

EVALUATION OF GEOLOGIC CHARACTERISTICS AT CERRO PRIETO

J. H. Howard, S. E. Halfman, and S. P. Vonder Haar

Lawrence Berkeley Laboratory

University of California

Berkeley, California, U.S.A.

ABSTRACT

The Cerro Prieto field is a liquid-dominated geothermal field located in a sedimentary-metasedimentary environment. This geothermal field can be idealized in geologic terms in the following way. First, at shallow depths, there is a zone of normally compacted sediments exhibiting primary porosity. Second, beneath this zone is a leaky caprock to the geothermal system. Third, below the caprock exists a zone of chemically altered primary porosity which harbors the bulk of the geothermal water. Associated with these zones are a source of heat, a set of fluid sources and sinks to the geothermal system, and places where temperatures and transmissivities are high enough for exploitation.

Computerized well-log analysis of Cerro Prieto has led to the identification of a relatively large and irregular low-density volume extending from near the surface in the vicinity of Laguna Volcano to greater depths toward the northeast. This low-density volume is located about a plane of symmetry of a self-potential anomaly and a group of northeast trending active faults.

The presence of a volume of relatively high-density rock has been recognized at shallow depths in the initially developed part of the resource. It is believed to be due to minerals deposited by cooled, rising geothermal brine.

Storativity calculated from well logs at the south end of the western part of the field shows acceptable comparison with storativity calculated from well tests. The amount of fluid produced from the field during the period 1973-1977 is greater than the amount in situ calculated from the completed interval thicknesses. Because this part of the field is still producing today, fluid must be recharging this part of the field.

INTRODUCTION

There are several purposes to this paper. The first is to briefly report the capabilities of two computer codes that are especially valuable in handling the vast amount of subsurface data available for the Cerro Prieto field. The second is to discuss the insight we have obtained about the geology of the Cerro Prieto resource. In particular, we have discovered and mapped anomalously high- and low-density volumes within the resource. The third is to

review several calculations on storativity and mass of hot water originally in place within the completed production interval of Cerro Prieto I, which denotes that portion of the field west of the railroad tracks. (See Figure 1).

This study is largely based on the analysis of well logs provided to LBL by CFE; these wells are shown in Figure 1. Other geological and engineering data on the field were available both from CFE and from proceedings of the first and second Cerro Prieto symposia (Lawrence Berkeley Laboratory 1978, Comisión Federal de Electricidad 1979).

Our understanding of geothermal resources is still evolving and, as will be explained more fully in later sections of the report, the concepts discussed should be regarded as state of the art rather than mature industry practice. We believe that we have developed valid, useful concepts about low- and high-density volumes and their significance. However, additional testing should be sought to substantiate these ideas. Likewise, we believe that our approach to engineering calculations is valuable and that our calculations are correct. However, discerning criticism is required if the procedures discussed are to evolve into standard practice.

COMPUTER CODES USED IN THE ANALYSIS

Two computer codes have been used in connection with this work: PETROS and ROMEO2.

PETROS is a proprietary code (Petroleum Information Corporation, 1979) consisting of a number of "modules" capable of performing a variety of well log data manipulations such as:

- Data input and output,
- Updating data already on file,
- Graphical display of data as histograms, cumulative frequency diagrams, cross-plots and "z" plots,
- Smoothing, filtering and "stretching" data,
- Analyzing for porosity and clay content, and
- Statistically summarizing data over selected intervals.

The code has remarkable flexibility when operated by a qualified analyst and, in principle, provides the tool for determining in situ values of porosity, salinity, and some measure of permeability wherever appropriate logs are available. Details of the code are given by Petroleum Information Corporation (1979).

ROMEO2 is a contouring program that uses a minimum curvature interpolation scheme. It is a modification of a program by Dynamic Graphics Incorporated (1978a,b). It was used to make the contouring shown later in this paper. A brief description of ROMEO2 can be found in Doughty and Vonder Haar (1980).

WORKING CONCEPTS

For our purposes, the Cerro Prieto geothermal resource can be considered as consisting of:

1. A zone of normally compacted sediments, exhibiting primary porosity.
2. A caprock.
3. A zone of chemically altered primary porosity.
4. A zone in which temperatures and transmissivity are such that the resource is exploitable both technically and economically.
5. A zone of extremely low porosity in which, however, fracturing may be significant.
6. A source of heat.
7. A set of fluid sources and sinks to the geothermal system.

These concepts are shown schematically in Figure 2.

The zone of normally compacted primary porosity consists of the shallowest mass of sediment and sedimentary rock in the resource. The rocks of the Cerro Prieto field are largely a collection of clastics deposited by the Colorado River, with a small contribution from alluvial fans off mountain ranges to the west (Lyons and van de Kamp, 1980). As with all sediments, they have been compacted mechanically in the course of burial and, as a consequence, rock density increases with depth.

The concept of a caprock for a geothermal resource is an important one (Faca, 1973). A caprock can be thought of as a surface or zone that, for several reasons, acts as an insulator and as a barrier to fluid flow. Such a zone can be a consequence of mineralization and densification. However, it may also be the consequence of primary deposition (i.e., one or more closely spaced, areally significant aquitards). Within the Cerro Prieto field, the caprock, at least

locally, corresponds to the driller's pick, called the A/B contact. Going from unconsolidated to consolidated sediments, this A/B contact corresponds to a decreased drill penetration rate and a change from brown to gray cuttings (Puente and de la Peña, 1978; Seamount and Elders, 1981). However, other zones may act as the caprock elsewhere in the field.

Zones of chemically altered primary porosity are thought to be of major significance to the Cerro Prieto field. Fluids moving through the resource have the capacity either to dissolve original material or to precipitate new material, depending on the physico-chemical environment at the point into which the fluids are flowing (see Vonder Haar and Noble, 1980; Vonder Haar, 1980; Lyons and van de Kamp, 1980; Vonder Haar et al., 1981; Elders et al. 1978 and other reports by Elders and his associates). Consequently, original bulk density within the resource may have changed. Figure 3 shows a thin section made from a core of a rock whose density was reduced due to secondary solution. It would appear that where porosity is increased, (i.e., density decreased) the resource locally could be more permeable and have higher fluid storage capacity. Densified rock, on the other hand, particularly if it has been fractured, can also be an effective reservoir. Its capacity of storing fluid should be less because its porosity is expected to be less. As will be seen in the following sections, much of our effort to date has been directed at defining zones of high- and low-density relative to the average density for a given depth of occurrence.

From a technical and economic point of view, zones of adequate temperature and adequate transmissivity are regions within the zone of altered primary porosity. These zones are the heart of the exploitable geothermal resource, i.e. that volume of the resource that one would expect to drill and produce in a profitable way.

The zone of extremely low porosity refers to the mass of rock, other than the caprock, within the geothermal resource in which intergranular porosity either never existed or else has been destroyed through mineral deposition. Fracturing, faulting, and microfracturing may be present. Within the Cerro Prieto reservoir, this zone is the deepest. Further study is required to understand this zone and its role, if any, in recharging heat and/or mass to the exploitable part of the geothermal resource.

The concept of heat source requires no particular explanation. However, it should be noted that the location of the heat source at Cerro Prieto has not been confirmed. Heating may be due to a complex of dikes and sills at depth, intruded within and beneath the reservoir (Lyons and van de Kamp, 1980).

The location of fluid sources and sinks is especially intriguing. The major source of fluid is thought to be the Colorado River system to the northeast (Truesdell et al., 1979). Laguna Volcano and an extensive set of springs, fumaroles, and mud pots to the north and northwest of the

main geothermal field represent the "sink" to the system. Mercado (1968) estimated the magnitude of the discharge out through these surface manifestations.

The various zones, surfaces, and phenomena discussed above fit together into a pattern for a dynamic geothermal resource in a setting of mostly clastic rocks. Figure 2 indicates the relationship of all these features. The caprock defines the top of chemically altered primary porosity. Above the caprock is the zone of simply compacted primary porosity. A probable source of heat and the general locations of fluid sources have been identified in a general way. Specific locations of fluid sinks have also been identified.

The zone of chemically altered primary porosity is of foremost interest because it harbors the exploitable portion of the resource. Its upper boundary has been mapped as the driller's A/B contact (Figure 4). The A/B contact, as presently mapped, coincides to some extent with what we understand a caprock to be. However, the concepts are distinct. The caprock (i.e., the zone that restricts the flow of mass from the reservoir), although locally coincident with the A/B contact, phenomenologically appears to be made up of several components: (a) slightly metamorphosed "mostly-shale" aquitards of significant extent at depth toward the east of the field, and (b) a combination of such aquitards and perhaps metamorphosed "mostly-sands" at shallower depths toward the west, immediately above the producing part of CP-I. The caprock leaks toward the west, and fluid comes to the surface at Laguna Volcano and in other forms of surface manifestations west and northwest of CP-I. Details of mineralogy, porosity, and density within the zone of chemically altered primary porosity are believed to be significant; they are discussed below. The lower boundary of the zone of chemically altered primary porosity is poorly known.

DENSITY VARIATION WITHIN THE SUBSURFACE

Density data from the compensated formation density logs were available for 28 wells. These wells were logged over a period of time from May 1972 to June 1979. Cross-sections were made across the field, using the available data to identify zones that were more or less dense than the average density for particular depths. The values used for contouring, $\Delta\rho_j(d)$, were derived in the following manner:

$$\Delta\rho_j(d) = \bar{\rho}_j(d) - \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n \bar{\rho}_j(d) \quad (1)$$

where

$$\bar{\rho}_j(d) = \frac{1}{100} \sum_{i=d-50'}^{d+50'} \rho_j(i) \quad (2)$$

j = the j^{th} well.

d = the depth to the midpoint over which the average density is calculated. These depths (d) were taken at 2000 ft, 2500 ft, 3000 ft, ..., 7500 ft.

n = the number of wells that have density values at depth d .

$\rho_j(i)$ = density value from the density log at depth i . Measurements are made at one-foot intervals.

$\bar{\rho}_j(d)$ = average density for well j at depth d .

$\Delta\rho_j(d)$ = difference between the average density at well j and depth d , and the average density of all the wells at the same depth.

The average density, $\bar{\rho}_j(d)$, instead of $\rho_j(i)$, was used in Equation (1) to average the effect of the local variations in the density log. We assume that log depths are, in fact, true depths in as much as the terrain at Cerro Prieto has little relief.

The location of these cross-sections and the cross-sections themselves, derived from density data, are shown in Figures 5 and 6 to 9, respectively. There is a zone of low density material, with density of more than 0.1 g/cm³ below average, extending from near Laguna Volcano to the northeast near the vicinity of well NL-1 (Figure 6). This zone also extends to the northwest from well M-93 to at least the vicinity of well M-104 (Figure 8). In contrast, there is a zone of more dense material in the CP-I area (see Figures 7 and 9).

The exact shape of these relatively high and low density zones is not known, in part because of the sampling and averaging procedures used in identifying them. However, more detailed work should better define their shape.

The position of the low density zone with respect to (a) faulting identified by Puente C. and Vonder Haar (1979), (b) a self-potential anomaly mapped by Corwin and Fitterman (1979), (c) current microearthquake activity (Majer and McEvelly, 1981) is noteworthy. The low density zone appears to be mainly located between the Hidalgo and Delta faults. This suggests a relationship between faulting, ease of fluid movement into the resource, dissolution, and increased porosity. Figure 10 shows the location of the self-potential anomaly east of the Hidalgo fault, mapped by Corwin and Fitterman (1979). The self-potential anomaly may be due to the upward flow of water. Figure 11 shows the hypocenters of recent microearthquakes (Majer and McEvelly, 1981) which are located in the same vicinity as the self-potential anomaly. The close proximity of the low density zone indicates that faulting, self-potential anomaly, and recent microearthquakes

may be interrelated and may be due to underground fluid flow.

If the low density zone serves as a path of fluid flow, one may wonder about the significance of the high density zone. At the Cerro Prieto field the more dense zone corresponds to the currently producing zones, mainly in the CP-I (Vonder Haar and Howard, 1979). Indeed, porosity there may be less than it originally was, but adequate porosity and permeability still exist. It is conceivable that this part of the resource is, in geologic terms, beginning to show evidence for a natural demise through loss of porosity due to precipitation. For the present, however, the resource is certainly valuable because, on the average, the field is producing about 90 MW_e of electricity since 1973 (Goyal et al., 1981).

ENGINEERING CALCULATIONS

Two types of engineering calculations have been made, based on well logs: (a) calculation of storativity, ϕh (where ϕ is porosity, c is compressibility of the rock/fluid system, and h is characteristic thickness of the geothermal unit), and (b) calculation of mass of water in place. For both types of calculation, realistic values of porosity and characteristic thickness are required.

Our estimates of porosity are based on (a) the theoretical relationship between grain and fluid densities; porosity and rock bulk density, (b) the correlation of density, log values (g/cm³) against reported core-measured porosity; and (c) the data for grain density and fluid density in the volume investigated by the logging tool. Our conclusion regarding the Cerro Prieto field is that porosity can best be related to log-measured rock bulk density (ρ_b) through the expression

$$\phi = \frac{2.696 - \rho_b (\text{g/cm}^3)}{2.696 - 1.06} \quad (3)$$

Figure 12 shows the core porosity versus log measured bulk density curve as well as curves delimiting our recommendation for the theoretical upper and lower limits for the porosity-density functions. An exhaustive statistical analysis of grain density and fluid density has not been done, but their range is such that, for reasonable maximum and minimum values, the corresponding curves would fit within those curves shown in Figure 12. Furthermore, the best regression line relating log-measured bulk density and log-measured porosity essentially coincides with the best fit theoretical curve.

Values for characteristic thickness, h , are debatable when assigned in practice because of the spatial distribution of completed intervals. To compare storativity based on well interference testing with those based on log-derived data, we have chosen " h " from the log-based values in two ways. The first is to simply compute the average thickness of the various completed

intervals; the second is to choose " h " as the thickness from the bottom of the deepest completed interval to the top of the shallowest interval. When these values are multiplied with the average porosity within the completed interval for the vicinity of the logged wells, the products are:

$\phi h = 100$ feet, when h is the average thickness of the completed interval.

$\phi h = 682$ feet, when h extends from the top of the shallowest completed interval to the bottom of the deepest completed interval.

These values, when multiplied by compressibility, c , are to be compared with storativity value, ϕch , of 2.3×10^{-2} ft/psi calculated from interference testing (Schroeder et al., 1978). At first, the comparison was puzzling because we chose to use a value of compressibility, c , of 5×10^{-6} psi⁻¹, namely a reasonable value for liquid water. This value of c leads to a value of $\phi h = 4600$ feet. Such a high value for " ϕh " seemed unreasonable and, accordingly, an explanation was sought. Discussion (S. Benson, personal communication, 1981) with those knowledgeable about the well testing revealed that the reservoir in the tested area was very likely two-phase and that the compressibility of such a fluid mixture could easily be in the range of 3×10^{-5} to 3×10^{-4} psi⁻¹ (K. Pruess, personal communication, 1981). Thus, the overall conclusion is that there is reasonable consistency between conclusions based on well interference testing with those based on well logging. Agreement with respect to numerical values is crude at best, owing largely to uncertainty in the proper value for fluid compressibility.

Calculation of water stored in situ proceeded in a manner analogous to the calculation of storativity. The location of the volume of the reservoir under study differs from that investigated in our storativity calculations. Thus, the values for average porosity and characteristic thickness differ. Areal extent of the volume used in the water storage calculation is shown in Figure 13, and Figure 14 is a projected cross-section through the study area. Representative thickness was chosen as the average of the completed intervals and as the height from shallowest to deepest completion. The product of the porosity and each of the thicknesses and the area used in the calculations are:

$\phi h = 98$ ft, where h is average thickness of the completed interval.

$\phi h = 387$ ft, where h extends from the top of the shallowest completed interval to the bottom of the deepest completed interval.

Area = 1.10×10^7 ft².

For these values of ϕh , the water volumes in situ are 1.09×10^9 ft³ and 4.28×10^9 ft³ respectively. However, even the larger value, i.e. 4.28×10^9 ft³

barely equals the volume of fluid produced from this part of the reservoir during its initial four years of production, namely $4.29 \times 10^9 \text{ ft}^3$ (K. Goyal, personal communication, 1981). The conclusion reached by this comparison is that fluid must be recharging into the produced part of the reservoir because the reservoir here continues to produce fluid to service the plant today. This comparison emphasizes the significant difference between a geothermal reservoir and a hydrocarbon reservoir, namely the difference between a reservoir that produces heat through the vehicle of produced fluid compared with a reservoir where the mass itself is the commodity.

SUMMARY AND CONCLUSIONS

The following statements summarize this report:

1. The codes PETROS and ROMEO are very useful tools in the analysis of well log data and in the preparation of maps and cross-sections to illustrate these analyses, respectively.
2. We have prepared a set of working concepts for a geothermal resource of the Cerro Prieto type, namely one contained largely in a host of sedimentary and metasedimentary rocks. Figure 2 illustrates these concepts. Of these, the concepts of a caprock and of a base to the exploitable resource appear to be least well understood.
3. The zone of good porosity, low density zone, is associated with the plane of symmetry of a self-potential anomaly, with the loci of a multitude of microearthquakes and with several important faults recognized within the field. This zone is thought to be the location of brine that recharges the resource and leaks off in part toward the west at Laguna Volcano. Surface manifestations occur northwest of CP-I.
4. The caprock to the resource corresponds locally with the A/B driller's contact but phenomenologically consists, in part, of a series of aquitards to the east and, in part, of a leaky mineralized zone in the vicinity of CP-I.
5. Calculations based on density log studies that were carried out as a cross-check on storativity can be reconciled with interference-test based conclusions if one accepts a range of values of fluid/rock compressibility, c , characteristic of a steam/water reservoir.
6. An estimate of total reservoir pore space using an upper-bound choice for the height of the producing reservoir leads to the conclusion that fluid must have been recharging into the producing reservoir in order to maintain current production.

ACKNOWLEDGMENTS

We thank our colleagues of the Coordinadora Ejecutiva de Cerro Prieto of CFE and the

Earth Sciences Division of LBL for sharing their data and for their valuable suggestions. In particular, we especially thank Marcelo Lippmann and Rubén Zelwer for their helpful comments and suggestions.

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 No. DE-AC03-76SF00098.

REFERENCES

- Comisión Federal de Electricidad, 1979, Proceedings, Second Symposium on the Cerro Prieto Geothermal Field, Baja California, Mexico: Mexicali, Comisión Federal de Electricidad, 638p.
- Corwin, R.F., and Fitterman, D.V., 1979, Geological interpretation of self-potential data from the Cerro Prieto geothermal field, in Proceedings, Second Symposium on the Geothermal Field, Baja California, Mexico: Mexicali, Comisión Federal de Electricidad, p. 350-354.
- Doughty, C., and Vonder Haar, S.P., 1980, Use of computer graphics to display geological surfaces important for reservoir modeling, in internal memorandum: Berkeley, Lawrence Berkeley Laboratory.
- Dynamic Graphics, Inc., 1978a, User manual for the surface display library: Berkeley, California.
- Dynamic Graphics, Inc., 1978b, User manual for the surface gridding library: Berkeley, California.
- Elders, W.A., Hoagland, J.R., and McDowell, S.D., 1978, Hydrothermal mineral zones in the geothermal reservoir of Cerro Prieto, in Proceedings, First Symposium on the Cerro Prieto Geothermal Field, Baja California, Mexico: Berkeley, Lawrence Berkeley Laboratory, LBL-7098, p. 68-82.
- Elders, W.A., Williams, A.E., and Hoagland, J.E., 1981, An integrated model for the natural flow regime in the Cerro Prieto hydrothermal system, B.C., México, based upon petrological and isotope geochemical criteria, (this volume).
- Faca, G., 1973, The structure and behavior of geothermal fields: in Armstead, H.C.H., ed., Geothermal Energy, Unesco, Paris, France. (LC No. 72-97138).
- Goyal, K.P., Miller, C.W., Lippmann, M.J., and Vonder Haar, S.P., 1981, Analysis of Cerro Prieto Production Data, (this volume).
- Lawrence Berkeley Laboratory, 1978, Proceedings, First Symposium on the Cerro Prieto Geothermal Field, Baja California, Mexico: Berkeley,

Lawrence Berkeley Laboratory, LBL-7098, 455p.

Lyons, D.J., and van de Kamp, P.C., 1980, Subsurface geological and geophysical study of the Cerro Prieto geothermal field: Berkeley, Lawrence Berkeley Laboratory, LBL-10540.

Majer, E.L., and McEvilly, T.V., 1981, Detailed microearthquake studies at the Cerro Prieto geothermal field, (this volume).

Mercado G., S., 1968, Localización de zonas de máxima actividad hidrotermal por medio de proporciones químicas, campo geotérmico de Cerro Prieto, B.C.: presented at the III Congreso Mexicano de Química Pura y Aplicada, March 21-23, 1968, Guadalajara, Mexico: Sociedad Química de México.

Petroleum Information Corporation, 1979, Petros: Petrophysical Evaluation System Log and Core Analysis: Petroleum Information Company, Dallas, TX.

Puente C., I., and de la Peña L., A., 1978 Geology of the Cerro Prieto field, in Proceedings, First Symposium on the Cerro Prieto Geothermal Field, Baja California, Mexico: Berkeley, Lawrence Berkeley Laboratory, LBL-7098, p. 17-40.

Puente C., I., and Vonder Haar, S.P., 1979, Fault intersections and hybrid transform fault in southern Salton Trough geothermal area, Baja California, Mexico, Geothermal Resources Council, Trans. v. 3, LBL-9458, p. 761-764.

Schroeder, R.C., Goranson, C.B., Benson, S.M., and Lippmann, M.J., 1978, Well interference tests at the Cerro Prieto geothermal field, in Proceedings,

First Symposium on the Cerro Prieto Geothermal Field, Baja Mexico: Berkeley, Lawrence Berkeley Laboratory, LBL-7098, p. 204-210.

Seamount, D.T., and Elders, W.A., 1981, Use of wireline logs at Cerro Prieto in identification of the distribution of hydrothermally altered zones and dike locations, and their correlation with reservoir temperatures, (this volume).

Truesdell, A.H., Thompson, J.M., Coplen, T.B., Nehring, N.L., Janik, C.J., 1979, The origin of the Cerro Prieto geothermal brine, in Proceedings, Second Symposium on the Cerro Prieto Geothermal Field, Baja California, Mexico: Mexicali, Comisión Federal de Electricidad, p. 224-240.

Vonder Haar, S.P., 1980, Geology of the Cerro Prieto geothermal field, in LBL Earth Sciences Newsletter, v.3, No. 2: Berkeley, Lawrence Berkeley Laboratory

Vonder Haar, S.P., and Howard, J.H., 1979, Interesting faults and sandstone stratigraphy at the Cerro Prieto geothermal field, in Proceedings, Second Symposium on the Cerro Prieto Geothermal Field, Baja California, Mexico: Mexicali, Comisión Federal de Electricidad, p. 118-134.

Vonder Haar, S.P., and Noble, J.E., 1980, Diagenetic processes in sandstone from the Cerro Prieto geothermal field, Baja California, Mexico, in Abstracts, AAPG-SEPM-EMD annual convention, Denver, Colorado, v. 1, p. 99.

Vonder Haar, S.P., Schatz, J., and Wolgemuth, K., 1981, Clay mineral fabric and chemistry in Salton Trough in geothermal fields: Berkeley, Lawrence Berkeley Laboratory, LBL-12348.

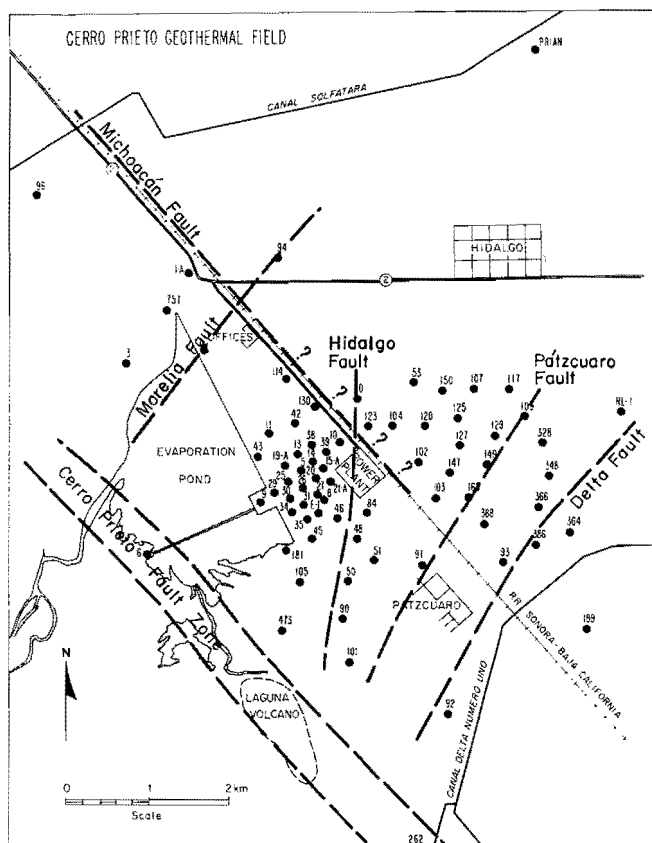


Figure 1. A map of Cerro Prieto showing the locations of faults and geothermal wells.

Figura 1. Mapa de Cerro Pireto indicando la ubicación de fallas y pozos geotérmicos.

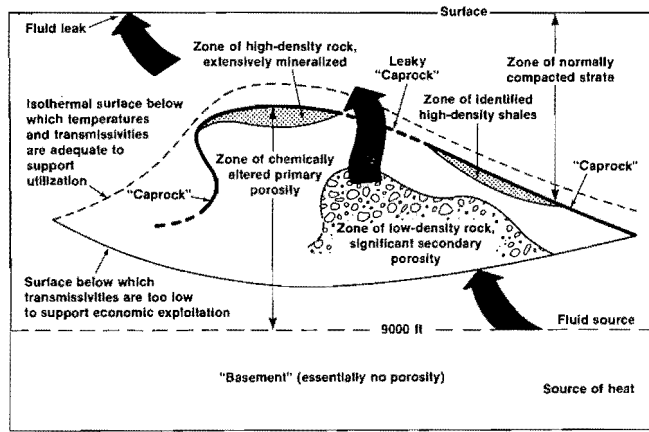


Figure 2. Representation of an idealized geothermal resource.

Figura 2. Esquema de un recurso geotérmico idealizado.

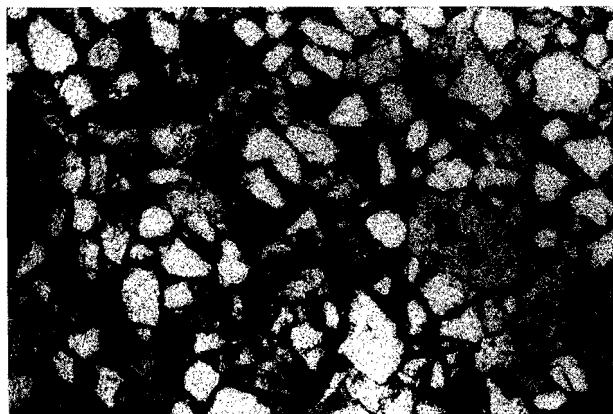
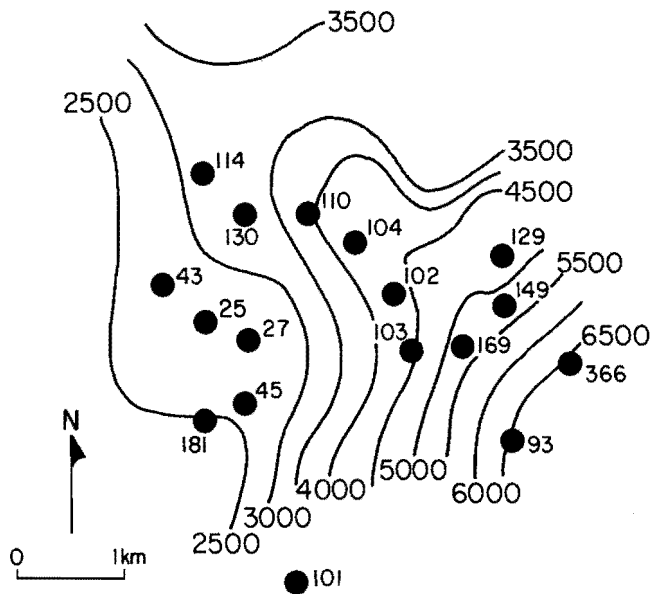


Figure 3. Photomicrograph of sandstone core sample from well M-20, at 3003 ft depth, under plane polarized light. The dotted areas in this view are pores mostly resulting from removal of carbonate cement and feldspar. Elsewhere in this section, the cement is present. Measured porosity is 23.7% in this rock. View is 0.9 mm across. (after Lyons and van de Kamp, 1980).

Figura 3. Microfotografía de una muestra de un núcleo de arenisca del pozo M-20 (3003 pies de profundidad), bajo luz polarizada. Las áreas puntuadas son poros producidos principalmente por la eliminación de cemento carbonático y feldespato. En otras partes de esta sección se encuentra cemento. En esta roca la porosidad medida es 23.7 %. El ancho de figura corresponde a 0.9 mm (de Lyons y van de Kamp, 1980).



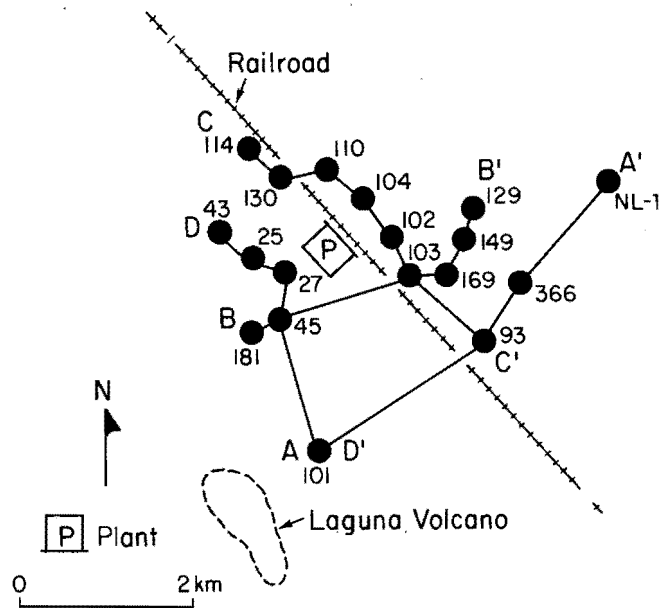
● - Well location

A/B SURFACE
(feet below sea level)

XBL 813-2687

Figure 4. A contour map of the A/B surface.

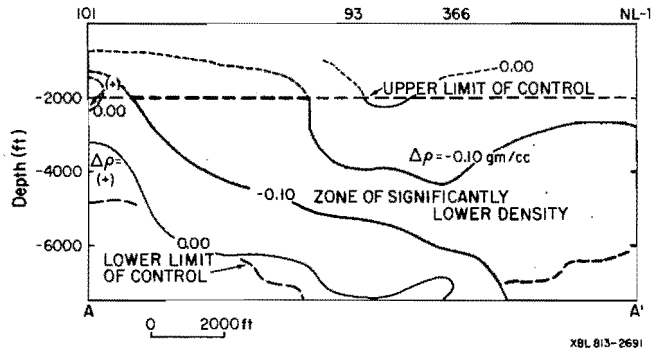
Figura 4. Mapa de contornos de la superficie A/B.
(Cima de la superficie A/B).



XBL 813-2688

Figure 5. Location of the cross-sections analyzed in this report.

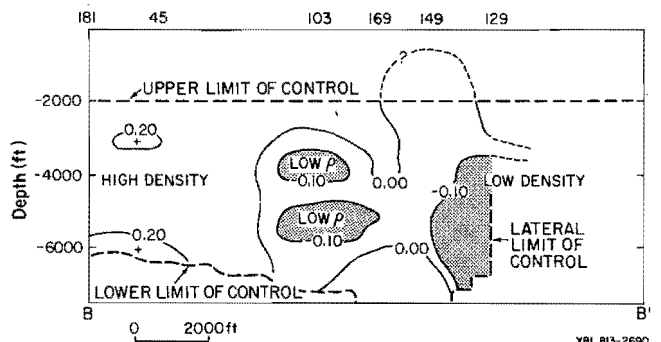
Figura 5. Localización de los perfiles transversales estudiados en este trabajo.



XBL 813-2691

Figure 6. Density cross-section A-A' extending from wells M-101 to NL-1.

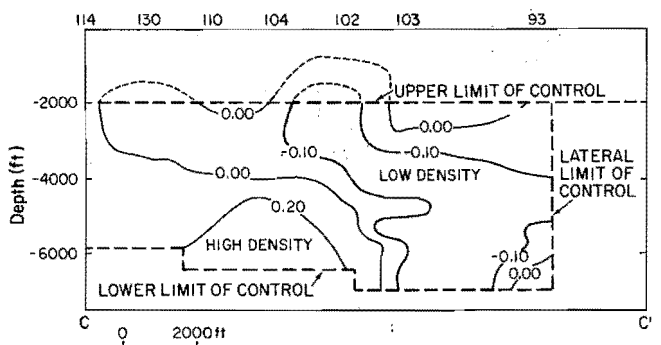
Figura 6. Perfil transversal de densidad A-A' entre los pozos M-101 y NL-1.



XBL 813-2690

Figure 7. Density cross-section B-B' extending from wells M-101 to M-129.

Figura 7. Perfil transversal de densidad B-B' entre los pozos M-101 y M-129.



XBL 813-2692

Figure 8. Density cross-section C-C' extending from wells M-114 to M-93.

Figura 8. Perfil transversal de densidad C-C' entre los pozos M-114 y M-93.

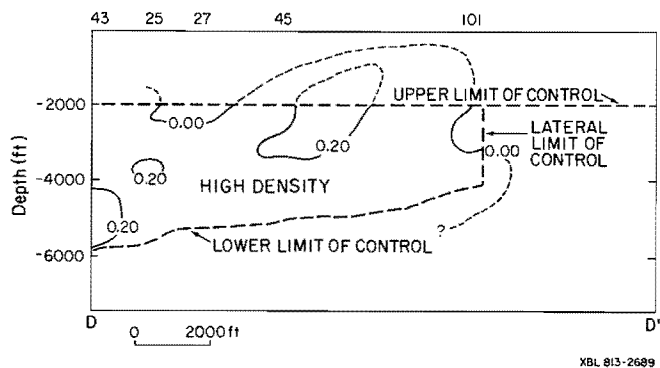


Figure 9. Density cross-section D-D' extending from wells M-43 to M-101.

Figura 9. Perfil transversal de densidad D-D' entre los pozos M-43 y M-101.

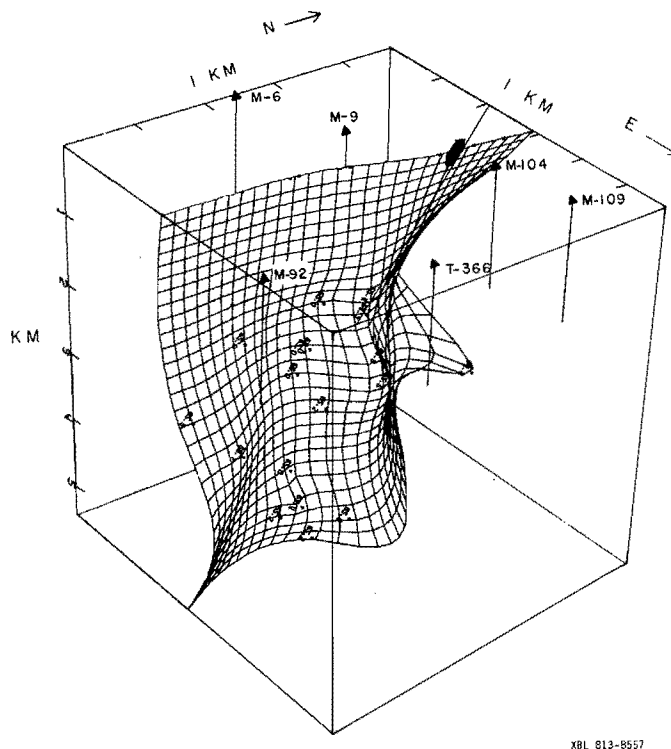


Figure 11. Location of hypocenters of recent microearthquakes (from Majer and McEvilly, 1981).

Figura 11. Localización de los hipocentros de microsismos recientes (de Majer y McEvilly, 1981).

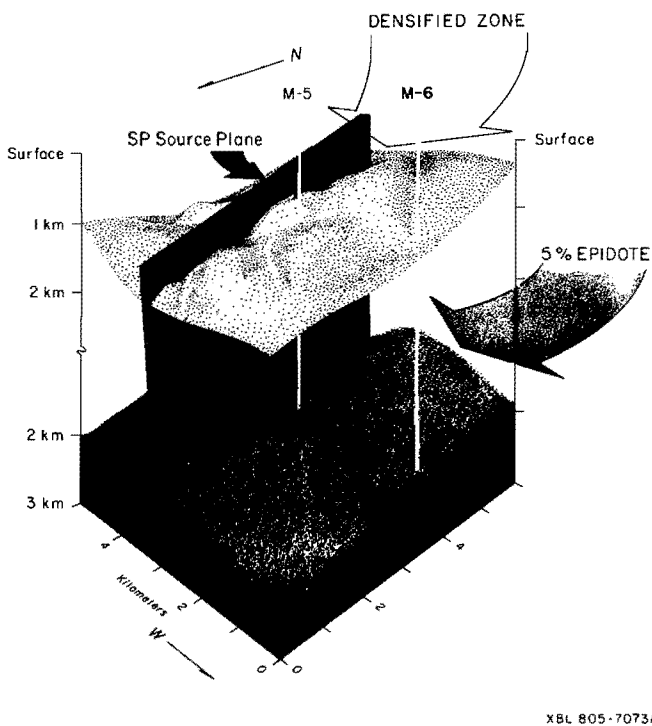


Figure 10. Diagram showing the self-potential source plane, the A/B contact, the 5% Epidote surface and wells M-5 and M-6 (modified after Vonder Haar, 1980).

Figura 10. Diagrama mostrando el plano de la fuente de potencial espontáneo, el contacto A/B, la superficie con 5 % de epidota, y los pozos M-5 y M-6 (modificado de Vonder Haar, 1980).

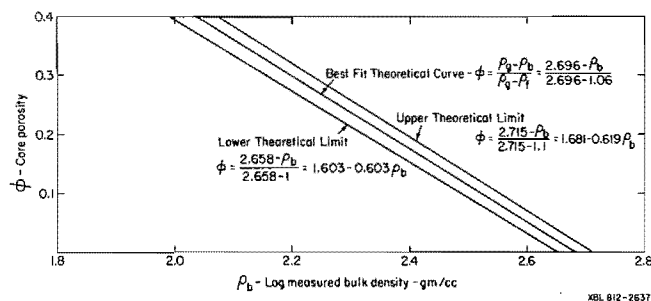
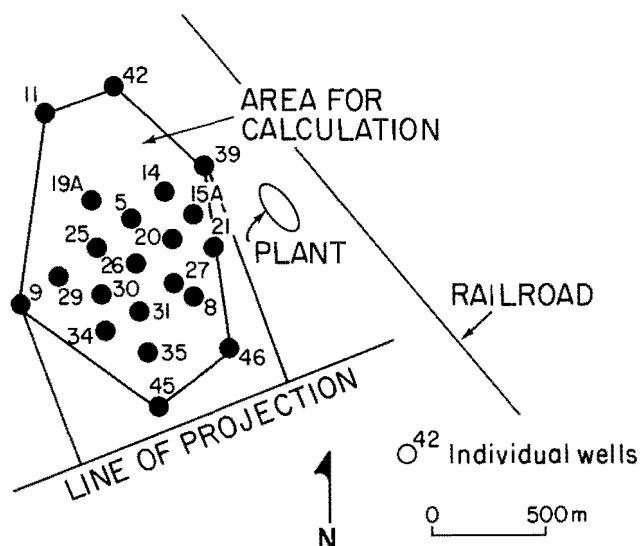


Figure 12. Plot of bulk density vs. core porosity showing the best fit theoretical curve with two other curves representing the upper and lower theoretical limits.

Figura 12. Gráfico de densidad total vs. porosidad de núcleos, mostrando la curva teórica de mejor ajuste, y otras dos curvas representando los límites teóricos superior e inferior.

WELLS AND LINE OF CROSS-SECTION PROJECTION



XBL 813-2695

Figure 13. Areal extent of the volume used in the water storage calculation.

Figura 13. Area utilizada para calcular el volumen de agua almacenada.

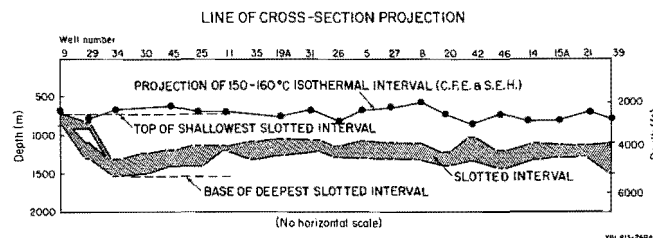


Figure 14. Projected cross-section through the study area used in the water-storage calculations.

Figura 14. Sección transversal proyectada a través de la región estudiada para determinar el volumen de agua almacenada.

EVALUACION DE LAS CARACTERISTICAS GEOLOGICAS EN CERRO PRIETO

RESUMEN

Cerro Prieto es un campo geotérmico dominado por líquido localizado en un ambiente sedimentario-metasedimentario. En términos geológicos este campo puede ser idealizado de la siguiente manera: 1) a profundidades someras hay una zona de sedimentos compactados normalmente que presentan porosidad primaria; 2) debajo de esta zona hay una capa sello imperfecta que permite el flujo de fluido desde o al sistema geotérmico; y 3) debajo de la capa sello existe una zona de porosidad primaria químicamente alterada la cual contiene la mayor parte del agua geotérmica. Además de estas zonas, el sistema geotérmico tiene una fuente de calor, una serie de fuentes y sumideros de fluido, y regiones donde las temperaturas y transmisividades son suficientemente altas como para ser explotables.

El análisis de registros de pozos de Cerro Prieto por medio de computadoras ha permitido identificar un cuerpo relativamente grande e irregular de material de baja densidad que se extienden desde cerca de la superficie, en la vecindad de la Laguna Volcano, hasta grandes profundidades hacia el noreste. Este cuerpo de baja densidad está localizado alrededor del plano de simetría de una anomalía de

potencial espontáneo y de un grupo de fallas activas de rumbo noreste.

Un cuerpo de roca de densidad relativamente alta ha sido localizado a profundidades someras en la parte del yacimiento que se desarrolló inicialmente. Se cree que esta alta densidad se debe a precipitación de minerales que ocurre a medida que se enfrían las salmueras calientes que ascienden de profundidad.

La capacidad de almacenamiento obtenida a partir de los registros de pozos del extremo sur de la parte occidental del campo es comparable con la capacidad calculada de las pruebas de pozo. La cantidad de fluido que se ha extraído del campo durante el período 1973-1977 es mayor que la cantidad in situ calculada a partir del espesor de los intervalos abiertos de los pozos. Como esta parte del campo aún está en producción, ésta debe estar siendo recargada continuamente.

INTRODUCCION

Este trabajo tiene múltiples propósitos: 1) Describir brevemente la capacidad de dos programas de cómputo especialmente útiles en el mane-

jo de la gran cantidad de datos del subsuelo que se dispone sobre el campo de Cerro Prieto; 2) Discutir nuestras ideas sobre la geología del yacimiento de Cerro Prieto. Específicamente, hemos delimitado y elaborado mapas de cuerpos de alta y baja densidad localizados dentro del yacimiento; y 3) Analizar varios cálculos sobre el almacenamiento y la cantidad de agua caliente originalmente contenida dentro del espesor en que se han abierto los pozos de Cerro Prieto I (la parte del campo al oeste de las vías del ferrocarril; véase Figura 1).

Este estudio se basa principalmente en el análisis de registros de los pozos indicados en la Figura 1 y que CFE le proporcionó a LBL. Otros datos geológicos y de ingeniería de yacimientos provienen de CFE y de las actas de Primer y Segundo Simposio sobre Cerro Prieto (Lawrence Berkeley Laboratory, 1978; Comisión Federal de Electricidad, 1979).

Nuestro concepto sobre recursos geotérmicos está aún evolucionando y, como se explicará más detalladamente en secciones posteriores, los conceptos a presentarse deben ser vistos como representando el estado actual de la tecnología más que de una tecnología madura y experimentada. Creemos que hemos desarrollado conceptos útiles y válidos sobre los volúmenes de alta y baja densidad, y sobre su importancia. Sin embargo, será necesario continuar examinando estas ideas a fin de corroborarlas. Asimismo, creemos que la metodología presentada es útil y que nuestros cálculos están correctos. Sin embargo, se requerirá de un juicio crítico antes de que los procedimientos presentados puedan llegar a transformarse en un método estándar.

PROGRAMAS DE COMPUTO UTILIZADOS EN ESTE ESTUDIO

En este análisis se han utilizado los programas de cómputo PETROS y ROMEO2.

PETROS es un programa patentado (Petroleum Information Corporation, 1979) que consiste de varios componentes capaces de realizar diversas manipulaciones con datos de registros de pozos, tales como:

- entrada y salida de datos.
- actualización de datos.
- presentación gráfica de los datos en histogramas, diagramas de frecuencia acumulativa, gráficos de interrelación y gráficos "z".
- suavizado, filtrado y "estiramiento" de datos.
- determinación de la porosidad y del contenido de arcillas.
- resumen estadístico de datos a lo largo de intervalos seleccionados.

Este programa posee una notable flexibilidad operado por un técnico competente. En principio, si se dispone de registros apropiados, resulta ser la herramienta necesaria para determinar los

valores in situ de porosidad, salinidad y ciertas medidas de permeabilidad. Detalles sobre este programa están dados en Petroleum Information Corporation (1979).

El programa ROMEO2 traza contornos utilizando un método de interpolación por curvatura mínima. Nuestra versión es una modificación de un programa de Dynamic Graphics Incorporated (1978a,b). Se utilizó en el trazado de los contornos que se muestran más adelante en este trabajo. Una breve descripción de ROMEO2 está dada por Doughty y Vonder Haar (1980).

CONCEPTOS UTILIZADOS EN EL ANALISIS

Para los objetivos de este trabajo, el recurso geotérmico puede considerarse como formado por:

- 1) una zona de sedimentos normalmente compactados que presentan porosidad primaria.
- 2) una capa sello.
- 3) una zona con porosidad primaria químicamente alterada.
- 4) una zona en la cual las temperaturas y la transmisividad son tales que el recurso es explotable tanto técnica como económicamente.
- 5) una zona con porosidad extremadamente baja, en la cual, sin embargo, la fracturación puede ser importante.
- 6) una fuente de calor.
- 7) una serie de fuentes y sumideros de fluido del sistema geotérmico.

Estos conceptos se muestran esquemáticamente en la Figura 2.

La zona normalmente compactada con porosidad primaria consiste de los sedimentos y rocas sedimentarias más someros del recurso geotérmico. Las rocas de Cerro Prieto son en gran parte una colección de clásticos depositados por el Río Colorado, con una pequeña contribución de los abanicos aluviales de las sierras situadas al oeste (Lyons y van de Kamp, 1980). Como con todos los sedimentos, éstos han sido compactados mecánicamente durante el soterramiento, y en consecuencia la densidad de la roca aumenta con la profundidad.

Para un recurso geotérmico, el concepto de capa sello es importante (Faca, 1973). La capa sello puede ser considerada como una superficie o zona que por diversas razones actúa como una capa aislante y como barrera al flujo de fluido. Tal zona puede ser una consecuencia de la mineralización y densificación. Sin embargo puede también deberse a la depositación primaria (i.e., uno o más acuitardos de gran extensión lateral muy cercanos entre sí). Dentro del campo de Cerro Prieto la capa sello corresponde, al menos localmente, con el

contacto denominado A/B determinado por el perforador. Este contacto A/B corresponde a una disminución en la velocidad de penetración de la barrena al pasar de sedimentos no consolidados a sedimentos consolidados, y a un cambio en el color de los recortes de marrón a gris (Puentes y de la Peña, 1978; Seamount y Elders, 1981). Sin embargo, otras zonas pueden actuar como capa sello en otras partes del campo.

Las zonas con porosidad primaria químicamente alterada son consideradas de gran importancia para el campo de Cerro Prieto. Los fluidos que fluyen a través del yacimiento tienen capacidad tanto de disolver material original como de precipitar material nuevo, dependiendo del ambiente físico-químico de la región que atraviesan (véase Vonder Haar y Noble, 1980; Vonder Haar, 1980; y otros informes de Elders y sus colegas). Por lo tanto, la densidad total original dentro del yacimiento puede haber cambiado. La Figura 3 muestra una sección delgada de un núcleo de una roca cuya densidad fue reducida por disolución secundaria. Parece que donde la porosidad ha aumentado (i.e., donde la densidad ha disminuido) el yacimiento localmente puede ser más permeable y tener una capacidad de almacenamiento mayor. Por otro lado, la roca densificada, particularmente si ha sido fracturada, puede formar un yacimiento efectivo. Su capacidad de almacenar fluidos debería ser menor, considerando que se espera que su porosidad sea menor. Como se verá en las siguientes secciones, el objetivo de gran parte de nuestra investigación hasta el momento ha sido la identificación, para una determinada profundidad, de zonas de densidad mayor y menor que la densidad promedio.

Desde el punto de vista técnico y económico, las zonas con adecuada temperatura y transmisividad corresponden a regiones dentro de la zona con porosidad primaria alterada. Estas zonas son las más importantes del recurso geotérmico explotable, o sea, es el volumen que uno quisiera perforar y explotar lucrativamente.

La zona con porosidad extremadamente baja consiste de la masa de roca dentro del recurso geotérmico, sin incluir la capa sello, en la cual nunca existió una porosidad intergranular, o si ésta existió, ha sido destruida por la deposición de minerales. En esta zona puede existir fracturación, fallamiento y microfracturamiento. Dentro del yacimiento de Cerro Prieto esta zona es la más profunda. Estudios adicionales serán necesarios para entender esta zona y su papel, si lo tiene, en la recarga de calor y/o masa a la parte explotable del recurso geotérmico.

El concepto de fuente de calor no requiere una explicación especial. Sin embargo, cabe señalar que en Cerro Prieto aún no ha sido confirmada la exacta localización de la fuente de calor. El calentamiento puede deberse a un complejo de diques y filones capa que intruyen, a profundidad, dentro y debajo del yacimiento (Lyons y van de Kamp, 1980).

La localización de las fuentes y sumideros de fluido es de especial interés. Se considera que la principal fuente de fluido es el sistema del Río Colorado que se encuentra hacia el noreste

(Truesdell et al., 1979). La Laguna Volcano y un extenso conjunto de manantiales, fumarolas y hoyas de lodo localizado al norte y noroeste de la parte principal del campo geotérmico representa el "sumidero" del sistema. Mercado (1968) estimó la magnitud de la descarga de estas manifestaciones superficiales.

Las diferentes zonas, superficies y fenómenos discutidos anteriormente encuadran en el patrón de un recurso geotérmico dinámico localizado en un ambiente de rocas principalmente deltaicas. La Figura 2 indica la relación entre todas estas características. La capa sello define la parte superior de la porosidad primaria químicamente alterada. Encima de la capa sello se encuentra la zona de sedimentos compactados normalmente que presentan porosidad primaria. De manera general se identificó una probable fuente de calor y la ubicación de las fuentes de fluido. También se indica la localización de los sumideros de fluido.

La zona con porosidad primaria químicamente alterada es de gran interés ya que comprende la porción explotable del recurso. Su límite superior ha sido indicado como el contacto A/B determinado por el perforador (Figura 4). El contacto A/B coincide, hasta cierto punto, con lo que nosotros entendemos debería ser una capa sello. Sin embargo, los conceptos son distintivos. La capa sello, o sea la zona que restringe el flujo de masa hacia fuera del yacimiento, a pesar de que coincide localmente con el contacto A/B, desde el punto de vista fenomenológico parece estar constituida por varios componentes: (a) Hacia el este y a profundidad, por acuitardos levemente metamorfozados compuestos principalmente por lutitas, de extensión apreciable, y (b) Hacia el oeste y directamente encima de la parte productora de CP-I, por una combinación de tales acuitardos con unidades, quizás metamorfozadas, compuestas principalmente por areniscas. La capa sello permite el paso de fluido hacia el oeste, el que llega a la superficie en la Laguna Volcano y en las zonas de manifestaciones superficiales al este y noroeste de CP-I. Detalles de las características mineralógicas, de porosidad y densidad de la zona con porosidad primaria químicamente alterada se consideran de importancia, y serán discutidos más adelante. El límite inferior de la zona con porosidad primaria químicamente alterada no se conoce bien.

VARIACION DE LA DENSIDAD EN EL SUBSUELO

Los datos de densidad se obtuvieron de registros de densidad de formación compensada de 28 pozos. Los registros se corrieron entre mayo de 1972 y junio de 1979. Se elaboraron perfiles transversales del campo usando los datos disponibles con el propósito de identificar zonas que, para una determinada profundidad, eran más o menos densas que la densidad promedio. Los valores usados para trazar los contornos, $\Delta\rho_j(d)$, fueron calculados de la siguiente manera;

$$\Delta\rho_j(d) = \bar{\rho}_j(d) - \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n \bar{\rho}_j(d) \quad (1)$$

donde

$$\bar{\rho}_j(d) = \frac{1}{100} \sum_{i=d-50}^{d+50} \rho_j(i) \quad (2)$$

j = corresponde al pozo número j.

d = profundidad al punto medio del intervalo a lo largo del cual se calcula la densidad promedio. Estas profundidades (d) se tomaron a 2000, 2500, 3000, ..., 7500 pies.

n = número de pozos que tienen valores de densidad, a profundidad d.

$\rho_j(i)$ = valor de densidad obtenido del registro de densidad a profundidad i. Las mediciones se hacen a intervalos de un pie.

$\bar{\rho}_j(d)$ = densidad promedio para el pozo j a profundidad d.

$\Delta\rho_j(d)$ = diferencia entre la densidad promedio del pozo j a profundidad d, y la densidad promedio de todos los pozos a la misma profundidad.

En la Ecuación (1) se usó la densidad promedio, $\bar{\rho}_j(d)$, en lugar de $\rho_j(i)$ a fin de promediar el efecto de las variaciones locales en los registros de densidad. Asumimos que las profundidades dadas en los registros son profundidades reales ya que en Cerro Prieto el terreno es casi plano.

La ubicación de los perfiles transversales derivados de los datos de densidad se muestran en la Figura 5. Las Figuras 6 a 9 muestran los perfiles. Existe una zona de material de baja densidad, o sea con una densidad de más de 0.1 g/cm³ debajo del promedio, que se extiende hacia el noreste desde cerca de la Laguna Volcano hasta la vecindad del pozo NL-1 (Figura 6). Esta zona también se extiende hacia el noroeste desde el pozo M-93 hasta por lo menos la vecindad del pozo M-104 (Figura 8). Por otro lado, en el área de CP-I existe una zona de material más denso (véase Figuras 7 y 9).

No se conoce la forma exacta de estas zonas de relativamente alta y baja densidad, debido en parte a los procedimientos de muestreo y promediación utilizados en su identificación. De cualquier manera, estudios más detallados podrían definir mejor la forma de estas zonas.

Cabe mencionar la ubicación de la zona de baja densidad en relación a: (a) las fallas identificadas por Puente C. y Vonder Haar (1979), (b) una anomalía de potencial espontáneo identificada por Corwin y Fitterman (1979), y (c) la actual actividad microsísmica (Majer y McEvilly, 1981). Aparentemente la zona de baja densidad está ubicada principalmente entre las fallas Hidalgo y Delta. Esto sugiere una relación entre el fallamiento, la facilidad del movimiento de fluido al yacimiento, la disolución, y el aumento de porosidad. La Figura 10 muestra la ubicación

de la anomalía de potencial espontáneo, al este de la falla Hidalgo, delineada por Corwin y Fitterman (1979). La anomalía de potencial espontáneo podría deberse al flujo ascendente de agua. La Figura 11 muestra los hipocentros de recientes microsismos (Majer y McEvilly, 1981), localizados en la misma zona que la anomalía de potencial espontáneo. La proximidad entre la zona de baja densidad, las fallas, la anomalía de potencial espontáneo, y los recientes microsismos sugieren que todos estos fenómenos podrían estar estrechamente vinculados y podrían deberse al flujo de fluido en el subsuelo.

Si la zona de baja densidad actuara como un conducto para el flujo de fluido, uno podría preguntarse cuál es el papel de la zona de alta densidad. En el campo de Cerro Prieto la zona de mayor densidad corresponde a la actual zona en producción, especialmente en CP-I (Vonder Haar y Howard, 1979). En esa zona la porosidad actual podría ser menor que la inicial, pero aún existen una porosidad y permeabilidad adecuada. Es concebible que, en términos geológicos, esta parte del yacimiento esté comenzando a mostrar evidencia de una defunción natural a causa de la pérdida de porosidad por precipitación. Por el momento, sin embargo, el yacimiento ciertamente tiene gran valor dado que desde 1973 el campo ha estado produciendo un promedio anual de 90 MW_e de electricidad (Goyal et al., 1981).

CALCULOS DE INGENIERIA DE YACIMIENTOS

Basados en registros de pozos se hicieron dos tipos de cálculos de ingeniería: (a) cálculos de la capacidad de almacenamiento, ϕch (donde ϕ es la porosidad, c es la compresibilidad del sistema roca/fluido, y h es el espesor característico del cuerpo geotérmico, y (b) cálculos de la masa de agua contenida in situ. Para ambos tipos de cálculos se requirieron valores realistas de la porosidad y del espesor característico.

Nuestras estimaciones de porosidad están basadas en: (a) la relación teórica entre las densidades de los granos y del fluido, porosidad y densidad total de la roca, (b) la correlación entre la densidad obtenida de los registros (g/cm³) y la porosidad medida en los núcleos, y (c) los datos de densidad de los granos y del fluido contenido en el volumen estudiado por las herramientas de sondeo. Nuestra conclusión respecto al campo de Cerro Prieto es que la mejor relación entre la porosidad y la densidad de roca total medida por los registros (ρ_b), está dada por la ecuación

$$\phi = \frac{2.696 - \rho_b(\text{g/cm}^3)}{2.696 - 1.06} \quad (3)$$

La Figura 12 muestra la porosidad medida en núcleos versus la curva de densidad total obtenida de los registros, así como también las curvas que indican los límites teóricos superiores e inferiores que hemos recomendado para las funciones porosidad-densidad. Aún no se ha realizado un análisis estadístico exhaustivo de las densidades de granos y fluido. Sin embargo los intervalos de valores son tales que para máximos y mínimos razonables, las curvas correspondientes caerían entre las curvas

indicadas en la Figura 12. Además, la mejor línea de regresión que relaciona la densidad total y la porosidad, ambas obtenidas de los registros, coincide esencialmente con la curva teórica de mejor ajuste.

En la práctica, los valores asignados a h , el espesor característico, son discutibles debido a la distribución de los intervalos abiertos en el campo. Para poder comparar las capacidades de almacenamiento basadas en las pruebas de interferencia de pozos con aquellas basadas en datos derivados de los registros, hemos usado dos maneras para seleccionar el espesor h de los valores obtenidos de los registros. La primera consiste simplemente en calcular el espesor promedio de los distintos intervalos abiertos. La segunda consiste en tomar h como el espesor desde la base del intervalo abierto más profundo hasta la cima del intervalo más somero. Cuando estos valores se multiplican por la porosidad promedio correspondiente a los intervalos abiertos localizados en la cercanía de los pozos en que se han tomado registros, se obtienen los siguientes valores:

$\phi h = 100$ pies, cuando h es el espesor promedio de los intervalos abiertos.

$\phi h = 682$ pies, cuando h se extiende desde la cima del intervalo abierto más somero hasta la base del intervalo más profundo.

Cuando se multiplican estos valores por la compresibilidad, c , se pueden comparar con la capacidad de almacenamiento, ϕch , (2.3×10^{-2} pies/psi) calculada de las pruebas de interferencia (Schroeder, et al., 1978). Al principio esta comparación resultó desconcertante porque se había seleccionado un valor de compresibilidad, c , de 5×10^{-6} psi⁻¹, un valor razonable para agua líquida. Este valor de c dio $\phi h = 4600$ pies. Un valor tan alto para el producto " ϕh " pareció excesivo, y se trató de encontrar una explicación. Después de consultar con personas informadas en lo referente a pruebas de pozos (S. Benson, comunicación personal, 1981) llegamos a la conclusión que el yacimiento en el área de las pruebas presentaba probablemente dos fases, y que la compresibilidad de tal mezcla de fluidos podría fácilmente alcanzar entre 3×10^{-5} y 3×10^{-4} psi⁻¹ (K. Pruess, comunicación personal, 1981). Por lo tanto se llegó a la conclusión general de que existe una coherencia razonable entre los cálculos basados en las pruebas de interferencia de pozos y aquellos basados en los registros. El acuerdo entre los valores numéricos es pobre, debido principalmente a la incertidumbre acerca del valor de la compresibilidad del fluido.

Los cálculos de agua almacenada in situ fueron similares a los utilizados para calcular la capacidad de almacenamiento. La localización del volumen del yacimiento estudiado es distinta a la que se usó en nuestros cálculos de capacidad de almacenamiento. Por lo tanto los valores de la porosidad promedio y del espesor característico son diferentes. En la Figura 13 se muestra la región que se utilizó para calcular el volumen de agua almacenada. En la Figura 14 se presenta un corte transversal proyectado a través del área estudiada.

Se eligió para el espesor representativo la longitud promedio de los intervalos abiertos, y para la altura, el espesor entre la terminación más somera y la más profunda. Los productos entre la porosidad, cada uno de dichos espesores, y el área utilizada en los cálculos dan los siguientes valores:

$\phi h = 98$ pies, donde h es el espesor promedio de los intervalos abiertos.

$\phi h = 387$ pies, donde h se extiende desde la cima del intervalo abierto más somero y la base del intervalo más profundo.

Area = 1.10×10^7 pies².

Para estos valores de ϕh los volúmenes de agua in situ son respectivamente, 1.09×10^9 y 4.28×10^9 pies³. Sin embargo aun el valor mayor (i.e., 4.28×10^9 pies³) apenas equivale al volumen de fluido extraído de esta parte del yacimiento durante sus primeros cuatro años de explotación (4.29×10^9 pies³; K. Goyal, comunicación personal, 1981). Esta comparación lleva a la conclusión de que debe haber recarga de fluido a la parte del yacimiento bajo explotación, ya que éste continúa produciendo fluido para abastecer a la planta. Esta comparación acentúa la importante diferencia que existe entre un yacimiento geotérmico y uno de hidrocarburos, en particular, la diferencia entre un yacimiento que produce calor a través del fluido extraído, comparado con el otro donde la misma masa es el producto comerciable.

RECAPITULACION Y CONCLUSIONES

Los principales puntos de este trabajo son:

- 1) Los programas PETROS y ROMEO2 son herramientas muy útiles para analizar datos de registros de pozos y elaborar mapas y cortes transversales que ilustran estos análisis.
- 2) Hemos preparado un conjunto de conceptos útiles para analizar un yacimiento geotérmico del tipo de Cerro Prieto, o sea un yacimiento que en su mayor parte está localizado en un ambiente de rocas sedimentarias y metasedimentarias. La Figura 2 ilustra estos conceptos. Entre estos, los conceptos de una capa sello y de una base para el recurso explotable parecen ser los menos entendidos.
- 3) La zona de buena porosidad, y baja densidad está asociada con el plano de simetría de una anomalía de potencial espontáneo, con los centros de gran número de microsismos, y con varias fallas importantes que se identificaron en el campo. Se cree que en esta zona se encuentra la salmuera que recarga al recurso geotérmico, que luego se escapa en parte hacia el oeste, apareciendo en la zona de la Laguna Volcano. Manifestaciones superficiales existen al noroeste de CP-I.
- 4) La capa sello del recurso geotérmico corresponde localmente con el contacto A/B, determinado por el perforador, pero desde el punto de vista fenomenológico, este contacto consiste en parte de una serie de acuitardos, hacia el este, y en parte de

una zona mineralizada que permite el movimiento de fluidos, en la vecindad de CP-I.

5) Los cálculos basados en los estudios de registros de densidad realizados para comprobar el valor de la capacidad de almacenamiento pueden ser conciliados con las conclusiones basadas en las pruebas de interferencia, si se acepta un intervalo de valores de la compresibilidad roca/fluido, c , que sea característico de un yacimiento de dos fases (agua-vapor).

6) Una estimación del volumen total de poro del yacimiento, cuando se toma un límite superior para el espesor del yacimiento productor, lleva a la conclusión de que éste debe seguir siendo recargado por fluido para poder mantener la producción actual.

AGRADECIMIENTOS

Quisiéramos agradecer a nuestros colegas de la Coordinadora Ejecutiva de Cerro Prieto de CFE, y de la Earth Sciences Division de LBL por habernos permitido compartir sus datos y por sus valiosas sugerencias. Quisiéramos agradecer especialmente a Marcelo Lippmann y Rubén Zelwer por sus útiles comentarios y sugerencias.

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 No. DE-AC03-76SF00098.