ANALYSIS OF CERRO PRIETO PRODUCTION DATA

K. P. Goyal, C. W. Miller, M. J. Lippmann, and S. P. Vonder Haar
Lawrence Berkeley Laboratory
University of California
Berkeley, California, U.S.A.

INTRODUCTION

The primary objective of modeling a geothermal system is to estimate its energy production capacity and longevity under different production and injection scenarios. For a mathematical model to be able to predict the future performance of the field, it is necessary that it reproduce its known past production history. A model will do so if it is already validated against the known production data. Thus, a first step in the simulation is to validate the model against the known production history of the field. For that purpose, the modeler would need data on the evolution of production and observation wells as the exploitation of the system progresses.

Most computer programs, simulating the behavior of geothermal fields, compute physical properties of the fluid in the reservoir itself rather than in the wellbore. On the other hand, the usual measurements of production data are made at the wellhead. Less frequently, downhole measurements of temperature and pressure are made in observation and production wells not in operation, as described by Bermejo et al. (1978).

The purpose of this study is to analyze the wellhead production data of the Cerro Prieto field in order to obtain the evolutionary history for the period 1973-80. Traditional wellhead measurements include mass flow rates of water and steam, wellhead pressure, and separator pressure. Wellhead enthalpy can be estimated by using steam tables and steam-water ratios at separator conditions. For validation purposes, one needs information about the amount of fluid produced from the field versus time, the variation of the enthalpy of the produced fluid due to reservoir exploitation, the drop in the aquifer pressures, and the temperature decrease in the reservoir. If the reservoir is two-phase, one would also like to know the spatial and temporal changes in steam saturation due to fluid production. Evidently, some of this information can be directly obtained from the wellhead data while the rest has to be derived indirectly. For example, mass produced at the wellhead represents the mass extracted from the reservoir. Similarly, heat energy obtained at the wellhead is equal to that removed from the reservoir if the heat loss from the producing wells to the surrounding formation is negligibly small, as is the case with high production Cerro Prieto wells (Goyal et al., 1980; Gould, 1974).

Thus, heat and mass production from the reservoir can be directly obtained from the wellhead data. On the other hand, the information related to the reservoir pressure drop, temperature drop and saturation changes needs to be derived from wellhead data. This is done by considering the flow through the wellbore and the reservoir. Downhole pressures, temperatures and saturations in a flowing well are first calculated from the wellhead data as described in Goyal et al. (1980). Reservoir pressures can then be obtained from the bottomhole pressures by using reservoir parameters derived from well tests. Reservoir temperatures are obtained by geothermometry (Na-K-Ca and SiO_2) and enthalpy methods as discussed by Grant et al. (1981). The calculation of downhole temperatures from the wellhead data is an additional method to these existing ones. Steam saturation in the reservoir is considered unknown and can only be computed through reservoir modeling efforts. However, the calculated downhole saturations in the field are expected to reduce this uncertainty and help the modeler in his initial guess work. In this paper we shall limit ourselves to the calculation of bottom hole conditions in the flowing wells using wellhead data. Calculation of reservoir pressures from the computed bottomhole pressures is discussed in Goyal et al. (1981).

The next two sections are devoted to the production of steam-water mixture and heat from the Cerro Prieto field. Computed bottom hole pressure, temperature, and saturation as a function of time are discussed in the last section.

PRODUCTION OF STEAM-WATER MIXTURE

For validation of a mathematical model of a geothermal field, the actual mass produced can be used as input data. In general, one can choose either a monthly averaged or an annually averaged mass flow rate. To obtain a monthly averaged mass production rate, we compiled the monthly production from each well in the field from March 1973 to November 1980. The hourly production rate, as shown in Figure 1, was then obtained by dividing the total production from the entire field in a given month by the number of hours in that month.

It may be noted in this figure that the production rate increased sharply during 1973 from about 1000 tonnes/h to about 2200 tonnes/h. This rise is attributed to the fact that more wells were brought into production. The total number of wells increased almost three fold, from 4 wells in March 1973 to 11 wells in December 1973. The increase in the mass flow rate during 1976-77 was also the result of a larger number of production wells. The average number of production wells during 1974-75 was about 12 compared to 15 during 1976-1977.

After a slight decline in the average production rate of the field during late 1977 and early 1978, another sharp increase may be observed during late 1978 and early 1979. A decline in the production rate is the result of a generally

observed behavior of the majority of wells in the field, i.e. a decrease in production with time. The increase in production rate is again caused by an increase in the number of production wells from 17 in November 1978 to 26 in April 1979 when the original capacity of 75 MWe was doubled to 150MWe. Although four additional wells were placed into operation during September 1979 and February 1980, the average mass production rate of about 4400 tonnes/h remained almost unchanged as compared to April 1979 when only 26 wells were producing. Thus the additional wells only helped compensate for the decreased production of the other 26 wells. Another decrease in the production rate in early 1980 is caused by reducing the number of production wells from 30 to 26. Total mass produced from the Cerro Prieto field as of November 1980 was about 188 million tonnes, if we neglect the mass produced by stand-by wells and that blown off before March 1973 when power production began in the Cerro Prieto field.

Figure 2 shows a plot of average mass production rates per well versus time. In general, the average mass produced by a well decreases with time. For example, the average production rate per well decreases from about 240 tonnes/h in 1973 to about 140 tonnes/h in 1980. One could also see from Figure 2 that there were times when either the production rate was constant or increased. For example, a mass production rate of about 180 tonnes/h was maintained during 1974-75. Increases during 1976-77 and 1978-79 were mostly due to the introduction of some high production wells. The reduced mass flow rates are probably due to silica precipitation in the reservoir pores, relative permeability effects in the two-phase flow regime in the near well region (Grant el al., 1981), and/or reduced pressure gradient due to fluid exploitation.

PRODUCTION OF THERMAL ENERGY

Heat produced from a geothermal system can be used to compute average enthalpy of the produced fluid at different times. This enthalpy data can in turn be used to compare with enthalpy data predicted by a reservoir model.

Monthly heat produced from the Cerro Prieto field is shown in Figure 3. The trends of Figures 1 and 3 for mass and heat extraction are quite similar, as expected. Heat production rose from about 0.2 to about 0.45 trillion kcal per month in 1973 due to an increase in the number of production wells from 4 to 11. Other increases in 1976-77 and 1978-79 are also due to an increased number of production wells, as discussed above for mass flow rates. The cumulative heat produced from the Cerro Prieto field as of November 1980 was about 60×10^{12} kcal or about 70 million MW-h. For an ambient temperature of about 15°C, this amounts to an available energy of about 65 million MW-h. This is equivalent to an average thermal power production of about 966 MW for the March 1973 and November 1980 time period. The Cerro Prieto field produced 75 MW_e until April 1979 when its production was doubled to 150 MW_e. This amounts to an average production of about 90 MW_e electric power from the field since 1973. It shows that a factor of about 9.5% exists between the generated electric power and the extracted heat.

Figure 4 shows a plot of monthly averaged enthalpy of the fluid produced from the field. It may be noted that monthly averaged enthalpy increases up to mid-1975, decreases afterward up to mid-1977, and then increases again up to mid-1980. Although the enthalpy in most wells declined with time, the enthalpy increases shown in Figure 4 are principally attributable to the addition of high enthalpy wells. The enthalpy decline of the produced fluid results from the mixing of hot reservoir fluids with relatively colder waters drawn from the overlying aquifers and surrounding areas under the pressure gradient associated with the field exploitation (Truesdell, et al., 1978; Grant et al., 1981).

DOWNHOLE PRESSURES, TEMPERATURES AND SATURATIONS

As a first step toward calculating reservoir pressures, we computed downhole conditions in a flowing well from the known wellhead data. These calculations require data on the inside diameter, depth and open interval of the well, in addition to mass flow rate, enthalpy and wellhead pressure. Quite a few wells in the Cerro Prieto field are found to have scale deposits which reduce their inside well diameter. The changes in diameter have to be taken into consideration to compute correct downhole conditions. The theory and method of calculating downhole conditions in a flowing two-phase, multiple diameter well are discussed in Goyal et al. (1980) and Miller (1979).

Wells M-19A, M-25, M-30, M-31 and M-35 were selected to compute downhole pressures, temperatures and saturations under flowing conditions. These wells were found to have much smaller scale deposits compared to other wells in the field. Most deposits in these wells were confined only to the open intervals. Thus, we believe that these computed results are reasonable.

It should be mentioned that the ground surface elevation was assumed to be uniform throughout the field. It is a valid assumption for Cerro Prieto where the ground surface is mostly flat.

Downhole pressures, computed at 1200 m depth in the well , are shown in Figure 5 from 1974 to 1980. All the wells shown in this figure are open at this depth except for M-30 which is open below 1230 meters. Solid lines indicate that scaling data is known while dashed lines show that it is assumed. For example, scaling data for well M-35 is known up to July 1976 and beyond it the scaling in the well was assumed on the basis of 1974-76 data. From Figure 5, it is clear that pressures in the old part of the field (Cerro Prieto I) are declining, however the rate of pressure decline decreases with time. On the other hand, downhole pressure difference of about 35 bars between these wells reduces to about 15 bars between 1974 and 1980. Thus, the pressures in these wells appear to stabilize and become more uniform over the years. After December 1977, the behavior of well M-25 is quite different from the other wells. This well started producing sand at this time which was subsequently corrected by throttling it (R. Molinar C. - personal communication, 1980). Thereafter, the production and wellhead pressure in M-25 changed remarkably.

Computed downhole temperatures at 1200 m depth are shown in Figure 6. The temperature trend is similar to those of pressures shown in Figure 5. An average temperature drop of about 20°C may be observed over a 7-year period. It is expected that these temperatures should be close to SiO_2 (silica) temperatures because silica equilibriates quickly with the formation, in a few hours at 260-300°C (Truesdell, 1979). Thus, a comparison was made between bottom hole temperatures and SiO_2 temperatures (Goyal et al., 1981). There was a reasonable agreement between these temperatures for wells M-30, M-31, and M-35. Computed bottom hole temperatures were lower than silica temperature in wells M-19A and M-25. This discrepancy might have been due to either an error in the computed downhole temperatures resulting from the unavailability of scaling information for a sufficient length of time or to poor geochemical data. It is also possible that SiO_2 took a longer time to equilibrate in these wells because of some unknown reason (Truesdell, personal communication, 1981).

The computed bottom hole steam saturations at 1200 m depth in the flowing wells are shown in Figure 7. It may be observed that the steam saturation in most wells changed from 70-90% in 1974 to 80-90% in 1980. Steam saturation in M-30 rose from about 40% in 1974 to 70% in 1975. This shows that the regions around these wells were two-phase in the beginning and expanded later in response to continuing exploitation.

SUMMARY

Heat and mass production data from the Cerro Prieto field are analyzed in order to provide a basis for a detailed quantitative model of the system. It is found, in general, that the production from the individual wells decreased with time. This can be due to a reduction in permeability by silica deposition in the aquifer pores, relative permeability effects in a two-phase flow, and/or a reduced pressure gradient over years of production. Specific increases in the total mass production rate of the field are associated with the increased number of producing wells. Average enthalpy of the produced fluid varied over the years. It first increased, then decreased, and again increased. An increase in enthalpy was usually the result of adding higher enthalpy wells to those already in the field. The decrease in the enthalpy is thought to be mostly due to the mixing of relatively cold water with the geothermal aquifer fluid.

Downhole pressures, temperatures and saturations in the flowing wells were calculated from the known wellhead data. Between 1973 and 1980, the pressures and temperatures have decreased by about 15 bars and 20°C respectively, and the steam saturations have slightly increased in the near-well regions.

ACKNOWLEDGMENT

We want to thank the Coordinadora Ejecutiva de Cerro Prieto of the Comisión Federal de Electricidad for making available the data used in this study. Special thanks are due to Ing. A. Abril G., R. Molinar C. and A. Mañon M. for their support and suggestions. The authors are also grateful to Alfred Truesdell for fruitful discussions and to Meera Goyal for her assistance. Thanks are also due to T. N. Narasimhan and Karsten Pruess for their constructive criticism.

This work was supported by the Assistant Secretary for Conservation and Renewable Energy, Office of Renewable Technology, Division of Geothermal and Hydropower Technologies of the U.S. Department of Energy under Contract DE-AC03-76SF00098.

REFERENCES

Bermejo M., F. J., C. Cortéz A. and A. Aragón A., 1978. Physical and thermodynamic changes observed in the Cerro Prieto geothermal reservoir, in Proceedings, First Symposium on the Cerro Prieto geothermal field. Berkeley, Lawrence Berkeley Laboratory, LBL-7098, pp. 300-332.

Gould, T. L., 1974. Vertical two-phase steam-water flow in geothermal wells, Jour. Pet. Tech., pp. 833-842, August.

Goyal, K. P., C. W. Miller and M. J. Lippmann, 1980. Effect of measured wellhead parameters and well scaling on the computed downhole conditions in Cerro Prieto wells, in Proceedings, Sixth Workshop Geothermal Reservoir Engineering. Stanford, Stanford University, SGP-TR-50, pp. 130-138.

Goyal K.P., C. W. Miller, M. J. Lippmann and S. P. Vonder Haar, in preparation, 1981. Evolution history of the Cerro Prieto field due to geothermal fluid production. Berkeley, Lawrence Berkeley Laboratory, LBL-12680.

Grant, M. A., A. H. Truesdell and A. Mañón M., 1981. Production induced boiling and cold water entry in the Cerro Prieto geothermal reservoir indicated by chemical and physical measurements, (this volume).

Miller, C. W., 1979. Numerical model of transient two-phase flow in a wellbore. Berkeley, Lawrence Berkeley Laboratory, LBL-9056 Rev., 31 p.

Truesdell, A. H., 1979. Aquifer boiling may be normal in exploited high temperature geothermal systems, in Proceedings, Fifth Workshop Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, SGP-TR-40, pp. 299-303.

Truesdell, A. H., A. Mañon M., M. E. Jiménez S., A. Sánchez A., and J. J. Fausto L., 1978. Geochemical evidence of drawdown in the Cerro Prieto geothermal field, in Proceedings, First Symposium on the Cerro Prieto geothermal field. Berkeley, Lawrence Berkeley Laboratory, LBL-7098, pp. 130-138.

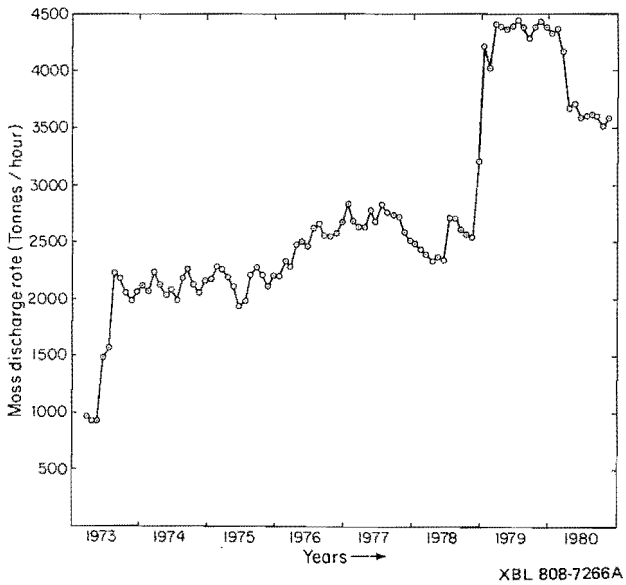

Figure 1. Monthly averaged total mass (steam-water mixture) production rate of the Cerro Prieto field.

Figura 1. Producción media mensual de masa (mezcla vapor-agua) en el campo de Cerro Prieto.

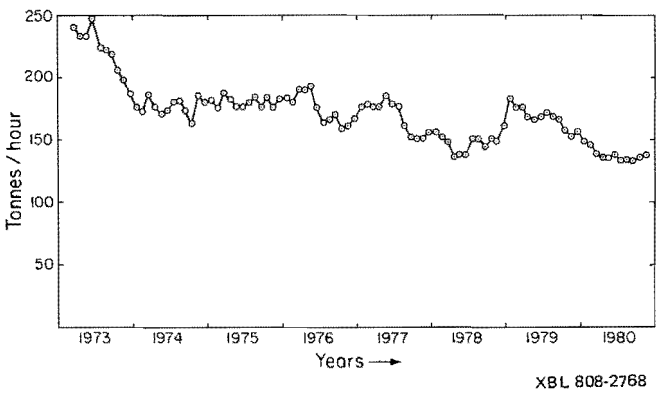

Figure 2. Monthly averaged mass (steam-water mixture) production rate per well in the Cerro Prieto field from March 1973 to November 1980.

Figura 2. Producción media mensual de masa (mezcla vapor-agua) en el campo de Cerro Prieto para el período marzo 1973-noviembre 1980.

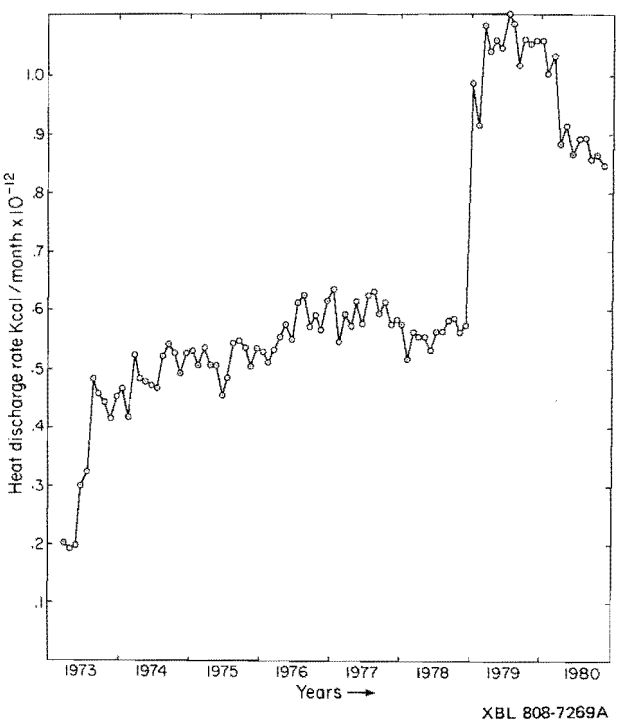

Figure 3. Total heat produced from the Cerro Prieto field per month from March 1973 to November 1980.

Figura 3. Producción mensual de calor en el campo de Cerro Prieto para el período marzo 1973-noviembre 1980.

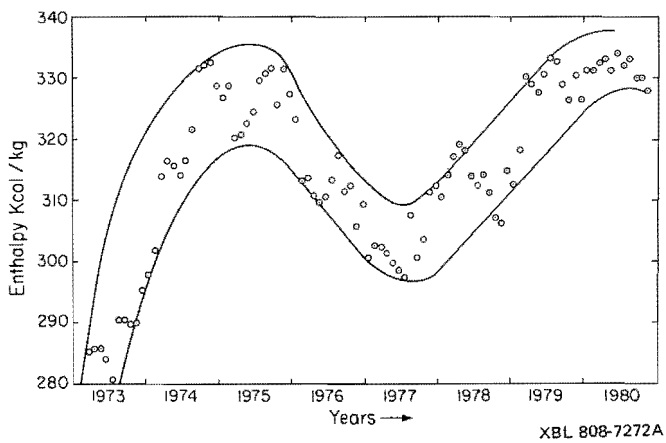

Figure 4. Monthly averaged enthalpy of the produced fluid from the Cerro Prieto field.

Figura 4. Entalpía media mensual de los fluidos producidos en el campo de Cerro Prieto.

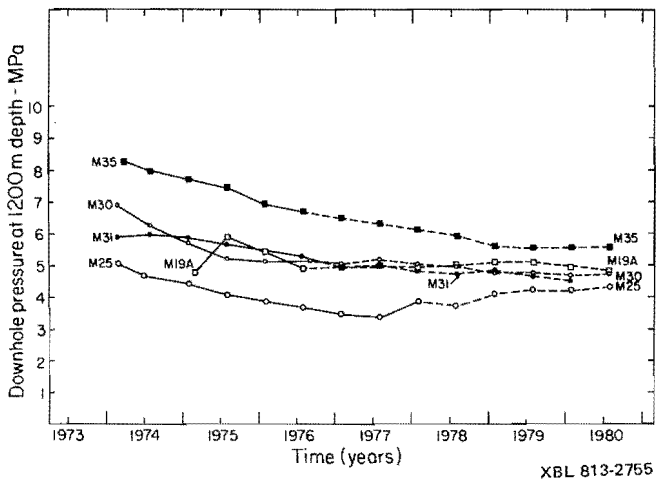

Figure 5. Computed downhole pressures at 1200 m depth in production wells M-19A, M-25, M-30, M-31, and M-35 under flowing conditions.

Figura 5. Presiones de fondo a 1200 m de profundidad calculadas bajo condiciones de flujo para los pozos productores M-19A, M-25, M-30, M-31 y M-35.

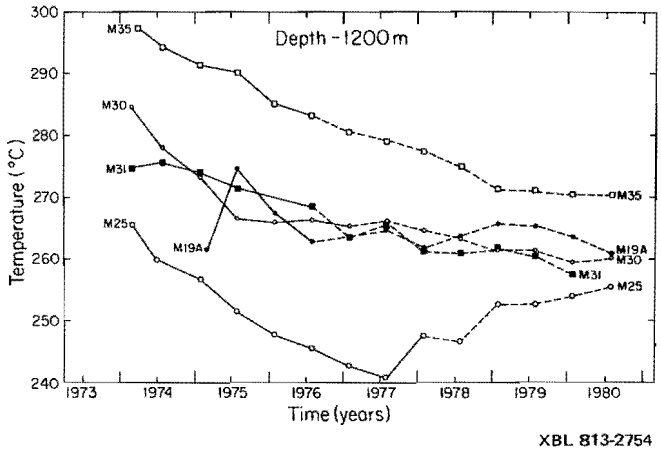

Figure 6. Computed downhole temperatures at 1200 m depth in production wells M-19A, M-25, M-30, M-31, and M-35 under flowing conditions.

Figura 6. Temperaturas de fondo a 1200 m de profundidad calculadas bajo condiciones de flujo para los pozos productores M-19A, M-25, M-30, M-31 y M-35.

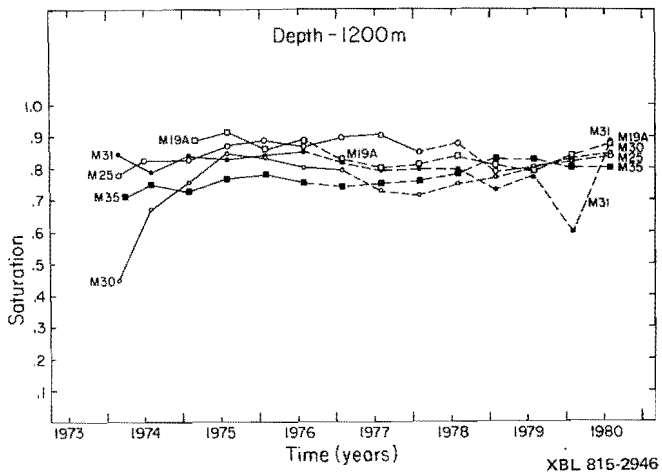

Figure 7. Calculated bottom hole steam saturations at 1200 m depth in production wells M-19A, M-25, M-30, M-31, and M-35 under flowing conditions.

Figura 7. Saturaciones de vapor de fondo a 1200 m de profundidad calculadas bajo condiciones de flujo para los pozos productores M-19A, M-25, M-30, M-31 y M-35.

ANALISIS DE DATOS DE PRODUCCION DE CERRO PRIETO

INTRODUCCION

El objetivo principal del modelado de un sistema geotérmico es la estimación de su capacidad energética y su longevidad cuando se utilizan distintos planes y arreglos de producción e inyección. Para que un modelo matemático pueda predecir el comportamiento de un campo deberá, en primer lugar, reproducir su historia previa de producción. Un modelo podrá hacer esto si ya ha sido validado con datos de producción conocidos. Por lo tanto, un primer paso en la simulación es la validación del modelo con la historia de producción conocida del campo. Para dicho propósito, el modelador necesitaría datos sobre la evolución de los pozos de producción y observación durante la explotación del sistema.

La mayoría de los programas de cómputo que simulan el comportamiento de campos geotérmicos calculan las propiedades físicas de los fluidos en el yacimiento mismo, pero no dentro de los pozos. Por otro lado, los datos de producción generalmente son medidos en los cabezales de los pozos. Con menos frecuencia se obtienen registros de temperatura y presión en los pozos de observación y de producción, cuando éstos últimos no están en operación, tal como lo describen Bermejo et al. (1978).

El propósito de este estudio es de analizar los datos de producción medidos en los cabezales de los pozos de Cerro Prieto para obtener la historia de la evolución del campo durante el período 1973-80. Las mediciones en los cabezales tradicionalmente incluyen la producción másica de agua y vapor, la presión de cabezal, y la presión del separador. La entalpía en el cabezal puede ser estimada utilizando tablas de vapor y la razón vapor-agua medida bajo condiciones del separador. Para validar el modelo se necesitan datos sobre la cantidad de fluido extraída del campo versus tiempo, la variación de la entalpía del fluido producido debida a la explotación del yacimiento, la caída de presión del acuífero y la reducción de temperatura en el yacimiento. Si el yacimiento es de dos fases, también es necesario saber los cambios de saturación de vapor, en el espacio y en el tiempo, debidos a la producción de fluidos. Evidentemente parte de la información puede obtenerse directamente de los datos de cabezal, y el resto puede derivarse indirectamente. Por ejemplo, la masa producida en el cabezal representa la masa extraída del yacimiento. Del mismo modo, si la pérdida de calor del pozo productor a la formación es despreciable, como en el caso de los pozos de alta producción de Cerro Prieto, la energía obtenida en el cabezal es igual a la extraída del yacimiento (Goyal et al., 1981; Gould, 1974).

De esta manera, la extracción de masa y energía del yacimiento puede obtenerse directamente de los datos de cabezal. Por otra parte, la información relativa a la caída de presión, reducción de temperatura y cambios de saturación en el yacimiento tiene que ser derivada de los datos de cabezal, considerando el flujo en el pozo y en el yacimiento. Primero se calculan la presión, temperatura y saturación en el fondo del pozo bajo producción utilizando los datos de cabezal, tal como lo describen Goyal et al. (1980). Entonces, a partir de la presión de fondo del pozo, se puede calcular la presión en el yacimiento utilizando los parámetros del yacimiento obtenidos usando pruebas de pozos. Las temperaturas del yacimiento se obtienen mediante geotermometría (Na-K-Ca y SiO_2), o métodos de entalpía descritos por Grant et al. (1981). El cálculo de las temperaturas de fondo de pozo a partir de los datos de cabezal es un método adicional a los ya existentes. La saturación de vapor en el yacimiento es desconocida y sólo puede calcularse mediante metodos de modelado de yacimientos. Sin embargo, los valores de saturación en el fondo de los pozos que se han calculado en el campo podrán reducir esta incertidumbre y ayudar al modelador en su primera estimación. En este trabajo nos limitaremos a usar datos de cabezal para calcular las condiciones de fondo en pozos que están fluyendo. El cálculo de presiones en el yacimiento a partir de datos de fondo de pozo es descrito por Goyal et al. (1981).

Las próximas dos secciones están dedicadas a la producción de mezcla vapor-agua, y de calor en el campo de Cerro Prieto. En la última sección se discute el cálculo de presión, temperatura y saturación de fondo de pozo en función del tiempo.

PRODUCCION DE MEZCLA VAPOR-AGUA

Para validar un modelo matemático de un campo geotérmico se puede utilizar la masa extraída como dato de entrada. Generalmente uno puede elegir la producción media mensual o anual. Para obtener el promedio mensual de producción de masa hemos compilado la producción mensual de cada pozo desde marzo de 1973 hasta noviembre de 1980. La producción horaria indicada en la Figura 1 se obtuvo dividiendo la producción total del campo en un mes dado por el número de horas en dicho mes.

Se puede observar en la Figura 1 que durante 1973 la producción aumentó rapidamente, de unas 1000 ton/h a 2200 ton/h. Este aumento se atribuye a que más pozos fueron puestos en línea. El número total de pozos casi se triplicó, de 4 en marzo de 1973 a 11 pozos en diciembre de 1973. El incremento en 1976-77 en la extracción de masa también se debió a un aumento en el número de pozos productores. En 1974-75 la cantidad media de pozos productores fue de 12, comparada con 15 pozos en 1976-77.

Después de una leve reducción en la producción total del campo a fines de 1977 y comienzos de 1978, se observó otro rápido aumento a fines de 1978 y comienzos de 1979. Una disminución en la producción se debe al comportamiento general de la mayoría de los pozos del campo, es decir una reducción en sus producciones con el tiempo. Se observó nuevamente un incremento en la producción al aumentar el número de pozos de 17, en noviembre de 1978, a 26, en abril de 1979, cuando se duplicó la capacidad de la planta de 75 a 150 MWe. A pesar de que entre septiembre de 1979 y febrero de 1980 se pusieron en línea otros cuatro pozos, la producción media mensual de cerca de 4400 ton/h casi no cambió si se la compara con la de abril de 1979, cuando sólo había 26 pozos en producción. Los pozos adicionales sólo ayudaron a compensar la disminución de producción de los otros 26 pozos. Otra reducción, ocurrida a comienzos de 1980, se debió a la reducción en el número de pozos, de 30 a 26. En noviembre de 1980, la masa total extraída del campo llegó a aproximadamente 188 millones de toneladas, si se desprecia la producción de los pozos de reserva y la masa extraída antes de marzo de 1973, cuando se comenzó a generar energía eléctrica en Cerro Prieto.

En la Figura 2 se muestra la variación con el tiempo de la producción media de masa por pozo. Por ejemplo, el promedio de producción por pozo disminuyó de unas 240 ton/h en 1973, a unas 140 ton/h en 1980. La Figura 2 también indica que hubo períodos durante los cuales la producción fue constante o aumentó. Por ejemplo, durante 1974-75 la producción de masa se mantuvo alrededor de 180 ton/h. Los aumentos durante 1976-77 y 1978-79 se debieron principalmente a la puesta en línea de pozos de alta producción. La reducción en la producción de masa se debe posiblemente a la precipitación de sílice en los poros del yacimiento, a efectos de permeabilidad relativa en la región de flujo de dos fases (Grant et al., 1981), y/o a la reducción del gradiente de presión debido a la extracción de fluidos.

PRODUCCION DE ENERGIA TERMICA

El calor extraído del sistema geotérmico puede utilizarse para calcular la entalpía media de los fluidos producidos durante diferentes períodos. A su vez estos datos de entalpía pueden compararse con los datos de entalpía predecidos por el modelo del yacimiento.

En la Figura 3 se muestra la cantidad de calor extraída mensualmente del campo de Cerro Prieto. Como era de esperar, las Figuras 2 y 3, correspondientes a la producción de masa y de calor, presentan tendencias similares. En 1973 la producción mensual de calor aumentó de aproximadamente 0.2 a 0.4 x 10^{12} kcal, al incrementarse el número de pozos de 4 a 11. Otros aumentos en 1976-77 y 1978-79 se debieron también a un incremento en el número de pozos productores, como ya se mencionó más arriba al describir la producción de masa. Hasta noviembre de 1980 el calor total producido en Cerro Prieto alcanzó a unas 60 x 10^{12} kcal, o aproximadamente 70 x 10^6 MW-h. Para una temperatura ambiente de alrededor de 15°C, esto corresponde a una energía disponible de aproximadamente 65 x 10^6 MW-h. Para el período marzo 1973-noviembre 1980 esto es equivalente a una potencia térmica media de alrededor de 966 MW. Hasta abril de 1979 el campo de Cerro Prieto produjo 75 MWe; luego su capacidad se duplicó a 150 MWe. Desde 1973, esto corresponde a un promedio de generación de electricidad de cerca de 90 MWe, lo que indica que el factor entre la potencia eléctrica generada y la potencia térmica extraída es de alrededor de 9.5%.

En la Figura 4 se muestra la entalpía media mensual del fluido producido del campo. Se observa que la entalpía media mensual aumenta hasta mediados de 1975, disminuyendo luego hasta mediados de 1979, para después aumentar nuevamente hasta mediados de 1980. Aunque la entalpía de la mayoría de los pozos disminuyó con el tiempo, los aumentos de entalpía indicados en la Figura 4 se atribuyen principalmente a la puesta en línea de pozos de alta entalpía. La reducción en la entalpía de los fluidos producido es debida a la mezcla de aguas calientes del yacimiento con aguas relativamente más frías que percolan de acuíferos suprayacentes y de áreas vecinas bajo el gradiente de presión asociado con la explotación del campo (Truesdell et al., 1978; Grant et al., 1981).

PRESIONES, TEMPERATURAS Y SATURACIONES DE FONDO DE POZO

Como primer paso en la determinación de las presiones del yacimiento calculamos las condiciones de fondo en pozos fluyendo, utilizando los datos de cabezal conocidos. Estos cálculos requieren datos sobre el diámetro interno, la profundidad, y el intervalo abierto de los pozos, así como la producción de masa, la entalpía y la presión de cabezal. Muchos pozos del campo de Cerro Prieto presentan incrustaciones que reducen sus diámetros internos. Para calcular correctamente las condiciones de fondo de pozo se deben tomar en consideración los cambios de diámetro. La teoría y el método para calcular las condiciones de fondo en pozos que presentan flujo de dos fases y cuyos diámetros internos no son uniformes han sido discutidos por Goyal et al. (1980) y Miller (1979).

Los pozos M-19A, M-25, M-30, M-31 y M-35 fueron seleccionados para calcular presiones, temperaturas y saturación de fondo de pozo bajo condiciones de flujo. Se encontró que estos pozos tienen incrustaciones mucho menores que otros pozos del campo. En estos pozos, la mayoría de las incrustaciones están restringidas a los intervalos abiertos. Por lo tanto consideramos que los resultados obtenidos son razonables.

Debe mencionarse que se consideró que la elevación del terreno era uniforme en todo el campo. Esta suposición es válida en Cerro Prieto ya que la superficie del terreno en su mayor parte es plana.

En la Figura 5 se muestran, para el período 1974-1980, las presiones de fondo de pozo calculadas para 1200 m de profundidad. Todos los pozos indicados en esta figura están abiertos a dicha profundidad, con la excepción del pozo M-30 que está abierto por debajo de los 1230 metros. Las líneas llenas indican que se tiene información sobre las incrustaciones, mientras que las líneas punteadas indican que se supusieron condiciones de incrustación. Por ejemplo, para el pozo M-35 existen datos sobre las incrustaciones hasta julio de 1976; para tiempos posteriores, la incrustación en el pozo se asumió en base a los datos de 1974-76. En la Figura 5 se nota claramente que las presiones están disminuyendo en la parte antigua del campo (Cerro Prieto I), sin embargo la velocidad de reducción disminuye con el tiempo. Por otra parte, entre 1974 y 1980 la diferencia entre las presiones de fondo de estos pozos se reduce de aproximadamente 35 baras a unas 15 baras. Por lo tanto, con el paso del tiempo las presiones en estos pozos parecen estabilizarse y hacerse más uniformes. Después de diciembre de 1977 el comportamiento del pozo M-25 difiere bastante de los otros

pozos. En esa época este pozo comenzó a producir arena, lo que luego fue corregido estrangulandolo parcialmente (R. Molinar, comunicación personal, 1980). Esto modificó notablemente la producción y la presión de cabezal de este pozo.

En la Figura 6 se indican las temperaturas de fondo de pozo calculadas para 1200 m de profundidad. La tendencia de la temperatura es similar a la de las presiones indicadas en la Figura 5. En un período de 7 años se puede observar una reducción media de temperatura de unos 20°C. Es de esperar que estas temperaturas estén próximas a las temperaturas basadas en la sílice (SiO_2), ya que a 260-300°C la sílice se equilibra en unas pocas horas con la formación (Truesdell, 1979). Por esta razón, se hizo una comparación entre las temperaturas de fondo de pozo y las de SiO_2 (Goyal et al., 1981). En los pozos M-30, M-31 y M-35 se encontró un acuerdo razonable entre ellas. En los pozos M-19A y M-25, las temperaturas calculadas de fondo fueron inferiores a las temperaturas basadas en la sílice. Esta discrepancia puede deberse a un error en el cómputo de las temperaturas de fondo de pozo, a la falta de suficientes datos de incrustaciones, o a datos geoquímicos mediocres. También es posible que, debido a razones desconocidas, la sílice en estos pozos necesitó más tiempo para alcanzar un equilibrio (Truesdell, comunicación personal, 1981).

En la Figura 7 se muestran las saturaciones de vapor de fondo de pozo calculadas para 1200 m de profundidad. Se puede observar que en la mayoría de los pozos, la saturación de vapor cambió de 70-90% en 1974 a 80-90% en 1980. En el pozo M-30 la saturación de vapor aumentó alrededor de un 40% en 1974 a 70% en 1975. Esto indica que inicialmente las zonas de dos fases se encontraban en las regiones vecinas a los pozos, extendiéndose luego debido a la explotación del campo.

RESUMEN

Los datos de producción de calor y masa en el campo de Cerro Prieto fueron analizados para su futura utilización en un modelado cuantitativo y detallado del sistema. Se encontró que, en general, la producción de los pozos individuales disminuye con el tiempo. Esto puede deberse a una reducción en la permeabilidad por la deposición de sílice en los poros del acuífero, a efectos de permeabilidad relativa en un flujo de dos fases, y/o a la reducción del gradiente de presión durante los años de producción. Ciertos aumentos en la producción total de masa del campo están asociados con el incremento del número de pozos productores. La entalpía media de los fluidos producidos varió con el tiempo. Al comienzo aumentó, luego disminuyó y volvió nuevamente a aumentar. Generalmente, el aumento en la entalpía se debió a la puesta en línea de pozos con un entalpía superior a la de los pozos existentes en el campo. La disminución en la entalpía se cree que se debe principalmente a la mezcla de aguas relativamente frías con los fluidos del acuífero geotérmico.

Utilizando datos de cabezal de pozos fluyendo se calcularon presiones, tempertauras, y saturaciones de fondo de pozo. Entre 1973 y 1980, las presiones y temperaturas disminuyeron en alrededor de 15 baras y 20°C respectivamente, y las saturaciones de vapor aumentaron ligeramente en las zonas vecinas a los pozos.

AGRADECIMIENTOS

Quisieramos agradecer a la Coordinadora Ejecutiva de Cerro Prieto de la Comisión Federal de Electricidad por habernos facilitado los datos utilizados en este estudio. Agradecemos especialmente a los Ingeneiros A. Abril G., R. Molinar C. y A. Mañón M. por sus sugerencias y por su apoyo. Los autores también agradecen a Alfred Truesdell por las provechosas discusiones y a Meera Goyal por su ayuda. Gracias también a T.N. Narasimhan y K. Pruess por sus críticas constructivas.

Este trabajo fue auspiciado por el Assistant Secretary for Conservation and Renewable Energy, Office of Renewable Technology, Division of Geothermal and Hydropower Technologies del U.S. Department of Energy, bajo contrato DE-AC03-76SF00098.