

DESARROLLO E INTERPRETACION DE PRUEBAS TRANSITORIAS DE PRESION EN POZOS DEL CAMPO GEOTERMICO DE CERRO PRIETO

A. Abril G. y R. Molinar C.
Comisión Federal de Electricidad
Coordinadora Ejecutiva de Cerro Prieto
Mexicali, B. C.

RESUMEN

En este trabajo se presenta la aplicación de pruebas de dos gastos en pozos del campo geotérmico de Cerro Prieto, como herramienta en la determinación de parámetros físicos del yacimiento. Además, datos de una prueba efectuada en un pozo localizado en el área este denominada como Cerro Prieto II, así como también los resultados de la interpretación obtenida mediante el uso de un modelo conocido.

También los datos obtenidos durante la prueba de interferencia realizada con dos pozos en el área antes mencionada y el procedimiento utilizado durante el desarrollo de dichas pruebas. Como punto final del trabajo se presentan los comentarios y conclusiones.

INTRODUCCION

Como es ya bien conocido el campo geotérmico de Cerro Prieto se encuentra localizado a 35 km al S de la ciudad de Mexicali, B.C. La columna estratigráfica se compone básicamente de tres unidades llamadas unidad A, B y C (Fig. 1). La primera de éstas está compuesta principalmente por arcillas plásticas que actúan como sello de la unidad B, siendo ésta en donde se encuentran localizados los estratos productores. En tercer término se tiene la unidad C que corresponde al granito.

Desde que se formó el área de Ingeniería de Yacimiento en Cerro Prieto se han efectuado pruebas de presión en los pozos. Inicialmente se realizaron con la participación del personal de LBL, en la actualidad se llevan a cabo con la ayuda del Departamento de Producción, siendo principalmente las pruebas de dos gastos y de interferencia las que forman este grupo.

DESCRIPCION DE LA PRUEBA

La figura 2 muestra el arreglo del equipo utilizado, que consta de una cámara suspendida dentro del pozo por un *tubing* de acero y conectada a un traductor de presión, el cual envía la señal a un computador digital y este último está unido a un impresor térmico.

La prueba de dos gastos analizada aquí se efectuó con el equipo descrito en el párrafo anterior, conociendo datos de presión y temperatura de fondo obtenidos durante el desarrollo del pozo. En la zona probada se tienen temperaturas dentro de la gama de 320 a 350°C y gastos de 400 ton/h de mezcla con la máxima abertura.

Considerando las condiciones anteriores y los límites de resistencia del equipo, la prueba se programó para una variación de gasto máximo de 120 ton/h y un mínimo de 60 ton/h de mezcla. Este tipo de prueba de dos gastos fue propuesto por primera vez por Russell,² en 1962; se utilizó el mismo modelo pero modificado para unidades geotérmicas por Rivera,³ en 1977.

DESARROLLO DE LA PRUEBA

La prueba se preparó utilizando un periodo de estabilización del pozo de 48 horas, observando el comportamiento de la presión de fondo en el monitor digital durante este tiempo, con un gasto estabilizado de 62.1 ton/hora.

El gasto fue cambiado a un valor de 111.1 ton/h estabilizado, llevando un registro continuo de producción y cambios de presión de fondo. La figura 3 muestra la gráfica de producción *versus* tiempo, así como la correspondiente a la de presión de fondo *versus* tiempo durante el desarrollo de la prueba.

INTERPRETACION DE LA PRUEBA

Los datos obtenidos durante la prueba de dos gastos fueron interpretados utilizando el modelo de Russell y modificado por Rivera.

MODELO DE RUSSELL

La ecuación presentada por Russell y cambiadas las unidades al sistema métrico geotérmico por Rivera es la siguiente:

$$P_{wf} = P_i - 527.4 \frac{W_2 \nu_{sc} \mu B}{kh} \left(\log \frac{k}{\phi \mu C_{rw}^2} + 0.891 + 0.87 S \right)$$

$$-527.4 \frac{W_1 \text{ vsc} \mu B}{kh} \left(\log \frac{t + \Delta t'}{\Delta t'} + \frac{W_2}{W_1} \log \Delta t' \right) \quad (1)$$

De la Ec. (1) y de la gráfica de Pwf vs. $\left(\log \left(\frac{t + \Delta t'}{\Delta t'} \right) + \frac{W_2}{W_1} \log \Delta t' \right)$ de la cual se obtiene la línea recta cuya pendiente está dada por:

$$m = 527.4 \frac{W_1 \text{ vsc} \mu B}{kh} \quad (2)$$

La ecuación para el factor de daño en unidades geotérmicas está dada por la siguiente expresión:

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

La figura 4 es el resultado de graficar los datos de acuerdo con la Ec. (1). El kh obtenido es 4632 md · m y el factor de daño es de 2.

PRUEBAS DE INTERFERENCIA

En las primeras pruebas realizadas al iniciar el programa de trabajo se utilizaron pozos recién terminados en condiciones estáticas. Al registrar la presión de fondo no se observaron variaciones en los datos en periodos de observación bastante razonables lo que motivó, por recomendaciones del Departamento de Producción, efectuar el desarrollo de dichos pozos, debido a que la zona en la que se encuentra la tubería ranurada existía lodo de perforación que, con las temperaturas tan elevadas, formó un taponamiento eliminando toda posibilidad de comunicación entre la formación y la tubería de producción.

Otra razón por la que se decidió utilizar este equipo de monitoreo en pozos fluyendo por purgas pequeñas, fue la de evitar ataques del sulfhídrico en el *tubing* y tuberías de ademe por sulfhídrico.

Al finalizar la prueba de dos gastos el instrumento permaneció dentro del pozo observando en forma continua el comportamiento de la presión de fondo, durante el tiempo necesario para tenerlo estabilizado y, de esta manera, dar por iniciada la prueba de interferencia entre éste, como pozo de observación, y como productor, uno vecino colocado a una distancia de 500 metros.

Con la observación obtenida durante esta prueba fue calculado un valor de permeabilidad promedio de 90 md en la zona de prueba indicada (Fig. 5).

CONCLUSIONES

1. El riesgo que se tiene de perder el equipo utilizado al realizar pruebas de dos gastos es muy grande; sin embargo, con esta prueba fue posible ajustar el tiempo de duración de la misma y obtener datos confiables con equipo más resistente a este tipo de cambios.

2. Las pruebas de interferencia se corrieron en pozos fluyendo por purga, evitando ataque del sulfhídrico en las tuberías y con la seguridad de tener datos de efectos de interferencia en el caso de existir.

NOMENCLATURA

B	=	factor de volumen del agua (volumen a condiciones de yacimiento/volumen a condiciones estándar)
C	=	compresibilidad del fluido (kg/cm ²) ⁻¹
h	=	espesor neto de la formación, m
k	=	permeabilidad, md
m	=	pendiente de la recta
p	=	presión (kg/cm ²)
pi	=	presión inicial (kg/cm ²)
pwf	=	presión de fondo fluyendo (kg/cm ²)
W	=	gasto del flujo másico, (ton/h)
rw	=	radio del pozo, cm
s	=	factor de daño, adimensional
t	=	tiempo de producción al hacer el cambio (h)
μ	=	viscosidad (cp)
v	=	volumen específico (cm ³ /g)
φ	=	porosidad, fracción.

SUBINDICES

1	=	condiciones antes del cambio de gasto
2	=	condiciones después del primer cambio de gasto
i	=	condiciones iniciales
sc	=	condiciones estándar
wf	=	condiciones fluyendo.

REFERENCIAS

Ramey, H. J., Jr., "Pressure Transient Analysis for Geothermal Wells", *Second United Nations Symposium on the Use and Development of Geothermal Energy*, San Francisco Ca., mayo de 1975.

Russell, D. G., "Determination of Formation Characteristics by

two-rate Flow Tests", *J. Pet. Tech.*, diciembre de 1962, pp. 1347-1355.

Rivera R., Jesús y H. Ramex Jr., *Application of two-rate Flow Tests to the Determination of Geothermal Reservoir Parameters*, Denver, 1977.

Matthews, C. S., F. Brons y P. Hazebroek, "A Method for Determination of Average Pressure in a Bounded Reservoir", *Trans. AIME*, vol. 201, 1952, pp. 182-191.

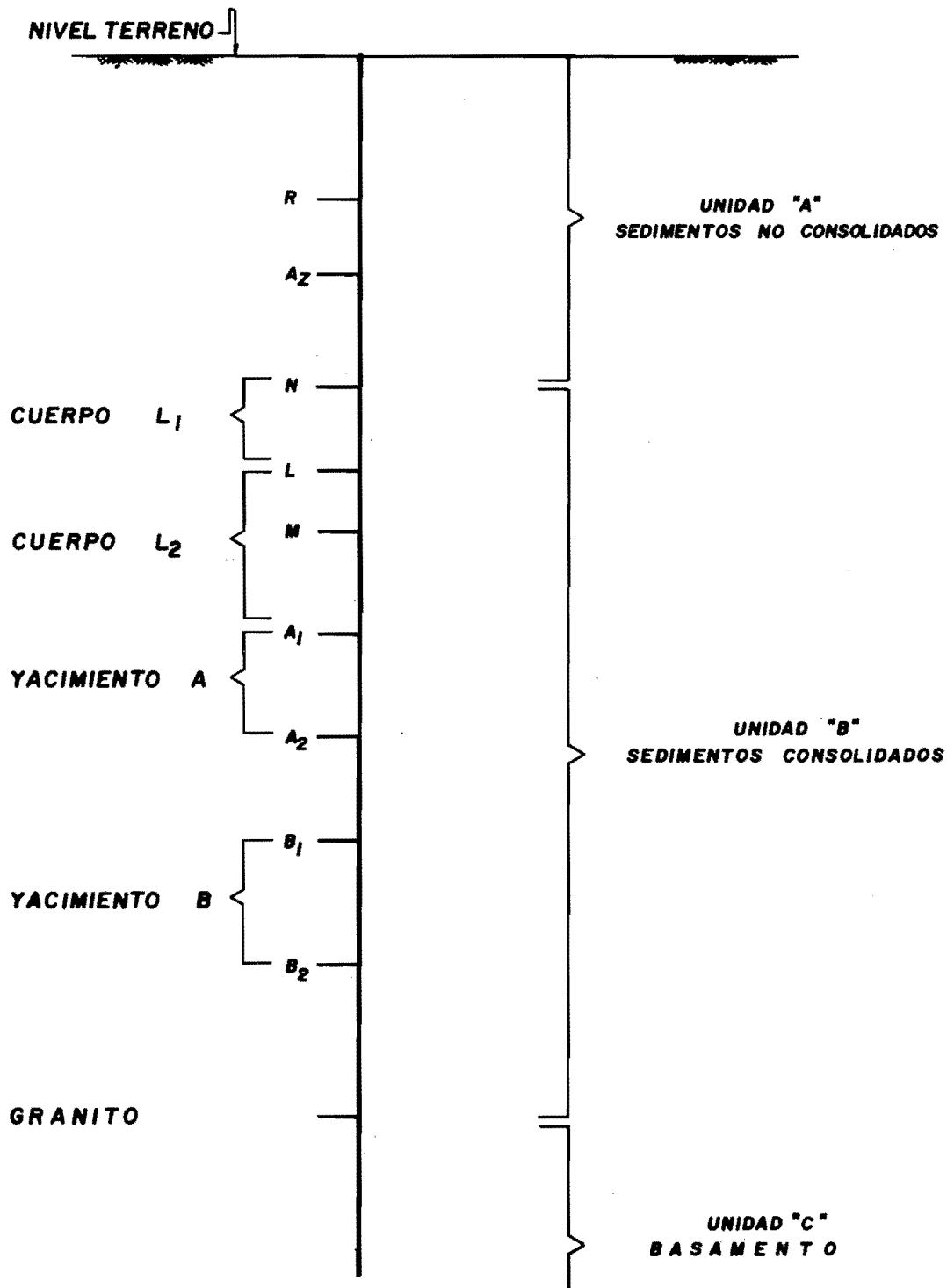


Figura 1. Marcas eléctricas utilizadas en la correlación con registros eléctricos.

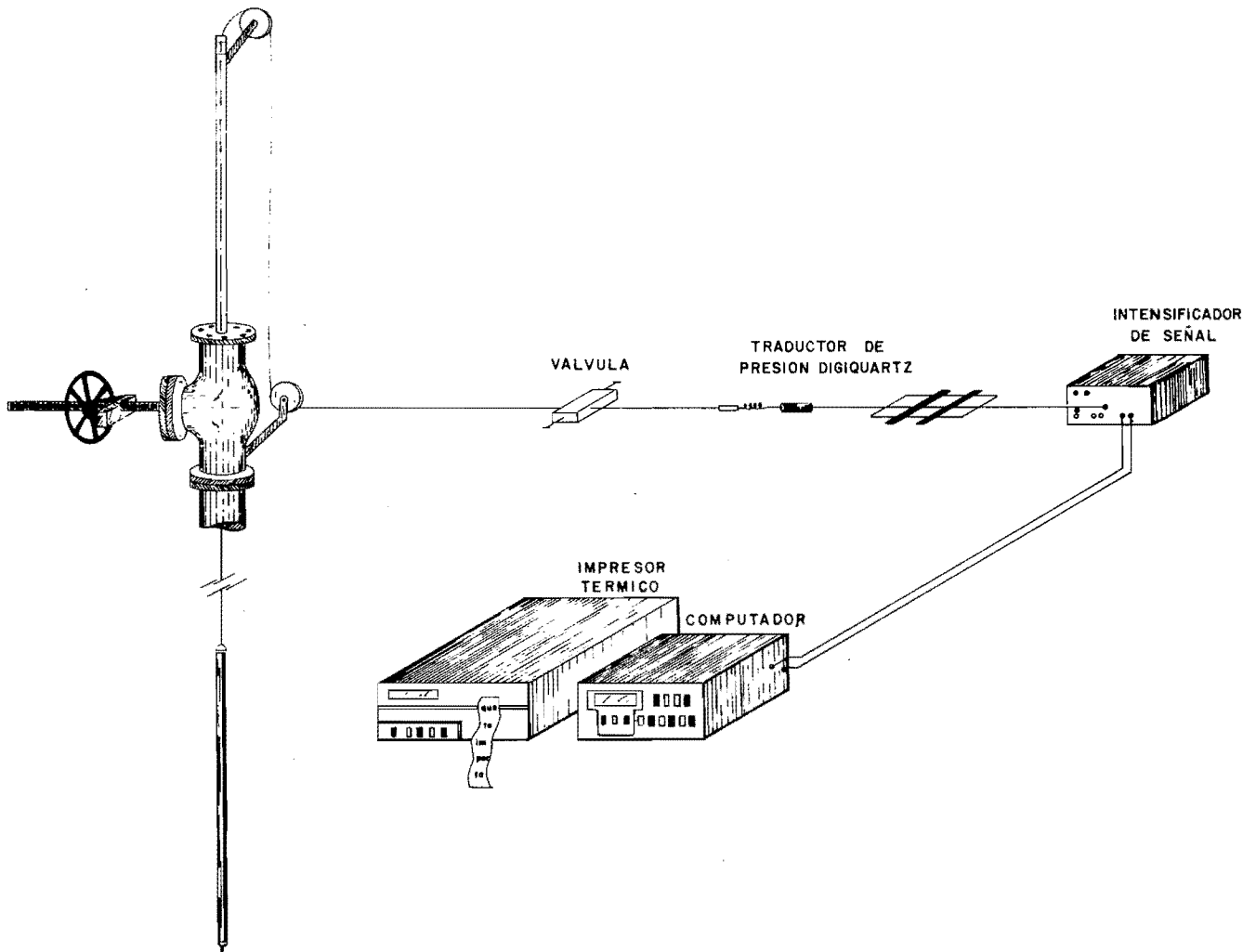


Figura 2.

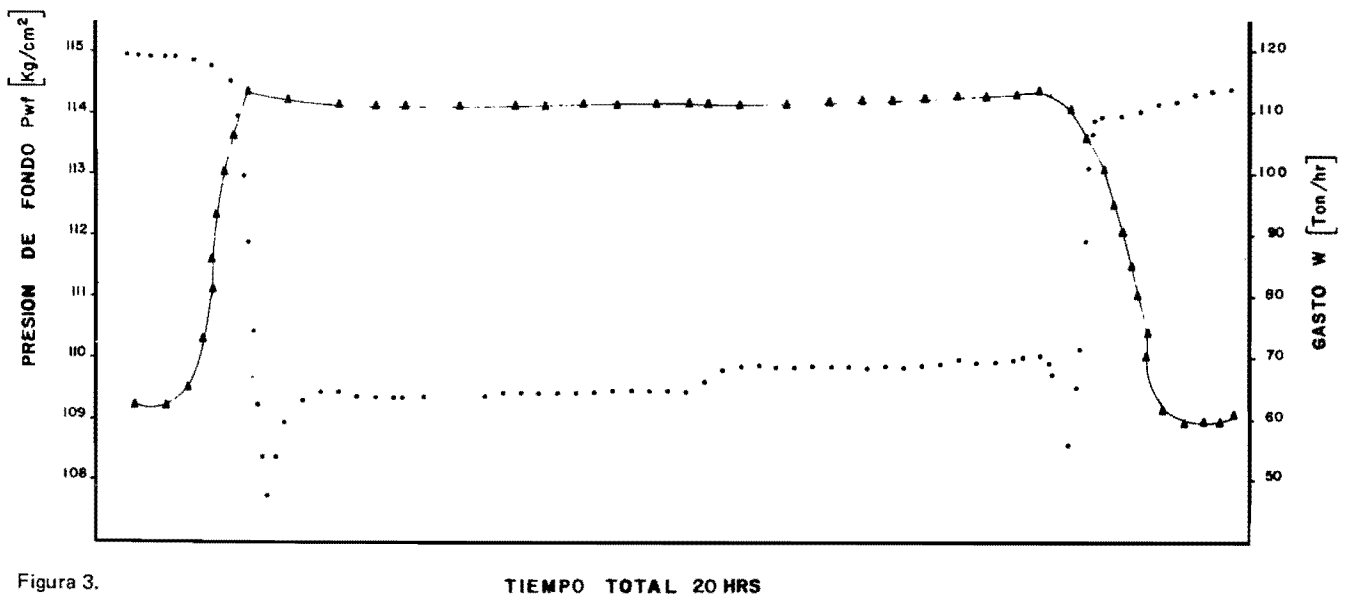


Figura 3.

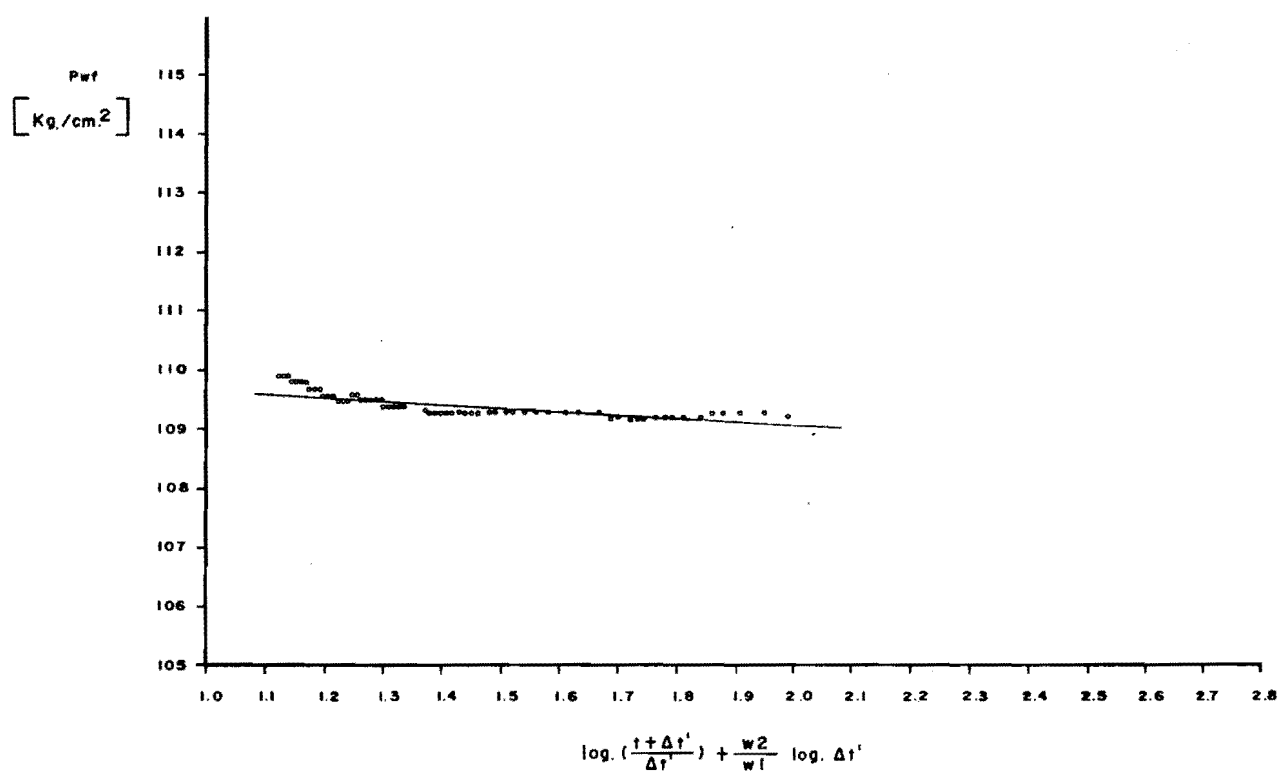
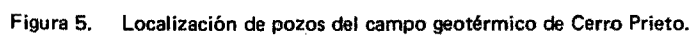


Figura 4. Pozo M-102. Prueba de dos gastos.



DESCRIPTION AND INTERPRETATION OF TRANSIENT WELL PRESSURE TESTS AT THE CERRO PRIETO GEOTHERMAL FIELD

ABSTRACT

This paper discusses the use of two-rate flow well tests in the Cerro Prieto Geothermal Field, as a method to determine physical reservoir parameters. Data from a test performed in a well located in the eastern region called Cerro Prieto II are presented, as well as the results of the interpretation obtained by using a known model.

Also discussed are the data gathered from an interference test between two wells in the above mentioned area, and the procedures followed during these tests. Finally, comments and conclusions based on this work are presented.

INTRODUCTION

As is well known the Cerro Prieto Geothermal Field is located 35 km south of the city of Mexicali, Baja California. Basically, the stratigraphic column is made up of three units; units A, B and C (Figure 1). The first one is composed mainly by plastic clays which act as caprock to unit B. The producing layers are found in unit B, while unit C corresponds to the granite.

Since the creation of the Reservoir Engineering group at Cerro Prieto well pressure tests have been made. Initially they were performed with L.B.L. personnel participation. At the present time the tests, mainly two-rate flow and interference tests, are carried out with the assistance of the Production Department.

DESCRIPTION OF THE TEST

The equipment arrangement used is shown in Figure 2. A chamber hanging in the well from a steel tubing is connected to a pressure transducer which sends the signal to a digital computer coupled to a thermal printer.

The two-rate flow test analyzed here was carried out with the equipment described in the previous paragraph. Known were the bottom-hole pressure and temperature data measured during the development of the well. Temperatures between 320 and 350°C and flow rates of 400 ton/hr of mixture are obtained from the tested interval under maximum well opening conditions.

Taken into account these conditions and the equipment limitations, the test was designed for a flow rate change from a maximum of 120 ton/hr to a minimum

of 60 ton/hr of mixture. This type of two-rate test was first proposed by Russell² in 1962. This method, modified in 1977 by Rivera³ for geothermal units, is used here.

DEVELOPMENT OF THE TEST

In preparation for the test the well was stabilized for a period of 48 hours, monitoring during this period on the digital computer the bottom-hole pressure at a stabilized flow rate of 62.1 ton/hr.

The rate was changed to a stabilized value of 111 ton/hr, continuously recording the production rate and bottom-hole pressure changes. Figure 3 shows the production and bottom-hole pressure during the test.

INTERPRETATION OF THE TEST

The data obtained during the two-rate flow test were interpreted using Russell's model and modified by Rivera.

RUSSELL'S MODEL

The equation presented by Russell and modified to geothermal metric units by Rivera is as follows:

$$P_{wf} = P_i - 527.4 \frac{W_2 \text{ } \nu \text{ } \mu \text{ } B}{kh} \left(\log \frac{k}{\phi \mu C r_w^2} + 0.891 + 0.87 S \right) - 527.4 \frac{W_1 \text{ } \nu \text{ } \mu \text{ } B}{kh} \left(\log \frac{t + \Delta t'}{\Delta t'} + \frac{W_2}{W_1} \log \Delta t' \right) \quad (1)$$

From Equation (1) and from the P_{wf} vs. $\left(\log \left(\frac{t + \Delta t'}{\Delta t'} \right) + \frac{W_2}{W_1} \log \Delta t' \right)$ graph a straight line is obtained whose slope is given by:

$$m = 527.4 \frac{W_1 \text{ } \nu \text{ } \mu \text{ } B}{kh} \quad (2)$$

The equation for the skin factor in geothermal units is given by the following equation:

$$S = 1.151 \left(\frac{W_1}{W_1 - W_2} \frac{P_1 hr - P_{wf}}{m_R} - \frac{-\log \frac{k}{\phi \mu C r w^2}}{-0.891} \right) \quad (3)$$

Figure 4 shows the result of graphing the data according to Equation (1). The kh obtained is 4632 md-m and the skin factor is 2.

INTERFERENCE TESTS

During the first tests carried out at the beginning of the testing program, recently completed wells under static conditions were used. However over reasonably long monitoring times no variations in the bottom-hole pressures were observed. The Production Department recommended the development of these wells considering that due to the high temperatures the drilling mud plugged the slotted casing not allowing the communication between the formation and the production casing.

Another reason for using this monitoring equipment in wells flowing through small purgers, was to avoid the tubing and the well casings to be attacked by H₂S.

After completing a two-rate flow test, the instrument was left in the well to continuously measure the bottom-hole pressure until it stabilized. At that moment the interference test between this well, acting as an observation well, and a neighboring producing well 500 m away, was initiated.

Using the data obtained during this test an average permeability of 90 md was calculated for the zone shown in Figure 5.

CONCLUSIONS

1. The risk of loosing the equipment during two-rate flow tests is very large. However, it was possible to

adjust the duration of the test and obtain reliable data using stronger equipment which could withstand this type of changes.

2. The interference tests were carried out in wells flowing through purgers to avoid the H₂S attack of the pipes, and to assure the collection of well interference data.

NOMENCLATURE

- B = water volume factor (volume under reservoir conditions/volume under standard conditions)
- C = fluid compressibility, (kg/cm²)⁻¹
- h = formation net thickness, m
- k = permeability, md
- m = slope of the straight line
- p = pressure, (kg/cm²)
- p_i = initial pressure, (kg/cm²)
- p_{wf} = flowing bottom-hole pressure, (kg/cm²)
- W = mass flow rate, (ton/hr)
- rw = well radius, cm
- s = skin factor, dimensionless
- t = producing time at the moment of rate change, (hr)
- μ = viscosity, (cp)
- v = specific volume, (cm³/gr)
- φ = porosity, fraction

SUBSCRIPTS

- 1 = conditions prior to rate change
- 2 = conditions after first rate change
- i = initial conditions
- sc = standard conditions
- wf = flowing conditions

FIGURE CAPTIONS

- Figure 1. Electrical markers used for well log correlation
- Figure 2. Equipment used in the well tests (?) NO SPANISH TITLE
- Figure 3. Two-rate flow test data (?) NO SPANISH TITLE
- Figure 4. Well M-102. Two-rate flow test data
- Figure 5. Location of wells in the Cerro Prieto Geothermal Field