

27
8-23-82
CONF-810399-40

LBL-11967
CONF-810399



① I-4966
**THIRD SYMPOSIUM
ON THE CERRO PRIETO GEOTHERMAL FIELD,
BAJA CALIFORNIA, MEXICO**



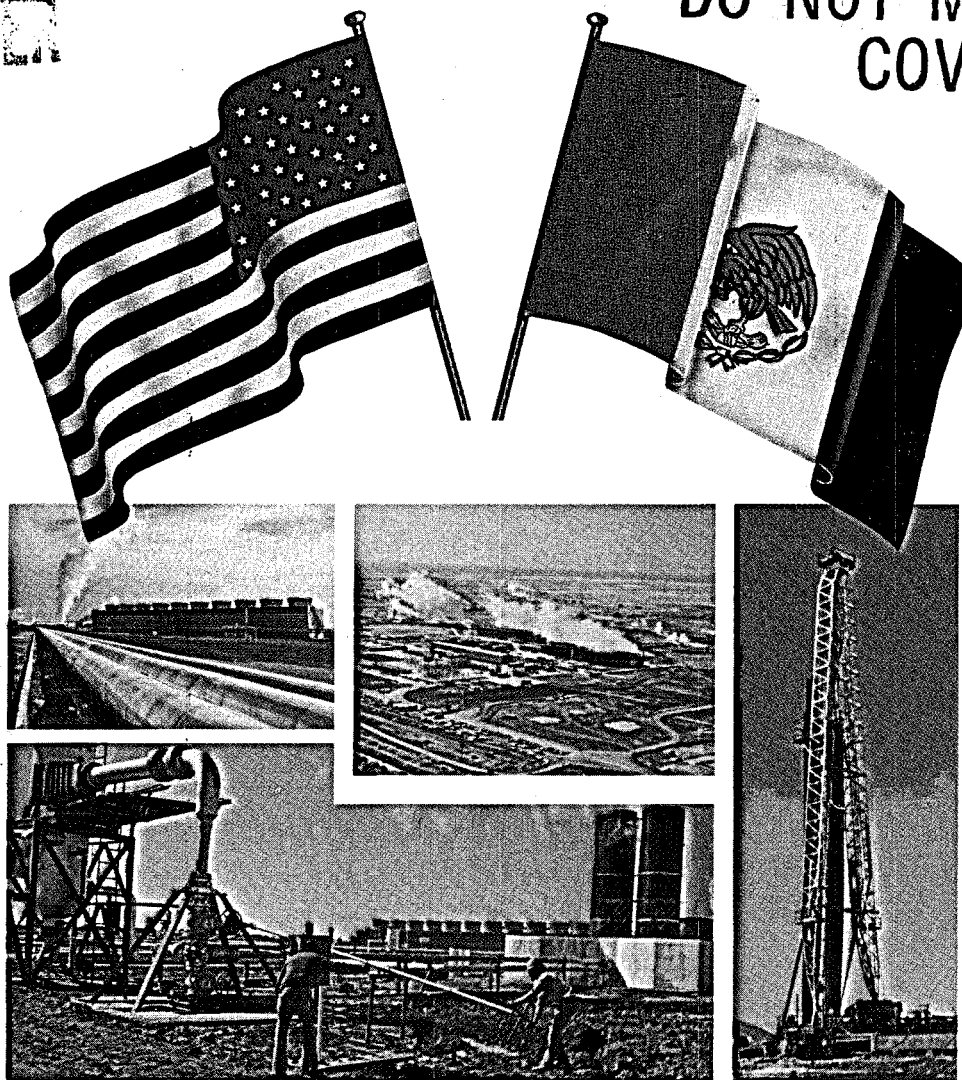
Sponsored by

United States Department of Energy, Office of Renewable Technology
Geothermal and Hydropower Technology Division

in Cooperation with
Comisión Federal de Electricidad de México

MASTER

DO NOT MICROFILM
COVER



PROCEEDINGS/ACTAS

March 24 - 26, 1981
San Francisco, California



Earth Sciences Division
Lawrence Berkeley Laboratory
University of California
Berkeley, California 94720



Coordinadora Ejecutiva
de Cerro Prieto
Mexicali, Baja California,
México

Prepared for the U.S. Department of Energy under Contract DE-AC03-76SF00098

DISTRIBUTION OF THIS DOCUMENT IS UNLIMITED

THE CERRO PRIETO REINJECTION TESTS: STUDIES OF A MULTILAYER SYSTEM

C. F. Tsang, D. C. Mangold, C. Doughty, and M. J. Lippmann,
Lawrence Berkeley Laboratory
University of California
Berkeley, California, U.S.A.

INTRODUCTION

A long term reinjection test began in August 1979 at the Cerro Prieto geothermal field. More than one year after fluid had been injected into well M-9 on the western edge of the field, no significant changes in the production characteristics were detected in the nearest production well, M-29. The initial motivation for the present study was to attempt to calculate the expected pressure and temperature response in that production well.

The disposal of separated geothermal brines and condensate is one of the purposes of reinjecting these waste fluids. However, the main advantages gained from reinjection are the capability to maintain reservoir pressures and to enhance the heat extraction from the reservoir rocks, thus prolonging the commercial life of the geothermal field. In any event, the reinjection must be planned so as to avoid causing a premature cold-temperature-front breakthrough at the producing wells. Therefore, the design parameters of the reinjection operation, such as well placement, depth, and rates of injection must be matched to the characteristics of the geological formations of the field.

The Cerro Prieto geothermal field has been assumed to be a layered system with two separate reservoirs, one above the other, with different hydraulic properties. Most research published on the hydrodynamic and thermal effects of reinjection in geothermal fields has assumed a single-layered reservoir of uniform transmissivity and storativity. In our present analysis, we have modeled the response of the two-reservoir system to reinjection, assuming a semi-realistic vertical distribution of materials, based on the report by Lyons and van de Kamp (1980). Different depths of production and reinjection, and the possible influence of an intervening layer of lower permeability between these two depths were incorporated into the model. Reinjection at different depths and at different flowrates was studied in order to analyze the thermohydrological responses of this two-layered reservoir system to a number of possible reinjection schemes.

BACKGROUND

Since August 1979, CFE has been reinjecting 50°C untreated brines into well M-9 at Cerro Prieto. The maximum injection rate was reported to have been approximately 80 t/h, or 20 kg/s, and the depth of injection was in an interval

between 721 m and 864 m. However, the monitoring of neighboring production wells, such as M-29, opened at about 1100 m depth, has not shown changes in the temperature, pressure, or enthalpy of the produced fluids that might be due to this injection.

The geology of this part of the field is shown in Figure 1, taken from the study by Lyons and van de Kamp (1980). The geological formations in this region suggest an upper aquifer (or reservoir) of approximately 400 m thickness, beginning at a depth of about 600 m. Below this is a thin layer of less permeable material, approximately 20 m thick, and a lower aquifer of 180 m average thickness. The values of the formation properties, adapted from an earlier study, are given in Table 1 (Tsang et al., 1981). In particular, the permeability of the intervening layer is 100 times smaller than the aquifer permeabilities, but still allows for fluid movement.

It should be pointed out that the lower aquifer or reservoir mentioned in this study corresponds to the α aquifer of Sánchez and de la Peña (1981) or Reservoir A of Prian (1981), the aquifer initially exploited at Cerro Prieto. The deeper β aquifer or Reservoir B of the same respective authors is not considered here. The upper reservoir of the present study is a colder aquifer located in the leaky caprock above the geothermal reservoirs.

In this study, we investigate the influence of different depths of reinjection and the importance of the intervening layer. Numerical modeling methods are used to evaluate the effect of both factors on the pressure and temperature response observable at the production wells.

METHODOLOGY

Two computer codes developed at LBL were employed to analyze the different cases studied. Program PT (for pressure-temperature; Bodvarsson, 1982) is an expanded and revised version of code CCC (Lippmann, et al., 1977) used in earlier Cerro Prieto reinjection studies. It models single-phase heat and mass transport in permeable media, employing the Integrated Finite Difference Method (IFDM) which permits the analysis of three-dimensional systems with complex geometry. It has been validated against analytic and semi-analytic solutions and a field experiment and has been applied extensively (Mangold et al.,

DISCLAIMER

This report was prepared as an account of work sponsored by an agency of the United States Government. Neither the United States Government nor any agency Thereof, nor any of their employees, makes any warranty, express or implied, or assumes any legal liability or responsibility for the accuracy, completeness, or usefulness of any information, apparatus, product, or process disclosed, or represents that its use would not infringe privately owned rights. Reference herein to any specific commercial product, process, or service by trade name, trademark, manufacturer, or otherwise does not necessarily constitute or imply its endorsement, recommendation, or favoring by the United States Government or any agency thereof. The views and opinions of authors expressed herein do not necessarily state or reflect those of the United States Government or any agency thereof.

DISCLAIMER

Portions of this document may be illegible in electronic image products. Images are produced from the best available original document.

1980). Program SHAFT79 (Pruess and Schroeder, 1980) is a two-phase code which also employs IFDM, and is capable of modeling heat and two-phase mass transport in three dimensions. It has been validated against experimental results and applied to the study of several geothermal development problems.

The various cases studied in the present work using these models are listed in Table 2. In all the cases it was assumed that the injected brine had a constant temperature of 165°C. The single-phase radial simulations were used to examine the basic effects of different depths of injection and of changes in permeability, including a case in which the intervening layer between the two reservoirs is assumed to be discontinuous. The single-phase, two-dimensional model was developed to attempt to more accurately represent spatial distribution of the geological formations. The two-phase, two-dimensional model kept the essential geometrical features of the system and added the effect of two-phase production up to August 1979 in order to study the effects of reinjection in a dynamic two-phase environment. The detailed results from these models are given in the following sections.

SINGLE-PHASE RADIAL MODEL

The initial temperature and pressure conditions used in this model were taken from downhole logs run in wells M-9 and M-29. These conditions as well as the thicknesses of the various layers assumed in the simplified radial multi-layer mesh are shown in Figure 2. The material properties for each layer are given in Table 1. A constant injection rate of 20 kg/s was assumed. In the single-phase calculations discussed in this and the next section, the principle of superposition approximately holds. Thus, the pressure-change effects due to injection can be calculated without regard to well production history.

The computed pressure-change distribution after one year of injecting fluid into the 700-800 m deep interval is shown in Figure 3. The vertical line in the lower aquifer just beyond the 200 m mark indicates the approximate location of the production interval of well M-29. Only a relatively small 4 psi pressure change has penetrated through the intervening layer to M-29. The pressure change is, however, quite sensitive to the thickness of the intervening layer; it would be much smaller if the thickness were 50 m instead of 20 m. The zone of thermal influence is calculated to be very restricted in extent, in this case extending only a few tens-of-meters horizontally and vertically from M-9.

Two further cases were studied using the same injection interval and flowrate for one year but without the intervening layer; thus, there was just one aquifer layer from 600 m to 1200 m depth. In the first case, the permeability was isotropic; in this situation a pressure increase of approximately 7 psi occurred at well M-29. In the second case, the vertical permeability was

one-tenth of the horizontal permeability; the pressure increase at M-29 was 5 psi. This indicates that even a relatively thin (20 m) intervening layer of lower permeability or an overall anisotropy can reduce the transmission of pressure due to reinjection, especially if there is a considerable difference in elevation between the injection and production intervals.

Additional cases were studied assuming an injection interval just above the intervening layer. This injection did cause the pressure to increase substantially in the intervening layer below the injection well. However, the change at M-29, more than 200 m away, was less than 5 psi. A further run was made with a break in the intervening layer between 115 m and 165 m away from injection well M-9. The results are shown in Figure 4, where it is apparent that the pressure is transmitted through the break resulting in a pressure increase of more than 6 psi at M-29. This illustrates the importance of establishing the continuity of the layers in the area for reinjection planning. It also shows how numerical modeling can provide the necessary flexibility to investigate a range of possibilities to better understand the implications of given reinjection alternatives.

Further computer runs were made to simulate injection directly into the lower reservoir. The results for pressure change are shown in Figure 5. There is a substantial increase of pressure, 13 psi, at well M-29. However, the temperature front has only moved about one-third of the distance from M-9 toward M-29, as displayed in Figure 6. Furthermore, the colder, denser injected fluid is beginning to move downward into the leaky lower confining layer below the injection zone. This suggests that even injection in the lower reservoir at this flowrate could help maintain reservoir pressure without a cold-water breakthrough at the production zone. A similar case was studied assuming anisotropic permeability; again, the vertical permeability was one-tenth of the horizontal value. The pressure increase at M-29 was 17 psi in this situation, due to the relative increase in horizontal permeability; but the temperature front advanced radially only slightly farther than in the previous case. The density of the colder injected brines caused them to move downwards as before, but to a lesser extent, because of the reduced vertical permeability.

SINGLE-PHASE TWO-DIMENSIONAL MODEL

A vertical two-dimensional (2-D) model was constructed to be able to represent more accurately the geology of the reinjection region. The geometry used for the mesh is illustrated in Figure 7, which also displays the pressure changes after one year due to injection in the upper reservoir. The mesh elements are quite large; the smallest are 50 by 50 m. However, several features of the geology are introduced which were neglected in the simplified radial model. The variation in thickness and depth is apparent for the caprock, intervening layer (now 50 m thick) and bedrock. Also, a new permeable

zone is added between 250 and 500 m depth. The effects of reinjection on this zone will not be discussed below because they were negligible in the cases studied. This model fits quite closely the geological cross section for the western edge of the production area, as given by Lyons and van de Kamp (Figure 1).

An interesting problem associated with a two-dimensional model is the determination of the injection rate that will correspond to the rate of a radial model. Four possible flow rate criteria were considered: (1) full radial flow rate, (2) matching the fluid velocity at a given point, (3) matching the fluid front at a given time, or (4) matching the thermal front at a given time. The first criterion was rejected as being unrealistically large for the 2-D simulation. For the second case, a run was made matching fluid velocity at a point halfway between wells M-9 and M-29, but this resulted in too low a flowrate. The third and the fourth criteria gave similar results. We have chosen the third criterion for the single-phase 2-D model by matching the distance traveled by the hydrodynamic front for the radial and 2-D cases at the time of interest (one year). A further study of the physical implications of these different criteria will be undertaken in future work.

The permeability was assumed anisotropic in this model (vertical one-tenth of the horizontal). The results of injecting into the upper reservoir are shown in Figure 7 where several interesting features are displayed. Again, the pressure increase is confined to the upper reservoir and the intervening layer; the influence of the "corners" of the upper confining layer and intervening layer is also apparent. The overall increase of the pressure changes is due to the switch from a radial to a two-dimensional model.

Although this set of calculations represented more realistically the geological peculiarities of the reinjection region than the radial model, it was inherently limited because it only described single-phase phenomena. To gain more insight into the effects of actual reinjection at Cerro Prieto and to incorporate more realistic behavior such as the high compressibility of two-phase regions, a two-phase model was analyzed as described in the following section.

TWO-PHASE, TWO-DIMENSIONAL MODEL

A refined mesh was designed for the two-phase 2-D model as shown in Figure 8. In the injection region, the elements were as small as 10 m by 20 m to be able to study the movements of both liquid and vapor in careful detail. Also, the mesh was extended to represent a vertical section through the entire Cerro Prieto field and its surrounding environment, from the fault region 1.5 km west of M-9 (treated as a closed boundary) through the approximately 1.5 km wide production area of Cerro Prieto I, to a recharge boundary 1.75 km east of the production region. Isotropic permeability and constant rock compressibility were assumed for simplicity. The initial

vertical temperature and pressure distributions suitable for a two-phase, steam-water system and the model used in these calculations are shown in Figure 9. It was assumed that single-phase conditions existed initially throughout the model before starting reservoir exploitation.

In the case of a two-phase simulation, the principle of superposition may not hold. Thus, in this set of calculations, we simulated the production period before injection was initiated. The cumulative mass produced at Cerro Prieto from 1973 to 1979 was approximately 126.8×10^9 kg, or an average mass production rate of about 670 kg/s. In our calculations we used 10 percent of the full rate corresponding to the model having one-tenth of the actual field volume. Therefore, during this six-year period a constant production rate of 67 kg/s was distributed uniformly over the lower reservoir in the production zone northeast of the model. This was done in order to simulate, in an average sense, the effects of production preceding reinjection. The computed drawdowns compare favorably to those given by Bermejo et al. (1979, Figure 7). The results obtained were then used as the initial conditions for the following one year reinjection simulations. The total pressure change, steam saturation, and temperature change at the end of one further (seventh) year of production with no reinjection are shown as a reference case in Figures 10, 11 and 12.

It is clear from Figure 10 that the intervening layer affects the pressure distribution within the system, restricting the largest pressure changes to the lower (produced) reservoir. Also, the steam saturation curves of Figure 11 display a distinct response to the peculiar geometry of the intervening layer. The low density steam collects in the "corner" of the lower reservoir where the intervening layer rises in elevation. While the intervening layer with its lower permeability tends to restrict the vertical flow, it is apparent that the steam saturation is also increasing in the upper reservoir, just above the higher elevation part of the intervening layer. This phenomenon probably can be ascribed to the dynamics of the two-phase production region. The drawdown in the production zone causes boiling to take place and a two-phase region to be formed within the production zone and in the nearby portions of the lower reservoir, such as the region between wells M-29 and M-9. Above the production zone, there is colder water recharge from the upper reservoir moving down through the intervening layer into the upper portion of the lower reservoir. This downward flow of cooler water inhibits the upward movement of steam to the upper reservoir above the production zone. However, away from the production zone in the upper part of the lower reservoir, in an area such as the corner of the intervening layer, steam tends to collect and rise through the intervening layer into the upper reservoir. The temperature contours shown in Figure 12 show the temperature decrease due to seven years of production in the production zone northeast of M-29.

As discussed in a previous section, in order to calculate the influence of reinjection into

M-9 on the production region near M-29, an appropriate 2-D flow rate had to be specified. Two flow-rate values, 2 kg/s and 20 kg/s, were used to represent two limiting cases of the lateral extent of the injection influence. The rates correspond to about 3 and 30 percent reinjection of the fluids produced from the 2-D model, respectively.

After one year of injection at the low flow rate (2 kg/s) in the upper reservoir, corresponding to the depth of the actual reinjection test by CFE, the computed pressure changes were as displayed in Figure 13. This figure is to be compared with the reference results shown in Figure 10. The pressure has increased substantially in the upper reservoir due to injection, even in the region overlying the production zone; but the effect is relatively small in the lower reservoir because the high compressibility of the two-phase zone there acts as a buffer, absorbing the changes in pressure. It is perhaps not surprising that no change in observed production characteristics was noticed at well M-29 after one year of injection. A two-phase zone is expected to be present around this well because local boiling occurs near most production wells at Cerro Prieto (Grant et al., 1981).

The results for the higher injection rate (20 kg/s) into the upper reservoir are basically similar, with somewhat greater increase in the upper reservoir pressure. For both flow rates, the 0.1 steam saturation contour above the intervening layer, which is apparent in Figure 11, has moved down into the intervening layer. Even before the colder water completely fills the region below the injection interval of M-9, the downward flow of cooler injected water has inhibited the upward flow of mobile steam from the lower reservoir.

For the case of injection into the lower reservoir, the results are dramatically different. The distribution of pressure changes, shown in Figure 14, confirms that, in a two-phase zone such as the one in the lower reservoir, the more compressible fluid absorbs the pressure changes resulting from injection. The upper aquifer was little affected by the injection below the intervening layer.

The steam saturation distribution after one year of low rate injection into the lower reservoir is displayed in Figure 15. Steam continues to collect in the upper region of the lower reservoir despite the colder water injected at that elevation. The two-phase zone in the upper reservoir, just above the injection interval, appears relatively unaffected and continues to spread. One reason for this saturation distribution is the flow of water and steam between M-9 and M-29. In the lower region of the lower reservoir, liquid water is flowing strongly toward well M-29, in response to the pressure gradient. In the upper part of this reservoir, the flow of steam toward the production region causes further boiling to take place in the corner of the lower reservoir and within the intervening layer. The colder and denser injected water tends to move downward, following the pressure gradient; this boiling

process can continue even during injection. Even in the case of the high rate of injection, the same basic process occurs, as shown in Figure 16. The intervening layer, therefore, has an important influence on the dynamics of the spreading of the two-phase zone and the movement of the injected water.

The temperature changes for the low flow rate case shown in Figure 17, when compared with the no-injection results shown in Figure 12, also confirm the limited extent of the cooling taking place during the injection process. The cooling due to boiling, which results from production, is much more extensive. Eventually, some of the colder, denser injected water will tend to sink into the bedrock, and the remainder will be heated as it flows between the injection and production wells.

SUMMARY AND CONCLUSIONS

A reinjection test at Cerro Prieto, simulating the test being carried out by CFE, has been modelled by using single-phase and two-phase systems. The results show that it is reasonable not to expect a significant change in production characteristics at well M-29 due to injection at M-9 over a time period of one year. Two factors play an important part in this conclusion: (a) the injection and production zones are separated by a thin, low-permeability layer, and (b) the high compressibility of a two-phase zone reducing pressure propagation. Several alternative schemes have been studied and their results presented. Effects of geological discontinuities and anisotropy have also been studied. The different response of single-phase and two-phase reservoirs have also been illustrated.

The present series of studies, which is intended to be a consideration of alternative approaches to reinjection for the Cerro Prieto field, has the goal of designing an optimal reinjection scheme. In the course of this work, research has been done to better evaluate the implications of reinjection in a multilayer reservoir system. This has provided valuable insights into the thermohydrologic behavior of geothermal systems under reinjection and the planning of practical reinjection strategies for application to actual fields.

ACKNOWLEDGEMENTS

We would like to acknowledge discussion with and assistance from Dr. G.S. Bodvarsson and Dr. K. Pruess of Lawrence Berkeley Laboratory. We also thank our colleagues of the Comisión Federal de Electricidad for providing some of the data used in this study. This work was supported by the Assistant Secretary of Conservation and Renewable Energy, Office of Renewable Technology, Division of Geothermal and Hydropower Technologies, of the U.S. Department of Energy under Contract No. DE-AC03-76SF00098.

REFERENCES

- Bermejo M., F. J., Navarro O., F.X., Castillo B., F., Esquer, C.A. and Cortez A., C., 1979, "Variación de Presión en el Yacimiento de Cerro Prieto Durante su Explotación," in Proceedings Second Symposium on the Cerro Prieto Geothermal Field, October 17-19, Mexicali, Baja California, México, Comisión Federal de Electricidad, pp. 473-493.
- Bodvarsson, G. S., 1982, Mathematical Modeling of the Behavior of Geothermal Systems under exploitation. Lawrence Berkeley Laboratory Report LBL-13937.
- Grant, M. A., Truesdell, A. H. and Mañón M., A., 1981, Production Induced Boiling and Cold Water Entry in the Cerro Prieto Geothermal Reservoir Indicated by Chemical and Physical Measurements. (This volume)
- Lippmann, M. J., Tsang, C. F. and Witherspoon, P. A., 1977, Analysis of the Response of Geothermal Reservoirs under Injection and Production Procedures. Dallas, Society of Petroleum Engineers, SPE-6537.
- Lyons, D. J. and van de Kamp, P. C., 1980, Subsurface Geological and Geophysical Study of the Cerro Prieto Geothermal Field, Baja California, Mexico, Lawrence Berkeley Laboratory Report LBL-10540.
- Mangold, D. C., Lippmann, M. J. and Bodvarsson, G. S., 1980, Computer Program CCC User's Manual, Version II, Lawrence Berkeley Laboratory Report LBL-10909.
- Sánchez R., J., and de la Peña L., A., 1981, "Geohidrología del Acuífero Geotérmico de Cerro Prieto," (This volume).
- Pruess, K. and Schroeder, R.C., 1980, SHAFT79, User's Manual, Lawrence Berkeley Laboratory Report LBL-10861.
- Prian C., R., 1981. "Velocidad de Perforación de la Secuencia Estratigráfica del Área de Cerro Prieto" (This volume).
- Tsang, C. F., Mangold, D. C. and Lippmann, M. J., 1981, "Simulation of Reinjection at Cerro Prieto Using an Idealized Two-Reservoir Model," Geothermics, v. 10, N° 3/4, pp. 195-206.

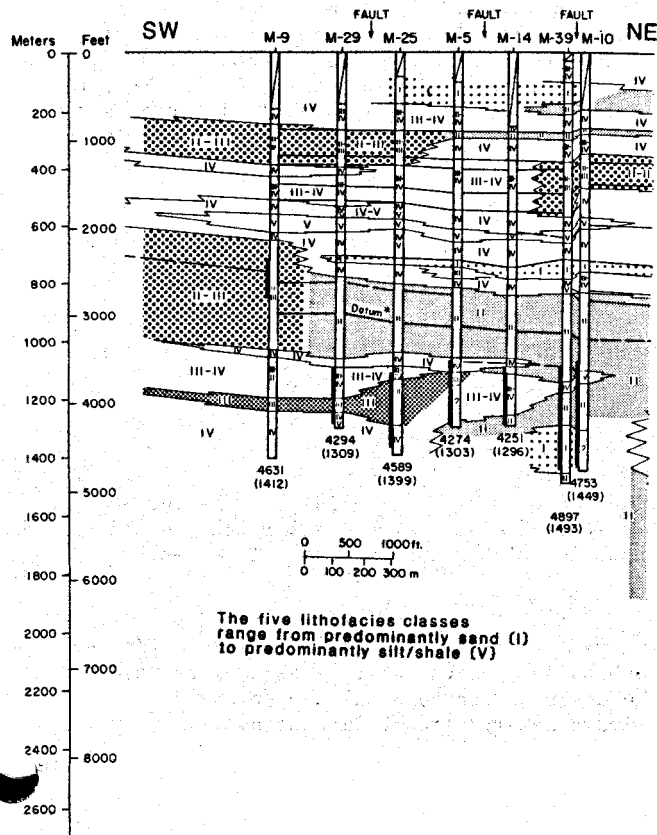


Figure 1. Geologic cross-section of the portion of the Cerro Prieto field being studied (from Lyons and van de Kamp, 1980).

Figura 1. Corte transversal geológico de la parte del campo de Cerro Prieto bajo estudio. (de Lyons y van de Kamp, 1980).

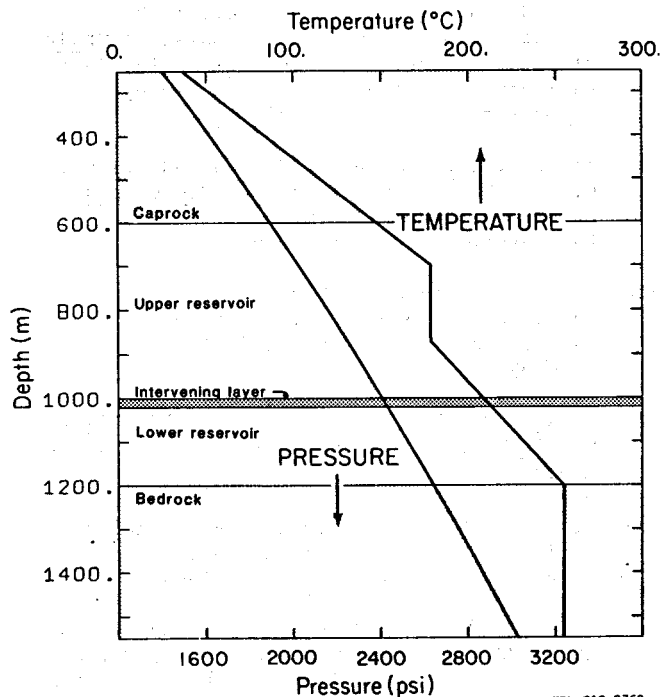


Figure 2. Initial temperature and pressure distributions for the one-phase radial calculations.

Figura 2. Distribución inicial de temperatura y presión para los cálculos radiales con una sola fase.

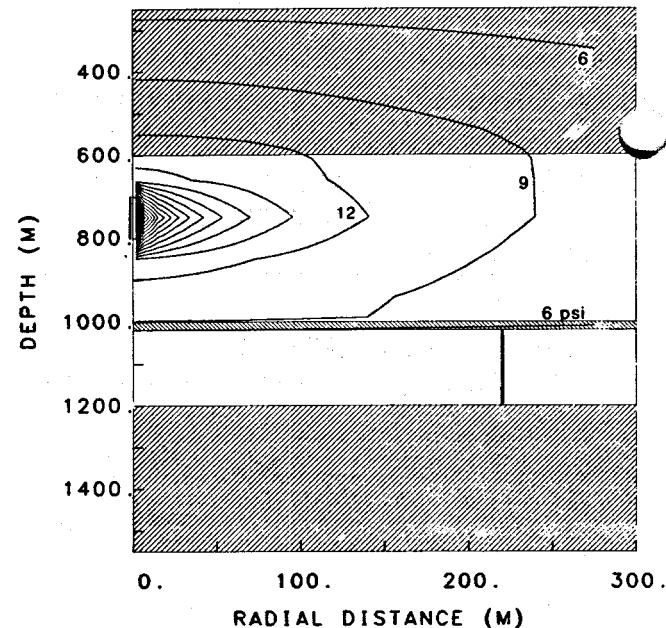
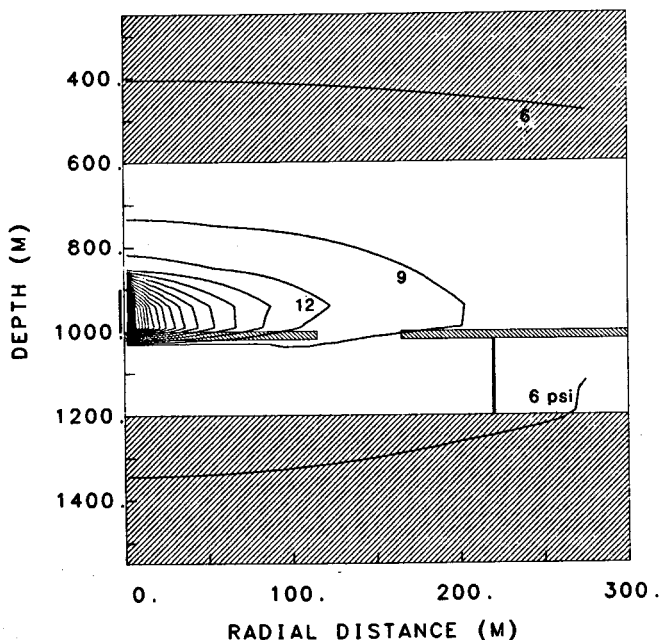
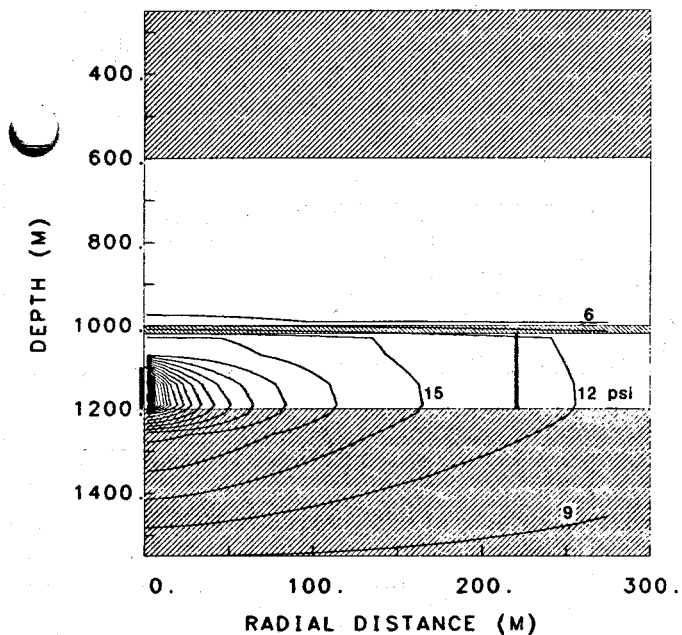


Figure 3. One-phase radial calculation - Pressure changes (in psi) after one year of injection. The vertical bar extending from a depth of 700 to 800 meters shows the depth of the injection interval in well M-9; the vertical bar in the lower reservoir at $r = 220$ m shows the approximate location of the production interval of well M-29.

Figura 3. Cálculo radial con una sola fase -- Cambios de presión (en psi) después de un año de inyección. La barra vertical entre 700 y 800 m de profundidad muestra la profundidad del intervalo de inyección en el pozo M-9; la barra vertical en el yacimiento inferior a $r = 220$ m indica la localización aproximada del intervalo de producción en el pozo M-29.

Figure 4. One-phase radial calculation - Pressure changes (in psi) after one year of injection with a discontinuous intervening layer.

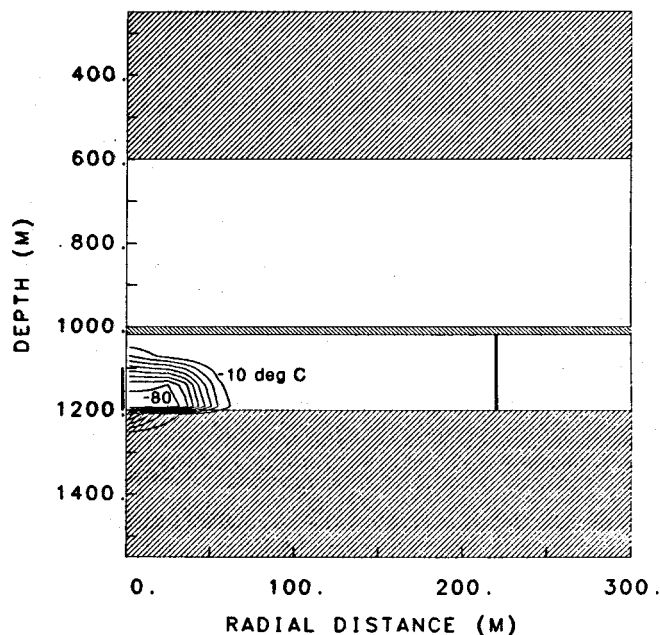
Figura 4. Cálculo radial con una sola fase -- Cambios de presión (en psi) después de un año de inyección para el caso en que el estrato interpuesto es discontinuo.



XBL 824-2129

Figure 5. One-phase radial calculation - Pressure changes (in psi) after one year of injection into the lower reservoir.

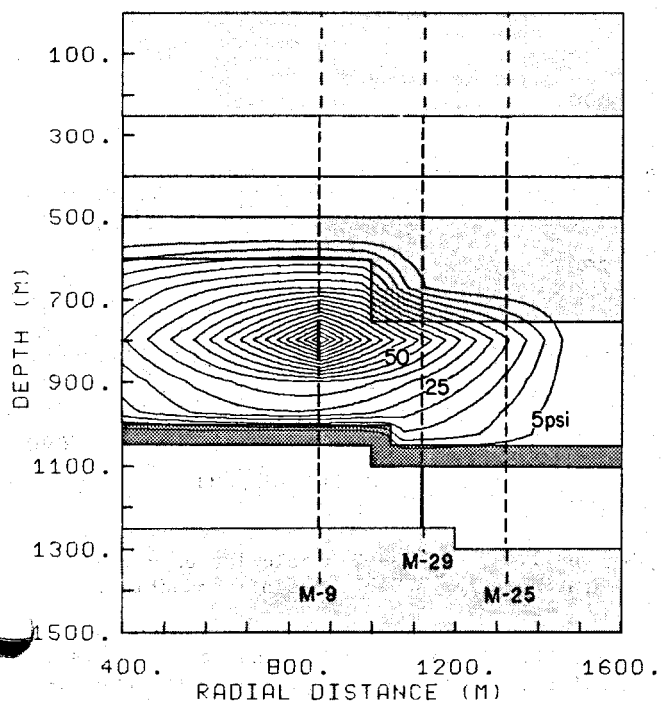
Figura 5. Cálculo radial con una sola fase -- Cambios de presión (en psi) después de un año de inyectar en el yacimiento inferior.



XBL 824-2130

Figure 6. One-phase radial calculation - Temperature changes (in °C) after one year of injection into the lower reservoir.

Figura 6. Cálculo radial con una sola fase -- Cambios de temperatura (en °C) después de un año de inyectar en el yacimiento inferior.



XBL 813-2781

Figure 7. One-phase 2-D calculation - Pressure changes (in psi) after one year of injection.

Figura 7. Cálculo bidimensional con una sola fase -- Cambios de presión (en °C) después de un año de inyección.

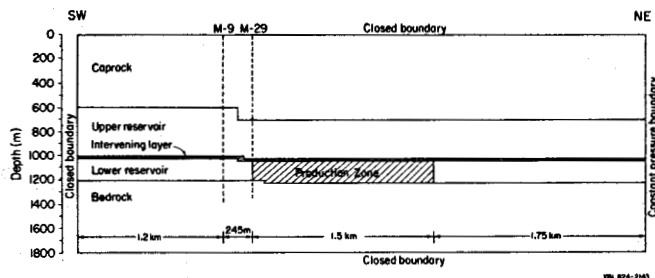


Figure 8. Vertical section of the model used for the two-phase 2-D calculation.

Figura 8. Sección vertical del modelo utilizado en los cálculos bidimensionales con dos fases.

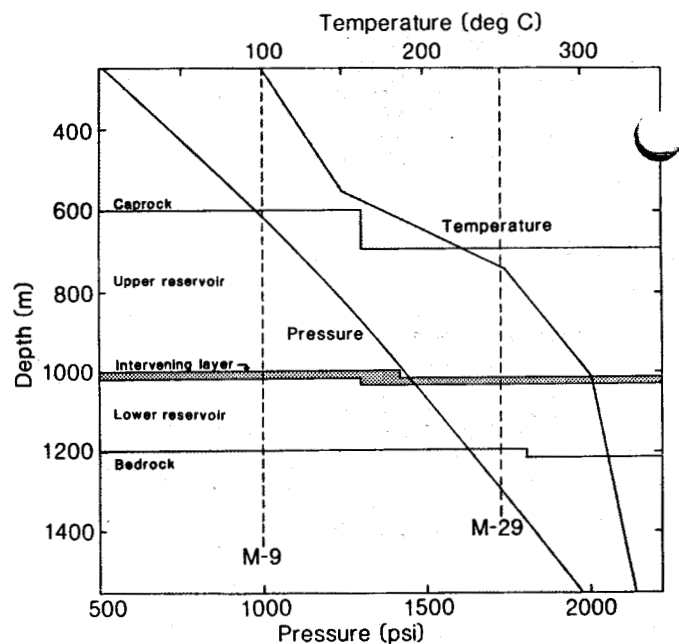


Figure 9. Initial temperature and pressure distributions for the two-phase 2-D calculations; the initial steam saturation is zero everywhere.

Figura 9. Distribución inicial de temperatura y presión para los cálculos bidimensionales con dos fases; en todo el modelo la saturación de vapor inicial es cero.

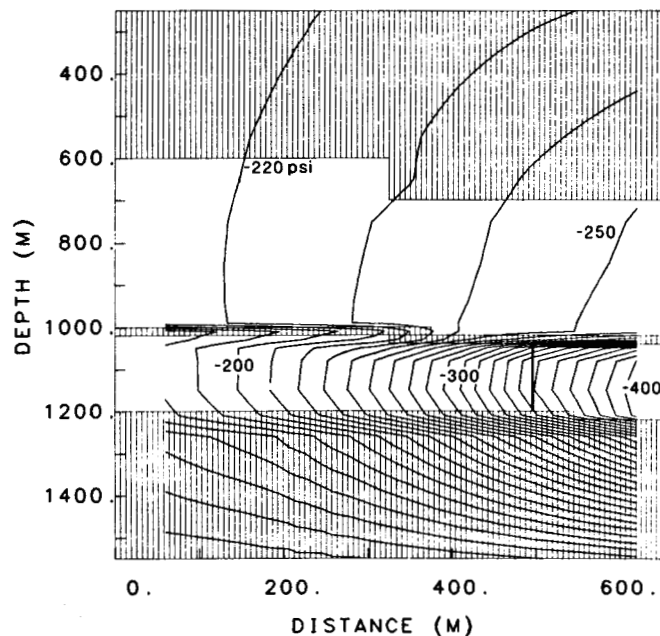


Figure 10. Two-phase 2-D calculation - Pressure changes (in psi) after seven years of production from the lower reservoir to the right of well M-29.

Figura 10. Cálculo bidimensional con dos fases. -- Cambios de presión (en psi) después de siete años de producir del yacimiento inferior, a la derecha del pozo M-29.

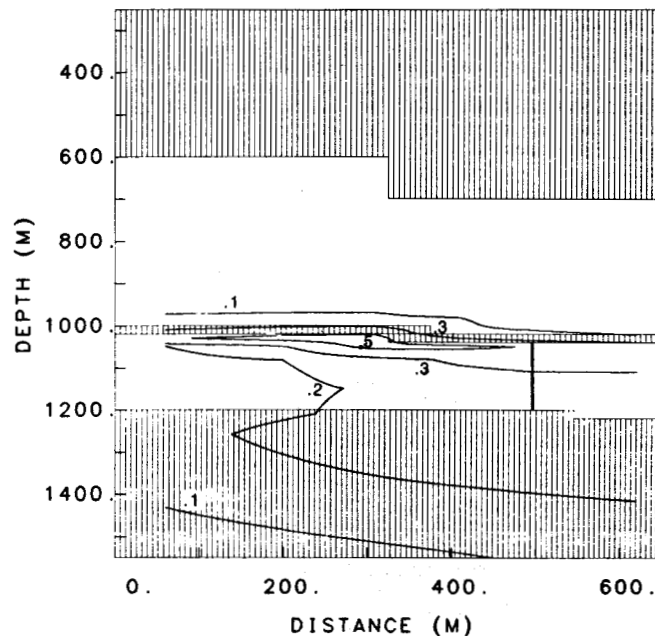
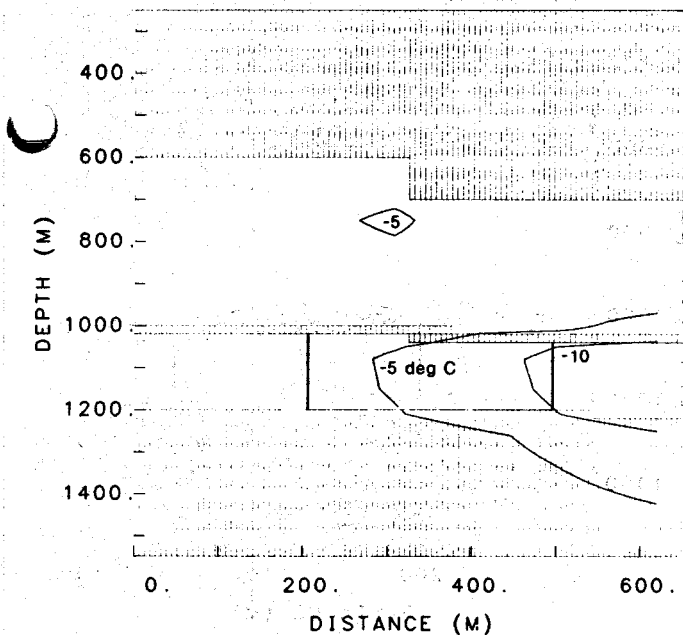


Figure 11. Two-phase 2-D calculation - Steam saturation after seven years of production.

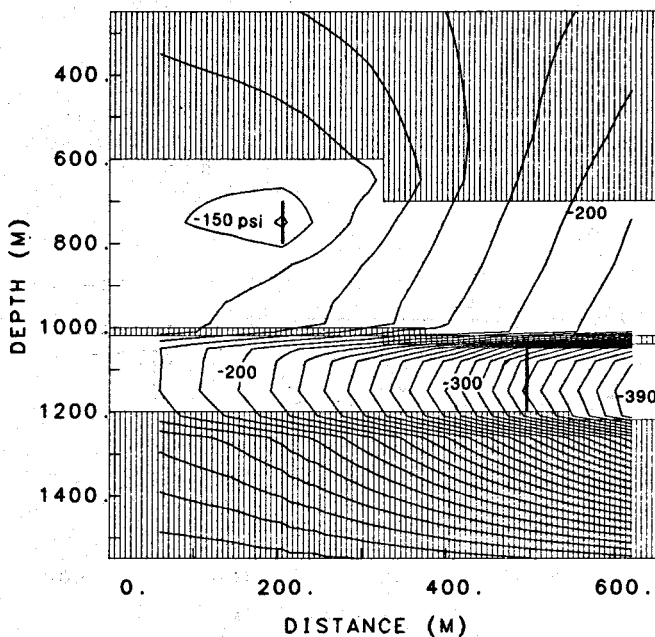
Figura 11. Cálculo bidimensional con dos fases. -- Saturación de vapor después de siete años de producción.



XBL 824-2198

Figure 12. Two-phase 2-D calculation - Temperature changes (in °C) after seven years of production.

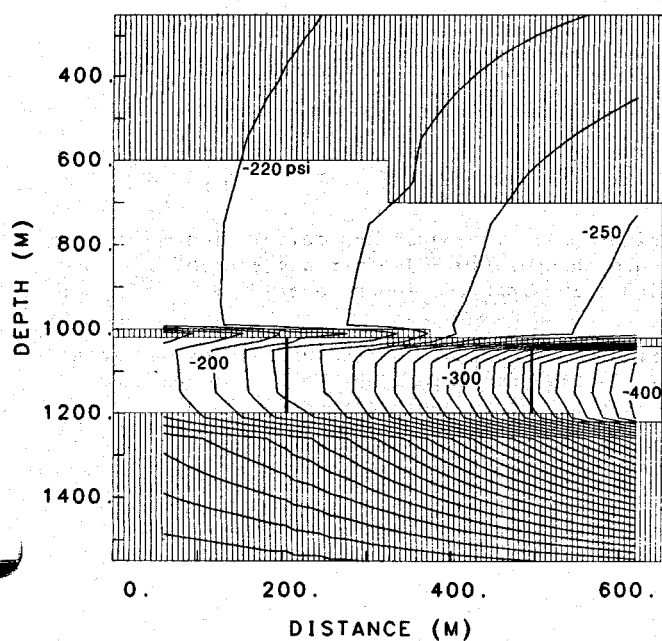
Figura 12. Cálculo bidimensional con dos fases. -- Cambios de temperatura (en °C) después de siete años de producción.



XBL 824-2134

Figure 13. Two-phase 2-D calculation - Pressure changes (in psi) after one year of low rate injection into the upper reservoir through well M-9 concurrent with continued production from the lower reservoir.

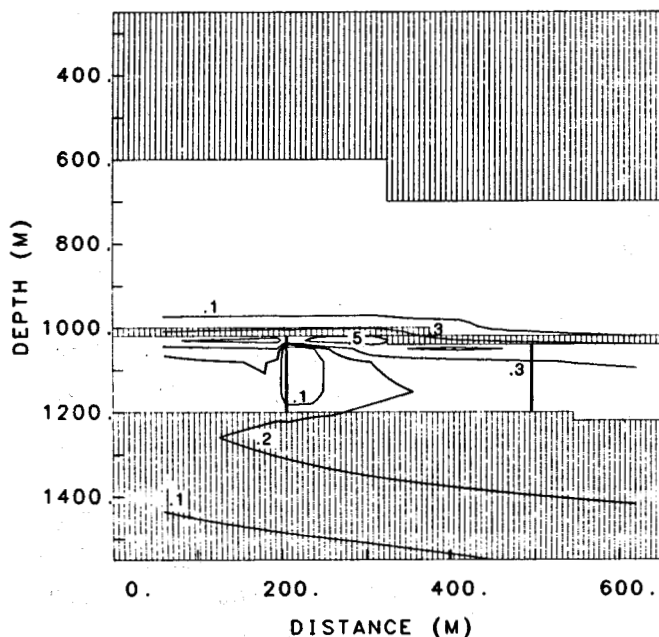
Figura 13. Cálculo bidimensional con dos fases. -- Cambios de presión (en psi) después de inyectar a bajo gasto por un año en el yacimiento superior utilizando el pozo M-9. En este caso continuó simultáneamente la producción desde el yacimiento inferior.



XBL 824-2135

Figure 14. Two-phase 2-D calculation - Pressure changes (in psi) after one year of low rate injection into the lower reservoir through well M-9.

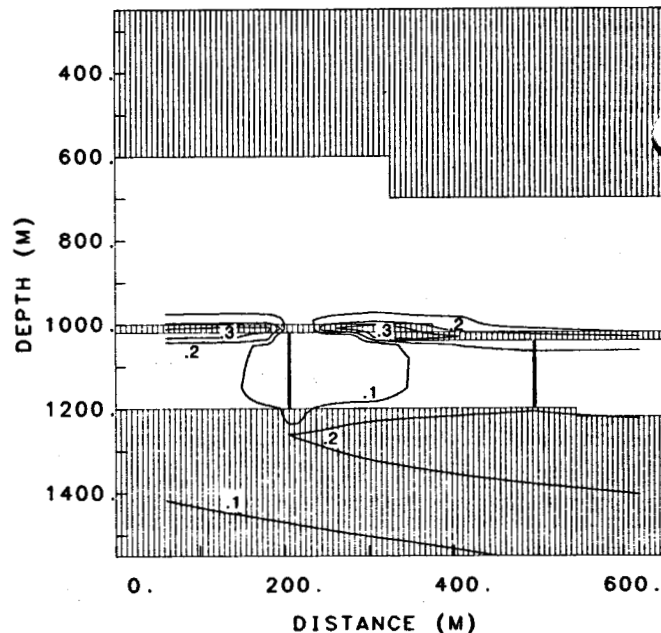
Figura 14. Cálculo bidimensional con dos fases. -- Cambios de presión (en psi) después de inyectar a bajo gasto por un año en el yacimiento inferior utilizando el pozo M-9.



XBL 824-2136

Figure 15. Two-phase 2-D calculation - Steam saturation after one year of low rate injection into the lower reservoir.

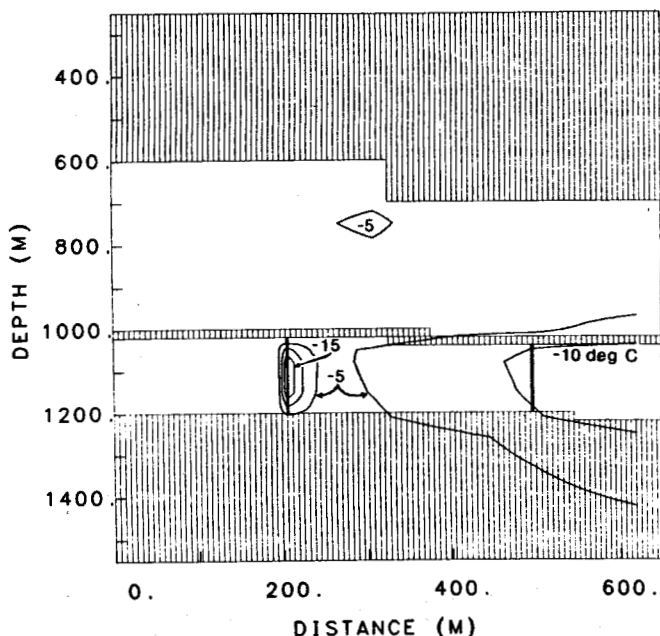
Figura 15. Cálculo bidimensional con dos fases. -- Saturación de vapor después de inyectar a bajo gasto por un año en el yacimiento inferior.



XBL 824-2137

Figure 16. Two-phase 2-D calculation - Steam saturation after one year of high rate injection into the lower reservoir.

Figura 16. Cálculo bidimensional con dos fases. -- Saturación de vapor después de inyectar por un año a alto gasto en el yacimiento inferior.



XBL 824-2138

Figure 17. Two-phase 2-D calculation - Temperature changes (in °C) after one year of low rate injection into the lower reservoir.

Figura 17. Cálculo bidimensional con dos fases. -- Cambios de temperatura (en °C) después de inyectar a bajo gasto por un año en el yacimiento inferior.

Table 1. Material properties used in the simulations.

Tabla 1. Propiedades de los materiales utilizados en las simulaciones.

	Permeability	Compressibility	Porosity
Upper Reservoir	50 md	$2 \times 10^{-10} \text{ Pa}^{-1}$	0.18
Lower Reservoir	50 md	$2 \times 10^{-10} \text{ Pa}^{-1}$	0.22
Intervening layer	0.5 md	$5 \times 10^{-10} \text{ Pa}^{-1}$	0.4
Upper and lower confining layers	5 md	$5 \times 10^{-10} \text{ Pa}^{-1}$	0.4

Table 2. Summary of numerical simulations (All simulations for one year except two-phase production).

Tabla 2. Resumen de las simulaciones numéricas. (Todas las simulaciones son por un año excepto para el caso de producción de dos fases).

Basic Model	Depth of Injection Interval	Permeability	2-D Flowrate Determination
Single-Phase Radial	700-800 m (upper reservoir)	isotropic no intervening layer, isotropic no intervening layer, anisotropic	
	900-1000 m (upper reservoir)	isotropic discontinuous intervening layer, isotropic	
	1100-1200 m (lower reservoir)	isotropic anisotropic	
Single-Phase 2-D	700-850 m (upper reservoir)	anisotropic	
	1100-1200 m (lower reservoir)	anisotropic	Match radial and 2-D fluid fronts after one year of injection
Two-Phase 2-D	production: 6 years to match actual C.P. production and one addi- tional year as a reference case	isotropic	Use 10% field flowrate because model has 10% of field volume
	700-800 m (upper reservoir)	isotropic	a) 2 kg/s b) 20 kg/s
	1020-1200 m (lower reservoir)	isotropic	a) 2 kg/s b) 20 kg/s

LAS PRUEBAS DE REINYECCION EN CERRO PRIETO: ESTUDIOS DE UN SISTEMA DE ESTRATOS MULTIPLES

INTRODUCCION

En agosto de 1979 se inició una prueba de reinyección a largo plazo en el campo geotérmico de Cerro Prieto. Después de más de un año de inyectar fluidos en el pozo M-9, localizado en la margen oeste del campo, no se detectaron cambios significativos en las características de producción del pozo productor M-29. El motivo inicial del presente estudio fue el tratar de calcular la respuesta a esperarse en la presión y temperatura de dicho pozo productor.

La eliminación de las salmueras geotérmicas separadas y del condensado es uno de los propósitos de reinyectar estos fluidos residuales. Sin embargo, las principales ventajas de la reinyección son la sustentación de las presiones del yacimiento y el aumento de la extracción de calor de las rocas del mismo, prolongando así la vida comercial del campo geotérmico. De cualquier manera, la reinyección debe ser planificada para que se evite un arribo prematuro de un frente frío a los pozos productores. Por lo tanto, los parámetros elegidos en el diseño de la operación de reinyección, tales como localización del pozo, profundidad y gasto de inyección, deberían ajustarse a las características de las formaciones geológicas del campo.

Se supuso que el campo geotérmico de Cerro Prieto es un sistema estratificado con dos yacimientos distintos, uno arriba del otro, con diferentes propiedades hidráulicas. La mayoría de los estudios que se han publicado hasta el momento sobre los efectos hidrodinámicos y térmicos de reinyección en campos geotérmicos han supuesto yacimientos formados de un solo estrato con trasmisividad y almacenabilidad uniforme. En este análisis hemos modelado la respuesta a la reinyección de un sistema de dos yacimientos asumiendo una distribución vertical simplificada de los materiales basada en el informe de Lyons y van de Kamp (1980). Diferentes profundidades de producción y reinyección se incorporaron dentro del modelo, así como la posible influencia de un estrato de menor permeabilidad interpuesto entre estas dos profundidades. Se estudió la reinyección a diferentes profundidades y a distintos gastos con el fin de analizar las respuestas termohidrológicas de este sistema de dos yacimientos estratificados para varios programas posibles de reinyección.

ANTECEDENTES

Desde agosto de 1979 CFE ha reinyectado salmueras no tratadas en el pozo M-9 de Cerro Prieto, con una temperatura de 165°C. Se informó que el máximo gasto de inyección ha sido de 80t/h, o 20 kg/s, y que la inyección se realizó en el intervalo entre 721 y 864 m de profundidad. Sin embargo, el monitoreo de pozos

de producción vecinos, tal como el M-29 abierto a unos 1100 m de profundidad, no ha mostrado cambios en la temperatura, presión o entalpía de los fluidos producidos debidos a dicha reinyección.

La geología de esta parte del campo, tomada del estudio de Lyons y van de Kamp (1980), se muestra en la Figura 1. En esta región las formaciones geológicas sugieren la presencia de un acuífero (o yacimiento) superior de unos 400 m de espesor, comenzando a alrededor de 600 m de profundidad. Debajo se encuentra un estrato delgado de material menos permeable de unos 20 m de espesor, y un acuífero inferior con un espesor medio de 180 m. Las propiedades de las formaciones, modificadas de un estudio previo (Tsang et al., 1981) están dadas en la Tabla 1. En particular, la permeabilidad del estrato interpuesto es 100 veces menor que la permeabilidad de los acuíferos; no obstante éste permite el movimiento de fluidos.

Hay que señalar que el acuífero o yacimiento inferior mencionado en este estudio corresponde al acuífero α de Sánchez y de la Peña (1981) o yacimiento A de Prian (1981), el cual fue el primero en explotarse en Cerro Prieto. Aquí no se considerará el acuífero β o yacimiento B, más profundo, de los mismos autores. El yacimiento superior mencionado en este estudio es un acuífero más frío situado en la roca sello semipermeable que se encuentra por encima de los yacimientos geotérmicos.

En este estudio hemos analizado la influencia de la reinyección a diferentes profundidades y la importancia del estrato interpuesto. Se utilizan métodos de modelado numérico para evaluar el efecto de ambos factores sobre la respuesta observable de presión y temperatura en los pozos productores.

METODOLOGIA

Dos programas de cómputo desarrollados en LBL se utilizaron para analizar los diferentes casos estudiados. El programa PT (significando presión-temperatura; Bodvarsson, 1982) es una versión ampliada y revisada del programa CCC (Lippmann et al., 1977) utilizado en previos estudios de reinyección en Cerro Prieto. Este programa modela la transferencia de calor y masa de una sola fase en medios permeables, utilizando el Método Integrado de Diferencias Finitas (IFDM) el que permite analizar sistemas tridimensionales de geometría compleja. Este programa ha sido validado con soluciones analíticas y semi-analíticas y con un experimento de campo, y ha sido ampliamente aplicado (Mangold et al., 1980). El programa SHAFT79 (Pruess y Schroeder, 1980), para dos fases, también utiliza el IFDM y puede modelar el transporte de calor y masa de dos fases en tres dimensiones. Ha sido validado con resultados experimentales y aplicado al estudio de varios problemas de desarrollo geotérmico.

Los diferentes casos estudiados en este trabajo utilizando estos modelos están detallados en la Tabla 2. En todos los casos se asumió que la salmuera inyectada tenía una temperatura constante de 165°C. Las simulaciones de simetría radial de una sola fase fueron usadas para examinar los efectos fundamentales de reinyección a diferentes profundidades y relacionados con cambios en permeabilidad, incluyendo un caso en el cual se asume que el estrato interpuesto entre los dos yacimientos es discontinuo. El modelo bidimensional de dos fases se desarrolló para tratar de describir con mayor precisión la distribución espacial de las formaciones geológicas. El modelo bidimensional de dos fases mantiene las características geométricas esenciales del sistema, y agrega el efecto de producción de dos fases hasta agosto de 1979, a fin de estudiar los efectos de la reinyección en un ambiente dinámico de dos fases. Los resultados detallados de estos modelos se dan a continuación.

MODELO RADIAL DE UNA SOLA FASE

Las condiciones iniciales de temperatura y presión utilizadas en este modelo fueron tomadas de registros obtenidos en los pozos M-9 y M-29. En la Figura 2 se muestran tanto estas condiciones como los espesores de los diferentes estratos considerados en la malla radial simplificada de múltiples estratos. Las propiedades materiales de cada estrato están dadas en la Tabla 1. Se asumió un gasto constante de inyección de 20 kg/s. En los cálculos de una sola fase discutidos en ésta y en la próxima sección el principio de superposición es aproximadamente válido. Por lo tanto pueden calcularse los efectos de cambios de presión debidos a la inyección sin considerar la historia previa de producción del pozo.

En la Figura 3 se muestra la distribución calculada de los cambios de presión después de un año de inyectar fluidos en el intervalo entre 700 y 800 m de profundidad. La línea vertical en el acuífero inferior, un poco más allá de la marca de 200 m, indica la localización aproximada del intervalo de producción en el pozo M-29. Solo un cambio de presión relativamente pequeño cambio de presión de 4 psi ha llegado al M-29 a través del estrato interpuesto. Sin embargo, el cambio de presión es bastante sensible al espesor del estrato interpuesto; el cambio de presión sería mucho más pequeño si el espesor fuera 50 m en vez de 20 m. Se calculó que la zona de influencia térmica es muy restringida; en este caso se extiende horizontal y verticalmente a una pocas decenas de metros del M-9.

Se estudiaron dos casos adicionales usando el mismo intervalo y gasto de inyección por un año pero eliminando el estrato interpuesto, tal que sólo hubo una capa acuífera entre 600 y 1200 m de profundidad. En el primer caso la permeabilidad fue isotrópica; en esta situación se observó un aumento de aproximadamente 7 psi en el pozo M-29. En el segundo caso la permeabilidad vertical fue diez veces menor que la horizontal; en el M-29 el aumento de presión fue de 5 psi. Esto indica que tanto un estrato interpuesto relativamente delgado

(20 m) de baja permeabilidad como una anisotropía general pueden reducir la transmisión de presión resultante de la reinyección, especialmente si existe una diferencia considerable de elevación entre los intervalos de inyección y producción.

Se estudiaron otros casos suponiendo un intervalo de inyección justo por encima del estrato interpuesto. Esta inyección causó un aumento considerable de presión en el estrato interpuesto debajo del pozo inyector. Sin embargo el cambio en el M-29, a más de 200 m de distancia, no alcanzó 5 psi. Se estudió otro caso en el cual el estrato interpuesto presentaba una abertura entre 115 y 165 m de distancia del pozo inyector M-9. Los resultados están dados en la Figura 4; es aparente que la presión fue transmitida a través de la abertura produciendo un aumento de presión de más de 6 psi en el M-29. Esto ilustra la importancia de establecer la continuidad de los estratos en el área cuando se planifica la reinyección. Esto también demuestra como el modelado numérico puede proporcionar la flexibilidad necesaria para estudiar una serie de posibilidades, permitiendo entender mejor las implicaciones de ciertas alternativas de reinyección.

Se realizaron otros cálculos con la computadora para simular la inyección directa al yacimiento inferior. En la Figura 5 se muestran los cambios de presión calculados. Se observa un aumento sustancial de presión de 13 psi en el pozo M-29. Sin embargo, el frente térmico sólo se ha desplazado un tercio de la distancia entre los pozos M-9 y M-29, como se muestra en la Figura 6. Más aun, el fluido inyectado, más frío y denso, está comenzando a descender penetrando al estrato semipermeable confinante debajo de la zona de inyección. Esto sugiere que aun utilizando este gasto la inyección en el yacimiento inferior puede ayudar a mantener la presión del yacimiento sin que llegue el agua fría a la zona de producción. Se estudió un caso similar asumiendo permeabilidades anisótropas; nuevamente la permeabilidad vertical fue diez veces menor que la horizontal. Bajo estas condiciones el aumento de presión en el pozo M-29 fue de 17 psi, debido al aumento relativo de la permeabilidad horizontal, pero el avance radial del frente térmico fue sólo levemente mayor que en el caso anterior. La densidad de las frías salmueras inyectadas hizo que éstas volvieran a descender, pero menos que en el caso previo debido a la menor permeabilidad vertical.

MODELO BIDIMENSIONAL DE UNA SOLA FASE

Se elaboró un modelo bidimensional (2-D) vertical para poder representar mejor la geología de la región de reinyección. En la Figura 7 se ilustra la geometría de la malla utilizada, así como también los cambios de presión resultantes de un año de reinyección en el yacimiento superior. Los elementos de la malla son bastante grandes; los más pequeños son de 50 x 50 metros. Sin embargo, se incluyeron varios rasgos geológicos que fueron omitidos en la malla radial simplificada. Las variaciones de espesor y profundidad en la capa sello, el estrato interpuesto (ahora de 50 m de espesor), y la roca de lecho son aparentes. También se agregó una nueva zona permeable

entre 250 y 500 m de profundidad. Los efectos de la reinyección sobre esta zona no son discutidos más abajo ya que son de poca importancia en los casos estudiados. Este modelo se ajusta bastante bien a la sección geológica de la margen occidental del área de producción dada por Lyons y van de Kamp (Figura 1).

Un problema de interés asociado con un modelo bidimensional es el de determinar el gasto de inyección que correspondería al gasto de un modelo de simetría radial. Se consideraron cuatro posibles criterios de gasto: (1) igual al del sistema radial, (2) concordancia de la velocidad del fluido en un punto dado, (3) concordancia del frente térmico en un punto dado, ó (4) concordancia del frente térmico en un momento dado. El primer criterio fue rechazado por dar un gasto demasiado alto para el modelo bidimensional. Para el segundo caso se realizó un cómputo haciendo concordar la velocidad del fluido en el punto medio entre los pozos M-9 y M-29, pero esto resultó en un gasto demasiado pequeño. El tercero y cuarto criterio dieron resultados similares. Para el modelo bidimensional con una sola fase hemos elegido el tercer criterio, ajustando la distancia recorrida en un año (período en el cual estamos interesados) por el frente hidrodinámico en los casos radial y bidimensional. En el futuro se llevará a cabo un estudio adicional de las implicaciones físicas de estos diferentes criterios.

En este modelo se asumió una permeabilidad anisótropa (la permeabilidad vertical fue diez veces menor que la horizontal). Los resultados obtenidos de inyectar en el yacimiento superior se muestran en la Figura 7, donde se exhiben varias características interesantes. Nuevamente el aumento de presión está restringido al yacimiento superior y al estrato interpuesto; también es aparente la influencia de los "esquinas" del estrato superior confinante y del estrato interpuesto. El aumento general de los cambios de presión se debe al reemplazo de un modelo radial por uno bidimensional.

A pesar de que este conjunto de cálculos representa más fehacientemente las peculiaridades geológicas de la región de reinyección que el modelo radial, estos cálculos tienen limitaciones inherentes ya que solamente describen fenómenos de una sola fase. Para obtener un conocimiento más profundo de los efectos de la reinyección en Cerro Prieto, y para incorporar un comportamiento más realista, como ser la alta compresibilidad de la zona de dos fases, se analizó un modelo de dos fases que se describe a continuación.

MODELO BIDIMENSIONAL DE DOS FASES

En la Figura 8 se muestra la malla más compleja que se diseñó para el modelo bidimensional de dos fases. En la región de reinyección los elementos fueron pequeños, de hasta 10 m x 20 m, lo que permitió el estudio muy detallado del movimiento tanto del líquido como del vapor. También la malla se extendió a fin de representar la sección vertical a través de todo el campo de Cerro Prieto y su vecindad; desde la región de falla 1.5 km al oeste del pozo M-9 (tratada como un contorno

cerrado), pasando por la zona de producción del área de Cerro Prieto I de aproximadamente 1.5 km de ancho, hasta el borde de recarga localizado a 1.75 km al este de la región de producción. Para simplificar se asumió una permeabilidad isotrópica una compresibilidad de roca constante. La distribución vertical inicial de temperatura y presión apropiada para un sistema de dos fases agua-vapor, y el modelo utilizado para estos cálculos se muestran en la Figura 9. Se supuso que existieron condiciones iniciales de una sola fase en todo el modelo antes de que comenzara la explotación del yacimiento.

En el caso de una simulación de dos fases el principio de superposición podría no ser válido. Por lo tanto, en esta serie de cálculos simulamos el período de producción antes de que la inyección fuera iniciada. La masa total extraída de Cerro Prieto entre 1973 y 1979 fue de unos 126.8×10^9 kg o sea un gasto medio de producción de aproximadamente 670 kg/s. En los cálculos utilizamos el 10% del gasto total debido a que el volumen de nuestro modelo es diez veces menor que el del campo. Por lo tanto, para este período de seis años se usó un gasto de producción constante de 67 kg/s distribuido uniformemente sobre el yacimiento inferior en la zona productora localizada en la parte noreste del modelo. Esto se realizó con el propósito de simular en forma general los efectos de la explotación previos a la inyección. Las caídas de presión calculadas son comparables a las dadas por Bermejo et al. (1979, Figura 7). Los resultados obtenidos fueron luego utilizados como condiciones iniciales para el subsiguiente modelado de un año de reinyección. Como referencia, las Figuras 10, 11 y 12 muestran el cambio total de presión, la saturación de vapor, y el cambio de temperatura al final de un año adicional (el séptimo) de producción sin reinyección simultánea.

Observando la Figura 10 es evidente que el estrato interpuesto afecta la distribución de presión dentro del sistema, restringiendo los cambios mayores de presión al yacimiento inferior bajo explotación. Las curvas de saturación de vapor de la Figura 11 también exhiben una respuesta diferente debido a la geometría peculiar del estrato interpuesto. El vapor de baja densidad se acumula en la "esquina" del yacimiento inferior allí donde el estrato interpuesto aumenta en elevación. Mientras que por su baja permeabilidad el estrato interpuesto tiende a restringir el flujo vertical del vapor, es aparente que la saturación de vapor también está aumentando en el yacimiento superior, justo encima de la parte más elevada del estrato interpuesto. Probablemente pueda atribuirse este fenómeno a la dinámica de la región productora de dos fases. La caída de presión en la zona productora produce ebullición y la formación de una región de dos fases en la zona productora y en las partes cercanas del yacimiento inferior, tal como la región entre los pozos M-29 y M-9. Sobre la zona productora hay recarga de agua fría proveniente del yacimiento superior, la que desciende hacia la parte superior del yacimiento inferior a través del estrato interpuesto. Este movimiento descendente de aguas más frías inhibe el ascenso de vapor hacia el yacimiento superior, arriba de la zona productora. Sin embargo, en la parte superior del yacimiento

inferior lejos de la zona de producción, en un área tal como la esquina del estrato interpuesto, el vapor tiende a acumularse, y ascender hacia el yacimiento superior a través del estrato interpuesto. Los contornos de temperatura de la Figura 12 muestran el descenso de temperatura después de siete años de explotación de la zona productora localizada al este del M-29.

Como se discutió en una sección anterior, a fin de calcular la influencia de la reinyección en el M-9 sobre la región productora cercana al M-29, se tuvo que especificar un gasto bidimensional apropiado. Se utilizaron dos gastos diferentes, 2 kg/s y 20 kg/s, con el fin de representar dos casos límites de la extensión lateral de la influencia de la reinyección. Para el modelo bidimensional estos gastos representan respectivamente la reinyección de alrededor de 3 y 30% del fluido producido.

Los cambios de presión después de inyectar por un año a bajo gasto (2 kg/s) en el yacimiento superior, y a una profundidad correspondiente a la de la prueba de reinyección que realiza CFE, se muestran en la Figura 13. Esta figura debe compararse con los resultados de referencia dados en la Figura 10. Debido a la reinyección, la presión ha aumentado considerablemente en el yacimiento superior, aun en la región localizada sobre la zona de producción. Sin embargo, los efectos son relativamente pequeños en el yacimiento inferior debido a la alta compresibilidad de la zona de dos fases que allí existe, la que actúa como un regulador absorbiendo los cambios de presión. Quizás no sea sorprendente que no se hayan observado cambios en las características de producción del pozo M-29 después de un año de reinyección. Se espera que exista una zona de dos fases alrededor de dicho pozo, ya que localmente se produce ebullición cerca de la mayoría de los pozos productores de Cerro Prieto (Grant et al., 1981).

Los resultados para la reinyección en el yacimiento superior utilizando un gasto mayor (20 kg/s) son esencialmente similares, con un aumento algo mayor en la presión del yacimiento superior. Para ambos gastos el contorno correspondiente a una saturación de vapor de 0.1 situado por encima del estrato interpuesto, que se observa en la Figura 11, ha descendido y ha penetrado al estrato interpuesto. Aun antes de que el agua más fría llene la región debajo del intervalo de inyección del M-9, el flujo descendente del agua más fría inyectada ha inhibido el flujo ascendente del vapor móvil del yacimiento inferior.

Para el caso de la reinyección en el yacimiento inferior los resultados son dramáticamente diferentes. La distribución de los cambios de presión, indicados en la Figura 14, confirman que en una zona de dos fases, tal como la del yacimiento inferior, el fluido mucho más comprimible absorbe los cambios de presión resultantes de la inyección. El acuífero inferior fue poco afectado por la inyección realizada debajo del estrato interpuesto.

La distribución de la saturación de vapor

después de inyectar a bajo gasto por un año en el yacimiento inferior está dada en la Figura 15. El vapor continúa acumulándose en la parte superior del yacimiento inferior a pesar de que el agua más fría es inyectada a dicha elevación. En el yacimiento superior la zona de dos fases por encima del intervalo de inyección está relativamente inafectada y continúa esparciéndose. Una razón que explica esta distribución de la saturación es el flujo de agua y vapor entre el M-9 y el M-29. En la región inferior del yacimiento inferior el agua líquida fluye vigorosamente hacia el pozo M-29 en respuesta al gradiente de presión. En la parte superior de este yacimiento el flujo de vapor hacia la región productora causa que se produzca más ebullición en la esquina del yacimiento inferior y dentro del estrato interpuesto. El agua inyectada, más fría y densa, tiende a descender siguiendo el gradiente de presión, tal que este proceso de ebullición puede continuar aun durante la reinyección. Aun en el caso con un alto gasto de reinyección ocurren los mismos procesos fundamentales, como se muestra en la Figura 16. Por lo tanto, el estrato interpuesto tiene gran influencia sobre la dinámica del esparcimiento de la zona de dos fases y sobre el movimiento del agua inyectada.

La comparación entre los cambios de temperatura para el caso de bajo gasto, dados en la Figura 17, y los resultados para el caso sin reinyección, indicados en la Figura 12, también confirman la limitada extensión del enfriamiento asociado con el proceso de inyección. El enfriamiento por ebullición debido a la producción es mucho más amplio. A la larga, parte del agua inyectada, fría y densa, tenderá a descender dentro de la roca de lecho, y el resto será calentada a medida que fluye entre los pozos de inyección y producción.

RESUMEN Y CONCLUSIONES

Se modeló una prueba de reinyección en Cerro Prieto, simulando la que está realizando CFE, utilizando sistemas de una y dos fases. Los resultados indican que es no razonable esperar cambios importantes en las características de producción del pozo M-29 a causa de reinyectar por un año en el pozo M-9. En esta conclusión dos factores juegan un papel importante: (a) las zonas de inyección y producción están separadas por un estrato delgado de baja permeabilidad, y (b) la alta compresibilidad de la zona de dos fases reduce la propagación de la presión. Se han estudiado diferentes sistemas alternativos y se presentan sus resultados. También se han investigado los efectos de discontinuidades geológicas y de anisotropía. La respuesta diferente de yacimientos de una o dos fases también se ha ejemplificado.

El propósito de esta serie de estudios es considerar propuestas alternativas de reinyección en el campo de Cerro Prieto, con el fin de diseñar un plan óptimo de reinyección. En el transcurso de este trabajo se estudió como evaluar mejor las consecuencias de reinyectar en un sistema de yacimiento con múltiples estratos.

Esto ha permitido desarrollar valiosas ideas sobre el comportamiento termohidrológico de sistemas geotérmicos y de como diseñar planes prácticos de reinyección que sean apropiados para campos reales.

AGRADECIMIENTOS

Quisieramos agradecer la ayuda y las discusio-

nes que hemos tenido con el Dr. G.S. Bodvarsson y el Dr. K. Pruess del Lawrence Berkeley Laboratory. También agradecemos a los colegas de la Comisión Federal de Electricidad por suministrarnos algunos de los datos utilizados en este estudio. Este trabajo fue financiado por el Assistant Secretary of Conservation and Renewable Energy, Office of Renewable Technology, Division of Geothermal and Hydropower Technologies del U.S. Department of Energy bajo contrato N° DE-AC03-76SF00098.