

WELL INTERFERENCE TESTS AT THE CERRO PRIETO GEOTHERMAL FIELD

R. C. Schroeder, C. B. Goranson, S. M. Benson, and M. J. Lippmann
Lawrence Berkeley Laboratory, University of California
Berkeley, California, USA

INTRODUCTION

The joint LBL-CFE well testing program will investigate the entire Cerro Prieto geothermal field during the five-year period of the CFE-DOE agreement.

For planning the tests and interpreting the data it is important to consider the major faults in the area; the geology of this block-faulted region is described by others in these proceedings. The well location map is given in Figure 1. In most cases production-well depths range from 1200 to 2200 m, with reservoir temperature between 200 and 350°C (Domínguez; Bermejo et al.; these proceedings). Flow in most wells has to be induced usually by using a small air compressor. Other methods have also been applied however (Domínguez and Bermejo, 1976). As would be expected, flow rates vary throughout the field (Bermejo et al.; these proceedings). Maximum production rates are being governed by permeability, production interval length, depth, well diameter and temperature.

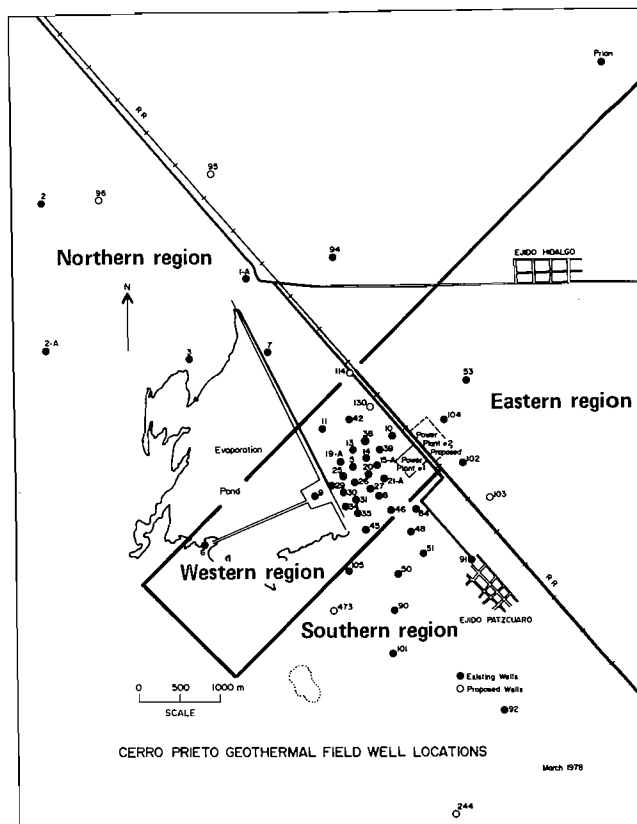
The initial estimate of reservoir parameters was obtained by analyzing water-level changes from observation well M-6, located west of the producing field. The parameters were useful in the design of other tests in the newly developing portions of the field. The next well testing activity was performed in the southern part of the area near well M-101 where new wells had recently been drilled and scheduled for development. During the same period CFE performed two-rate downhole pressure tests in some of the wells being developed.

Another reservoir engineering activity took place in the eastern area of the field where one existing well (M-53) was drilled in 1975 but was recompleted in 1978.

ANALYSIS OF WATER-LEVEL DATA

The water-level data in observation well M-6 were kindly provided by the Secretaría de Agricultura y Recursos Hidráulicos. The levels are continuously registered by a standard float-type recorder. The production history of individual wells was obtained from the Coordinadora Ejecutiva de Cerro Prieto of CFE.

Figure 2 shows water-level changes in M-6 for the period 1973-1978. These changes are assumed to be associated with the fluid production in the main field. The data were analyzed using a computer program developed at LBL. The program uses

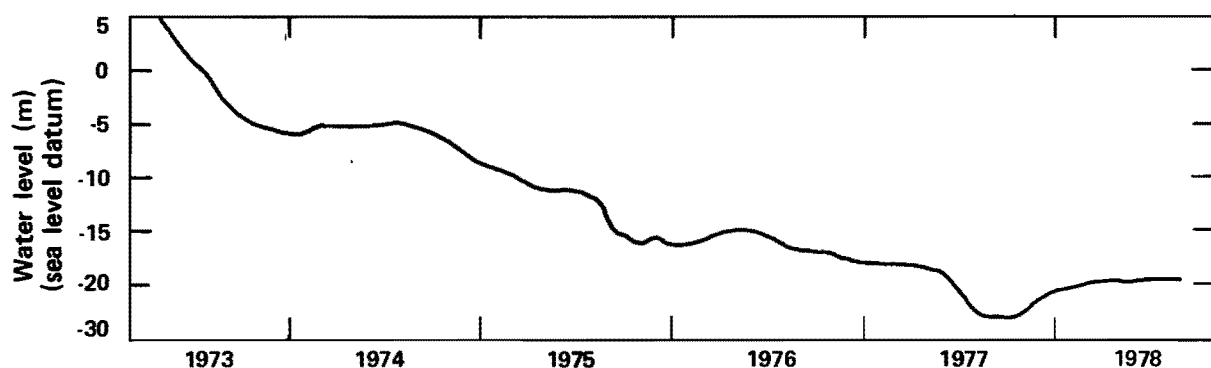


XBL 798-10911

Figure 1. Location of wells in the Cerro Prieto field (as of March 1978).

a nonlinear least-square curve-fitting routine that solves for three unknown parameters in an interference test: mobility-thickness product (kh/μ), storativity (ϕch), and the distance to image wells in simulating a leaky or closed boundary when a number of wells are producing at known distances from an observation well.

Well M-6 is approximately 2 km west of the main producing field (Figure 1) with a maximum downhole temperature of about 150°C. This is much cooler than downhole temperatures observed in producing zones of the field. Alluvial fan stringers intercept the wellbore at different depths. Moreover, there is also a fault postulated to the east of the well, between M-6 and the main production area (Abril and Noble, these proceedings). One other problem inherent in analyzing this interference data is that well M-6 has an open interval between depths of 535



XBL 798-10912

Figure 2. Water level in well M-6 from 1973 to 1978 (from Domínguez; these proceedings).

to 741 m, whereas the wells in the main producing field are open, in most cases between 1100 and 1500 m. These factors require data analysis to be considered somewhat tentative. However, well M-6 does indicate pressure communication with the main field (total water-level drop about 25 m, see Figure 2). The results for our analysis are given in Table 1.

INTERFERENCE TESTS

The first interference test incorporated four producing wells--M-50, M-51, M-90, and M-91-- with M-101 as an observation well. Figure 1 shows the location of these wells. They are roughly 1.5 km south of the main producing field. The test duration was approximately two months, from January 14 to March 30, 1978. During the test, the production rates of the four producing wells varied with time. All together, 30 days of drawdown were observed with about 15 days of buildup.

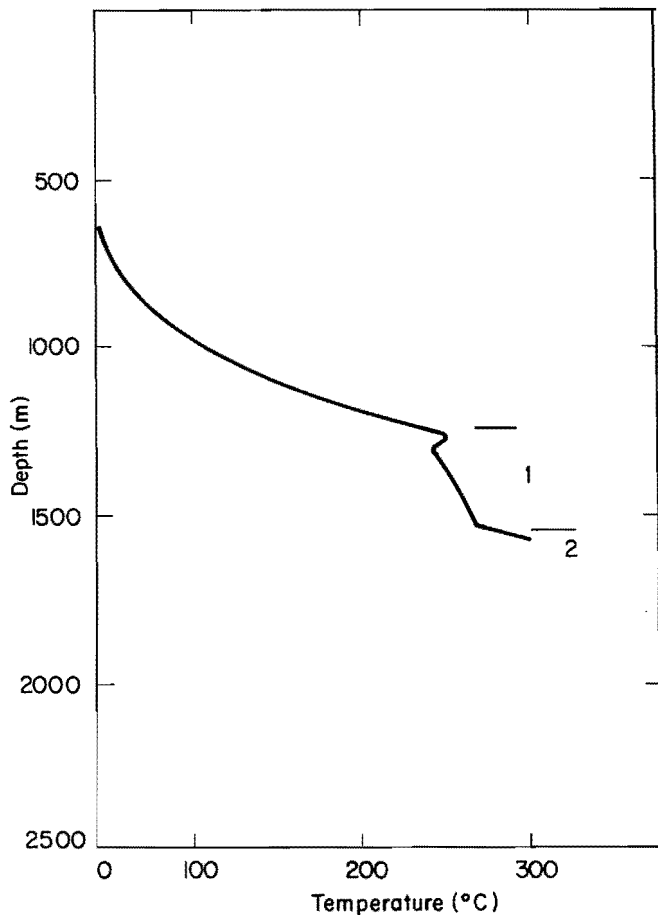
Well completion depths and open intervals in the different wells are given by Domínguez (these proceedings). CFE has found at least one thick

shale break seemingly dividing the field horizontally into two or more layers. Figures 3 through 5 show temperature profiles during equilibration of wells M-51, M-91, and M-101. Reservoirs labeled 1 and 2 are marked on these figures. The temperature profiles were taken 20 hours to 8 days after cleaning mud out of the wells, with clean water, at the end of the drilling and casing program. These temperatures are the result of heat conduction into the wellbore from the surrounding formations (convection is extremely small in wellbores). On all of these figures a break in the slopes of temperature profiles are observed at the point postulated to separate reservoirs 1 and 2. This indicates the fluid temperatures are markedly different in the two reservoirs. These profiles support the layered reservoir system discerned by CFE.

The observation well M-101 was completed 90% into reservoir 1. Pressure changes were measured in the well at a depth of 304 m. A small (2.39-mm O.D., 1.37-mm I.D.) stainless-steel tube, with a 3.05-m-tall, 32-mm-I.D. bubble chamber was filled completely with nitrogen gas to sense downhole pressure changes. This

Table 1. Summary of well test results.

Observation well	Producing wells	kh/μ (md-ft/cp)	ϕ_{ch} (ft/psi)
M-6	Entire wellfield	4.7×10^6	
M-101	M-50, M-51, M-90, and M-91	1.5×10^6	2.3×10^{-2}
M-104 and M-10	M-53, entire wellfield	Earthquake	
Two-rate tests	M-51, M-90, and M-91	Two-phase wellbore conditions	

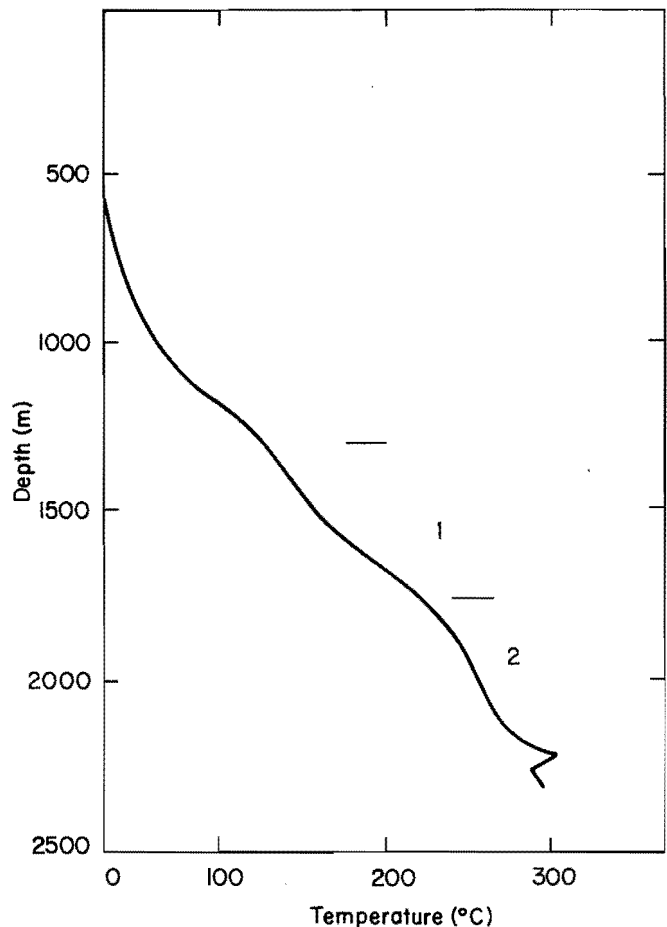


XBL 794-1121

Figure 3. Well M-51, temperature profile after 25 hours of rest (log provided by CFE).

nitrogen-filled tube-chamber system is connected to a sensitive (0.01 psi) pressure transducer located at the surface, driven by a 12-V battery. This transducer records pressure changes in terms of resonant frequency of a piezoelectric quartz crystal. Since frequency is the output, the signal was easily transmitted along wires 4 km to the CFE office complex without difficulties or large current demands.

Figure 6 shows smoothed pressure data observed in M-101 with production-well flow rates superimposed. Flow rates are shown in tonnes/hr, pressure in psi, elapsed time in minutes, or days of the month. Distances to the wells are given in meters. Figure 7 shows, in an arithmetic plot, the computer matched results imposed on actual data. In analyzing the data, early observation well drawdowns incurred from the production of well M-91 were not easily matched. Times beyond 15,000 minutes (>10 days) were readily analyzable. However, flow rates of M-91 could not be ignored at late times, suggesting possible effects of partial penetration, layering, and so on. Values of mobility-thickness product are 4.5×10^5 md-m/cp, and storativity of 7.0×10^{-3} m/psi. Assuming a reservoir thickness (H) of 1000 m, it yields an average permeability value of 45 md.



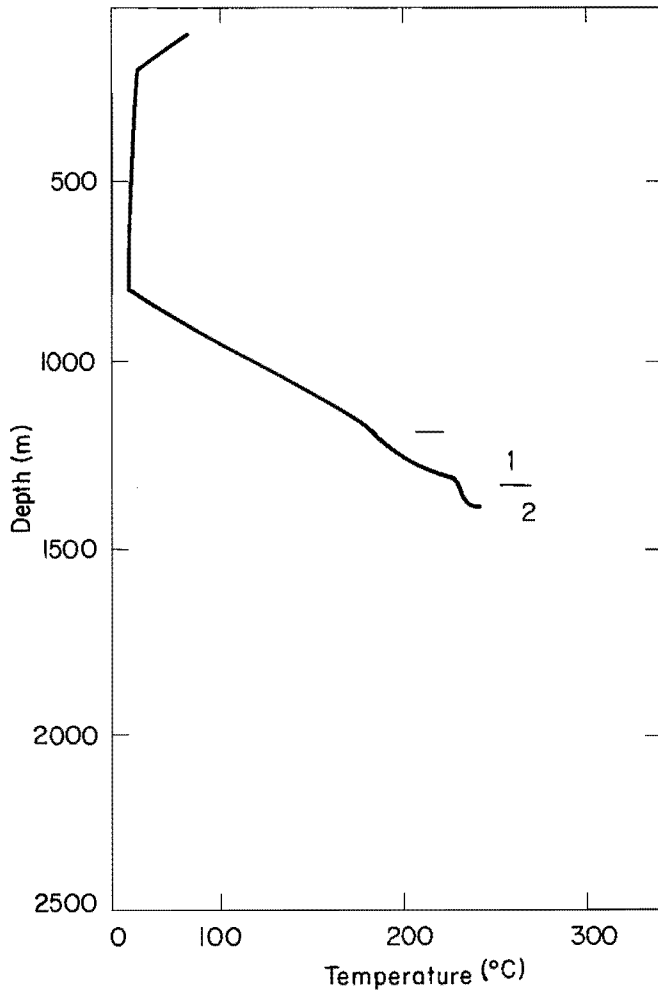
XBL 794-1118

Figure 4. Well M-91, temperature profile after 43 hours of rest (log provided by CFE).

As mentioned earlier, during the interference test CFE performed two-rate tests on three of the four production wells. Downhole pressure-temperature profiles and transient pressure-time measurements were recorded with Kuster-type equipment. A two-rate test consists of holding the mass flow rate out of the well constant for a given duration (on the order of hours), while downhole pressure and temperature surveys are carried out. The tool is then set at the producing interval. The flow rate is reduced for 45 to 60 minutes. The rate is then returned to its initial value before rate reduction began.

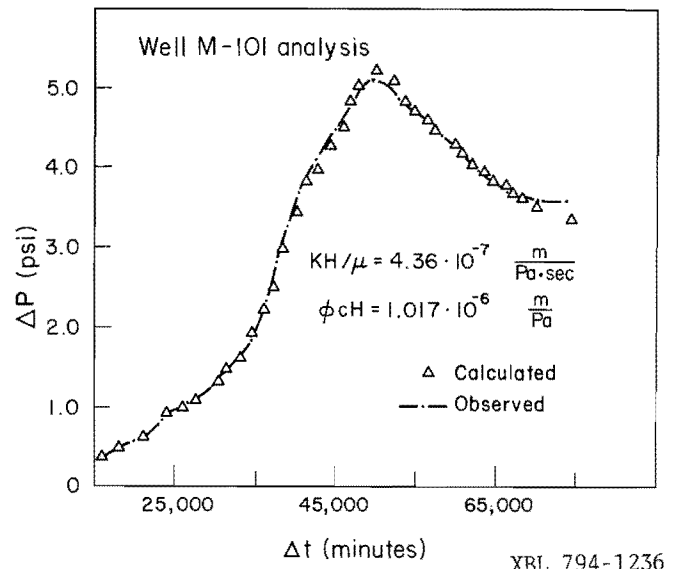
The temperatures in the field are near the operation limits of the downhole equipment. Therefore, only short duration downhole tests are performed. These short tests may yield valuable information on formation permeability near the well; however, no information is retrieved for reservoir boundary delineations or vertical discontinuities.

Figures 8 through 10 show downhole two-rate pressure measurements along with the associated flow measurements. No two-rate test data were available for well M-50. As shown in these figures, the initial pressure before the rate change was not available for a sufficient period of time for a complete analysis.



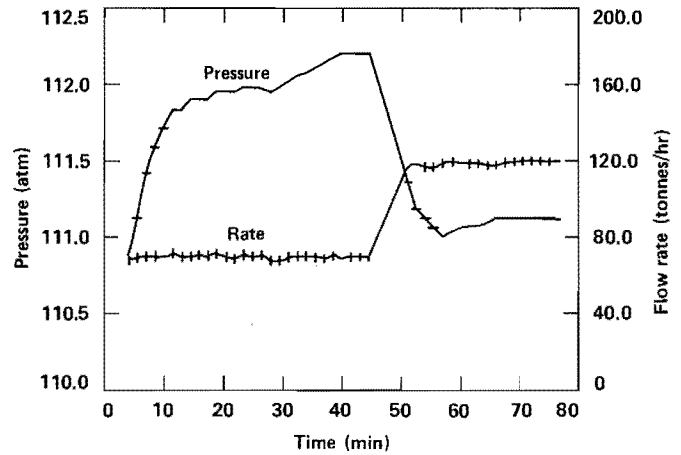
XBL 798-10922

Figure 5. Well M-101, temperature profile after 8 days of rest (log provided by CFE).



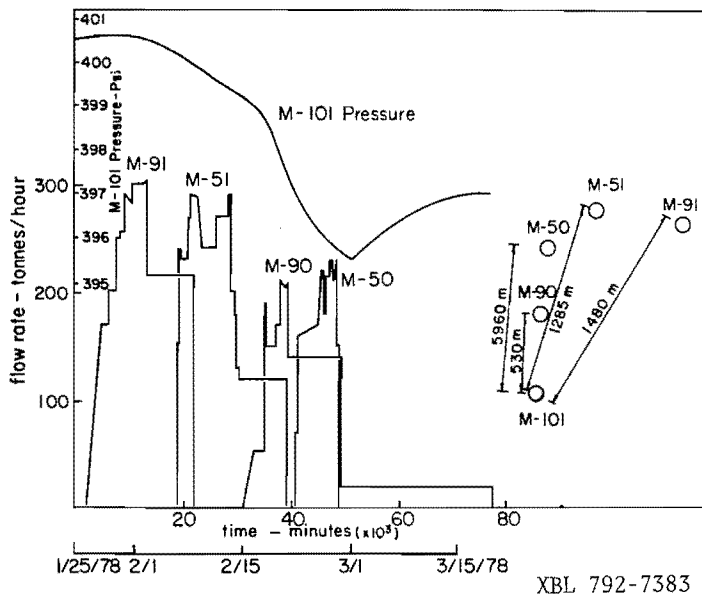
XBL 794-1236

Figure 7. Interference test showing observed versus computed drawdowns in well M-101.



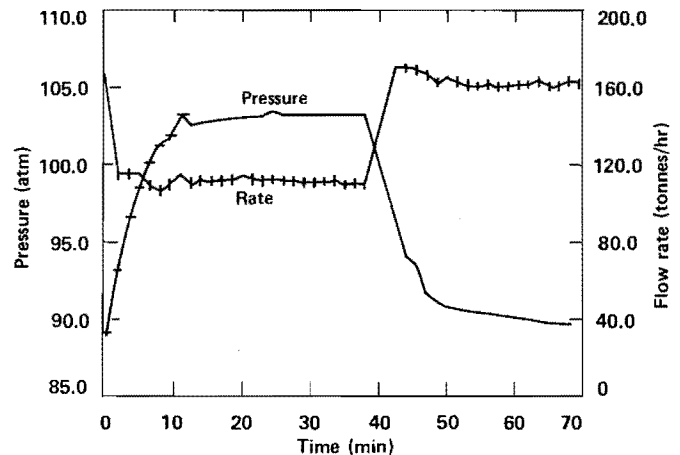
XBL 798-10910

Figure 8. Well M-51: two-rate test data (provided by CFE).



XBL 792-7383

Figure 6. Interference test in the southern region: M-101 (observation well); M-50, M-51, M-90, and M-91 (production wells).



XBL 798-10914

Figure 9. Well M-90: two-rate test data (provided by CFE).

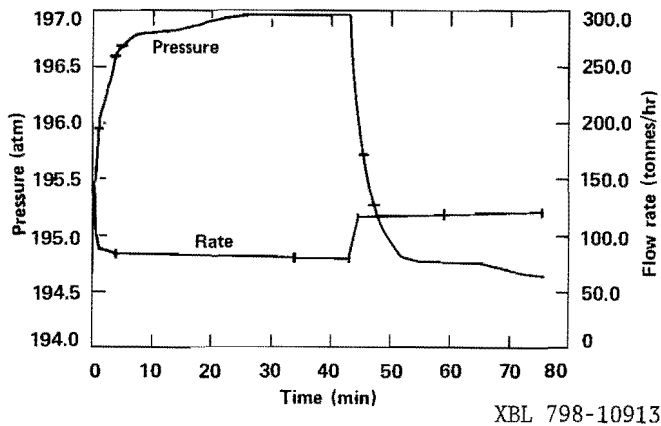


Figure 10. Well M-91: two-rate test data (provided by CFE).

The data from downhole pressure and temperature surveys seem to indicate two-phase flow in some of the wells. This would indicate that the measured downhole wellbore pressure responses caused by surface rate changes may be dominated by wellbore effects. Our conclusion is that the time duration of the tests was not long enough for a complete analysis. We are now in the process of modeling two-phase wellbore characteristics to determine the time required for wellbore effects to die out for given reservoir parameters.

The second interference test performed in 1978 incorporated two observation wells—M-10 and M-104—while well M-53 was developed to supply steam to the existing power plant (see Figure 1).

Well M-10 is located close to the main producing field. It was cemented in with a 45-m plug at 707-m depth due to problems that occurred during its development. However, a float recorder device, similar to that installed on well M-6, was placed in the well in 1977. Before this time, water-level measurements were made using an electrical measuring line. The well, although plugged, still responds to field production; therefore, it was instrumented during the development of M-53. Well M-104 was chosen as an observation well; both wells are completed at approximately the same depth.

The pressure measurements began on April 28, 1978, to obtain initial background data before development of M-53. However, as Figures 11 and 12 show, both wells experienced pressure increases during a period when no transient pressures should have been taking place. Equipment was checked and rechecked to insure that it was operating properly, which it was. On May 5, 1978, a 5.3 Richter magnitude earthquake took place, centered approximately 20 km southeast of Cerro Prieto geothermal field. Pressures in the wells continued to rise for about two weeks. Figures 11 and 12 also show flow data for well M-53 superimposed with pressure data for wells M-10 and M-104. We note on the pressure plot in Figure 12 for well M-104 that a break in slope occurs two days after M-53 flow began. However, pressure rose for 10 days more after this point. The actual phenomena that took

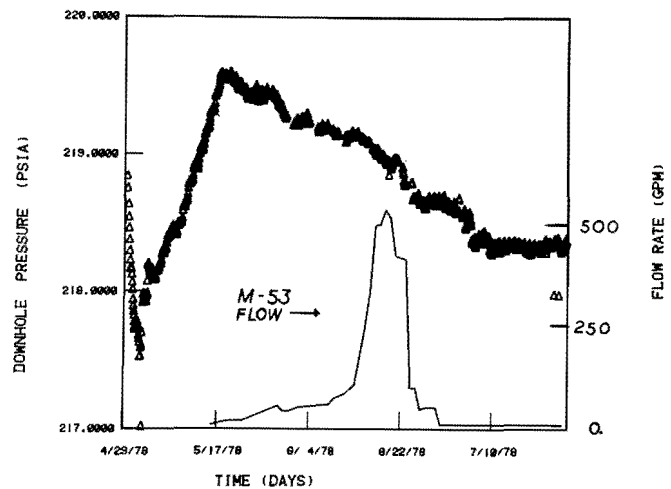


Figure 11. Interference test in the eastern region showing pressure changes in well M-10, and M-53 production rates.

place in the reservoir is unclear. However, it affected the reservoir pressure significantly. Earlier, on March 12, 1978, well M-10 had also shown water-level changes in response to a 4.7 magnitude earthquake.

Because of the seismic effects, the analysis of the interference test data is somewhat difficult, if not impossible. If we assume the same order of magnitude mobility-thickness products as obtained in the interference test on M-101, drawdowns should be on the order of 3 to 4 psi at this point in the reservoir due to M-53 production. Therefore, the order of magnitude is correct, but it is not possible to make a completely confident analysis.

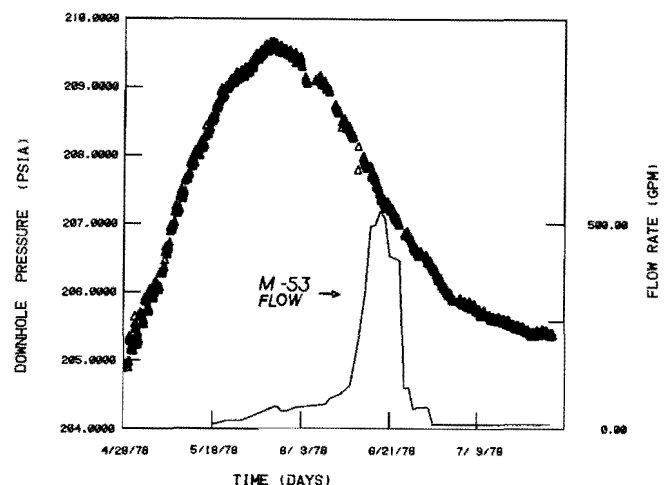


Figure 12. Interference test in the eastern region showing pressure changes in well M-104, and M-53 production rates.

FINAL REMARKS

The subsurface geological characteristics of the Cerro Prieto field are being clarified as new data are obtained from the extensive exploration and drilling programs. Additional reservoir information soon will become available as CFE has recently begun interference and production tests in the southern and eastern regions of the field. Recent flowing pressure and temperature profiles in some of the wellbores indicate two-phase flow in the wells, and possibly in the reservoir near the wellbore. Wells drilled in the eastern portion of the field exhibit bottom-hole temperatures approaching 350°C. The characteristics of the Cerro Prieto geothermal reservoir(s) will allow the evaluation of different well testing and data analysis methods under these challenging conditions.

In the coming years, we plan to simulate the behavior of the Cerro Prieto field numerically using LBL's computer programs. Our first step will be to model the southern area of the field, where the M-101 interference test was performed. We are also in the process of modeling the two-phase wellbore characteristics in order to analyze existing two-rate production data and develop plans for future reservoir engineering-related testing.

ACKNOWLEDGMENTS

We want to thank Ing. Eduardo Paredes A. of the Secretaría de Agricultura y Recursos Hidráulicos, Mexicali, for making available to us the detailed M-6 water level records collected by his group over the years. The help of the Coordinadora Ejecutiva de Cerro Prieto is also acknowledged. Its personnel provided us with data and field assistance without which the tests and analyses would have not been possible.

This work was performed under the auspices of the U. S. Department of Energy under contract W-7405-ENG-48.

REFERENCE

- Domínguez A., B., and Bermejo M., F. J., 1976. Método actual para la apertura e inicio de explotación de pozos en el campo geotérmico de Cerro Prieto, Baja California, México, in Proc. Second U. N. Symp. on the Development and Use of Geothermal Resources, San Francisco, 20-29 May 1975. Washington, D. C., U. S. Govt. Printing Office, pp. 1619-1633.

PRUEBAS DE INTERFERENCIA DE POZOS EN EL CAMPO GEOTERMICO DE CERRO PRIETO

Introducción

El programa conjunto de pruebas de pozo de LBL-CFE planea investigar la totalidad del campo geotérmico de Cerro Prieto durante los cinco años del convenio entre CFE y DOE.

Para planificar las pruebas e interpretar los datos es importante tener en cuenta las fallas principales del área; la geología de esta región de bloques fallados fue descrita por otros en estas actas. En la Figura 1 se muestra el mapa de ubicación de los pozos. En la mayoría de los casos las profundidades de los pozos en producción varían entre 1200 y 2000 m, y las temperaturas del yacimiento entre 200 y 350°C (Domínguez; Bermejo, et al; estas actas). La mayoría de los pozos deben ser inducidos para iniciar su flujo; generalmente se usa para ello un pequeño compresor de aire pero también se han aplicado otros métodos (Domínguez y Bermejo, 1976). Como es de esperar, los gastos varían a través del campo (Bermejo, et al; estas actas). Los gastos de producción máximos están gobernados por la permeabilidad, la longitud de los intervalos de producción, la profundidad, el diámetro del pozo y la temperatura.

La estimación inicial de los parámetros del yacimiento se obtuvo analizando los cambios de ni-

vel del agua en el pozo de observación M-6 ubicado al oeste del campo bajo producción. Dichos parámetros fueron útiles para el diseño de otras pruebas en las zonas del campo recientemente desarrolladas. Las siguientes pruebas de pozo tuvieron lugar en la zona sur del área, cerca del pozo M-101 donde recientemente se habían perforado nuevos pozos y programado su desarrollo. Durante el mismo período CFE llevó a cabo pruebas de presión a dos gastos en algunos de los pozos en desarrollo.

En el área oriental del campo tuvo lugar otro estudio de ingeniería de yacimiento, donde un pozo existente (M-53) perforado en 1975, había sido re-completado en 1978.

ANÁLISIS DE DATOS DE NIVEL DE AGUA

Los datos del nivel de agua en el pozo de observación M-6 fueron provistos amablemente por la Secretaría de Agricultura y Recursos Hidráulicos. Los niveles se registran en forma continua mediante un limnógrafo estándar. Las historias de producción de los pozos individuales se obtuvieron de la Coordinadora Ejecutiva de Cerro Prieto de CFE.

La Figura 2 muestra los cambios en el nivel de agua, ocurridos en M-6 durante el período 1973-1978, que se suponen asociados a la producción de fluidos en el campo principal. Los datos se analizaron usando un programa de computadora desarrollado en LBL. El programa utiliza una rutina no lineal de ajuste de curvas por cuadrados mínimos, para encontrar tres parámetros incógnita en pruebas de interferencia: producto movilidad-espesor (kh/μ), capacidad de almacenamiento (ϕch), y las distancias a pozos imagen utilizadas en simulaciones de contornos cerrados o con pérdidas.

El pozo M-6 está aproximadamente a 2 km al oeste del campo principal de producción (Figura 1) con una temperatura máxima de fondo de pozo de 150°C. Esto es mucho más frío que las temperaturas de fondo de pozo observadas en las zonas productivas del campo. El pozo intercepta a varias profundidades estratos de abanicos aluviales. Además, hay también una falla postulada al este del pozo, entre el M-6 y la zona principal de producción (Abril y Noble; estas actas). Otro problema inherente al análisis de estos datos de interferencia es que el pozo M-6 tiene un intervalo abierto entre 535-741 m de profundidad mientras que los pozos del campo principal en producción están abiertos, en la mayoría de los casos, entre los 1100 y los 1500 m. Estos factores requieren que el análisis de los datos deba ser considerado de algún modo tentativo. Sin embargo, el pozo M-6 indica comunicación de presión con el campo principal (descenso total del nivel de agua alrededor de 25 m, ver Figura 2). En la Tabla 1 se dan los resultados de nuestros análisis.

PRUEBAS DE INTERFERENCIA

La primera prueba de interferencia incorporó cuatro pozos productores: M-50, M-51, M-90, y M-91 -- con el M-101 como pozo de observación. La Figura 1 muestra la ubicación de dichos pozos. Están aproximadamente 1.5 km al sur del campo principal bajo producción. La duración de la prueba fue aproximadamente dos meses, desde el 14 de enero hasta el 30 de marzo de 1978. Durante la prueba, los gastos de producción de los cuatro pozos productores variaron con el tiempo. En total, se observaron treinta días de caída de presión con aproximadamente quince días de incremento de presión.

Las profundidades de terminación e intervalos abiertos correspondientes a los distintos pozos fueron provistos por Domínguez (estas actas). La CFE ha encontrado por lo menos una gruesa capa de lutita que parece dividir el campo horizontalmente en dos o más estratos. Las Figuras 3 a 5 presentan perfiles de temperatura durante el equilibrio de los pozos M-51, M-91 y M-101. Los yacimientos señalados como 1 y 2 están indicados en estas figuras. Los perfiles de temperatura se tomaron de 20 horas a 8 días después del lavado de los pozos con agua limpia para extraer el lodo, al finalizar los programas de perforación y entubado. Dichas temperaturas son el resultado de la conducción de calor desde las formaciones aledañas al pozo. (La convección es extremadamente pequeña en los agujeros perforados). En todas estas figuras se observa un cambio en las pendientes de los per-

files de temperatura en el punto postulado como separando los yacimientos 1 y 2. Eso indica que las temperaturas del fluido difieren marcadamente en los dos yacimientos. Estos perfiles suministran evidencia en favor del modelo de yacimiento estratificado percibido por la CFE.

El pozo de observación M-101 se completó en un 90% dentro del yacimiento 1. Los cambios de presión se midieron en el pozo a una profundidad de 304 m. Un tubo de acero inoxidable, de pequeño diámetro (2.39 mm D.E., 1.37 mm D.I.) con una cámara de burbujeo de 3.05 m de alto y 32 mm D.I. se llenó por completo con gas nitrógeno para medir los cambios de presión dentro del pozo. Dicho sistema de tubo-cámara lleno de nitrógeno se conecta a un sensible (.01 psi) transductor de presión colocado en la superficie y alimentado, por una batería de 12 volt. Dicho transductor registra los cambios de presión en términos de cambios de la frecuencia de resonancia de un cristal de cuarzo piezoeléctrico. La salida en frecuencia facilitó la transmisión de la señal por cables a lo largo de 4 km, hasta las oficinas de la CFE, sin dificultades o grandes demandas de corriente.

La Figura 6 muestra datos de presión suavizados, observados en el M-101, superpuestos a los gastos de los pozos de producción. Los gastos están en ton/hr, la presión en psi y el tiempo transcurrido en minutos o días del mes. Las distancias a los pozos están dadas en metros. La Figura 7 muestra, en un gráfico aritmético, los resultados ajustados por computadora superpuestos sobre los datos reales. Durante el análisis de datos no fue fácil ajustar las caídas de presión registradas inicialmente en el pozo de observación como consecuencia de la producción del pozo M-91. Tiempos mayores de 15,000 minutos (>10 días) fueron fácilmente analizables. Sin embargo, los gastos del M-91 no pudieron ignorarse para tiempos tardíos, sugiriendo posibles efectos de penetración parcial, efectos de estratificación, etc. El valor del producto de movilidad-espesor es 4.5×10^5 md-m/cp y el de la capacidad de almacenamiento de 7.0×10^{-3} m/psi. Asumiendo un espesor de yacimiento (H) de 1000 m, se obtiene un valor promedio de permeabilidad de 45 md.

Como se mencionó al principio, durante la prueba de interferencia CFE llevó a cabo pruebas a dos gastos en tres de los cuatro pozos de producción. Los perfiles de presión-temperatura a lo largo del pozo y las mediciones transitorias de presión-tiempo fueron registradas con un equipo de tipo Kuster. La prueba a dos gastos consiste en mantener constante el flujo de masa durante un cierto tiempo (del orden de horas), mientras se llevan a cabo mediciones de presión y temperatura a lo largo del pozo. Luego se coloca el instrumento frente al intervalo productor. Se reduce el gasto durante 45 a 60 minutos aproximadamente. A continuación se retorna el gasto al valor inicial, previo a la reducción.

Las temperaturas del campo están cercanas a los límites de operación del equipo usado en los pozos. Por lo tanto, sólo se llevan a cabo pruebas de corta duración en el interior de los pozos. Dichas pruebas cortas pueden producir valiosa información acerca de la permeabilidad de la forma-

ción cerca del pozo; sin embargo, no se obtiene ninguna información acerca de la posición de los contornos o de las discontinuidades verticales del yacimiento.

En las Figuras 8 a 10 se observan mediciones de presión a dos gastos juntamente con las mediciones de flujo asociadas. No se contó con datos de pruebas a dos gastos para el pozo M-50. Como se ve en dichas figuras, no se contó tampoco con presiones iniciales, previas al cambio de gasto, por períodos suficientemente largos como para llevar a cabo análisis completos.

Los datos de presión y temperatura obtenidos a lo largo de los pozos parecieran indicar flujo de dos fases en algunos de ellos. Esto indicaría que las respuestas de presión a lo largo del pozo causadas por cambios del gasto en la superficie podrían estar dominados por efectos del pozo. Nuestra conclusión es que el tiempo de duración de las pruebas no fue suficientemente largo para un análisis completo. Actualmente nos encontramos en el proceso de modelar las características del flujo de dos fases en pozos, para determinar parámetros de yacimiento dados los tiempos típicos de desaparición de los efectos del pozo.

La segunda prueba de interferencia llevada a cabo en 1978 incorporó dos pozos de observación, M-10 y M-104, mientras se desarrollaba el pozo M-53 para producir vapor para la planta geotérmica eléctrica (ver Figura 1).

El pozo M-10 está ubicado muy próximo al campo principal de producción. Fue cementado con un tapón de 45 m a una profundidad de 707 m debido a problemas que ocurrieron durante su desarrollo. Sin embargo, en 1977 se instaló en este pozo un limnógrafo similar al instalado en el pozo M-6. Antes de esto, se efectuaban mediciones de nivel de agua por medio de una línea de medición eléctrica. El pozo, aunque taponado, responde a la producción del campo; por lo tanto se lo instrumentó durante el desarrollo de M-53. El pozo M-104 se eligió como pozo de observación; ambos están completados aproximadamente a la misma profundidad.

Las mediciones de presión comenzaron el 28 de abril de 1978 para obtener datos de fondo antes del desarrollo del M-53. Sin embargo, como se aprecia en las Figuras 11 y 12, ambos pozos experimentaron aumentos de presión durante un período en el que no deberían haber tenido lugar aumentos de presión transitorios. El equipo fue controlado y recontrolado para tener la seguridad de que operaba adecuadamente, siendo éste el caso. El 5 de mayo de 1978 tuvo lugar un sismo de magnitud 5.3 en la escala Richter con epicentro a aproximadamente 20 km al sudeste del campo geotérmico de Cerro Prieto. Las presiones en los pozos continuaron elevándose durante aproximadamente dos semanas. Las Figuras 11 y 12 también muestran datos de flujo del pozo M-53 superpuestos con datos de presión de los pozos M-10 y M-104. Nótese el brusco cambio de pendiente que tiene lugar en el gráfico de presión correspondiente al pozo M-104 (Figura 12) dos días después de iniciado el flujo del M-53. Sin embargo, la presión continuó elevándose durante otros diez días. No está claro

que fenómeno tuvo lugar en el yacimiento. No obstante afectó significativamente la presión del mismo. También anteriormente, el 12 de marzo de 1978, el pozo M-10 acusó cambios en el nivel del agua debido a un sismo de magnitud 4.7.

Es difícil, sino imposible, efectuar el análisis de los datos de la prueba de interferencia debido a los efectos relacionados con el sismo. Si se adopta el mismo orden de magnitud de los productos movilidad-espesor encontrados en la prueba de interferencia del M-101, los decrementos de presión en este punto del yacimiento deberían ser del orden de 3-4 psi, debido a la producción del M-53. Por lo tanto, el orden de magnitud es correcto pero por el momento un análisis absolutamente confiable no es posible.

COMENTARIOS FINALES

Las características geológicas en profundidad del campo geotérmico de Cerro Prieto se están clarificando a medida que se obtienen nuevos datos como resultado de los extensos programas de exploración y explotación. Pronto se dispondrá de información adicional acerca del yacimiento resultante de las pruebas de interferencia y producción recientemente iniciadas por CFE en las regiones meridional y oriental del campo. Perfiles recientes de presión y temperatura indican flujo de dos fases en algunos de los pozos y posiblemente en el yacimiento cerca de los mismos. Los pozos perforados en la región sur del campo exhiben temperaturas de fondo cercanas a los 350°C. Las características del o de los yacimientos geotérmicos de Cerro Prieto permitirán la evaluación de diferentes pruebas de pozo y métodos de análisis de datos bajo estas provocativas condiciones.

En los años venideros planeamos simular numéricamente el comportamiento del campo de Cerro Prieto usando programas de computadora del LBL. El primer paso consistirá en modelar el área sur del campo, donde se llevó a cabo la prueba de interferencia del M-101. También estamos en proceso de modelar las características de flujo a dos fases en pozos para analizar datos existentes de producción a dos gastos y para desarrollar planes para futuras pruebas de ingeniería de yacimiento.

Agradecimientos

Queremos agradecer al Ing. Eduardo Paredes A. de la Secretaría de Agricultura y Recursos Hidráulicos, Mexicali, por facilitarnos los registros detallados del nivel de agua del M-6, reunidos por su grupo durante muchos años. Se agradece también la ayuda de la Coordinadora Ejecutiva de Cerro Prieto. Su personal nos proveyó de datos y ayuda en el campo sin los cuales no hubieran sido posibles las pruebas y los análisis de los resultados.

Este trabajo se llevó a cabo bajo los auspicios del Departamento de Energía de los EEUU, contrato W-7405-ENG-48.

Títulos de Figuras

Figura 1. Ubicación de los pozos en el campo de Cerro Prieto (en marzo de 1978).

Figura 2. Nivel del agua en el pozo M-6, período 1973-1978 (de Domínguez; estas actas).

Figura 3. Pozo M-51 - Perfil de temperatura después de 25 horas de reposo (registro suministrado por CFE).

Figura 4. Pozo M-91 - Perfil de temperatura después de 43 horas de reposo (registro suministrado por CFE).

Figura 5. Pozo M-101 - Perfil de temperatura después de 8 días de reposo (registro suministrado por CFE).

Figura 6. Prueba de interferencia en la región meridional. M-101 (pozo de observación); M-50, M-51, M-90, y M-91 (pozos de producción).

Figura 7. Prueba de interferencia. Decrementos de presión observados versus computados en el pozo M-101.

Figura 8. Pozo M-51 - Datos de la prueba a dos gastos (provistos por CFE).

Figura 9. Pozo M-90 - Datos de la prueba a dos gastos (provistos por CFE).

Figura 10. Pozo M-91 - Datos de la prueba a dos gastos (provistos por CFE).

Figura 11. Prueba de interferencia en la región oriental. Cambios de presión en el pozo M-10 y gastos de producción en el M-53.

Figura 12. Prueba de interferencia en la región oriental. Cambios de presión en el pozo M-104 y gastos de producción en el M-53.

Título de Tabla

Tabla 1. Resumen de los resultados de las pruebas de pozos.