de presión contra el tiempo, considerando gasto másico constante en la cara de la formación y en la cabeza del pozo. Al comenzar la prueba, el gasto másico se cambió de 5 a 15 Kg/seg. Debido a que la saturación inicial es alta, al principio solo fluye vapor. La compresibilidad promedio en este caso es mucho menor que en los otros casos, lo que provoca que la contribución isoentálpica al almacenamiento solo dure 6.5×10^2 segundos. En la figura se observa que es posible obtener una línea recta del período comprendido entre los 6.5×10^2 y los 7×10^3 segundos. La revisión de la entalpía hasta el tiempo 7×10^3 segundos, indicó un valor constante. Una vez más, si la prueba no se prolonga por tiempos mayores a 7×10^3 segundos, el repentino decremento de presión no sería advertido. Un análisis de la entalpía fluyente para tiempos mayores a 7×10^3 segundos mostrará que ésta dejó de tener un valor constante y que está empezando a fluir líquido. Si se deseara hacer un análisis de la curva de decremento para tiempos mayores a 7×10^3 segundos, sería necesario esperar hasta que la entalpía fluyente se establezca de nuevo. Al igual que en el ejemplo anterior, la estimación del producto Kh estará afectado por el tipo de curvas de permeabilidades relativas que se utilicen.

V.3 Consideraciones generales relativas a la reinyección del agua separada.

Como ya se mencionó en el Capítulo I, en los yacimientos geotér-



micos es frecuente inyectar las aguas residuales, tanto para tratar de mantener la presión del yacimiento, como también para solucionar el problema de daños ecológicos ocasionado por el desalojo de estas salmueras a ríos y lagunas.

Existen diversos factores a considerar en una inyección de fluidos, suponiendo por ejemplo, que se tiene un yacimiento cilíndrico con un diámetro d y un espesor h , en donde la producción proviene de una fractura vertical central y la inyección se lleva a cabo por dos fracturas similares en la periferia del yacimiento². El yacimiento anterior se consideró tener inicialmente agua caliente, a una presión de 200 bars (203.94 Kg/cm^2) y una temperatura de 300°C . Como una observación se puede decir que para la temperatura de 300°C , una presión menor a 86 bars (87.6942 Kg/cm^2) provocará una separación instantánea.

Mediante la simulación numérica, el yacimiento hipotético anterior fue producido a cuatro diferentes historias de producción-inyección las cuales son:

Caso 1 Producción a $P = 100$ bars (101.97 Kg/cm^2), sin inyección.

Caso 2 Producción a $P = 50$ bars (50.985 Kg/cm^2), sin inyección.

Caso 3 Producción a $P = 50$ bars (50.985 Kg/cm^2), con inyección a $P = 200$ bars (203.94 Kg/cm^2) con fluido a una temperatura de 100°C .

Caso 4 Producción a $P = 100$ bars (101.97 Kg/cm^2), con inyección a $P = 200$ bars (203.94 Kg/cm^2) con fluido a una temperatura de 100°C .

Cabe aclarar que el flujo de fluido en los casos 1 y 4 es de una fase, en tanto que los casos 2 y 3 corresponden a flujo de dos fases.

En la Figura 16 se puede notar el primer efecto de la inyección de fluido, que es prolongar el período de extracción de energía térmica del yacimiento. En el Caso 2 el período no llega a una cuarta parte de lo que sería su homólogo con inyección, mientras que para el Caso 1 el efecto es más drástico ya que éste no alcanza ni una décima parte del lg grado por su homólogo con inyección.

Otro efecto importante se muestra en la Figura 17 en donde se presenta el contorno típico de la temperatura para la historia de producción del Caso 3 a un tiempo $t = 1$ año. Como se observa, el agua fría inyectada está comenzando a invadir la región de producción, continuar la producción para tiempos mayores a 1 año, ocasionaría una reducción súbita en el contenido térmico de los fluidos producidos.

Para los Casos 3 y 4 anteriores, la inyección ayuda a mantener la presión debido a que proporciona una fuente de masa. Pero si se recuerdan las suposiciones hechas acerca de las condiciones iniciales del yacimiento, de que el fluido del yacimiento es agua caliente y a pesar de que pudiera existir flujo de dos fases en alguna parte del yacimiento como en el Caso 3, el fluido inyectado actúa directamente sobre un fluido que se encuentra en una sola fase, en donde la difusión y la digpersión provocarán los contornos de temperatura como los presentados en la Figura 17.

Un caso especial que debe ser considerado, es el comportamiento

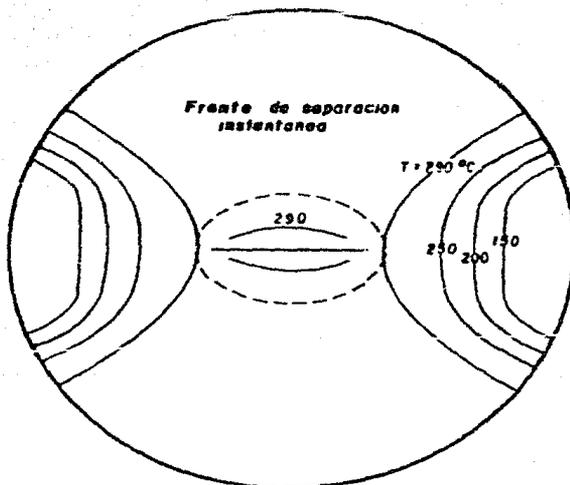


Fig. 17.— Contornos de temperatura a $t = 1$ año (producción a $p = 50$ bar, e inyección a $p = 200$ bar y $t = 100$ °C)

El frente de separación instantánea está mostrado por la línea punteada (tomado de 2, página 1656).

de la inyección de agua en un yacimiento que originalmente se encuentre en un estado de dos fases. Aquí, al comenzar a entrar el agua inyectada al yacimiento, empezará a calentarse provocando en este proceso que cierta cantidad de vapor se condense. Ya que el agua inyectada y el vapor condensado ocupan solo parte del volumen que originalmente ocupaba el vapor, se provoca una pérdida de volumen neto, causando así una caída de presión como efecto final. Teniendo en cuenta que la permeabilidad de un yacimiento geotérmico generalmente se debe a fracturas, la distribución del fluido inyectado sería como lo muestra la Figura 18. Adyacente al pozo se encuentra una zona de agua fría, que en ocasiones puede estar ausente. Siguiendo a ésta, una zona en la cual el agua inyectada calentada se mezcla con el fluido del yacimiento en donde el estado de dos fases ha sido convertida a agua líquida. Más allá está la zona de dos fases, la cual está afectada por la dispersión del agua inyectada. Un caso real que comprueba el efecto anterior, es la historia de presiones de fondo del pozo BR28 (N.Z.) la cual se muestra en la Figura 19. Cada vez que la inyección se detiene existe una caída de presión y un correspondiente incremento al aumentar el bombeo, pero adicionalmente existe un efecto de tiempo largo, una caída de presión con el tiempo la cual concuerda con la Figura 18. Cuando en un pozo geotérmico se suspende la inyección, la presión de fondo tiende a restablecerse, pero debido a la ganancia de masa provocada por la inyección, la saturación de líquido en los alrededores del pozo inyector será mucho mayor a la que se encontraba antes de la inyección. La forma en que se distribuye este exceso de saturación, es por medio del flujo vertical natural que existe en los yacimientos de dos fases. Este flujo, cuando el yaci-

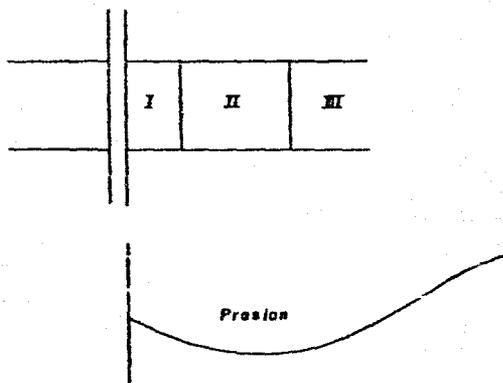


Fig. 18 - Medio fracturado
(tomado de 17, página 1035)

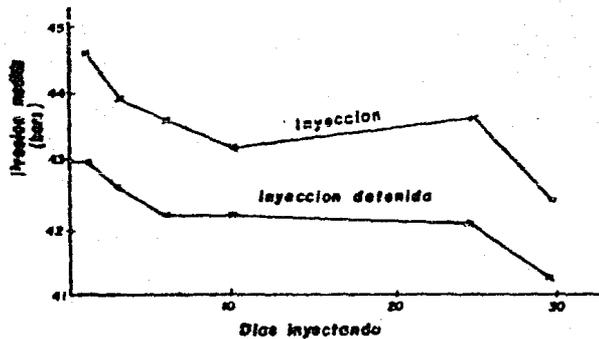


Fig. 19.- Pozo BR28.
(tomado de 17, página 1038).

miento no ha sido perturbado, es el que se encarga de mantener el estado de dos fases, que a falta de él, se segregarían bajo el efecto de la gravedad. La distribución se hace de una forma lenta y solo en dirección vertical, ya sea hacia arriba o hacia abajo, con una velocidad mencionada en el Capítulo IV.

Como un comentario final, se puede decir que en las pruebas de inyección, es válido considerar que la región afectada por el cambio de presión es mucho mayor que el volumen inyectado, así que el valor de la transmisibilidad estimado de una prueba de inyección, refleja al fluido del yacimiento, y no al agua inyectada.

VI. ANALISIS DE DATOS DE PRUEBAS DE PRESION EN YACIMIENTOS BIFASICOS

Como parte final a este trabajo, aquí se hará el análisis de datos obtenidos de dos pruebas de presión efectuadas en yacimientos geotérmicos reales. En cada prueba se mencionarán algunos aspectos importantes a considerar, para lograr una mejor estimación de las propiedades del yacimiento.

VI.1 Prueba 1

Esta prueba fue llevada a cabo en el pozo CHS 1*. El tipo de prueba es un incremento de presión. Los datos obtenidos son:

$$P_1 = 95.429 \text{ Kg/cm}^2 \quad W = 126 \text{ ton/hora} \quad B = 1.13$$

$$c_t = 7.032349 \times 10^{-7} \text{ [Kg/cm}^2\text{]}^{-1} \quad t_p = 10 \text{ horas} \quad \text{Profundidad } 1500 \text{ m}$$

t [horas]	Pws [Kg/cm ²]	t [horas]	Pws [Kg/cm ²]
.05	99.648	4.0	136.428
.1	108.931	4.5	136.568
.15	115.823	5.0	136.709
.2	121.730	5.5	136.709
.25	126.301	6.0	136.709

(c o n t i n u a c i ó n)

.5	131.997	6.5	136.919
.75	133.052	7.0	136.919
1.0	133.685	7.5	137.060
1.25	134.037	8.0	137.060
1.5	134.529	8.5	137.060
1.75	134.880	9.0	137.060
2.0	135.021	9.5	137.271
2.5	135.865	10.0	137.271
3.0	135.865	10.5	137.412
3.5	136.217		

Dado que la prueba se llevó a cabo por un tiempo prolongado, se puede considerar que los datos de los últimos tiempos no están afectados por el almacenamiento del pozo. Esto se puede verificar en la gráfica de Horner (Figura 1), en donde se aprecia la línea recta característica, de donde se obtiene que:

$$m = 3.9 \frac{[\text{Kg/cm}^2]}{\text{ciclo}}$$

$$(K/\sqrt{t})_{ch} = 525.89 \frac{(126)(1.13)}{3.9} = 19199.3 \frac{\text{md} - \text{m}}{\text{cp-cm}^3/\text{gr}}$$

VI.2 Prueba 2

Esta prueba también fue llevada a cabo en el pozo CHS 1 pero en este caso se efectuó a una profundidad de 750 m, los datos obtenidos son:

$P_1 = 24613 \text{ [Kg/cm}^2\text{]}$ $t_p = 334.6 \text{ [horas]}$ $W = 138 \text{ ton/hora}$

$B = 1.13$ $ct = 7.0323488 \times 10^{-7} \text{ [Kg/cm}^2\text{)]}^{-1}$

t [horas]	P_{ws} [Kg/cm ²]	t [horas]	P_{ws} [Kg/cm ²]
.0833	31.224	3.5	65.541
.1667	40.788	4.0	65.752
.25	49.437	5.0	66.104
.3333	54.712	6.0	66.104
.4167	56.399	7.0	66.104
.5	58.579	8.0	66.385
.5833	59.634	9.0	66.596
.6667	59.775	10.0	66.737
.75	60.126	11.0	66.737
.8333	60.619	12.0	66.737
1.0	61.463	13.0	66.737
1.1667	62.377	14.0	66.737
1.3333	63.009	15.0	66.948
1.5	63.361	16.0	66.948
1.6667	63.713	17.0	67.089
1.8333	64.065	18.0	67.089
2.0	64.205	19.0	67.089
2.3333	64.698	20.0	67.089
2.6667	64.909	21.0	67.300
3.0	65.260	22.0	67.300

Al igual que en el caso anterior, a causa de lo largo de la prueba,

Fozo GHS 1 Prueba 2

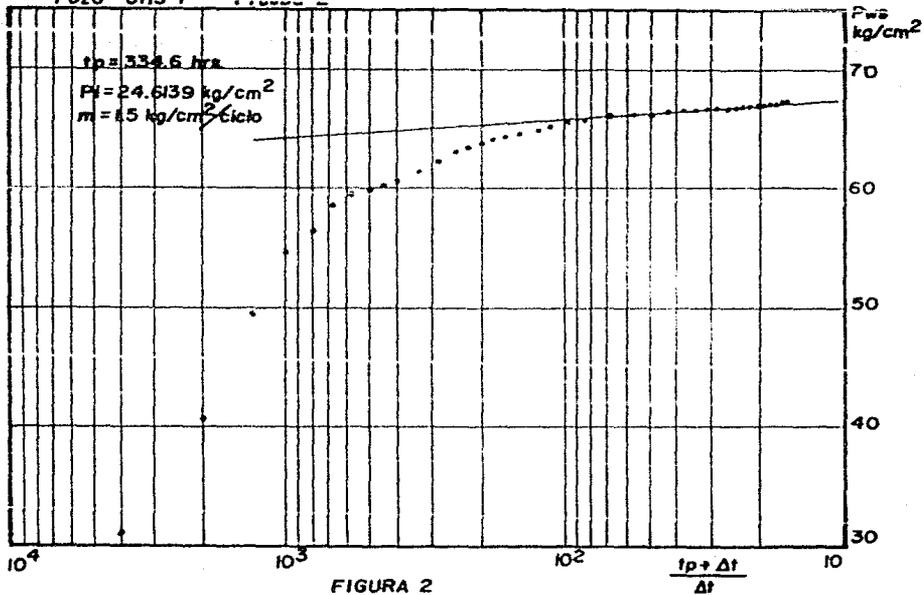


FIGURA 2

es posible hacer una buena estimación de la transmisibilidad del yacimiento. De la gráfica de Horner (Figura 2) se obtuvo que:

$$m = 1.5 \frac{[\text{Kg/cm}^2]}{\text{ciclo}}$$

$$(K/Q)_{ch} = \frac{525.89 (138) (1.13)}{1.5} = 54671.524 \frac{\text{md} - m}{\text{cp-cm}^2/\text{Dk}}$$

Cabe mencionar, que en las pruebas anteriores, al tratar de utilizar el método de curvas Tipo, se encontró con el problema de que al no existir la línea recta de pendiente unitaria, se aumenta la dificultad para encontrar la curva Tipo que más ajuste al comportamiento real del yacimiento. La forma en que se trató de solucionar este problema fue por medio de usar las curvas Tipo propuestas por Bourdet¹⁴. La característica de estas curvas es que aparte de las curvas de P_D contra (t_D/C_D) , se incluyen las curvas de P_D (t_D/C_D) contra (t_D/C_D) (la derivada de la presión). La ventaja de utilizar estas curvas Tipo es que se realiza un doble ajuste, siendo a su vez único. El problema que surgió al tratar de utilizar estas curvas Tipo, es que la derivada de la presión es muy sensible, lo cual provoca una gran dispersión de los puntos al ser graficados, haciendo imposible distinguir la curva de la derivada. No obstante de que se hicieron varios intentos por diversas formas, no fue posible disminuir la dispersión, concluyéndose que no es factible utilizar este método sin tener una forma de depurar la información como lo hace el autor.

Una observación más es, que al hacer el análisis a las pruebas,

se notó que no está presente el comportamiento típico de la doble porosidad, por lo que se puede pensar que el yacimiento se comporta como homogéneo (esto sucede cuando el yacimiento está altamente fracturado), pero lo más probable es que el fenómeno esté enmascarado por los efectos del almacenamiento.

NOMENCLATURA

Capítulo I

B	Factor de volumen	cond. yac./cond. sup.
c	Compresibilidad del fluido	atm ⁻¹
ct	Compresibilidad total del sistema	Kg/cm ²
C	Coefficiente de almacenamiento	
h	Espesor neto	m (cm en ecc. 1.1.1)
K	Permeabilidad absoluta	md (darcys en 1.1.1)
m	Pendiente de la recta semi-log	Kg/cm / ciclo
M	Masa	gr.
P	Presión	Kg/cm ² (atm. en ecc. 1.1.1)
Pwf	Presión de fondo fluyendo	Kg/cm ²
q	Gasto	Lts/seg. (cm ³ /seg en ecc. 1.1.1)
rw	Radio del pozo	cm
S	Factor de daño	
t	Tiempo	hrs. (seg. en 1.1.1)
tp	Tiempo de producción	hrs.
Δt	Tiempo de cierre	hrs.
∅	Porosidad	
ρ	Densidad	gr/cm ³

μ	Viscosidad	cp
W	Gasto másico	ton/hr
\checkmark	Volumen específico	C.S. cm^3/gr (= $1/\rho$)
$(K/\checkmark)_T$	Movilidad total del fluido	$\text{md-gr}/\text{cm}^3/\text{CP}$
Z	Factor de compresibilidad del vapor	

Capitulo III

C	Concentración en la región de estancamiento
C_n	Concentración en la región de estancamiento de la celda "h"
C_s	Concentración local en la superficie
D	Coefficiente de difusión/dispersión
D_a	Coefficiente de dispersión en la cámara de entrada
D_b	Coefficiente de dispersión en la cámara de salida
D_{eff}	Coefficiente de difusión/dispersión efectivo
D_m	Coefficiente de difusión molecular efectivo
E	Factor que considera los efectos termodinámicos cuando el gas se expande a las condiciones atmosféricas.
F	$= v^2 / \lambda E D$
G	$= vX/D$
G_L	Valor de G para $x = L$
H	Longitud media del bache
L	Longitud finita del medio poroso
M	$= D/V$
N	Número total de celdas mezcladas en un medio finito ($=L/l$)
Q'	Gasto de inyección normalizado = $Q/2 \pi \phi$

Sw	Saturación de agua
V	Volumen de una celda mezclada
WOR	Relación agua/aceite
RVF	Factor de volumen del yacimiento
c	Concentración del trazador
co	Concentración de entrada
ca	Concentración en la cámara de entrada
cb	Concentración en la cámara de salida
cmp	Concentración del punto medio del bache
cn	Concentración en la celda "n"
cs	Concentración producida en la superficie
d1	$= (1 + \sqrt{1 + 4/F^1})/2$
d2	$= (1 - \sqrt{1 + 4/F^1})/2$
f	Fracción de volumen de la región de flujo
hn	Altura de la capa "n" en el yacimiento
hr	Altura del yacimiento
K	Coefficiente de transferencia de masa, constante del gasto cinético o constante de adsorción de equilibrio.
Kd	Coefficiente de transferencia de masa dimensional o velocidad de grupo, basado en la celda de longitud l o longitud del medio poroso L.
K'	Constante
K''	Constante
K1	Constante de velocidad cinética para la adsorción
K2	Constante de velocidad cinética para la desorción

l	Longitud de una celda mezclada
m	Masa del trazador inyectado
n	Números $n = 1, 2, 3 \dots N$
p	Gasto de intercambio entre las regiones de flujo y de estancamiento
q	Gasto volumétrico
r	Distancia radial
t	Tiempo
td	Tiempo adimensional
v	Velocidad del flujo
x	Distancia lineal
\bar{x}	Distancia promedio viajada $(= vt)$
α	$= rD/Q'$
δ	Cantidad que describe la transferencia de un elemento de fluido de la zona de estancamiento a la zona de flujo.
δ	Función delta o impulso
ϵ	$= (1 + K/\phi)$
λ	Constante de decaimiento radioactivo
μ	Cantidad que describe la transferencia de un elemento de fluido de celda a celda
ν	Cantidad que describe la transferencia de un elemento de fluido de la zona de flujo a la zona de estancamiento
\dagger	Módulo de dispersión $= D_{eff}/v_l$

Capítulo IV

Para la Sección IV.1

E_i	Energía interna de la fase "i"
g	Aceleración debido a la gravedad
P_s (Pf)	Presión del sólido (líquido)
q_1 (q_2)	Vector de flujo de calor dentro del <u>sólido poroso</u>
R_L (Rv)	Permeabilidad relativa del líquido (vapor)
S	Volumen de vapor relativo (= $V_v / (V_v + V_L)$)
S	Tensor de esfuerzo desviatorio para la roca porosa
T_s (Tf)	Temperatura del sólido (fluido)
V_v (V_L)	Volumen del vapor (líquido)
v_i	Velocidad de la fase "i"
δ	Calor de vaporización a una presión y temperatura dada
$\dot{\epsilon}$	Tensor de velocidad de deformación parcial para la matriz de la roca.
K_s (Kf)	Conductividad térmica del grano de roca (fluido)
μ_i	Viscosidad de la fase "i"
ρ_i	Densidad de la fase "i"
\emptyset	Porosidad
η_s (η)	Coefficiente de expansión lineal del grano de roca (roca porosa)

Para la Sección IV.2

CR	Capacidad de calor de la matriz de la roca
----	--

Cf	Compresibilidad isotérmica del líquido
Cm	Compresibilidad de la formación
h	Espesor de la formación
H	Entalpía de la mezcla líquido/vapor en el sitio $(1-Q)Hl + QHg$
Hl (Hg)	Entalpía del líquido (vapor)
Hg ¹	Calor de vaporización = Hg - Hl
Hr	Entalpía de la matriz de la roca
H _T	Entalpía fluyente de la mezcla líquido/vapor
K	Permeabilidad absoluta
Krl (Krg)	Permeabilidad relativa del líquido (vapor)
$(K/\nu)g$	Movilidad cinemática del vapor = $K \text{ Krg } \rho_g / \mu_g$
$(K/\nu)t$	Movilidad cinemática total = $(K/\nu)g + (K/\nu)l$
W	Gasto de producción de masa
P	Presión
Pi	Presión inicial del yacimiento
Ps (Ti)	Presión de saturación a T = Ti
Pw	Presión de fondo
Q	Calidad del vapor $Sg \rho_g / \rho$
r	Radio
Sl (Sg)	Fracción de volumen del líquido (vapor)
Slr (Sgr)	Saturación residual del líquido (vapor)
t	Tiempo
T	Temperatura
$\mu l (\mu g)$	Viscosidad dinámica del líquido (vapor)
ρ	Densidad de la mezcla = $Sl \rho_l + Sg \rho_g$

ρ_l (ρ_g)	Densidad del líquido (vapor)
ρ_r	Densidad del grano de la roca
ϕ	Porosidad

Para la Sección IV.3 y IV.4

a	Radio del pozo
b	Espesor del acuífero
c	Calor específico sobre la curva de saturación
h	Entalpía fluyente
hw	Entalpía de la fase de agua
hs	Entalpía de la fase de vapor
K	Permeabilidad
Kr	Permeabilidad relativa
m	Pendiente de la respuesta de presión semi-log
P	Presión
r	Distancia radial
S	Saturación de líquido volumétrico
Srw	Saturación residual de agua
Srs	Saturación residual de vapor
T	Temperatura
t	Tiempo
u	Energía interna específica
W	Masa descargada del pozo
β	Compresibilidad total
μ	Viscosidad dinámica total

μ_w	Viscosidad dinámica del agua
μ_s	Viscosidad dinámica del vapor
ν	Viscosidad cinemática total
ν_w	Viscosidad cinemática del agua
ν_s	Viscosidad cinemática del vapor
σ	Tensión
ψ	Variable adimensional = $Kt / T_o r^2$
ρ	Densidad del fluido fluyendo
ρ_w	Densidad del agua
ρ_s	Densidad del vapor
γ	Parámetro de compresibilidad = $\beta \mu \beta$

Para la Sección IV.5

Cr	Calor específico de los sólidos de la formación
H	Calor total por unidad de volumen en la roca del yacimiento
h	Entalpía
K	Permeabilidad
Kn	Conductividad térmica
Kr	Permeabilidad relativa
mf	Masa del fluido por unidad de volumen de la roca del yacimiento
P	Presión
S	Saturación
T	Temperatura
t	Tiempo
u	Velocidad dada por la Ley de Darcy

Λ_n	Movilidad del calor
Λ_f	Movilidad de la masa del fluido
λ	Movilidad del fluido = $K K_{rs} / \mu_s + K K_{rw} / \mu_w$
μ	Viscosidad
ρ	Densidad
ϕ	Porosidad
ψ	Temperatura sobre la curva de burbujeo expresada como una función de la presión del fluido.

Subíndices

f	Fluido
h	Calor
i	Inicial
s	Vapor
w	Agua

Para la Sección IV.6

A	Área del pozo	m^2
c	Compresibilidad isentrópica	$(1/\rho)(\partial\rho/\partial P)_S \text{ Pa}^{-1}$
cr	Compresibilidad del yacimiento	Pa^{-1}
C	Almacenamiento del pozo	$\rho_{cv}/\rho_{sf} \text{ m}^3/\text{Pa}$
C_D	Coefficiente de almacenamiento	$(\partial\rho/\partial P)_S V/\rho_{sf} 2\pi\phi C_R h r w^2$
C_D^E		$(\partial\rho/\partial P)_E V/\rho_{sf} 2\pi\phi C_R h r w^2$
D	Diámetro del pozo	m
E	Energía específica	Kj/Kg

f	Factor de fricción	
g	Gravedad	m/S ²
h	Espesor del yacimiento	m
i	Entalpía específica	Kj/Kg
K	Permeabilidad	m ²
L	Profundidad del pozo	m
P	Presión	Pa
P _D	Presión de fondo adimensional	
Δ P _i	Caída de presión inicial en el pozo	Pa
q	Gasto volumétrico	m ³ /S
r _w	Radio del pozo	m
s	Entropía específica	Kcal/°K
t	Tiempo	segundos
t _D	Tiempo adimensional	
T _r	Temperatura en la roca alrededor del pozo	°C
T _w	Temperatura del fluido en el pozo	°C
U	Coefficiente de transferencia de calor	Kj/m°C
v	Velocidad	m/S
V	Volumen	m ³
W	Gasto másico	Kg/S
W _D	Parámetro adimensional	
(Wsf) _i	Cambio inicial en el gasto másico en la cara de la arena	Kg/S
α	Difusividad térmica	
∅	Porosidad	
ρ	Densidad	Kg/m ³

Viscosidad absoluta

Subíndices

i Inicial
 s Superficie
 sf Cara de la arena
 w Pozo

Para la Sección IV.7

A Area del pozo m^2
 C Compresibilidad isentálpica Pa^{-1}
 Cr Capacidad de calor de la roca $Kj/Kg K$
 Ct Compresibilidad total del yacimiento Pa^{-1}
 C_E Compresibilidad Pa^{-1}
 E Energía específica Kj/Kg
 f Factor de fricción
 h Espesor del yacimiento m
 H Entalpía específica Kj/Kg
 K Permeabilidad m^2
 Krl Permeabilidad relativa del agua líquida
 Krv Permeabilidad relativa del vapor
 L Longitud del pozo m
 m Pendiente de la línea recta semi-log de la gráfica P vs log t mPa/s
 P Presión Pa
 re Radio efectivo del pozo m

rw	Radio del pozo	m
s	Daño a la formación	
S	Saturación	
S _{ir}	Saturación irreductible del líquido	
S _{lv}	Saturación irreductible del vapor	
t	Tiempo	segundos
T	Temperatura	°C
u	Coefficiente de transferencia del calor	Kj/m°C
V	Velocidad promedio de la masa	m/S
V _l	Velocidad Darcyana del líquido	m/S
V _v	Velocidad Darcyana del vapor	m/S
W	Gasto másico	Kg/S
β	$(1/\rho) (\partial \rho / \partial E)_p$	Kg/Kj
μ	Viscosidad absoluta	Pa·S
ν	Viscosidad cinemática	m ² /S
ν_t	Viscosidad cinemática total	m ² /S
ρ	Densidad	Kg/m ³
ϕ	Porosidad	

Subíndices

dh	Fondo de pozo
f	Fluyendo
i	Inicial
l	Líquido
r	Roca

sf	Cara de la formación
s	Superficie
v	Vapor

Para las Secciones IV.8, IV.9 y IV.10

c	Solubilidad	Pa^{-1}
b	Espesor del acuífero	m
c	Compresibilidad	Pa^{-1}
E	Densidad de la fuente de energía	$\text{J}/\text{m}^3 \text{ S}$
ε	Fuente de energía	J/S
Ei(x)	Función integral exponencial	
g	Aceleración gravitacional	m/S^2
h	Entalpía	J/Kg
ho	Entalpía del flujo natural	J/Kg
hn	Entalpía neutral	J/Kg
K	Permeabilidad	m^2
Kr	Permeabilidad relativa	
n	Contenido de gas	Kg/Kg
N	Densidad de la fuente de gas	$\text{Kg}/\text{m}^3 \text{ S}$
N	Fuente de gas	Kg/S
q _{eff}	Fuente de volumen efectivo	m^3/S
P	Presión	Pa
P _s	Presión de saturación	Pa
P _c	Presión parcial del gas	Pa
q	Fuente de volumen	m^3/S

S	Saturación	
t	Tiempo	segundos
T	Temperatura	°C
U	Energía interna	J/m ³
V	Velocidad	m/S
Vb	Volumen de bloque	m ³
W	Densidad del flujo de masa	Kg/m ² S
Wo	Densidad del flujo de masa natural	Kg/m ² S
ω	Densidad de la fuente de masa	Kg/m ³ S
W	Fuente de masa	Kg/S

Subíndices y otros

m	Matriz
s	Vapor
t	Fluyendo
v	Vapor (mezcla vapor-agua)
w	Agua
α	s o w
∑	Suma sobre s, w
< >	Promedio vertical
<< >>	Promedio horizontal
κ	Difusividad
φ	Porosidad
ρ	Densidad
ρ̄	(1/g)(∂P/∂Z)

μ	Viscosidad dinámica	Pa·S
$\langle \rho C \rangle$	Capacidad de calor volumétrico de la roca mojada $((1-\phi) \rho_m C_m + \phi S \rho_w C_w)$	
ν	Viscosidad cinemática	m^2/S

B I B L I O G R A F I A

1. Whiting R.L. and Ramey H.J. Jr.: "Application of Material and Energy Balances to Geothermal Steam Production". J. Pet. tech. (July 1969) PP 893-900. TRANS AIME 246
2. Garg. S.K. Pritchett J.W. and Brownell D.J. Jr.: "Transport of Mass and Energy in Porous Media". Proc. Second United Nations Symposium of the Development and Use of Geothermal Resources, San Francisco CA. (May 1975) PP 1651-1656
3. Ramey H.J. Jr.: "Pressure Transient Analysis for Geothermal Wells". Proc. Second United Nations Symposium on the Development and Use of Geothermal Resources. San Francisco CA. (May 1975) PP 1749-1757
4. Martin J. C.: "Analysis of Internal Steam Drive in Geothermal Reservoirs". J. Pet. Tech. (Dec. 1975) PP 1493-1499
5. Moench A.F. and Atkinson P.G.,: "Transient Pressure Analysis in Geothermal Steam Reservoirs with an Immobile Vaporizing liquid Phase Summary Report". Proc. third Stanford Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford CA (1977)

6. Rivera R.J. and Ramey H.J. Jr.: "Application of Two Rate Flow Tests to the Determination of Geothermal Reservoirs Parameters". Paper SPE 6887 present at the SPE 52 nd Annual Technical Conference and Exhibition. Denver (Oct. 1977)
7. Brownell D.H. Jr., Garg S.K. and Pritchett J.W.: "Governing Equations for Geothermal Reservoirs". Water Resources Res. (1977) PP 929-934
8. Rivera R.J. and Mehmet Saltuklaroglu: "Well Testing at Los Azufres Geothermal Field". Paper SPE 8348 presented at the 54 th Annual Technical Conference and Exhibition of SPE Las Vegas Nevada (Sep. 1979)
9. Garg S.K.: "Pressure Transient Analysis for Two Phase (Water/Steam) Geothermal Reservoirs". Soc. Pet. Eng. Journal. (June 1980) PP 206-214
10. Miller Constance W.: "Wellbore Storage Effects in Geothermal Wells". Soc. Pet. Eng. Journal (Dec. 1980) PP 555-666
11. Miller Constance W., Benson Sally M., O'Sullivan Michael J. and Prues Karsten: "Wellbore Effects in the Analysis of Two-Phase Geothermal Well Tests". Soc. Pet. Eng. Journal (June 1982) PP 309-319
12. Malcom A. Grant: "The Testing of KA28- Pressure Analysis in Two-Phase Reservoir". Applied Mach. Div. DSIR, Box 1335 Wellington N.Z.

13. Fernando Samaniego V. y Jesús Rivera R.: "La Ingeniería de Yacimientos Geotérmicos". Boletín del IIE (Nov. 1978)
14. D. Bourdet, T.M. Whittle, A.A. Douglas and Y.M. Pirard.: "A New Set of Types Curves Simplifies Well Test Analysis". World Oil. (May 1983) PP 95-106
15. Michael L. Sorey, Malcom A. Grant and Elizabeth Bradford: "Non-linear Effects in Two-Phase Flow to Wells in Geothermal Reservoirs". Water Resources Research. Vol. 16 No. 4 (August 1980) PP 767-777
16. Ram G. Argawal: "A New Method to Account for Producing Time Effects When Drawdown Type Curves are Use to Analiza Pressure Buildop an Other Terst Data". SPE 9289 (Sep. 1980)
17. Malcom A. Grant: "Effect of Cold Water Entry Into a Liquid-Dominated Two-Phase Geothermal Reservoir". Water Resour R. (Aug. 1981)
18. D. Bourdet, J.A. Ayoub, T.M. Whittle, Y.M. Pirard and V. Kniazeff: "Interpretin Well Tests in Fractured Reservoirs". World Oil, (October 1983) PP 77-87
19. O.J. Vetter and K.E. Zinnow: "Evaluation of Well-to-Well Tracers for Geothermal Reservoirs". Lawrence Berkely Laboratory, University of California. Berkeley CA. 94720 LBL-11500
20. T.D. Van Golf-Racht: "Fundamentals of Fractured Reservoirs Engineering". 1982 PP 353-417

21. Alfred H. Truesdell: "The Use of Fluid Geochemistry to Indicate Reservoir Process at Cerro Prieto, México". U.S. Geological Survey. Melo Park, CA.
22. A. Mañón, A. Sánchez A., J.J. Fausto L., M.E. Jiménez S., A. Jacobo R. e I. Esquer P.: "Modelo Geoquímico Preliminar del Campo Geotérmico de Cerro Prieto". Comisión Federal de Electricidad, Coordinadora Ejecutiva de Cerro Prieto Mexicali, Baja California, México (1978)
23. Cinco Ley H. y Samanigo Verduzco F.: "Handbook of Geothermal Energy". PP 428-430
24. Russell, D. G.: "Determination of Formation Characteristics by Two-Rate Flow Tests". J. Pet. Tech., (December 1962) PP 1347-1355
25. Selim, M.A.: "A Modification of the Two-Rate Flow Method for Determination of Reservoir Parameters". J. Institute of Petroleum V. 53. No. 527 (November 1967) PP 343-352
26. Odeh, A.S. and Jones, L.G.: "Pressure Drawdown Analysis, Variable Rate-Case". J. Pet. Tech. (August 1965) PP 960-964
27. Odeh, A.S. and Jones, L.G.: "Two-Rate Flow Test, Variable Rate-Case". J. Pet. Tech. (January 1974) PP 93-99
28. Robert C. Earlougher, Jr. "Advances in Well Test Analysis". Monograph Volume 5 PP 45-49 (1977)

29. Miller C.C., Dyes, A.B. and Hutchinson C.A. Jr.: "The Estimation of Permeability and Reservoir Pressure from Bottom Hole Pressure Buildup Characteristics". AIME Trans V 189 (1950) PP 91
30. E. Custodio, M.R. Llamas: "Hidrología Subterránea". Tomo II Ediciones Omega, S. A. Barcelona, España (1976)
31. A. Valderrabano H., R. Rayon C., J.A. Osorno M., R. Rodríguez N.: "Apuntes de Evaluación de la Producción". Facultad de Ingeniería UNAM MEXICO (1984)

A P E N D I C E I

Solución a la ecuación de difusión.

Considerando el desarrollo a partir de la siguiente ecuación

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu C}{K} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (\text{A1.1})$$

que es la formamás común de la ecuación de difusión, la cual está en coordenadas radiales para flujo cilíndrico, fluido ligeramente compresible y sin variación vertical de la presión.

Para el caso de un yacimiento infinito, con gasto constante en el pozo y presión inicial uniforme, se tienen las siguientes condiciones:

$$\begin{aligned} P(r, t = 0) &= P_1 & ; & & r \geq 0 \\ r \frac{\partial P}{\partial r} \Big|_{r_w} &= \frac{q \mu}{2\pi K h} & ; & & t > 0 \\ \lim_{r \rightarrow \infty} P(r, t) &= P_1 & ; & & t \geq 0 \end{aligned} \quad (\text{A1.2})$$

Como $r_w \ll r_e$ se le trata como una magnitud que tiende a cero (línea fuente):

$$\Rightarrow \lim_{r \rightarrow 0} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{q \mu}{2\pi K h} \quad (\text{A1.3})$$

definiendo a:

$$Y = \frac{\phi \mu Cr^2}{4Kc} \quad (A1.4)$$

se puede demostrar que la ecuación (A1.1) queda en función de Y como:

$$(1 + Y) \frac{dP}{dY} + Y \frac{d^2P}{dY^2} = 0 \quad (A1.5)$$

Integrando la ecuación (A1.5) se llega a:

$$P = P_i + \frac{q \mu}{4\pi Kh} Ei(-Y) \quad (A1.6)$$

donde: $Ei(-Y) = \int_Y^{\infty} \frac{e^{-y}}{y} dy$ (A1.7)

La ecuación (A1.6) es la solución a la ecuación de difusión también llamada solución fuente lineal.

El término $-Ei(-Y)$ puede ser aproximado para valores de $Y < .0025$, a la función $-\{Ln(Y) + .5772\}$ por lo que la ecuación (A1.6) queda:

$$P = P_i + \frac{q \mu}{4\pi Kh} \left[Ln(Y) + .5772 \right] \quad (A1.8)$$

Si se considera el factor de daño la ecuación anterior se expresa como:

$$P = P_i + \frac{q \mu}{4\pi Kh} \left[Ln(Y) + .5772 + 2S \right] \quad (A1.9)$$

A P E N D I C E 2

A2.1 Pruebas de decremento de presión

$$\text{si } P = P_1 - P_wf = \frac{q \mu B}{2\pi Kh} P_D \quad (\text{A2.1.1})$$

considerando dos gastos diferentes

$$P = \frac{q_1 \mu B}{2\pi Kh} P_D(t_1) + \frac{(q_2 - q_1) \mu B}{2\pi Kh} P_D(t_2) \quad (\text{A2.1.2})$$

como $q_1 = 0$, $q_2 = q$, $t_2 = t$, $t_1 = 0$ e introduciendo el factor de daño tenemos:

$$P = \frac{q \mu B}{2\pi Kh} P_D(t) + \frac{q \mu B}{2\pi Kh} S \quad (\text{A2.1.3})$$

$$\text{ya que } P_D = -\frac{1}{2} E_1 \left(-\frac{\phi \mu C t r w^2}{4Kt} \right) \quad (\text{A2.1.4})$$

$$P = \frac{q \mu B}{4\pi Kh} \left[-E_1 \left(-\frac{\phi \mu C t r w^2}{4Kt} \right) + 2S \right] \quad (\text{A2.1.5})$$

Utilizando la aproximación logarítmica para $-E_1(-Y)$

$$\Delta P = \frac{q \mu B}{4\pi Kh} \left[\text{Ln} \left(\frac{Kt}{\phi \mu C t r w^2} \right) + .80907 + 2S \right] \quad (\text{A2.1.6})$$

$$\Delta P = \frac{2.3025851 q \mu B}{4 Kh} \left[\log \left(\frac{Kt}{\phi \mu C t r w^2} \right) + .3513746 + .868589 S \right] \quad (\text{A2.1.7})$$

Las unidades que tiene la ecuación anterior son:

$$q[\text{cm}^3/\text{seg}] \quad h[\text{cm}] \quad rw[\text{cm}] \quad \mu[\text{C.P.}] \quad t[\text{seg}] \quad \Delta P[\text{atm}]$$

$$K[\text{Darcy}] \quad Ct[\text{atm}^{-1}]$$

Las unidades en las que se piensa trabajar son:

$$q-(W\checkmark) \quad [\text{cm}^3/\text{gr} \cdot \text{ton}/\text{hr}] \quad \mu[\text{CP}] \quad t[\text{hr}] \quad \Delta P[\text{Kg}/\text{cm}^2]$$

$$K[\text{md}] \quad ct[\text{Kg}/\text{cm}^2]^{-1} \quad \rho[\text{gr}/\text{cm}^3] \quad h[\text{m}] \quad rw[\text{cm}]$$

$$\Delta P = 525.89 \frac{WB}{(K/\checkmark)_{th}} \left[\log \left(\frac{3.484253112 Kt}{\phi \rho C_{trw}^2} \right) + .3513746 \right. \\ \left. + .868589 S \right] \quad (\text{A2.1.8})$$

$$\Delta P = 525.89 \frac{WB}{(K/\checkmark)_{th}} \left[\log t + \log \left(\frac{(K/\checkmark)_{th}}{\phi \rho C_{trw}^2} \right) + .89348 + \right. \\ \left. + .868589 S \right] \quad (\text{A2.1.9})$$

ahora si hacemos $t = 1$ hora, como $\Delta P = P_i - P_{wf}$

$$P_{wf}(\text{1hr}) = P_i - m \left[\log \left(\frac{(K/\checkmark)_{th}}{\phi \rho C_{trw}^2} \right) + .89348 + .868589 S \right] \quad (\text{A2.1.10})$$

$$P_{wf} = m \log t + P_{wf}(\text{1hr}) \quad (\text{A2.1.11})$$

graficando P_{wf} vs $\log t$ se obtiene una línea recta con pendiente m e intersección en $P_{wf}(\text{1hr})$ donde:

$$m = 525.89 \frac{WB}{(K/\checkmark)_{th}} \quad (\text{A2.1.12})$$

y

$$S = 1.1513 \left[\frac{P_i - P_{wf}(\text{1hr})}{m} - \log \left(\frac{(K/\checkmark)_{th}}{\phi \rho C_{trw}^2} \right) - .89348 \right] \quad (\text{A2.1.13})$$

A2.2 Pruebas de decremento de presión en pozos de vapor.

Para este caso se tiene que:

$$P_D = \frac{Mkh(P_i^2 - P_{wf}^2)}{\alpha W \mu ZT} \quad (A2.2.1)$$

$$t_D = \frac{\beta Kt}{\phi \mu C_{tr} r_w^2} \quad (A2.2.2)$$

donde $\alpha = 77.459 \times 10^3$ y $\beta = 3.48425311 \times 10^3$

Sustituyendo los grupos adimensionales en la expresión anterior tenemos:

$$\frac{Mkh(P_i^2 - P_{wf}^2)}{\alpha W \mu ZT} = \frac{-1}{2} Ei \left(-\frac{r_D^2}{4t_D} \right) \quad (A2.2.3)$$

Utilizando la aproximación logarítmica, introduciendo el factor del daño y utilizando las unidades de uso común en la industria geotérmica tenemos:

$$P_{wf}^2 = P_i^2 - 89178.55 \frac{W \mu ZT}{Mkh} \left[\log t + \log \left(\frac{K}{\phi \mu C_{tr} r_w^2} \right) + .89348 + .888589 S \right] \quad (A2.2.4)$$

de donde la gráfica P_{wf}^2 vs $\log t^2$ proporciona una línea recta con pendiente m donde:

$$m = 89178.55 \frac{W \mu ZT}{Mkh} \quad (A2.2.5)$$

el factor de daño se calcula con:

$$S = 1.1513 \left[\frac{P_i^2 - P_{wf}(1hr)^2}{m} - \log \left(\frac{K}{\phi \mu C_{tr} r_w^2} \right) - .89348 \right] \quad (A2.2.6)$$

A2.3 Pruebas de decremento de presión, modelo de Russell.

$$Si \quad \Delta P = P_i - P_{wf} = \frac{q \mu B}{2 \pi Kh} P_D + \frac{q \mu B}{2 \pi Kh} S \quad (A2.3.1)$$

Para dos gastos diferentes a cero:

$$P = \frac{q_1 \mu B}{2\pi Kh} \left[P_D(t-t_0) + S \right] + \frac{(q_2 - q_1) \mu B}{2\pi Kh} \left[P_D(t-t_1) + S \right] \quad (A2.3.2)$$

Sustituyendo el grupo adimensional P_D , utilizando la aproximación logarítmica y las unidades de uso común en la industria geotérmica tenemos:

$$P = m' W_1 \log(t-t_0) + m' (W_2 - W_1) \log(t-t_1) + W_2 m' \bar{S} \quad (A2.3.3)$$

donde:

$$m' = 525.89 \frac{B}{(K/\nu)_{th}} \quad (A2.3.4)$$

$$\bar{S} = \log \left[\frac{(K/\nu)_{th}}{\phi \rho C_{tr} w^2} \right] + .89348 + .868589 S \quad (A2.3.5)$$

De la ecuación (A2.3.3) se llegó a:

$$P_{wf} = P_i - 525.89 \frac{W_2 B}{(K/\nu)_{th}} \left[\log \left[\frac{(K/\nu)_{th}}{\phi \rho C_{tr} w^2} \right] + .89348 + .868589 S \right] \\ - 525.89 \frac{W_1 B}{(K/\nu)_{th}} \left[\log \left[\frac{t_1 + \Delta t'}{\Delta t'} \right] + \frac{W_2}{W_1} \log \Delta t' \right] \quad (A2.3.6)$$

de donde la gráfica P_{wf} vs $\left[\log \left[\frac{t_1 + \Delta t'}{\Delta t'} \right] + \frac{W_2}{W_1} \log \Delta t' \right]$ proporcionará una línea recta con pendiente m donde:

$$m = 525.89 \frac{W_1 B}{(K/\nu)_{th}} \quad (A2.3.7)$$

el factor de daño se calcula con:

$$S = 1.1513 \frac{W_1}{W_1 - W_2} \left[\frac{P_{wf}(1hr) - P_{wf}(t_1)}{m_R} - \log \left(\frac{(K/\nu)_{th}}{\phi \rho C_{tr} w^2} \right) - .89348 \right] \quad (A2.3.8)$$

A2.4 Prueba de decremento de presión, modelo de Selim.

Para tres gastos diferentes a cero tenemos que:

$$P = \frac{q_1 \mu B}{2 \pi K h} \left[P_D(t-t_0) + S \right] + \frac{(q_2 - q_1) \mu B}{2 \pi K h} \left[P_D(t-t_1) + S \right] + \frac{(q_3 - q_2) \mu B}{2 \pi K h} \left[P_D(t-t_2) + S \right] \quad (A2.4.1)$$

Sustituyendo el grupo adimensional P_D , utilizando la aproximación logarítmica y las unidades de uso común en la industria geotérmica tenemos:

$$\Delta P = m' W_1 \log(t-t_0) + m' (W_2 - W_1) \log(t-t_1) + m' (W_3 - W_2) \log(t-t_2) + m' W_3 \bar{S} \quad (A2.4.2)$$

donde:

$$m' = 525.69 \frac{B}{(K/\nu)_{th}} \quad (A2.4.3)$$

$$\bar{S} = \log \left[\frac{(K/\nu)_{th}}{\phi \rho C_{tr} w^2} \right] + .89348 + .868589 S \quad (A2.4.4)$$

De la ecuación (A2.4.2) se llega a:

$$P_{wf} = P_i - 525.69 \frac{W_3 B}{(K/\nu)_{th}} \left[\log \left(\frac{(K/\nu)_{th}}{\phi \rho C_{tr} w^2} \right) + .89348 + .868589 S \right] - 525.69 \frac{W_2 B}{(K/\nu)_{th}} \left[\log \left(\frac{W_1}{W_2} t + \frac{\Delta t'}{\Delta t''} \right) + \frac{W_3}{W_2} \log \Delta t'' \right] \quad (A2.4.5)$$

de donde la gráfica

$$P_{wf} \text{ vs } \left[\log \left(\frac{W_1}{W_2} t + \frac{\Delta t'}{\Delta t''} + \Delta t'' \right) + \frac{W_3}{W_2} \log \Delta t'' \right]$$

produce una línea recta cuya pendiente es:

$$m_S = 525.89 \frac{W_{2B}}{(K/\psi)_{th}} \quad (A2.4.6)$$

A2.5 Prueba de decremento de presión, modelo de Odeh & Jones.

Para "n" gastos diferentes se tiene que:

$$P = \frac{q_1^{\mu_B}}{2\pi Kh} \left[P_D(t-t_0) + S \right] + \frac{(q_2-q_1)^{\mu_B}}{2\pi Kh} \left[P_D(t-t_1) + S \right] + \dots + \frac{(q_n-q_{n-1})^{\mu_B}}{2\pi Kh} \left[P_D(t-t_{n-1}) + S \right] \quad (A2.5.1)$$

Sustituyendo el grupo adimensional P_D , utilizando la aproximación logarítmica y las unidades de uso común en la industria geotérmica tenemos:

$$P = m' W_1 \log(t-t_0) + m' (W_2 - W_1) \log(t-t_1) + \dots + m' (W_n - W_{n-1}) \log(t-t_{n-1}) + m' W_n \bar{S} \quad (A2.5.2)$$

donde:

$$m' = \frac{525.89 B}{(K/\psi)_{th}} \quad (A2.5.3)$$

$$\bar{S} = \log \left(\frac{(K/\psi)_{th}}{\phi \rho C_{tr} w^2} \right) + .89348 + .868589 S \quad (A2.5.4)$$

De la ecuación (A2.5.2) se llega a:

$$\frac{\Delta P}{W_n} = \frac{525.89 B}{(K/\psi)_{th}} \left[\sum_{i=0}^{n-1} \frac{\Delta W_i}{W_n} \log(t_n - t_i) \right] + \frac{525.89 B}{(K/\psi)_{th}} \left[\log \left(\frac{(K/\psi)_{th}}{\phi \rho C_{tr} w^2} \right) + .89348 + .868589 S \right] \quad (A2.5.5)$$

$$\text{donde} \quad \Delta W_i = W_i + 1 - W_i \quad (A2.5.6)$$

De la ecuación (A2.5.5) se observa que la gráfica

$$\frac{\Delta P}{W_n} \text{ vs } \sum_{i=0}^{n-1} \frac{\Delta W_i}{W_n} \log (t_h - t_i)$$

se obtendrá una línea recta cuya pendiente es:

$$m_{ojr} = \frac{525.89 B}{(K/\gamma)_{z-h}} \quad (\text{A2.5.7})$$

el factor de daño se puede obtener de:

$$S = 1.1513 \left[\frac{b'}{m'} - \log \left(\frac{(K/\gamma)_t}{\phi^2 C_{trw2}} \right) - .89348 \right] \quad (\text{A2.5.8})$$

donde b' es la ordenada al origen ($= m' \bar{S}$)

A2.6 Prueba de decremento de presión, modelo de Odeh & Jones: de dos diferencias.

Para "n" gastos tenemos que:

$$P = \frac{q_1 \mu B}{2 \pi Kh} \left[P_D(t-t_0) + S \right] + \frac{(q_2 - q_1) \mu B}{2 \pi Kh} \left[P_D(t-t_1) + S \right] + \dots \\ + \frac{(q_n - q_{n-1}) \mu B}{2 \pi Kh} \left[P_D(t-t_{n-1}) + S \right] \quad (\text{A2.6.1})$$

multiplicando ambos lados por $-i$ y considerando al gasto q_0 se tiene:

$$P_{wf} - P_{wf}_{t=0} = \frac{(q_0 - q_1) \mu B}{2 \pi Kh} \left[P_D(t-t_0) + S \right] + \frac{(q_1 - q_2) \mu B}{2 \pi Kh} \left[P_D(t-t_1) + S \right] \\ + \dots + \frac{(q_n - 1 - q_n) \mu B}{2 \pi Kh} \left[P_D(t-t_{n-1}) + S \right] \quad (\text{A2.6.2})$$

Sustituyendo el término adimensional P_D , utilizando la aproximación logarítmica y unidades de uso común en la industria geotérmica tenemos:

$$Pwf - Pwf|_{t=0} = m' (W_0 - W_1) \log (t - t_0) + m' (W_1 - W_2) \log (t - t_1) + \dots + m' (W_{n-1} - W_n) \log (t - t_{n-1}) + m' (W_0 - W_n) \bar{S} \quad (A2.6.3)$$

donde:

$$m' = \frac{525.89 B}{(K/\psi)_{th}} \quad (A2.6.4)$$

$$\bar{S} = \log \left[\frac{(K/\psi)_{th}}{\phi \rho C_{trw}^2} \right] : .89348 + .868589 S \quad (A2.6.5)$$

de la ecuación (A2.6.3) se llega a:

$$\frac{Pwf - Pwf|_{t=0}}{W_n} = \frac{525.89 B}{(K/\psi)_{th} \Delta W_n} \left[\sum_{i=0}^{n-1} \Delta \Delta W_i \log (t - t_i) \right] + \frac{525.89 B}{(K/\psi)_{th}} \left[\log \left[\frac{(K/\psi)_{th}}{\phi \rho C_{trw}^2} \right] + .89348 + .868589 S \right] \quad (A2.6.6)$$

donde:

$$\Delta W_i = W_0 - W_i \quad (A2.6.7)$$

$$\Delta \Delta W_i = \Delta W_{i+1} - \Delta W_i \quad (A2.6.8)$$

de la ecuación (A2.6.6) se observa que la gráfica:

$$\frac{Pwf - Pwf|_{t=0}}{\Delta W_n} \quad \text{vs} \quad \frac{1}{W_n} \sum_{i=0}^{n-1} \Delta \Delta W_i \log (t - t_i)$$

producirá una línea recta con pendiente m donde:

$$m_{ojt} = \frac{525.89 B}{(K/\psi)_{th}} \quad (A2.6.9)$$

el factor de daño se obtiene con:

$$S = 1.1513 \left[\frac{b'}{m'} - \log \left[\frac{(K/\psi)_{th}}{\phi \rho C_{trw}^2} \right] - .89348 \right] \quad (A2.6.10)$$

donde b' es la ordenada al origen.

A2.7 Prueba de incremento de presión, método de Horner.

Para dos gastos se tiene que:

$$\Delta P = \frac{q_1 \mu B}{2\pi Kh} \left[P_D(t-t_0) \right] + \frac{(q_2 - q_1) \mu B}{2\pi Kh} \left[P_D(t-t_1) \right] \quad (A2.7.1)$$

si $t = t_p + \Delta t$, $\Delta t = t - t_1$, $q_1 = q$ y $q_2 = 0$

$$P = \frac{q \mu B}{2\pi Kh} \left[P_D(t_p + t) - P_D(\Delta t) \right] \quad (A2.7.2)$$

Introduciendo la relación adimensional P_D , la aproximación logarítmica y las unidades de uso común en la industria geotérmica tenemos:

$$P_{ws} = P_i - \frac{525.89 WB}{(K/\sqrt{\nu})_e h} \log \left[\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right] \quad (A2.7.3)$$

de donde la gráfica: P_{ws} vs $\log \left[\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right]$

producirá una línea recta con pendiente m

$$m = \frac{-525.89 WB}{(K/\sqrt{\nu})_e h} \quad (A2.7.4)$$

el factor de daño se obtiene de:

$$S = 1.1513 \left[\frac{P_{wf} \Delta t = 0 - P_{wf}(1hr)}{m} - \log \left(\frac{(K/\sqrt{\nu})_e}{\phi \rho C t r_w^2} \right) - .89348 \right] \quad (A2.7.5)$$

A2.8 Prueba de incremento de presión para pozos de vapor, método de Horner.

Para este caso se tiene que:

$$P_D = \frac{Mkh}{\alpha W \mu ZT} (P_i^2 - P_{ws}^2) \quad (A2.8.1)$$

$$tD = \frac{\beta Kt}{\phi \mu C_{tr} w^2} \quad (A2.8.2)$$

donde:

$$\alpha = 77.459 \times 10^3 \quad \text{y} \quad \beta = 3.484253112$$

Para dos gastos se tiene que:

$$P_i^2 - P_{ws}^2 = \frac{\alpha W \mu Z T}{M K h} P_D(t-t_0) + \frac{\alpha (W_2 - W_1) \mu Z T}{M K h} P_D(t-t_1) \quad (A2.8.3)$$

$$\text{si} \quad t = tD + \Delta t \quad ; \quad \Delta t = t - t_1 \quad ; \quad W_1 = W \quad , \quad W_2 = 0$$

$$P_i^2 - P_{ws}^2 = \frac{\alpha W \mu Z T}{M K h} \left[P_D(tP + \Delta t) - P_D(\Delta t) \right] \quad (A2.8.4)$$

Introduciendo la relación adimensional P_D , la aproximación logarítmica y las unidades de uso común en la industria geotérmica tenemos:

$$P_{ws}^2 = P_{wf} \quad t=0 - 89178.55 \frac{W \mu Z T}{M K h} \log \left[\frac{tP + \Delta t}{\Delta t} \right] \quad (A2.8.5)$$

De la ecuación (A2.8.5) se observa que la gráfica

$$P_{ws}^2 \quad \text{vs} \quad \log \left[\frac{tP + \Delta t}{\Delta t} \right]$$

Produce una línea recta cuya pendiente m es:

$$m = -89178.55 \frac{W \mu Z T}{M K h} \quad (A2.8.6)$$

el factor de daño se obtiene de:

$$S = 1.1513 \left[\frac{P_{wf}(\Delta t=0)^2 - P_{ws}(1hr)^2}{m} - \log \left(\frac{K}{\phi \mu C_{tr} w^2} \right) - .89348 \right] \quad (A2.8.7)$$

A2.9 Prueba de incremento de presión, método de Miller, Dyes &

Hutchinson.

Considerando que $\Delta t \ll t_p$ se puede realizar la siguiente aproximación.

$$\log \left[\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right] \approx \log t_p - \log \Delta t \quad (\text{A2.9.1})$$

$$\text{si } P^* = P_{ws}(1hr) + m \log t_p \quad (\text{A2.9.2})$$

$$\text{como } P_{ws} = P^* - m \log t_p + m \log \Delta t \quad (\text{A2.9.3})$$

$$P_{ws} = P_{ws}(1hr) + m \log \Delta t \quad (\text{A2.9.4})$$

La gráfica P_{ws} vs $\log \Delta t$ producirá una línea recta con pendiente m donde:

$$m = \frac{525.89 \text{ W B}}{(K/\psi)_{th}} \quad (\text{A2.9.5})$$

el factor de daño se obtiene de:

$$S = 1.1513 \left[\frac{P_{wf}(\Delta t=0) - P_{ws}(1hr)}{m} - \log \left(\frac{(K/\psi)_t}{\rho C \mu r_w^2} \right) - .89348 \right] \quad (\text{A2.9.6})$$

* Presión extrapolada o inicial.

A2.10 Prueba de incremento de presión para pozos de vapor, método de Miller, Dyes & Hutchinson.

Haciendo la misma consideración que para pozos de mezcla (vapor-agua), se llega a:

$$P_{ws2} = P_{ws}(1hr)^2 + m \log \Delta t \quad (\text{A2.10.1})$$

la gráfica P_{ws2} vs $\log \Delta t$ producirá una línea recta con pendiente m donde:

$$m = \frac{89178.55 W \mu Z T}{MKh} \quad (A2.10.2)$$

el factor de daño se obtiene de:

$$S = 1.1513 \left[\frac{Pwf(\Delta t=0)^2 - Pws(1hr)^2}{m} - \log \left(\frac{K}{\phi \mu C t r w^2} \right) - .89348 \right] \quad (A2.10.3)$$

A.2.11 Pruebas de Inyección.

Los desarrollos matemáticos de las pruebas de inyección, son muy similares a las pruebas de decremento de presión, para el caso de pruebas de inyectividad, y muy similar a las pruebas de incremento de presión, para el caso de las pruebas de recuperación de presión en pozos inyectoros. La diferencia radica en las constantes que resultan a causa de las diferentes unidades con las que se trabaja, estas son:

$$q \text{ [Hs/seg]} \quad \mu \text{ [CP]} \quad K \text{ [md]} \quad h \text{ [m]} \quad P \text{ [Kg/cm}^2\text{]} \quad ct \text{ [Kg/cm}^2\text{]}^{-1}$$

$$rw \text{ [cm]} \quad t \text{ [hr]}$$

Dado lo similar de las ecuaciones y los desarrollos aquí se omitirán, las ecuaciones resultantes se muestran en el Capítulo 1.