

PRESSURE TRANSIENT TESTING AT THE CERRO PRIETO GEOTHERMAL FIELD

J. Rivera R.

Comisión Federal de Electricidad, México, D.F., México

F. Samaniego V.

Instituto de Investigaciones Eléctricas, Cuernavaca, Morelos, México

R. C. Schroeder

Lawrence Berkeley Laboratory, University of California,
Berkeley, California, USA

INTRODUCTION.

Interference testing is preferred in some instances over single well tests depending on the type of information required.¹ Interference tests provide information about reservoir connectivity, this is important because the number of wells in a reservoir usually increases, causing mutual interference of wells. Another important data obtained from this test is reservoir porosity, which cannot be obtained from single-well tests.^{2,3}

Modern transient pressure analysis techniques have been basically developed in the fields of petroleum engineering and hydrogeology. Its use on geothermal reservoirs has been shown to be possible. 4,5,6,7,8,9 Ramey⁴ has presented a summary of transient pressure analysis techniques for geothermal wells. Field examples of pressure buildup tests have been discussed by Barelli *et al*⁵, and by Ramey and Gringarten⁶; Rivera and Ramey⁷ have presented field results of two-rate flow tests; and Witherspoon *et al*⁸, have shown results of interference tests. All of these studies fall on the single phase category. Recently, the two phase flow problem (liquid water and steam) has been addressed by Garg^{9,10}. He discusses a theory for well test analysis of multi-phase fluid flow pressure data.

The purpose of this paper is to present the analysis of an interference test performed in the Cerro Prieto Geothermal Field. Four active production wells (M-50, 51, 90 and 91) and one monitoring well M-101 were involved in this test. In addition, a brief description of the two-rate flow testing efforts carried out at Cerro Prieto is discussed.

GENERAL BACKGROUND.

The Cerro Prieto Geothermal Field is located about 30 Kilometers south of Mexicali, Baja California. This field is located at the southern end of the Salton-Mexicali trough, which includes other geothermal anomalies such as Heber and East Mesa. It is a liquid dominated system having a cap rock made of impermeous plastic clays. The permeable layers consist of alternating shale and sandstone layers resting on a highly fractured granitic basement.

Comisión Federal de Electricidad started the construction of a 75 MW geothermal power plant in 1968. This plant started commercial operation in April 1973, and has been in operation since that date. The geothermal fluid is obtained as a water-steam mixture, with flashing of the brine taking place at some depth inside the wellbore. The separated hot brine is disposed of in an evaporation pond; however, a project is in progress in order to reinject at least part of the spent liquid¹¹.

TWO-RATE FLOW TESTS.

Among the transient pressure analysis techniques available for obtaining reservoir basic parameters,^{1,2,4} the technique known as "two-rate flow test" was selected⁷. Basically, these tests are performed by changing the flow rate to some predetermined value after the well was stabilized at a given constant rate for some time.

The interpretation equations⁷ are as follows:

$$P_{wf} = P_i - 527.4 \frac{W_2 V_{sc} B \mu}{kh} \left(\log \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} + 0.891 + 0.87 s \right)$$

$$-527.4 \frac{W_1 V_{sc} B \mu}{k h} \left(\log \frac{t + \Delta t'}{\Delta t'} + \frac{W_2}{W_1} \log \Delta t' \right) \quad \dots (1)$$

From Eq. 1 it is evident that by plotting P_{wf} vs. $\log \frac{t + \Delta t'}{\Delta t'} + \frac{W_2}{W_1} \log \Delta t'$

a straight line should be obtained whose slope is given by:

$$m_R = 527.4 \frac{W_1 V_{sc} B \mu}{k h} \quad \dots (2)$$

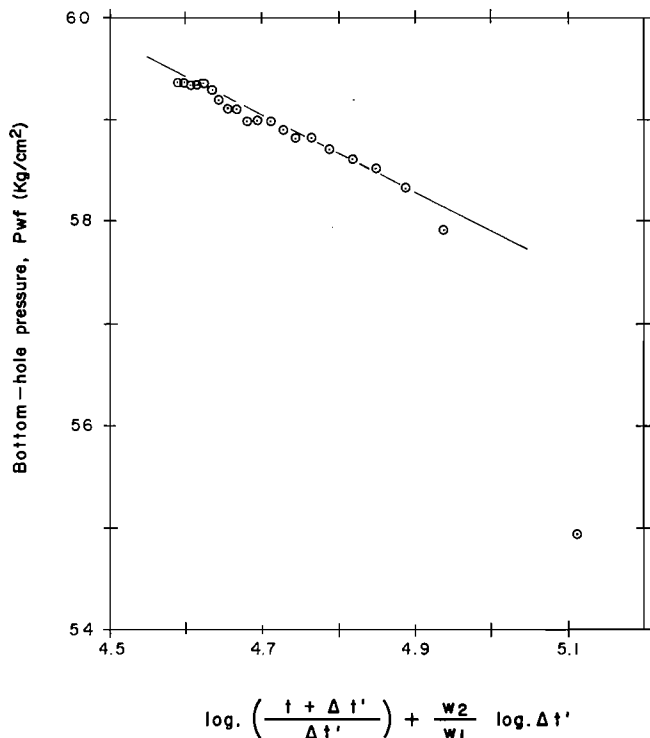
The equation for the skin factor is given by the following expression:

$$s = 1.151 \left(\frac{W_1}{W_1 - W_2} \frac{P_{1hr} - P_{wf}}{m_R} - \log \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} - 0.891 \right) \quad \dots (3)$$

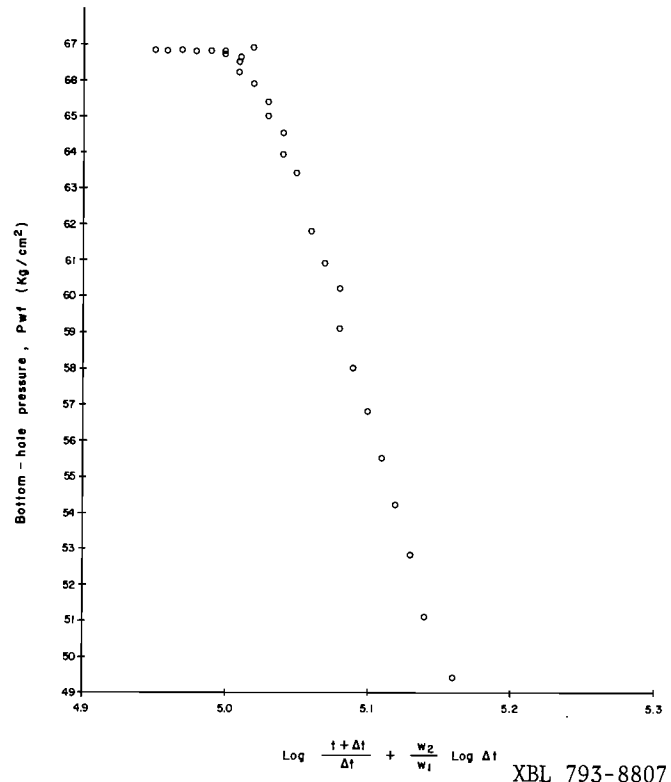
Figures 1 and 2 show the results obtained from the application of the two-rate flow technique to wells M-21A and M-25 at Cerro Prieto. In well M-21A a good straight line section was developed; however, in well M-25 not straight line is evident. Most of the tests conducted so far have shown the development of good straight line sections.

INTERFERENCE TEST.

An interference test is a multiple-well technique which has the advantage of investigating more reservoir than a single-well test. Because of this fact, it was decided to run an interference

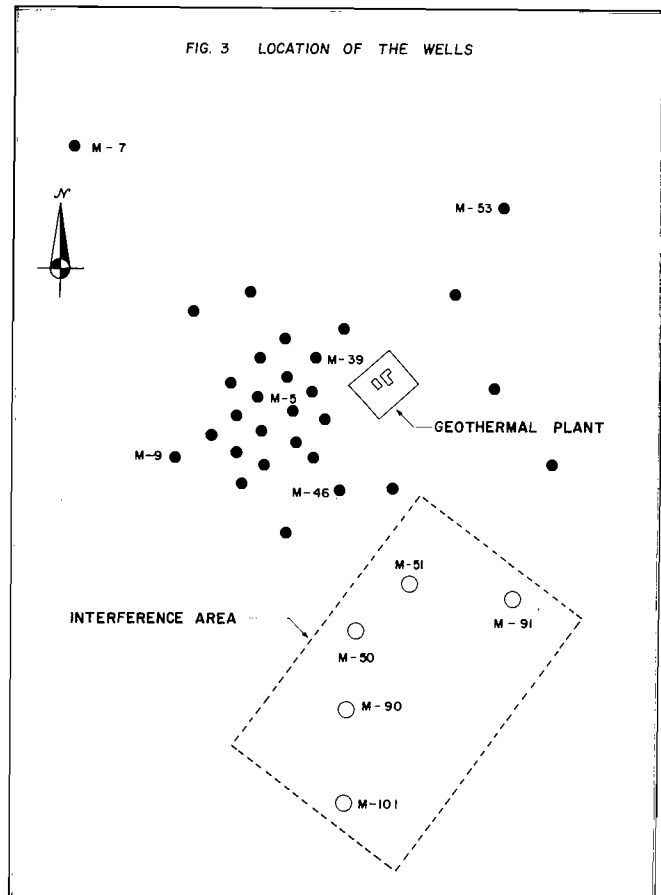


XBL 793-8806



XBL 793-8807

Figure 2. Two-rate flow test for well M-25.



XBL 793-8897

Figure 1. Two rate flow test for well M-21A. Figure 3. Location of the wells.

test in the southern portion of the Cerro Prieto Geothermal Field. This portion of the field has not as yet been exploited and several wells were already available to carry on this test. Fig. 3 shows the location of the wells, and Fig. 4 illustrates both, the production history of the active wells (M-50, 51, 90 and 91) and the transient pressure behavior at the observation well (M-101).

The test was performed taking advantage of the fact that the new wells drilled in that portion of the field should be brought into production one at the time. However, this also imposed an extra difficulty in analyzing the data, because of strong variations of flow rates, as can be seen in Fig. 4. This study presents the results of a first attempt to analyze the data obtained from the early part of the test when only well M-91 was flowing.

The procedure used was type curve matching by means of the line source solution. A more rigorous analysis that considers the rate variation is underway. Fig. 5 shows the results obtained from this analysis. The match-point obtained is as follows:

For: $(\Delta P)_M = 1 \text{ psi}$, $(P_D)_M = 1.8 \times 10^{-2}$

$$(t)_M = 100 \text{ days}, \quad \left(\frac{t_D}{r_D^2}\right)_M = 0.63$$

where the dimensionless variables are defined as follows:

$$P_D = 1,5388 \times 10^{-4} \frac{k h \Delta P}{W V_{sc} B \mu} \quad \dots (4)$$

$$\frac{t_D}{r_D^2} = 0,0008366 \frac{k t}{\phi \mu c_1 r^2} \quad \dots (5)$$

Table 1 shows the pressure interference data. Table 2 below shows the values of the variables in equations (4) and (5).

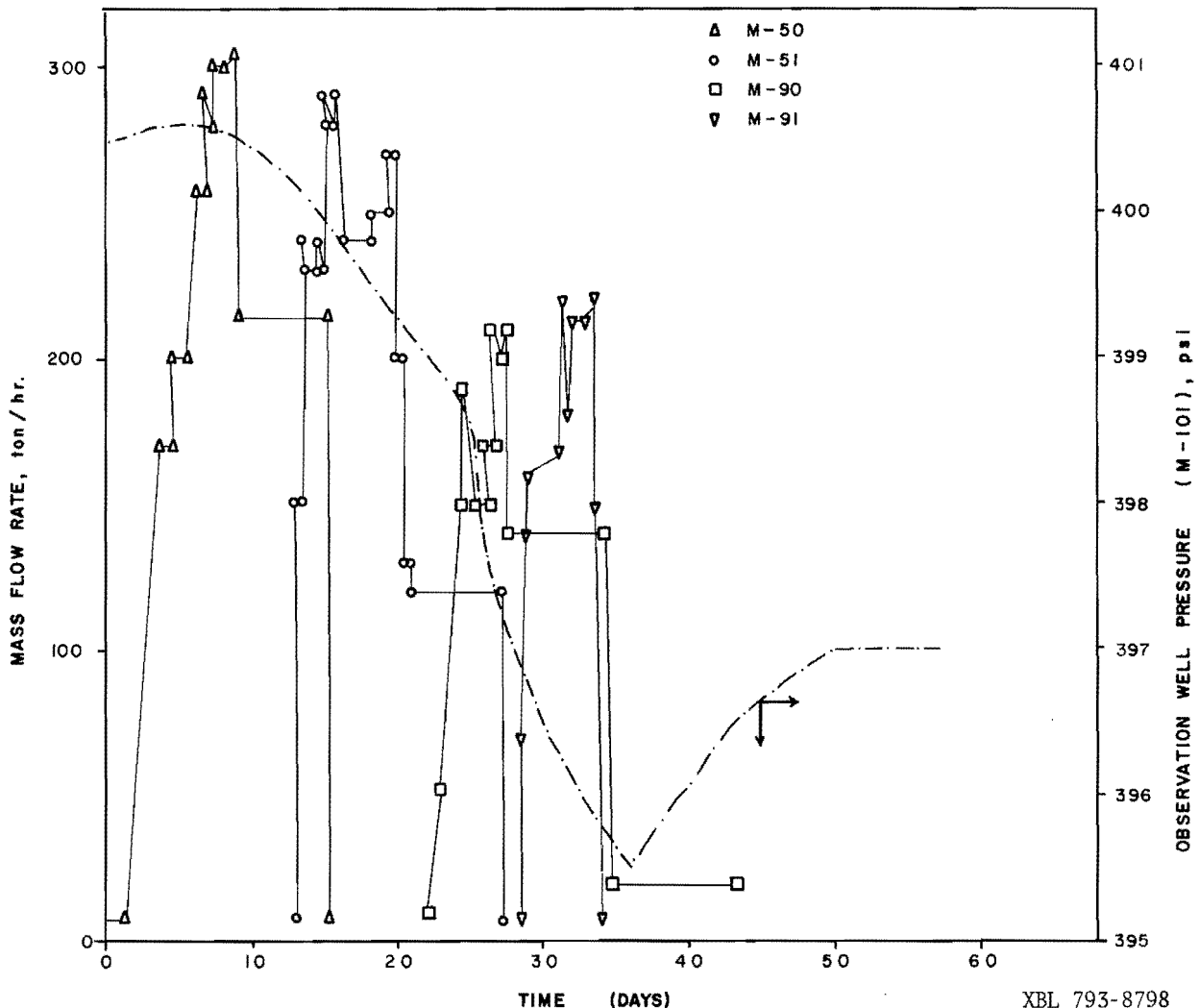


Figure 4. Active wells production schedule and observation well pressure.

TABLE 1

PRESSURE INTERFERENCE DATA

TOTAL TIME (days)	WELL PRESSURE AT 1000 ft (psi)	PRESSURE DROP (psi)
9.72 ^(a)	400.50	0
10.42	400.45	0.045
11.11	400.38	0.12
11.81	400.32	0.18
12.50	400.25	0.25
13.19 ^(b)	400.17	0.33
13.89	400.10	0.40
14.58	400.00	0.50
15.28	399.90	0.60
15.97 ^(e)	399.82	0.68
16.67	399.70	0.80
17.36	399.62	0.88
18.06	399.52	0.98
18.75	399.40	1.10
19.44	399.35	1.15
20.14	399.32	1.18
20.83	399.25	1.25
21.53 ^(c)	399.20	1.30
22.22	399.10	1.40
22.92	399.00	1.50
23.61	398.90	1.60
24.31	398.70	1.80
25.00	398.40	2.10
25.69	398.10	2.40
26.39	397.75	2.75
27.08	397.40	3.10
27.78	397.15	3.35
28.47 ^(d)	396.90	3.60
29.17	396.90	3.90
29.86	396.40	4.10
30.56	396.25	4.4
31.25	396.10	4.5
31.94	395.95	4.55
32.64	395.85	4.65
33.33	395.75	4.75
34.03	395.65	4.85
34.72	395.55	4.95
35.42	395.50	5.00
36.11	395.55	4.95
36.81	395.70	4.80
37.50	395.80	4.70
38.19	395.90	4.60
38.89	396.00	4.50
39.58	396.10	4.40
40.28	396.20	4.30
40.97	396.25	4.25
41.67	396.35	4.15
42.36	396.45	4.05
43.06	396.55	3.95
43.75	396.60	3.90

(a) Well M-91 producing. All Other shut-in

(b) Well M-51 starts production (c) Well M-90 starts production (d) Well M-50 starts production (e) Well M-91 shut-in.

Table 2.- Values used in calculations of capacity (kh) and storativity ($\phi c_t h$).

w = Average flow rate = 185.3 (ton/hr)
 $V_{sc} = 1.043$ (cm³/gr)
 $B = 1.185$ (res. vol./st. vol.)
 $\mu = 0.1017$ cp.
 $r = 1550$ m

Actually, it is possible to obtain two good matches of the data points with the type curve. The match shown in Fig. 5 was obtained by taking into account the set of drawdown data. On the other hand, it is also possible to obtain a good match by using only those points concerned with the drawdown produced by well M-91 alone. Table 3 below illustrates the results obtained in those cases mentioned before. A more rigorous mathematical analysis of the data which takes into account superposition in time of the influence of the four active wells, as well as the closest row of producing wells from that part of the field on exploitation is in progress.

CONCLUSIONS AND RECOMMENDATIONS:

The main purpose of this study has been to present the results of the analysis of two-rate flow tests and a preliminar analysis of an interference test performed in the Cerro Prieto Geothermal Field. From the results of this study the following points can be drawn:

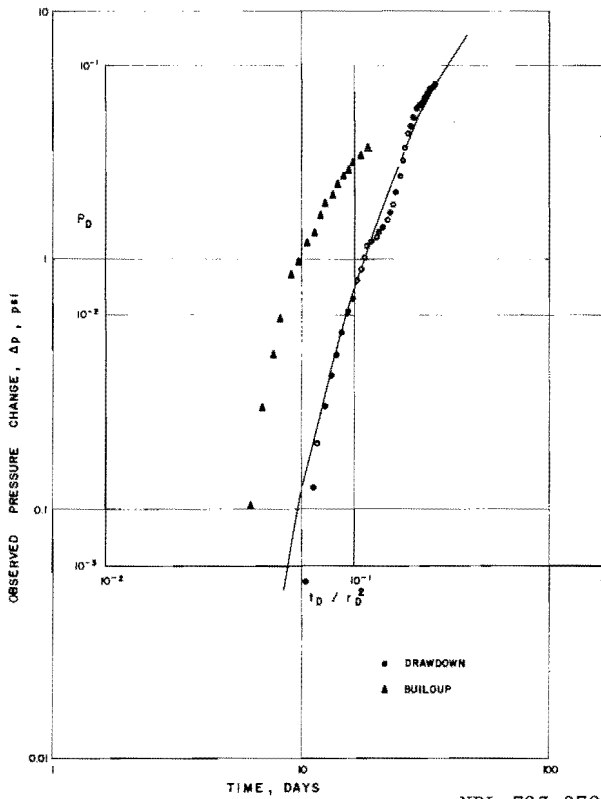
- 1.- Two-rate flow tests seem to be an adequate and quick technique for obtaining reservoir parameters in the drainage area of a well. It is necessary to take into account the total fluid mobility when two-phase flow is taking place.

Table 3.- Summary of results obtained from match points.

Data points matched	(kh) (md - m)	($\phi c_t h$) (m/(Kg/cm ²))	* k (md)	** $\phi\%$
All drawdown	38684	0.0210	38	18
Only well M91	53728	0.01946	54	16
Average	46206	0.0203	46	17

* In calculating k and ϕ a net pay thickness of 1000 m was assumed, well log data should be considered in order to determine a more realistic value of h.

** A value of 119×10^{-6} (Kg/cm²)⁻¹ was considered for c_t .



XBL 793-8799

Figure 5. Type curve match of an interference test, active wells M-90, M-91, M-50, and M-51, and observation well M-101.

- 2.- It is convenient to plan in advance a more adequate schedule of production for the active wells involved in an interference test, in order to provide a convenient way to analyze the results obtained from the pressure response at the observation well.
- 3.- From the results obtained, it is evident that the portion of the reservoir studied in the interference test, is a very complex, probably highly fractured structure.
- 4.- Since presence of fractures could be inferred from both well electrical logs correlation and interference response, it seems convenient to take this fact into account in the interpretation of the pressure response data.
- 5.- The results of the interference test presented in this work are only preliminary; a more comprehensive and rigorous analysis is underway.

NOMENCLATURE:

- B = brine formation volume factor, (volume, reservoir conditions/volume, standard conditions).
- c_t = total fluid compressibility, $(\text{Kg}/\text{cm}^2)^{-1}$
- h = formation net thickness, m
- k = permeability, md
- m = slope of a straight line
- p = pressure, Kg/cm^2
- p_i = initial pressure, Kg/cm^2
- p_{wf} = flowing bottom-hole pressure, Kg/cm^2
- p_{1hr} = flowing bottom-hole pressure 1 hr after the rate change, Kg/cm^2 .
- q = volumetric flow rate, bbl/day
- r = radial distance, m
- r_w = wellbore radius, cm
- s = skin factor, dimensionless
- t = producing time to instant of rate change, hrs.
- $\Delta t'$ = producing time measured from first rate change, hrs.
- V = specific volume, cm^3/gr
- W = mass flow rate, ton/hr

GREEK SYMBOLS:

- μ = viscosity, cp
- ϕ = porosity, fraction

SUBSCRIPTS:

- D = dimensionless
- i = initial condition
- M = matching
- R = refers to Russell's model
- sc = standard conditions
- w = wellbore
- wf = flowing conditions

REFERENCES:

- 1.- Earlougher, R.C., Jr.: Advances in Well Test Analysis, Monograph Series, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1977) 5.
- 2.- Matthews, C.S. and Russell, D.G.: Pressure Buildup and Flow Test in Wells, Monograph Series, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 1.
- 3.- Ramey H. J., Jr, Kumar, A. and Gulati, M.S.: Gas Well Test Analysis Under Water-Drive Conditions, AGA, Arlington, Va. (1973).
- 4.- Ramey, H.J., Jr.: "Pressure Transient Analysis for Geothermal Wells", Second UN Symposium on the Development and Use of Geothermal Resources, San Francisco (1975), Proceedings, Lawrence Berkeley Lab., University of California.
- 5.- Barelli, A., Manetti, G., Celati, R., and Neri, G.: "Buildup and Back Pressure Tests on Italian Geothermal Wells", Second UN Symposium on the Development and Use of Geothermal Resources San Francisco (1975), Proceedings, Lawrence Berkeley Lab. University of California.
- 6.- Ramey, H.J., Jr. and Gringarten, A.G. "Effect of High-Volume Vertical fractures on Geothermal Steam Well Behavior", Second UN Symposium on the Development and Use of Geothermal Resources, San Francisco (1975), Proceedings, Lawrence Berkeley Lab. University of California.
- 7.- Rivera, R.J., and Ramey, H.J., Jr.: "Application of Two-Rate Flow Tests to the Determination of Geothermal Reservoir Parameters", Paper SPE 6887, presented at the 52nd Annual Fall Technical Conference And Exhibition of SPE, Denver, Colo., Oct. 9-12, (1977).
- 8.- Witherspoon, P.A., Narasimham, T.N. and Mc Edwards, D.G.: "Results of Interferences Tests from Two Geothermal Reservoirs" J. Pet. Tech.
- 9.- Garg, S.K.: "Pressure Transient Analysis for Two-Phase Geothermal Reservoirs", Geothermal Resources Council, Transactions, Vol. 2 (July, 1978) 203-206.
- 10.- Garg, S.K.: "Pressure Transient Analysis for Two-Phase (Liquid Water/Steam) Geothermal Reservoirs" Paper SPE 7479, to be presented at the 53rd. Annual Fall Technical Conference, Houston, Tex., Oct.1-4, 1978.
- 11.- Rivera, R.J., Mercado, G.S., and Tsang, C.F.: "Preliminary Studies of Reinjection of the Produced brine at Cerro Prieto Geothermal Field", Joint CFE/DOE Cooperative Program Symposium San Diego, Ca. (Sept. 1978).

PRUEBAS TRANSITORIAS DE PRESION EN EL CAMPO GEOTERMICO DE CERRO PRIETO

INTRODUCCION

En algunos casos son preferibles las pruebas de interferencia que las pruebas de un solo pozo, según el tipo de información requerida¹. Las pruebas de interferencia dan información sobre la conectividad del yacimiento; esto es importante porque generalmente aumenta el número de pozos en un yacimiento, causando interferencia mutua de los pozos. Otro dato importante que se obtiene de esta prueba es la porosidad del yacimiento, que no puede obtenerse de las pruebas de un solo pozo²⁻³.

Las técnicas modernas de análisis de presión transitoria han sido desarrolladas basicamente en los campos de ingeniería petrolera e hidrogeología, y se ha demostrado que es posible utilizarlas en yacimientos geotérmicos^{4,5,6,7,8,9}. Ramey⁴ ha presentado un resumen de técnicas de análisis de presión transitoria para pozos geotérmicos. Barelli y et al.⁵, así como Ramey y Gringarten⁶ han tratado sobre ejemplos de campo de pruebas de incremento de presión; Rivera y Ramey⁷ han presentado resultados de campo de pruebas de flujo de dos gastos; y Witherspoon y et al.⁸ han mostrado

resultados de pruebas de interferencia. Todos estos estudios tratan el problema del flujo en una sola fase. Recientemente, Garg^{9,10} ha estudiado el problema de flujo bifásico (vapor y agua líquida).

El propósito de este trabajo es presentar el análisis de una prueba de interferencia llevada a cabo en el campo geotérmico de Cerro Prieto. En esta prueba participaron cuatro pozos productores (M-50, 51, 90 y 91) y un pozo de observación M-101. Además, se presenta una breve descripción de los esfuerzos para probar el flujo de dos gastos hechos en Cerro Prieto.

ANTECEDENTES GENERALES

El campo geotérmico de Cerro Prieto está ubicado a 30 km aproximadamente al sur de Mexicali, B.C. Este campo está ubicado en el extremo sur de la Depresión Salton-Mexicali, que incluye otras anomalías geotérmicas, tales como Heber y East Mesa. Es un sistema de agua caliente que tiene una roca de cubierta compuesta de arcillas plásticas impermeables. Los estratos permeables consisten de capas intercaladas de lutitas y areniscas que yacen sobre un basamento granítico altamente fracturado.

La Comisión Federal de Electricidad inició la construcción de una planta geotermoeléctrica de 75 MW en 1968. Esta planta empezó a funcionar comercialmente en abril de 1973, y ha estado en operación desde esa fecha. El fluido geotérmico se obtiene como una mezcla de agua y vapor, la vaporización instantánea de la salmuera ocurre a cierta profundidad dentro del pozo. Se elimina la salmuera caliente separada en una laguna de evaporación; sin embargo, está en progreso actualmente un proyecto para reinyectar por lo menos parte del líquido producido¹¹.

PRUEBAS DE FLUJOS A DOS GASTOS

De entre las técnicas de análisis de presión transitoria disponibles para determinar los parámetros básicos del yacimiento^{1,2,4}, se eligió la técnica conocida como "prueba de flujo de dos gastos"⁷. Básicamente, estas pruebas se llevan a cabo cambiando el gasto de flujo a algún valor predeterminado después de que se ha estabilizado el pozo durante algún tiempo a un gasto constante dado.

Las ecuaciones de interpretación son⁷:

$$P_{wf} = P_i - 527.4 \frac{W_2 V_{sc} B \mu}{k h} \left(\log \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} + 0.891 + 0.87 s \right) - 527.4 \frac{W_1 V_{sc} B \mu}{k h} \left(\log \frac{t + \Delta t'}{\Delta t'} + \frac{W_2}{W_1} \log \Delta t' \right) \quad (1)$$

De la Ecuación 1 es evidente que graficando P_{wf} vs.

$$P_{wf} \text{ vs. } \log \frac{t + \Delta t'}{\Delta t'} + \frac{W_2}{W_1} \log \Delta t'$$

debe obtenerse una línea recta cuya pendiente está dada por:

$$m_R = 527.4 \frac{W_1 V_{sc} B \mu}{k h} \quad (2)$$

La ecuación para el factor de daño está dada por:

$$s = 1.151 \left(\frac{W_1}{W_1 - W_2} \frac{P_{1hr} - P_{wf}}{m_R} - \log \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} - 0.891 \right) \quad (3)$$

Las Figuras 1 y 2 muestran los resultados obtenidos de la aplicación de la técnica de dos gastos a los pozos M-21A y M-25 en Cerro Prieto. En el pozo M-21A se desarrolló una buena sección de línea recta; sin embargo, en el pozo M-25 no hay ninguna línea recta evidente. La mayoría de las pruebas hechas a la fecha han mostrado el desarrollo de buenas secciones de línea recta.

PRUEBA DE INTERFERENCIA

Una prueba de interferencia es una técnica de pozos múltiples que tiene la ventaja de investigar una porción mayor del yacimiento que una prueba de un solo pozo. Debido a esto, se decidió hacer una prueba de interferencia en la porción sur del campo geotérmico de Cerro Prieto. Esta porción del campo no se ha explotado aún, y había varios pozos ya disponibles para llevar a cabo la prueba. La Figura 3 muestra la ubicación de los pozos, y la Figura 4 ilustra tanto la historia de producción de los pozos activos (M-50, 51, 90 y 91) como el comportamiento de presión transitoria en el pozo de observación (M-101).

La prueba se llevó a cabo aprovechando el hecho de que los nuevos pozos perforados en esa porción del campo debían empezar a producir uno a la vez. Sin embargo, esto representaba una dificultad adicional para analizar los datos, debido a grandes variaciones en los gastos, como puede verse en la Figura 4. Este estudio presenta los resultados de un primer intento de analizar los datos obtenidos en la primera parte de la prueba cuando había flujo solamente en el pozo M-91. El procedimiento utilizado fue el de ajuste por medio de curvas tipo por medio de la solución de línea fuente. Se está llevando a cabo un análisis más riguroso que considera la variación del gasto. La Figura 5 muestra los resultados obtenidos de este análisis. El punto común obtenido es:

Para: $(\Delta P)_M = 1 \text{ psi}$, $(P_D)_M = 1.8 \times 10^{-2}$

$$(t)_M = 100 \text{ días}, \quad \left(\frac{t_D}{r_D^2} \right)_M = 0.63$$

en que las variables adimensionales se definen como:

$$P_D = 1.5388 \times 10^{-4} \frac{k h \Delta P}{W V_{sc} B \mu} \quad (4)$$

$$\frac{t_D}{r_D^2} = 0.0008366 \frac{k t}{\phi \mu c_t r^2} \quad (5)$$

La Tabla 1 muestra los datos de interferencia de presión. La Tabla 2, muestra los valores de las variables en las Ecuaciones 4 y 5.

De hecho, es posible lograr dos buenos ajustes de los datos con la curva tipo. El ajuste en la Figura 5 se obtuvo tomando en cuenta el conjunto de datos de decremento de presión. Por otra parte, es posible también lograr un buen ajuste utilizando solamente los puntos relacionados con el decremento producido por el pozo M-91 únicamente. La Tabla 3, ilustra los resultados obtenidos en los casos mencionados anteriormente.

Se está llevando a cabo un análisis matemático más riguroso de los datos, que toma en cuenta la superposición en el tiempo de la influencia de los cuatro pozos activos, así como los pozos productores más cercanos de la parte del campo que está siendo explotado.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES:

El propósito principal de este estudio ha sido el de presentar los resultados del análisis de las pruebas de interferencia llevada a cabo en el campo geotérmico de Cerro Prieto. De los resultados de este estudio puede llegarse a las siguientes conclusiones:

1. Las pruebas de flujo de dos gastos parecen ser una técnica rápida y adecuada para obtener parámetros del yacimiento en el área de drenaje de un pozo. Es necesario tomar en cuenta la movilidad total del fluido cuando existe un flujo de dos fases.
2. Es conveniente planear por adelantado un programa más adecuado de producción para los pozos activos involucrados en una prueba de interferencia, para contar con una forma útil de analizar los resultados obtenidos de la respuesta de presión en el pozo de observación.
3. De los resultados obtenidos es evidente que la porción del yacimiento estudiada en la prueba de interferencia tiene una estructura muy compleja, probablemente sumamente fracturada.
4. Puesto que la presencia de fracturas podría inferirse tanto de la correlación de registros eléctricos como de la respuesta de interferencia, parece conveniente tomar en cuenta este hecho en la interpretación de los datos de respuesta de la presión.
5. Los resultados de la prueba de interferencia presentada en este trabajo son sólo preliminares; se está haciendo un análisis más riguroso y más completo.

NOMENCLATURA

- B = factor de volumen de la salmuera de la formación (volumen, condiciones del yacimiento/volumen, condiciones estándar).
- c_t = compresibilidad total del fluido $(\text{kg/cm}^2)^{-1}$
- h = espesor neto de la formación, m
- k = permeabilidad, md

m = pendiente de una línea recta

P = presión, kg/cm^2

P_i = presión inicial, kg/cm^2

P_{wf} = presión dinámica en el fondo del pozo, kg/cm^2

P_{1hr} = presión dinámica en el fondo del pozo una hora después del cambio en el gasto, kg/cm^2

q = gasto volumétrico, barriles/día

r = distancia radial, m

r_w = radio del pozo, cm

s = factor de daño, adimensional

t = tiempo de producción al instante de cambio de gasto, horas

Δt = tiempo de producción medido desde el primer cambio de gasto, horas

V = volumen específico, cm^3/gr

W = gasto de flujo de masa, ton/hr

SIMBOLOS GRIEGOS:

μ = viscosidad, cp

ϕ = porosidad, fracción

SUBINDICES:

D = adimensional

i = condición inicial

M = ajuste

R = referente al modelo de Russell

sc = condiciones estándar

w = pozo

wf = condiciones dinámicas

Títulos de Tablas

Tabla 1. Datos de interferencia de presión. Notas: (a) Pozo M-91 en producción, todos los otros pozos cerrados; (b) El pozo M-51 empieza a producir; (c) El pozo M-90 empieza a producir; (d) El pozo M-50 empieza a producir; (e) Se cierra el pozo M-91.

Tabla 2. Valores utilizados en los cálculos de capacidad (kh) y almacenabilidad ($\phi c_t h$).

Tabla 3. Resumen de resultados obtenidos de puntos de concordancia. Notas: (*) En el cálculo de

k y $\emptyset$ se asumió un espesor productivo neto de 1000 m. Deben considerarse los datos de registros eléctricos para determinar un valor más realista de h . $2^{(**)}$ Se consideró un valor de 119×10^{-6} $(\text{kg}/\text{cm}^2)^{-1}$ para c_t .

Títulos de Figuras

Figura 1. Pozo M-21A. Prueba de dos gastos.

Figura 2. Pozo M-25. Prueba de dos gastos.

Figura 3. Ubicación de los pozos.

Figura 4. Gastos de los pozos productores y presión en el pozo de observación.

Figura 5. Concordancia de la curva tipo de una prueba de interferencia. Pozos productores: M-90, M-91, M-50 y M-51; pozo de observación M-101.