

LA-11410-MS

C.3

Los Alamos National Laboratory is operated by the University of California for the United States Department of Energy under contract W-7405-ENG-36

CIC-14 REPORT COLLECTION
REPRODUCTION
COPY

Central American
Energy and Resources
Project



*Recommendations Report for the
Platanares Geothermal Site,
Department of Copán, Honduras*

Los Alamos

Los Alamos National Laboratory
Los Alamos, New Mexico 87545

*Translated by Manuel Pérez, Clara Chávez, Mable Amador,
and Yvonne Keller*

*This work was supported by the U.S. Agency for
International Development.*

An Affirmative Action/Equal Opportunity Employer

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.

LA-11410-MS

UC-000
Issued: November 1988

*Recommendations Report for the
Platanares Geothermal Site,
Department of Copán, Honduras*

*The Los Alamos National Laboratory and
U.S. Geological Survey Geothermal Assessment Team
A. W. Laughlin, Project Leader*





EXECUTIVE SUMMARY

Reconnaissance and detailed geothermal investigations have identified Platanares, Copán, as the highest-potential geothermal site in Honduras. Beginning with six known geothermal areas, a team comprising geoscientists from the Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), the Los Alamos National Laboratory (Los Alamos), and the U.S. Geological Survey (USGS) used a variety of reconnaissance assessment techniques to rank the potential of the six sites. Particular emphasis was placed on the use of geothermometry to estimate subsurface reservoir temperatures. The two sites with the lowest reservoir temperatures were eliminated from further study; more costly detailed geological and geochemical investigations were conducted at the four remaining sites. These investigations eliminated one other site, leaving Platanares, San Ignacio, and Azacualpa for additional work.

Because of time and financial constraints, Los Alamos, the USGS, and ENEE concentrated their efforts at Platanares and San Ignacio while an Italian/ENEE team funded by the United Nations Development Program (UNDP) performed additional detailed studies at San Ignacio and Azacualpa. The Los Alamos/USGS/ENEE team conducted detailed geophysical surveys at Platanares and San Ignacio and drilled three geothermal gradient coreholes at Platanares. A preliminary economic study of the Platanares geothermal site was also conducted by Los Alamos and ENEE. The results of reconnaissance and detailed investigations of the Platanares site are summarized below.

Location. The Platanares geothermal site is located in the Department of Copán in west-central Honduras. It is approximately 16 km west of Santa Rosa de Copán.

Geology. Tertiary age silicic tuffs and andesite flows overlie the Cretaceous Valle de Angeles red beds. In addition to the northwest-trending Quebrada del Agua Caliente fault, many other faults in the area have apparently controlled the movement of ascending hot water.

Surface Geothermal Manifestations. Most of the hot springs and all of the boiling springs occur along a northwest-trending fault coincident with the Quebrada del Agua Caliente. The waters are alkaline-chloride in nature, and their chemical and isotopic compositions indicate that they equilibrated with red beds of the Valle de Angeles Group at temperatures of 225°-240°C. The surface hot springs discharge approximately 3400 l/min.

Geophysics. Detailed gravity and electrical surveys confirm the location of the major faults at the site. The electrical survey also shows a promising low-resistivity anomaly along the Rio Lara west of the Quebrada del Agua Caliente.

Heat Source. The Tertiary age (14.5 Ma) of the volcanic rocks indicates that they are too old to be the heat source and that the heat source is non-volcanic. Therefore, the high subsurface temperatures must result from deep circulation of water in a region of thin, extended crust.

Drilling Results. High flow rates (up to 515 l/min) of 160°-165°C water were encountered at depths as shallow as 250 m in two of the three gradient coreholes. A conductive geothermal gradient of 139°C/km was measured in the remaining hole. The drilling results suggest that there are two reservoirs at Platanares: a shallow 160°-165°C reservoir and a deeper 225°-240°C reservoir. Extrapolation of the 139°C gradient suggests that the deeper reservoir lies at a depth of 1200-1500 m. At maximum flow the flowing pressure was 70 psia. The two small-diameter (7.8 cm) flowing wells produce 3 and 4.4 MW (thermal), respectively.

Economics. A preliminary study investigated the economics of developing 10 MW from the shallow reservoir. Benefits outweighed the present value of costs by a factor of more than 3 to 1. The total value of benefits was calculated by summing the cost reduction of installing a geothermal plant instead of a hydroelectric plant and the value of electricity generated over the 18-year study period.

A panel consisting of staff from Los Alamos, the USGS, and ENEE, plus a geothermal consultant employed by Los Alamos, evaluated all of the data and developed a recommendations report for future work at Platanares. Their recommendations are summarized below.

1. Both the shallow and deep reservoirs require further assessment and testing.
2. Six production diameter wells should be drilled into the shallow reservoir to allow testing and production of 10 MWe while funding is sought for deep testing.
3. Three additional coreholes should be drilled to define the boundaries of the system.
4. A 2000-m production diameter well should be drilled to locate and test the deep reservoir.
5. A second 2000-m well should be drilled to confirm these results.
6. Supporting geological, geochemical, and geophysical investigations should be conducted to refine the conceptual model of the Platanares geothermal system and improve the understanding of the subsurface conditions.

RECOMMENDATIONS REPORT
FOR THE
PLATANARES GEOTHERMAL SITE,
DEPARTMENT OF COPAN, HONDURAS

by

The Los Alamos National Laboratory and U.S. Geological Survey
Geothermal Assessment Team

A. W. Laughlin, Project Leader

ABSTRACT

A geothermal assessment of six previously identified sites in Honduras has been conducted by a team comprised of staff from the Los Alamos National Laboratory, the U.S. Geological Survey, and the Empresa Nacional de Energía Eléctrica. The application of both reconnaissance and detailed scale techniques lead to the selection of Platanares in the Department of Copán as the highest potential site. Additional work resulted in the completion of a prefeasibility study at Platanares.

We present here a tabulation of the work completed and short summaries of the results from these technical studies. We also present a brief model of the geothermal system and recommendations for additional feasibility work.

I. INTRODUCTION

In 1985, the Los Alamos National Laboratory (Los Alamos) began a cooperative effort with the Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) and the U.S. Geological Survey (USGS) to assess the geothermal potential of Honduras. The objectives of the program, as originally designed, were to determine the relative potential of six previously identified geothermal areas

and to complete a country-wide assessment of Honduras. Because of time and funding constraints, however, emphasis was placed on the assessment of the six known geothermal areas: Platanares, San Ignacio, Azacualpa, Pavana, El Olivar, and Sambo Creek.

Reconnaissance-scale assessment techniques were used at all six areas and, based primarily on geothermometric estimates of reservoir temperatures, El Olivar and Sambo Creek were eliminated from further consideration at this time. Detailed geological and geochemical investigations were performed at the four remaining areas and led to the selection of Platanares as the highest-ranked potential site. San Ignacio and Azacualpa appeared to have approximately equal but slightly lower potential. Detailed gravity and self-potential surveys were conducted at Platanares and San Ignacio, and three geothermal gradient coreholes were drilled at Platanares. Because of the encouraging results at Platanares, additional detailed structural mapping was done. An AMT/MT survey was conducted by the USGS and ENEE, and an economics study was performed by Los Alamos and ENEE.

A tabulation of the prefeasibility geothermal assessment work completed at Platanares is given in Section II. Results of the numerous investigations have been evaluated, and a model of the Platanares geothermal system has been developed. We present this model in this report with recommendations for future work at Platanares. Estimates of drilling costs for the several drilling options are also provided. Summaries of the results of the geological, geochemical, and geophysical investigations and of the drilling are presented as Appendices A-G.

II. TABULATION OF GEOTHERMAL WORK COMPLETED TO DATE IN HONDURAS BY THE ENEE/ LOS ALAMOS/USGS TEAM

A. Country-Wide Geothermal Assessment

1. Water geochemistry on spring and stream samples.
2. Compilation of a catalog of hot springs and thermal place names.
3. Generation of a new gravity map of Honduras.
4. Reprocessing of aeromagnetic data from Honduras.

B. Site-Specific Geothermal Investigations

1. Reconnaissance-scale geologic investigations at six previously identified geothermal areas: Sambo Creek, El Olivar, Pavana, Azacualpa, San Ignacio, and Platanares.
2. Reconnaissance-scale geochemical investigations at the same six previously identified geothermal areas.
3. Detailed geologic investigations at four geothermal areas: Pavana, Azacualpa, San Ignacio, and Platanares.
4. Detailed hydrogeochemical investigations at three geothermal areas: Azacualpa, San Ignacio, and Platanares.
5. Detailed gravity and self-potential surveys at two geothermal areas: San Ignacio and Platanares.
6. Intermediate-depth geothermal gradient coring at Platanares geothermal area. Three coreholes completed.
7. Temperature measurements in these three coreholes.
8. Detailed geologic study of samples from the three coreholes, including lithology, fluid inclusions, and hydrothermal mineralogy.
9. Pressure, temperature, and flow rates determined for the three coreholes.
10. Geothermal reservoir residence times and fluid volumes calculated.
11. Detailed structural geologic mapping performed at Platanares.
12. AMT/MT survey conducted at Platanares.
13. Economics study of Platanares completed.

III. THE CONCEPTUAL MODEL OF THE PLATANARES GEOTHERMAL SYSTEM

The Platanares geothermal system is similar to the Basin and Range type geothermal systems of the western United States. The heat source is non-magmatic; instead, the water is heated during deep circulation in a region of thin, hot, extended crust. The Platanares geothermal system comprises two reservoirs: a shallow 160°-165°C reservoir and a deeper 225°-240°C reservoir. It is not yet known if these reservoirs are stacked or comprise a continuum.

Surface manifestations of the Platanares geothermal system occur within a 3.2-km² area surrounding the northwest-trending Quebrada del Agua Caliente. The distribution of these manifestations indicates that the near-surface flow

of hot water is controlled by the large northwest-trending fault zone coincident with the Quebrada del Agua Caliente and several smaller east to northeast-trending faults. Additionally, low-angle normal faults allow hot water to flow significant horizontal distances. The system is water-dominated, and the chemistry of water and gas samples from the hot springs indicates that the water equilibrated within red beds of the Valle de Angeles Group is at a temperature of 225°-240°C. Extrapolation of the geothermal gradient measured in the second corehole, PLTG-2, suggests that this temperature occurs at a depth of about 1.5 km in the deeper reservoir. Superheated water at a temperature of 160°-165°C encountered in the coreholes at a depth of about 250 m may originate from leakage and convection from this deeper, higher-temperature reservoir. Flow tests conducted on PLTG-1 indicate that this well taps 0.06 km³ of 160°-165°C water within the shallow reservoir. Flow rates of up to 440 l/min were measured from the shallow, 160°-165°C reservoir. Considering the temperature, flow rates, permeability, and probable fluid volumes, development of this reservoir using binary-cycle generators appears feasible.

Although the depth, exact location, volume, and flow rates of the high-temperature reservoir have not been determined, its apparent temperature of 225°-240°C makes it a potential target for further investigation.

IV. RECOMMENDATIONS

1. Because of the continued encouraging results, feasibility stage assessment should be initiated at the Platanares geothermal site, Honduras, as soon as possible.
2. To most efficiently meet ENEE's need for increased generating capacity by 1992-1993, further assessment and testing should be performed of both the shallow and deep geothermal reservoirs at Platanares.
3. Immediate funding should be sought for drilling two production diameter wells at Platanares: 1) a test for discovery (TFD) well and 2) a confirmation well. Depths of approximately 2 km should be planned for these wells. A tentative site for the TFD well is shown on Fig. 1. Requested funding should be sufficient to allow drilling three additional

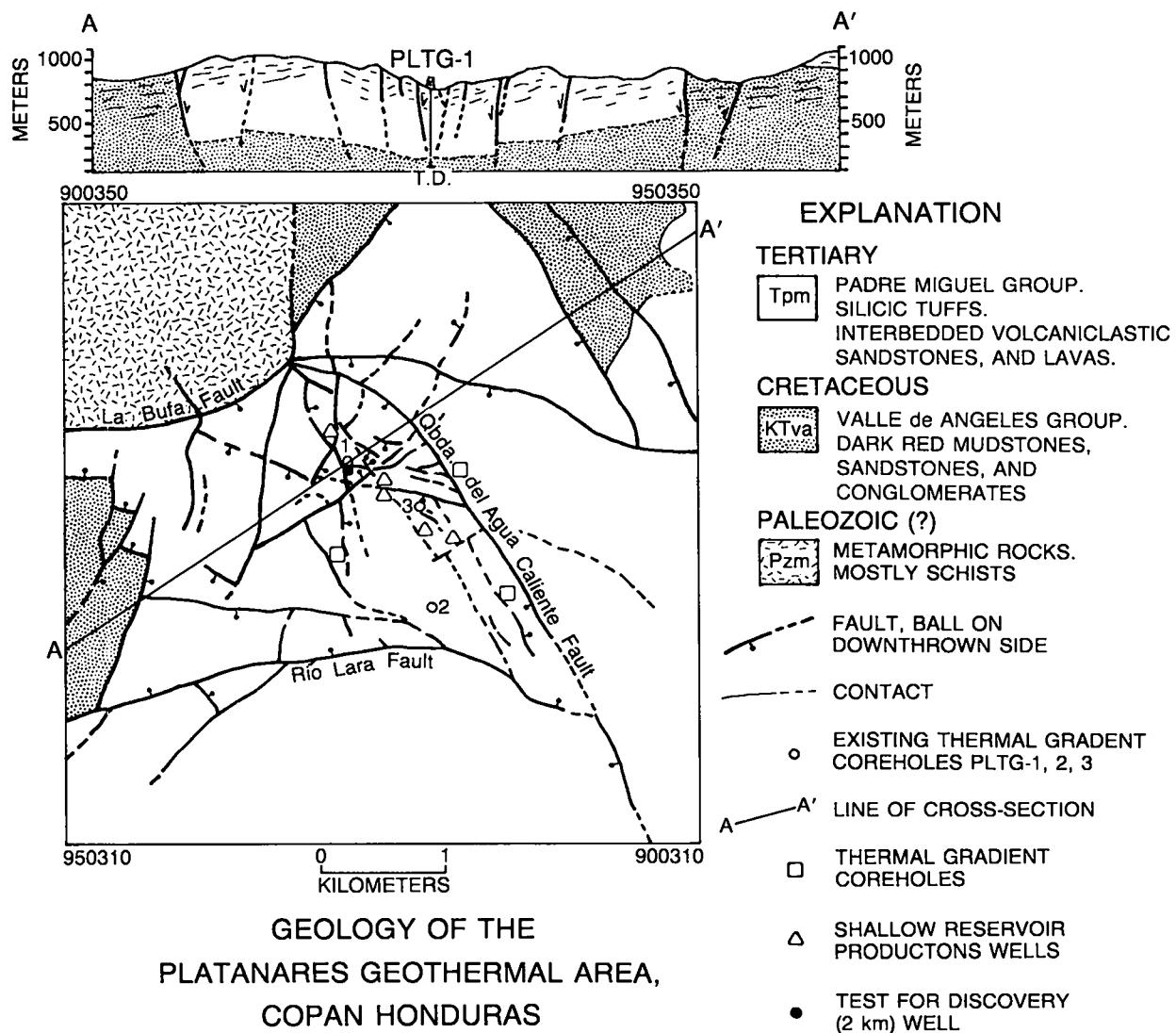


Figure 1. Geologic map of the Platanares geothermal site showing recommended drill sites.

geothermal gradient coreholes for better definition of the boundaries of the geothermal system. Proposed locations for these gradient coreholes are also shown on Fig. 1.

4. While funding is sought for the deeper, more expensive wells, five production diameter wells should be drilled into the shallow 160°–165°C

- reservoir at the sites shown on Fig. 1. If results are positive, these wells can be used as production and reinjection wells for developing the shallow reservoir with portable, staged, binary-cycle generators. If results are negative, data recovered will still be of value in refining the location of the TDF well.
5. Supporting geological, geochemical, and geophysical investigations should continue in order to refine the conceptual model and improve the understanding of subsurface conditions at the Platanares site. Much of this work should be done by ENEE staff with technical support from Los Alamos and the USGS where necessary. These investigations should focus on further delineating the boundaries and depths of the two geothermal reservoirs (by geologic mapping and gradient drilling), improving the characterization of the fracture permeability, and improving the estimates of flow rates and reservoir volumes.

V. ESTIMATES OF DRILLING COSTS

Type	Number	Estimated Cost (\$K)
500-m production diameter wells	5	3000
500-m gradient wells	3	660
2000-m TFD well	1	1500
2000-m confirmation well	1	1400

INTRODUCTION

The Platanares geothermal area in the Department of Copán is located in west-central Honduras, about 30 km from the Guatemalan border (Fig. A-1). Many boiling springs are present in the area, most of which occur along the Quebrada del Agua Caliente. These thermal manifestations have prompted several geothermal investigations (Flores, 1980; Heiken et al., 1986; Goff et al., 1987), the most recent of which is our current program of geology, geophysics, hydrogeochemistry, and drilling. Geologic studies have produced a geologic map of about 25 km² of the Platanares area, radiometric-age determinations for the volcanic rocks, and lithologic and geochemical studies of cores from the wells.

STRATIGRAPHY

The oldest rocks in the area are Paleozoic(?) -age schists, phyllites, and quartzites, which form a highland north of the thermal area. Contacts between

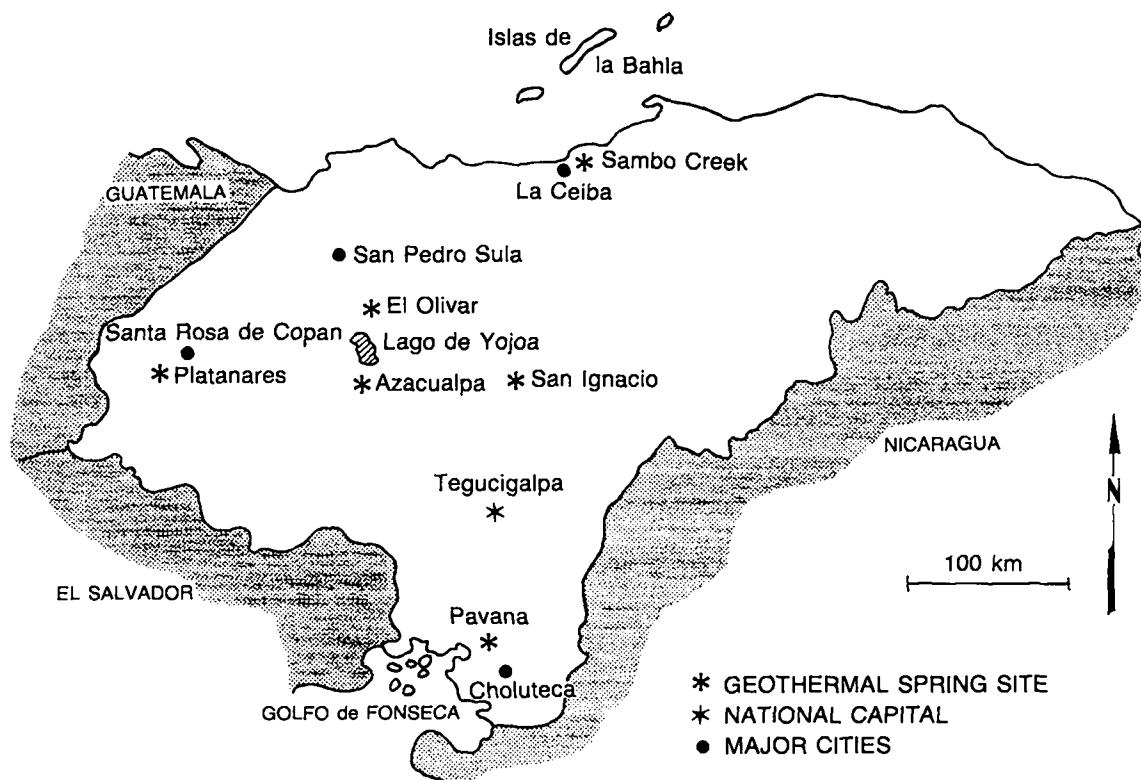


Figure A-1. Location map of the Platanares geothermal site.

metamorphic rocks and the younger Cretaceous and Tertiary rocks are faults. The metamorphic rocks form a high mountainous terrain along the northern and northwestern margins of the geothermal area, and this highland apparently has been a major source of metamorphic clasts found in Cretaceous and Tertiary sedimentary and pyroclastic units. Stream and terrace gravels within the Quebrada del Agua Caliente also are composed of mostly metamorphic clasts.

The next younger unit is a red bed sequence, the Valle de Angeles Group of Cretaceous age. At Platanares, this Group consists of moderately to poorly bedded siltstone, pebbly coarse sandstone, coarse immature sandstone, and conglomerate. Most of the rocks are red, but locally the color is pale green or tan where hydrothermally altered. The total thickness of red beds in this area is not known but is minimally 200 m; elsewhere in Honduras it can reach thicknesses of 3300 m (Mills et al., 1967). Coarser clastic rocks from this Group consist of a mixture of basaltic and metamorphic clasts. Chemical characteristics of the thermal waters suggest that these red beds may be the main reservoir rock (Goff et al., 1987).

Discontinuous stacks of andesitic lava flows overlie the red beds of the Valle de Angeles Group. Within the Platanares area, they crop out along the streambed of the Quebrada del Agua Caliente, immediately north of well PLTG-1 and are penetrated by PLTG-1 and PLTG-3, where they are 550 m and 250 m thick, respectively. These lavas were not intersected by PLTG-2 but may be below the bottom of that well. They are believed to correlate with the Matagalpa Formation, an Eocene-Oligocene unit characterized by mostly andesitic lavas and unconformably overlain by clastic rocks of the Subinal Formation and silicic tuffs of the Padre Miguel Group (Williams and McBirney, 1969; Finch, 1981). At Platanares, all of these andesitic lavas are hydrothermally altered.

Separating the Matagalpa Formation and the silicic tuffs of the Padre Miguel Group is an ~100-m-thick sequence of red beds. These consist of dark red mudstones, sandy mudstones, and sandstones that may be correlative with the Subinal Formation defined by Hirschmann (1963) in nearby Guatemala. Locally, the sandstones within these red beds are characterized by clasts derived entirely from metaquartzite and schist; this is in contrast with sandstones of the older Valle de Angeles Group, which contain a large volcanic clast component.

The youngest Tertiary rock unit is called the Padre Miguel Group and consists of mostly pyroclastic rocks, including massive nonwelded and welded rhyolitic tuffs, pumice fall deposits, and interbedded volcaniclastic sandstones. The thickness is highly variable in the Platanares area, reaching a maximum of 700 m. The most voluminous volcanic rocks are silicic pyroclastic flows, characterized by fine ash matrix with a few to several percent of lithic and pumice clasts that rarely exceed 5 cm in diameter. Individual flows are many meters thick, although contacts between flows are usually obscure. Other tuffs include pumice falls and surge deposits. Locally, thin red beds are interbedded with the tuffs. Padre Miguel rocks elsewhere range in age from 5 to 17 m.y. (Williams and McBirney, 1969; Eppler et al., 1987). Welded tuff samples collected from near the base of the Group have been dated at 14.7 ± 0.5 Ma and 14.2 ± 0.5 Ma (K-Ar biotite ages; analyzed by T. McKee, USGS). Vents for the volcanic rocks have not been identified. The pyroclastic flows may be from the Montaña de Celaque, which is possibly a large resurgent caldera, located 30 km south of the site. The tuffs and lavas are silicified near many faults and in corehole PLTG-1.

Stream terrace gravels form an irregular wedge, up to 60 m thick, along the boundary of the main spring area, near the confluence with the Río Higuito.

STRUCTURE

Stratification in the volcanic rocks dips 15° to 30° to the south or southwest; attitudes diverge from this regional dip near faults and landslides. Bedding in the red beds is generally to the south or southwest, with dips of 15° to vertical.

The Platanares area is highly disrupted by normal faults over an area of about 5 km^2 . The Padre Miguel Group of volcanic rocks is downfaulted against Cretaceous red beds on the northeast and southwest, thus defining a northwest-trending graben. The graben is terminated on the north by a northeast-trending fault that places Paleozoic(?) metamorphic rocks and Cretaceous red beds against the younger volcanic sequence. To the southeast, outcrops of Tertiary volcanic rocks are continuous to the Montaña de Celaque, 30 km from Platanares.

Most of the thermal springs and all of the boiling springs are located along a northwest-trending fault zone that bisects the graben; the Quebrada del Agua Caliente is eroded along this fault zone. Many of these springs are depositing silica sinter that locally cements stream gravels to form resistant beds and banks. Inactive sinter terraces are present at several locations along the Quebrada, some as much as 20 m above the present stream. Two warm springs and several seeps are located about 1.5 km southwest of the main thermal area, along the east-west-trending faults that coincide with the drainage of the Río Lara. No thermal manifestations are known north of the fault termination at the north end of the graben or south of the Río Lara.

The main trace of the fault zone along the Quebrada del Agua Caliente has strong physiographic expression, including escarpments in river-terrace gravels near the confluence with the Río Higuito. A zone, 0.5 km wide, to the west of this main trace is complexly and highly faulted. The fault that coincides with the Río Lara is part of an east-west zone of strong lineation that is readily apparent on satellite images and extends well beyond the project area both to the east and west. Río Higuito makes a right-angled turn at its confluence with the Quebrada del Agua Caliente and follows this zone to the east. Well PLTG-2 is located about 200 m north of the main trace of this zone; abundant shears and clastic dikes seen in core from this hole may reflect its proximity to the Río Lara fault. Similarly, highly fractured core from PLTG-1, located along the Quebrada del Agua Caliente, reflects the degree of faulting there.

CONCLUSIONS

The geologic framework of the Platanares area consists of a basement sequence of highly deformed Paleozoic(?) metamorphic rocks that are overlain by Cretaceous red beds and Tertiary volcanic and sedimentary rocks. Although the maximum age of the volcanic sequence is not yet known, the degree of weathering, erosion, and faulting suggests that these rocks are too old to reflect the presence of an underlying magma reservoir in the crust. Thermal manifestations are localized along faults that cut the entire bedrock section, and thus the general geothermal character is somewhat akin to a typical hydrothermal system of the Basin and Range province of the United States.

The principal reservoir for the Platanares geothermal system is believed to be within red beds of the Cretaceous Valle de Angeles Group, the top of which is at least 400-600 m beneath the surface cover of Tertiary volcanic rocks and younger river-terrace gravels. Reservoir permeability is interpreted as fracture permeability as observed in coreholes PLTG-1 and PLTG-3, caused by fracturing along major fault zones. Geothermometry applied to the thermal water suggests a source reservoir temperature of 225°-240°C (Goff et al., 1987). The thermal water is likely heated during deep circulation in an environment of high crustal heat flow. The three recently drilled coreholes also hold promise of a shallow commercial-grade resource (160°-165°C) at Platanares.

REFERENCES

- Eppler, D. B., Heiken, G., Wohletz, K., Flores, W., Paredes, J. R., and Duffield, W. A., 1987, Geology of the Pavana geothermal area, Departamento de Choluteca, Honduras, Central America, Los Alamos National Laboratory report LA-10864-MS, 17 pp.
- Finch, R., 1981, Mesozoic stratigraphy of Central Honduras, Amer. Assoc. Petrol. Geol., v. 65, pp. 1320-1333.
- Flores, W., 1980, Geology of the Platanares area, in Report of the activities and interpretation of results of the geothermal project of Honduras 1979-1980: Energy Programme of the Central American Isthmus, RLA/76/012.
- Goff, F., Truesdell, A., Grigsby, C., Janik, C., Shevenell, L., and others, 1987a, Hydrogeochemical investigations of six geothermal sites in Honduras, Central America, Los Alamos National Laboratory report LA-10785-MS, 170 pp.
- Heiken, G., Eppler, D., Wohletz, K., Flores, W., Ramos, N., and Ritchie, A., 1986, Geology of the Platanares geothermal site, Copán, Honduras, Los Alamos National Laboratory report LA-10634-MS.
- Hirschmann, T., 1963, Reconnaissance geology and stratigraphy of the Subinal Formation (Tertiary) of the El Progreso area, Guatemala, Central America, Unpub. M.A. Thesis, Indiana University, 67 pp.
- Mills, R., Hugh, K. E., Feray, D. E., and Swolfs, H. C., 1967, Mesozoic stratigraphy of Honduras, Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., v. 51, pp. 1711-1786.
- Williams, H., and McBirney, A., 1969, Volcanic history of Honduras, University of California Publ. Geol. Sci., v. 85, pp. 1-101.



APPENDIX B

SUMMARY OF THE HYDROGEOCHEMISTRY OF THE PLATANARES GEOTHERMAL AREA, COPAN, HONDURAS

Fraser Goff
Los Alamos National Laboratory



Detailed hydrogeochemical investigations were conducted at the six most promising geothermal sites in Honduras: Platanares, San Ignacio, Azacualpa, Pavana, Sambo Creek, and El Olivar (Goff et al., 1987a). In addition, a regional survey was made of the chemistry, stable isotopes, and tritium content of cold (background) waters. None of the geothermal sites are associated with Quaternary (≤ 1.8 My) silicic volcanism, although the El Olivar site lies adjacent to a small Quaternary basalt field, and Pavana is part of a belt of hot spring activity parallel to and 35 km east of the Central American volcanic arc. None of the sites contain acid-sulfate waters indicative of vapor-dominated conditions. Thermal waters at all sites are alkaline-chloride in character. Based on various types of chemical geothermometers, the three best geothermal prospects in Honduras have maximum subsurface reservoir temperatures of 225°C (Platanares), 190°C (San Ignacio), and 185°C (Azacualpa). Based on discharge rates and the estimated reservoir temperatures (Table B-I), the

TABLE B-I. POWER OUTPUT OF SURFACE DISCHARGES AT SIX GEOTHERMAL SITES, HONDURAS (modified by Goff et al., 1987a)

Area	Estimated Surface Discharge (l/min)	Estimated Reservoir Temperature (°C)	Ambient Temperature (°C)	Thermal Energy (MW)	Electrical Energy Equivalent ^a (MW)
Platanares	3370	225	27	44.9	6.7
San Ignacio	1200	190	28	13.8	2.1
Azacualpa	3300	185	28	36.8	6.0
Pavana ^b	1000	150	30	8.4	---
La Ceiba Region					
Sambo Creek	2000	155	30	17.6	---
La Labor	1250	130	30	8.8	---
La Masica	500	130	30	3.5	---
El Olivar ^c	200	120	30	1.3	---

^a Conversion of thermal energy to electrical energy is assumed to be roughly 15% efficient but practical only if reservoir exceeds 180°C.

^b Other sites in Choluteca region not calculated because of low-temperature reservoir (≤ 100 °C).

^c Includes both El Olivar and Laguna Agua Caliente sites.

surface energy output of Platanares is 45 MW(thermal), whereas the surface output of San Ignacio is 14 MW(thermal) and Azacualpa is 37 MW(thermal) (Goff et al., 1986; 1987a; unpublished letter report; Truesdell et al., 1986).

Because Platanares was clearly identified as the best site in Honduras because of subsurface temperature ($\sim 225^{\circ}\text{C}$) and discharge rate ($\sim 3370 \text{ l/min}$), subsequent investigations were conducted in January and February 1987. Thermal waters are $\text{Na-K HCO}_3\text{-SO}_4\text{-Cl}$ in character with significant concentrations of As, B, F, Li, and NH_4 and low concentrations of Ca and Mg. Total dissolved solids are only 1100 mg/kg (Table B-II). Clear mixing trends can be seen in plots of B versus Cl, Li versus Cl, etc., between boiling waters, mixed waters, and near-surface waters (Fig. B-1). Gas chemistry of the boiling springs reveals they are relatively high in CO_2 with significant concentrations of H_2S , NH_3 , and CH_4 (Table B-III). Stable isotope data reveal that recharge to the geothermal reservoir comes from local precipitation because surface waters and reservoir waters have similar deuterium contents (Fig. B-2). On the other hand, an oxygen-18 isotope shift of approximately 0.5 to $1.0^{\circ}/\text{o}$ indicates rock water exchange at a temperature of $\geq 200^{\circ}\text{C}$. Very anomalous concentrations of B, SO_4 , and NH_3 and a $^{13}\text{C-CO}_2$ signature of $\sim 11^{\circ}/\text{o}$ indicate the geothermal reservoir is equilibrated in Cretaceous red beds of the Valle de Angeles Group.

A summary of the various chemical geothermometers is shown in Table B-IV. The quartz geothermometers are considered to be too low owing to quartz precipitation from the hot fluids. Quartz veins and silica sinter deposits occur throughout the main hot spring area. Good agreements exist between cation, $\delta^{18}\text{O-SO}_4$, and gas geothermometers, suggesting a reservoir temperature of 225°C , possibly as high as 240°C .

Abundant tritium samples were collected from end-member waters, mixed waters, and cold waters. These data were fit to a set of empirical curves based on two types of geothermal reservoir scenarios (piston flow and well mixed) to determine both the maximum age of fluids in the reservoir and the estimated reservoir volume (Goff et al., 1987; unpublished letter report). Based on this mathematical treatment of the data, end-member waters representative of the geothermal reservoir (average of 0.25 tritium units) have a mean residence time in the reservoir of approximately 900 years. The volume of the reservoir, V, can be estimated from the simple equation:

TABLE B-II. MAJOR CHEMISTRY^a AND ISOTOPE DATA^b FOR THE PLATANARES GEOTHERMAL SYSTEM

Sample ^c No.	Temp. (°C)	Field pH	SiO ₂	Na	K	Li	Ca	Mg	Cl	F	HCO ₃	CO ₃	SO ₄	B	As	NH ₄	δU	δ ¹⁸ O	³ H	δ ¹³ C
End-Member Geothermal Water																				
PL-1	99.5	8.75	288	310	38	4.04	2.5	0.06	36.7	12.4	78.1	206	225	16.7	1.26	10.4	-41.6	-6.14	--	-8.72
PL-26	98.7	8.7	296	311	37	3.90	2.4	<0.1	35.9	13.3	18.3	247	242	17.0	1.1	3.30	-43.1	-5.93	--	--
PL-3	100.1	8.75	277	305	36	3.85	3.0	0.04	33.4	12.7	171	168	238	15.5	0.89	13.0	-42.4	-6.17	0.09	-7.69
PL-24	99.0	8.7	278	291	34	3.60	1.3	<0.1	34.4	13.1	64.7	209	236	16.8	0.8	4.20	-43.2	-6.20	0.34	-9.06
PL-5	96.0	8.3	305	289	18	3.56	1.2	0.06	36.0	12.3	154	142	239	16.0	0.88	11.9	-41.6	-6.03	0.12	--
PL-28	98.0	8.5	313	285	19	3.40	5.0	<0.1	34.9	13.1	91.5	187	235	18.1	0.9	4.23	-42.2	-5.94	0.76	-8.42
PL-7	98.5	8.75	236	311	26	3.53	3.8	0.08	34.4	12.6	171	154	245	16.0	0.79	9.5	-42.1	-6.12	--	-7.23
PL-36	98.3	8.7	251	305	29	3.50	2.2	<0.1	33.7	13.3	80.5	203	251	16.9	0.8	4.50	-44.9	-5.93	--	--
PL-8	98.6	8.75	233	299	37	3.72	1.0	0.04	34.0	12.9	68.3	202	246	16.4	0.68	7.95	-42.7	-6.00	0.41	-7.11
PL-17	98.2	8.9	242	304	40	3.80	1.1	<0.1	34.5	13.0	35.4	229	249	17.1	1.0	2.65	--	-5.96	1.07	-8.34
PL-2	99.3	8.75	290	291	33	3.50	3.2	0.07	35.4	12.9	215	132	215	16.4	1.00	11.7	-42.8	-6.03	--	--
PL-20	95.0	8.8	283	317	41	4.10	1.4	<0.1	34.8	13.0	199	188	240	17.0	1.0	3.30	-44.4	-6.26	0.46	-8.07
PL-22	98.4	9.1	292	333	37	4.00	1.3	<0.1	35.9	13.2	28	251	248	17.2	1.1	4.30	-46.5	-6.21	--	--
PL-23	95.0	8.0	233	305	35	3.70	8.9	0.3	33.5	12.4	276	139	231	16.1	1.0	8.08	-41.0	-6.44	0.90	--
PL-27	99.0	8.5	282	303	35	3.70	6.5	<0.1	34.4	13.3	32.9	238	240	19.4	0.9	3.61	-43.4	-6.02	--	--
Mixed Geothermal Water																				
PL-4	88.3	6.80	183	231	26	2.94	20.9	1.54	25.9	9.6	473	0	193	12.2	0.71	17.3	-44.0	-6.33	0.96	--
PL-6	92.0	7.20	183	260	21	3.29	5.4	0.08	26.0	9.5	530	0	199	12.5	0.58	11.0	-44.6	-6.02	--	--
PL-10	38.4	6.30	35	45	10.3	0.28	42.2	8.73	6.2	0.84	137	0	128	2.27	0.05	0.09	-42.1	-6.51	--	--
PL-11	70.8	7.40	191	230	25	2.86	16.3	1.19	31.2	12.4	355	0	232	15.0	0.21	17.1	-43.6	-6.09	--	-6.78
PL-12	35.1	6.60	39	52	20	0.45	42.7	11.7	7.2	0.85	187	0	135	2.76	0.39	0.15	-41.2	-6.53	5.14	--
PL-14	37.1	7.00	84	91	11.0	0.99	43.3	10.2	11.4	3.49	229	0	160	5.35	<0.05	0.09	--	--	--	--
PL-15	54.0	7.50	107	113	23	1.60	70.2	1.34	10.2	5.0	456	0	94	5.12	<0.05	9.7	-46.9	-6.94	2.37	--
PL-41	52.8	6.5	107	117	22	1.69	73.0	1.4	11.2	5.37	475	0	98	5.56	0.4	4.13	-47.4	-6.97	--	-9.57
PL-19	87.7	7.0	106	153	21	1.84	40.5	12.6	16.7	6.26	425	0	178	7.86	0.5	3.70	-49.0	-6.94	2.40	-9.14
PL-21	65.6	6.8	171	216	27	2.90	35.7	4.9	22.5	8.76	481	0	188	10.4	0.5	5.31	-45.8	-6.76	--	--
PL-25	68.6	6.7	208	255	29	2.70	16.4	2.9	30.6	11.9	503	0	224	14.6	0.6	9.76	-46.0	-6.62	0.59	--
PL-30	48.5	7.3	138	113	19	1.42	67.8	5.0	11.1	5.37	382	0	122	5.43	0.2	2.17	-47.4	-6.90	2.43	-6.81
PL-32	97.6	8.0	198	258	18	2.70	4.6	<0.1	32.6	12.8	284	64.8	214	16.9	0.6	6.11	-45.0	-6.44	0.53	--
PL-33	79.0	6.0	185	326	22	3.00	7.8	0.2	32.9	11.4	594	0	214	16.4	0.6	5.33	-46.2	-6.04	0.46	-7.47
PL-34	89.6	6.5	217	275	19	3.10	8.0	<0.1	32.5	12.5	488	0	212	16.4	0.5	8.55	-47.6	-6.60	--	--
PL-43	21.0	6.8	76	132	24	1.94	32.3	1.4	14.7	4.55	279	0	139	6.75	0.7	<0.02	-40.5	-5.35	--	--
Cold Water																				
PL-9	26.7	6.9	22	10	1.6	<0.01	72	15.5	2.6	0.21	45.7	0	110	0.03	<0.05	0.12	-42.8	-7.01	5.5	8.4d
PL-18	23.4	7.6	17	8.9	16	<0.02	64.1	11.8	1.4	0.2	189	0	78.6	0.03	<0.1	0.03	-45.4	-7.29	--	--
PL-45	27.0	7.0	22	10.5	1.9	<0.17	71.4	14.2	1.4	0.21	171	0	121	0.03	<0.1	0.06	--	8.3	--	--
PL-13	25.3	7.1	17	5.0	2.5	0.04	20.8	4.56	2.7	0.48	32.9	0	50	<0.02	<0.05	0.12	-39.5	-5.92	--	--
PL-29	24.2	6.0	19	9.8	2.4	0.02	19.0	3.5	1.1	0.56	32.9	0	40.4	0.03	<0.1	0.04	-43.0	-6.48	4.62	--
PL-16	28.0	7.0	31	17.0	3.3	0.06	49.9	10.2	3.3	0.27	183	0	48.4	0.11	<0.05	0.13	-37.7	-5.95	7.24	--
PL-42	20.7	7.2	28	9.4	2.3	<0.01	38.8	7.6	0.9	0.22	92.7	28.8	24.3	0.07	<0.1	<0.02	-42.4	-6.72	--	--
PL-31	21.5	6.0	48	6.2	3.9	<0.01	2.0	0.2	0.8	0.19	34.2	0	0.3	0.03	<0.1	0.03	-31.6	-4.37	2.55	--
PL-35	21.4	6.8	83	16.2	5.2	0.02	17.7	0.9	1.0	0.30	112	0	1.3	0.09	<0.1	0.06	-42.8	-6.13	2.02	--
PL-37	25.0	6.5	51	16.8	3.5	0.01	28.6	3.6	1.7	0.35	154	0	7.7	0.23	<0.1	0.03	--	--	--	--
PL-38	23.0	7.5	27	11.1	2.2	<0.01	41.3	7.1	1.8	0.28	123	28.8	24.3	0.06	<0.1	<0.02	-43.8	-6.29	--	--

^aChemical analyses reported in Mg/Kg.

^bδU and δ¹⁸O reported in ‰ relative to Standard Mean Ocean Water (SMOW); δ¹³C reported in ‰ relative to PeeDee Belemnite (PDB); tritium (³H) reported in Tritium Units (T.U.).

^cSample numbers enclosed by brackets came from the same sampling location; sample numbers PL-1 to PL-16 from May 1985; sample numbers PL-17 to PL-45 from January–February 1986.

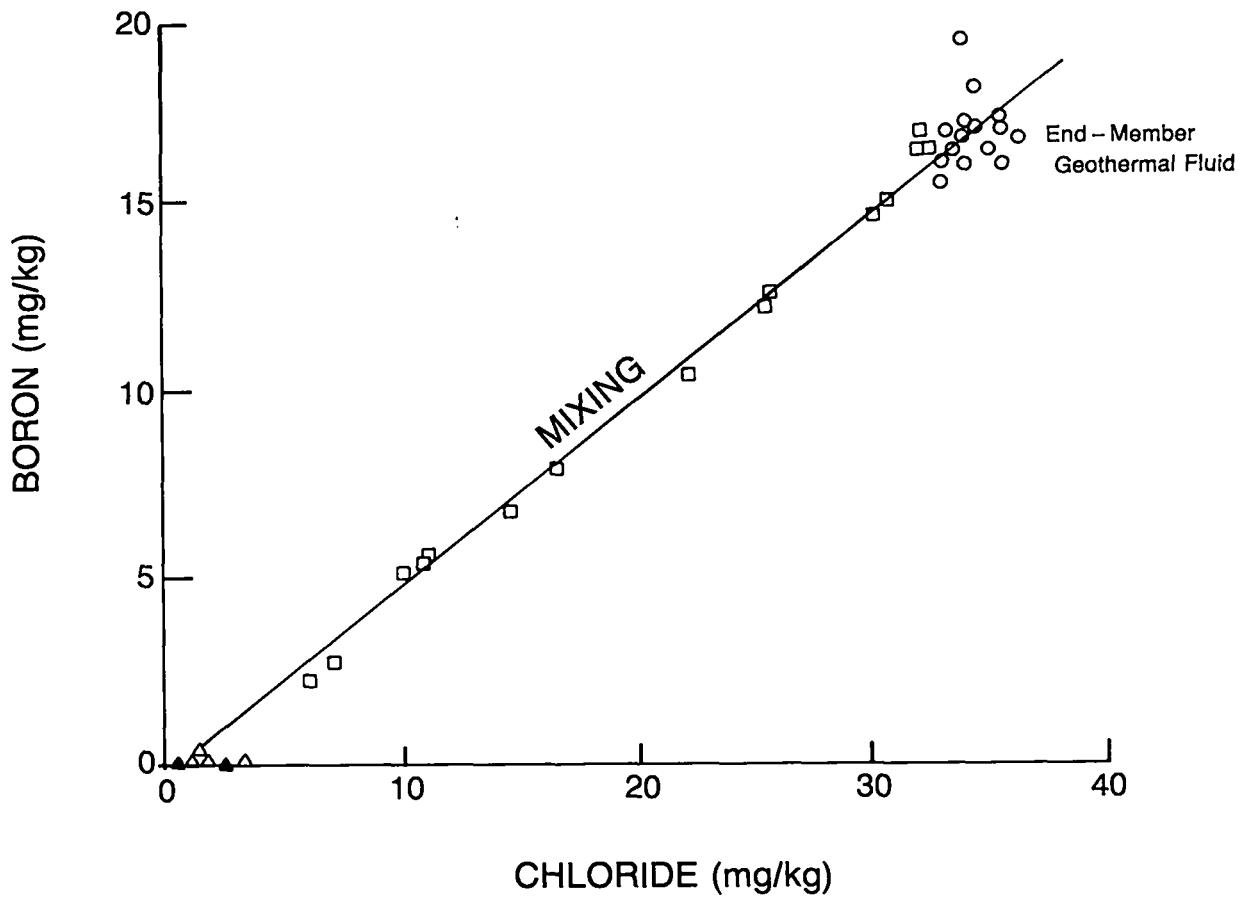


Figure B-1. B versus Cl, Platanares; triangles are cold waters, squares are mixed waters, and circles are end-member waters.

$$V = \dot{q} (\tau) \quad (1)$$

where \dot{q} = steady-state discharge rate and τ = mean residence time of fluid. For Platanares (discharge rate of 3370 l/min), the estimated reservoir volume is 1.6 km³ of reservoir fluid. Assuming 10% porosity of reservoir rock, the volume of the geothermal reservoir would be 16 km³.

Exploration coreholes PLTG-1, -2, and -3 were drilled from October 1986 to June 1987. Bottom-hole temperatures are 160°C at 650 m, 104°C at 401 m, and 165°C at 679 m, respectively. Coreholes PLTG-1 and -3 produce considerable amounts of geothermal fluid from depth and show isothermal temperature profiles for much of their depth (Fig. B-3). PLTG-2 shows an apparent conductive

TABLE B-III. GAS CHEMISTRY OF HOT SPRINGS OF HONDURAS^a

Field No.	Site	Date	Measured Temp, °C	CO ₂	H ₂ S	H ₂	CH ₄	N ₂	NH ₃	O ₂	Ar	He	Total	¹³ C-CO ₂
SAN IGNACIO REGION														
SI-2	San Ignacio	05/15/85	99.0	88.3	0.6075	0.2296	0.35025	5.55	4.846	0.01669	0.14685	0.000990	100.05	-11.75
SI-3	San Ignacio	05/15/85	98.9	91.3	1.768	0.1342	0.07293	4.987	1.681	0	0.1311	0	100.07	-11.01
SI-4	San Ignacio	01/25/86	99.6	77.58	6.082	0.5487	0.3387	9.815	5.156	0.06837	0.2496	0.004	99.84	-18.47
SI-7	San Ignacio	05/15/85	98.0	90.58	5.163	0.07295	0.06078	2.492	1.591	0	0.06698	0	100.03	-12.8
SI-9	San Ignacio	01/08/86	98.6	87.98	6.06	0.3625	0.3565	3.268	1.81	0	0.09996	0.0014	99.94	-13.3
SI-15	San Ignacio	01/25/86	98.2	93.75	2.126	0.1724	0.2073	2.428	1.215	0	0.07252	0.001	99.97	-9.51
PLATANARES REGION														
PL-1a	Platanares	05/17/85	99.5	81.62	2.587	0.03088	0.3175	0.9297	14.46	0.006261	0.02371	0.000050	99.98	-10.84
PL-1b	Platanares	05/17/85	99.5	82.02	3.006	0.03437	0.2164	1.167	13.54	0.00362	0.0276	0	100.01	-10.76
PL-3	Platanares	05/17/85	100.1	88.66	1.557	0.01654	0.3406	3.55	5.822	0	0.0901	0	100.04	-10.05
PL-17	Platanares	02/03/86	98.2	72.11	2.856	0.02395	0.5463	7.148	17	0.07775	0.1708	0	99.93	-12.17
PL-22	Platanares	02/04/86	98.4	90.97	0.17	0.03377	1.263	6.289	0.01027	1.019	0.1508	0.0011	99.91	-8.46
PL-23	Platanares	02/04/86	95	75.8	11.03	0.01028	0.1614	6.109	6.182	0.5662	0.1409	0	100.00	-12.78
PL-27	Platanares	02/04/86	98.5	85.55	2.13	0.02915	0.7624	3.4	7.948	0	0.08154	0.0006	99.90	-10.03
PL-28	Platanares	02/04/86	98.3	87.99	1.625	0.04174	0.1957	2.901	7.086	0.03004	0.06997	0	99.94	-9.79
PL-36	Platanares	02/04/86	98.3	82.06	1.944	0.01223	0.1237	4.875	10.67	0.1109	0.1147	0	99.91	-12.8d
AZACUALPA REGION														
AZ-4	Azacualpa	05/24/86	100.3	76.66	5.453	0.03875	0.3173	15.59	1.084	0.4151	0.3692	0.002437	99.93	-12.63
AZ-4	Azacualpa	05/28/86	99.8	76.5	4.68	0.05859	0.3515	15.9	1.882	0.01712	0.3754	0.0045	99.77	-11.68
AZ-6	Azacualpa	05/24/85	101.4	79.87	0.224	0.07282	0.867	18.04	0.021	0.7417	0.5188	0.00835	100.36	-7.04
AZ-12	Azacualpa	01/28/86	99.5	83.14	1.445	0.02514	0.5278	13.56	0.5874	0.1807	0.37	0.0046	99.84	-9.66
AZ-23	Azacualpa	01/28/86	97.0	78.88	0.5273	0.07526	0.9284	18.46	0.01662	0.3836	0.5402	0.0092	99.82	-7.84
WEST OF AZACUALPA REGION														
AZI-24	Island													
	NW Azacualpa	01/29/86	75.0	11.26	0.6868	0	1.54	83.0	0.0114	0.2955	1.41	0.0171	98.22	-16.16
EL CAJON REGION														
VI-2	El Cajon	01/31/86	50.0	4.33	0	0	0.426	91.33	0.007508	1.015	1.242	0	98.35	--
LA CEIBA REGION														
SC-3	Sambo Creek	05/21/85	99.5	12.58	4.809	0.02366	0.8064	76.97	0.3992	1.428	2.439	0.03714	99.49	-14.73
EL OLIVAR REGION														
EO-1	El Olivar	05/23/85	66.4	97.33	0.005822	0.0001	0.3124	1.695	0.01591	0.5903	0.02634	0.000064	99.98	-2.69
EO-7	Laguna Agua Cal.	05/23/85	67.8	99.39	0.03069	0.000590	0.1126	0.3923	0.007614	0.04948	0.00958	0.000277	99.99	-3.56
CHOLOTECA REGION														
PV-3	Pavana	05/29/87	101.8	71.81	3.542	0.0033	0.141	18.35	0.3991	4.987	0.5068	0	99.74	-9.74

^aGas concentrations are reported in volume percent.

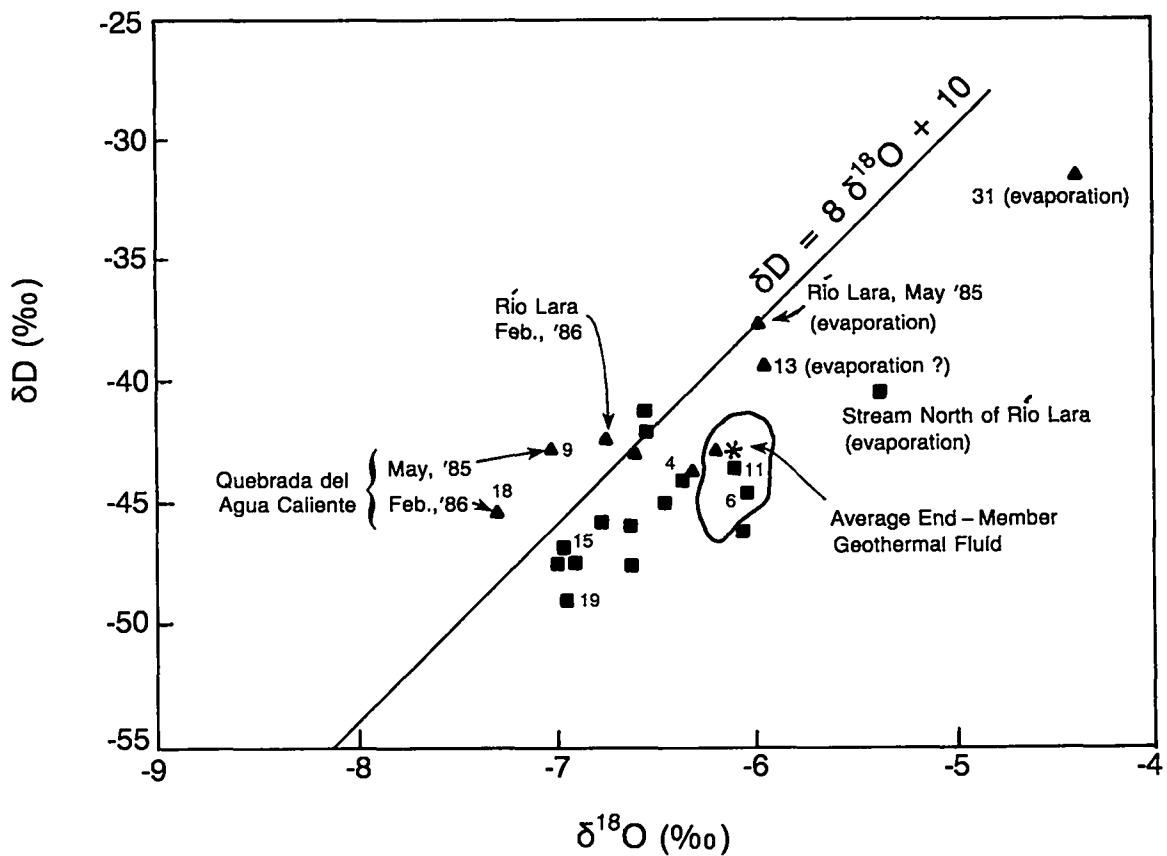


Figure B-2. Stable isotope data, Platanares; symbols same as Fig. B-1. Solid line outlines the cloud of points representing end-member geothermal fluids.

gradient of 139°C/km in the bottom one-third of the bore. Using thermal conductivity data acquired from the core, the heat flow in the lower zone of PLTG-2 is 265.7 mW/m² (6.4 HFU) implying that a convecting geothermal resource underlies the PLTG-2 site. Downward continuation of the 139°C/km gradient to the estimated reservoir temperature of 225°C implies that the depth to the source reservoir is 1.2 to 1.5 km.

Flow tests were carried out in both the PLTG-1 and PLTG-3 coreholes although transient analysis of PLTG-3 is yet incomplete. Chemistry of fluids from PLTG-1 and -3 resemble fluids in surface boiling hot springs (Truesdell et al., 1987). Although fluids are produced from fractured red beds at 160° to 165°C, geothermometers imply a source reservoir of 225°C (similar to the springs). Short flow tests of eight and six days for the two coreholes yielded

TABLE B-IV. CALCULATED GEOTHERMOMETERS FOR END-MEMBER GEOTHERMAL FLUIDS,
PLATANARES, HONDURAS

Field No.	Measured Temp. (°C)	Qtz ^a	Na-K	Na-K-Ca $\beta = 1/3$	Na-Li	$\delta^{180}\text{-SO}_4$		Gas	
						T ₁ ^a	T ₂ ^b	T _{D-P} ^c	T $\text{CO}_2\text{-CH}_4$ ^d
PL-1	99.5	206	235	225	300	248	220	230	181
PL-1(2) ^e	99.5	--	--	--	--	--	--	238	195
PL-2	99.3	207	228	216	289	--	--	--	--
PL-3	100.1	203	232	221	296	253	224	205	182
PL-5	96.0	211	179	190	292	--	--	--	--
PL-7	98.5	192	202	197	281	254	224	--	--
PL-8	98.6	191	236	235	293	261	229	--	--
PL-17	98.2	193	242	239	294	272	236	223	157
PL-20	95.0	205	240	236	299	261	228	--	--
PL-22	98.4	207	226	228	289	--	--	185	135
PL-23	95.0	191	229	207	290	--	--	228	203
PL-24	99.0	204	231	228	293	268	233	--	--
PL-26	98.7	208	232	224	295	--	--	--	--
PL-27	99.0	205	230	211	291	--	--	217	151
PL-28	98.0	213	185	180	288	267	232	234	201
PL-36	98.3	196	213	210	282	269	234	210	215
Ave. ^f	--	202±7	223±19	216±17	291±5	261±8	229±5	219±17	180±27

^a No steam loss.

^b Continuous steam loss.

^c D'Amore and Panichi (1980).

^d Norman and Bernhardt (1981).

^e Collected for gas only.

^f Error reported is standard deviation.

TABLE B-V. FLOW TEST DATA FROM PLTG-1 AND PLTG-3 COREHOLES, PLATANARES, HONDURAS

	PLTG-1	PLTG-3
Date	Feb. 1987	June 1987
Maximum Flow Rate	350 l/m	515 l/m
BHT	160°C?	164°C?
Shut-In Pressure	110 psia	130 psia
Flowing Wellhead Temperature	138°C	150.5°C
Flowing Pressure @ Max. Flow	30 psia	70 psia
Maximum Temperature after Shut-In	145°C	158°C
Power Output @ Maximum Flow	~3.0 MW(t)	~4.4 MW(t)
Total Depth	650 m	679 m
Flow Zone	625-640 m	458 m; 622-635 m
Well Diameter	7.8 cm (3.0 in.)	7.8 cm (3.0 in.)

Figure B-3. Temperature-versus-depth profiles for PLTG-1 and -2.

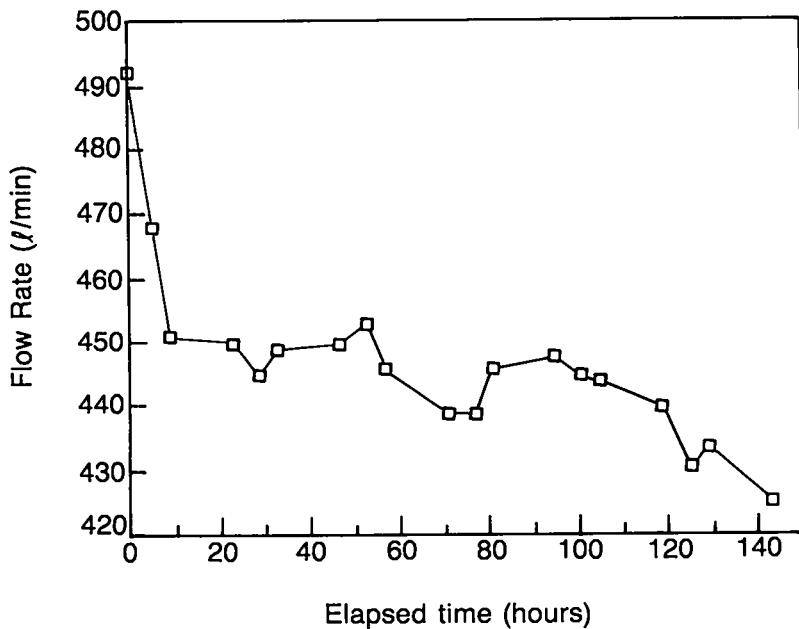
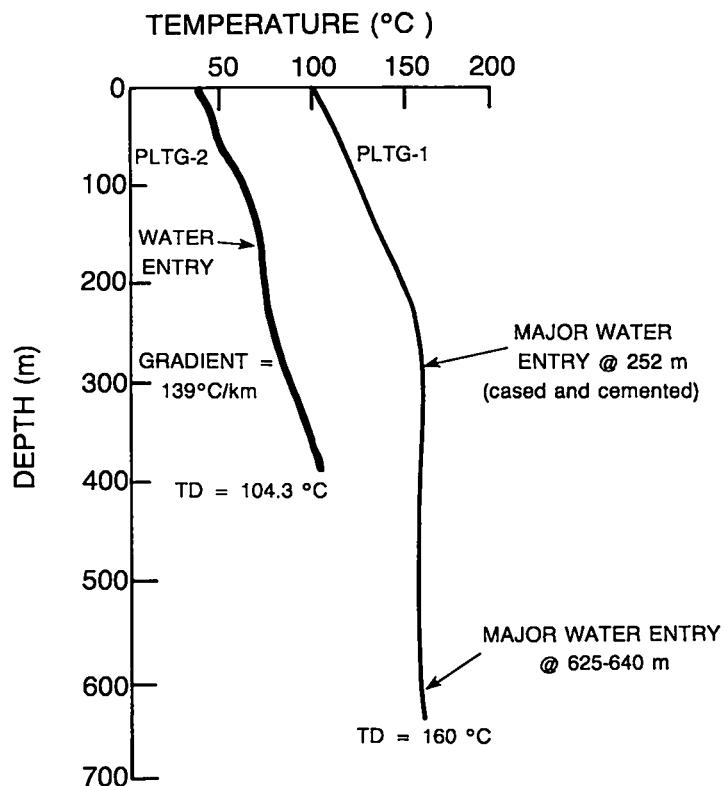


Figure B-4. Flow test versus time for PLTG-3 (six-day test).

steady-state flow rates of about 320 and 430 l/min (uncorrected for flash) (Fig. B-4). A summary of data for the two wells is listed in Table B-V. The wells produce roughly 3.0 and 4.4 MW(thermal), respectively, which is very impressive for 3-in. coreholes. Permeability determinations on fractured core from PLTG-1 are about 300 md. Many fractures are over 1 m in length in the interval 625 to 640 m (Goff et al., 1987b).

Reservoir Model

Figure B-5 shows our model of the Platanares geothermal system schematically superimposed on the A-A' cross section of Heiken et al. (1986). From the high contents of NH₄, B, and SO₄ in the thermal fluids and the high concentrations of NH₃ and depleted δ¹³C-values of CO₂ in the gases, we strongly

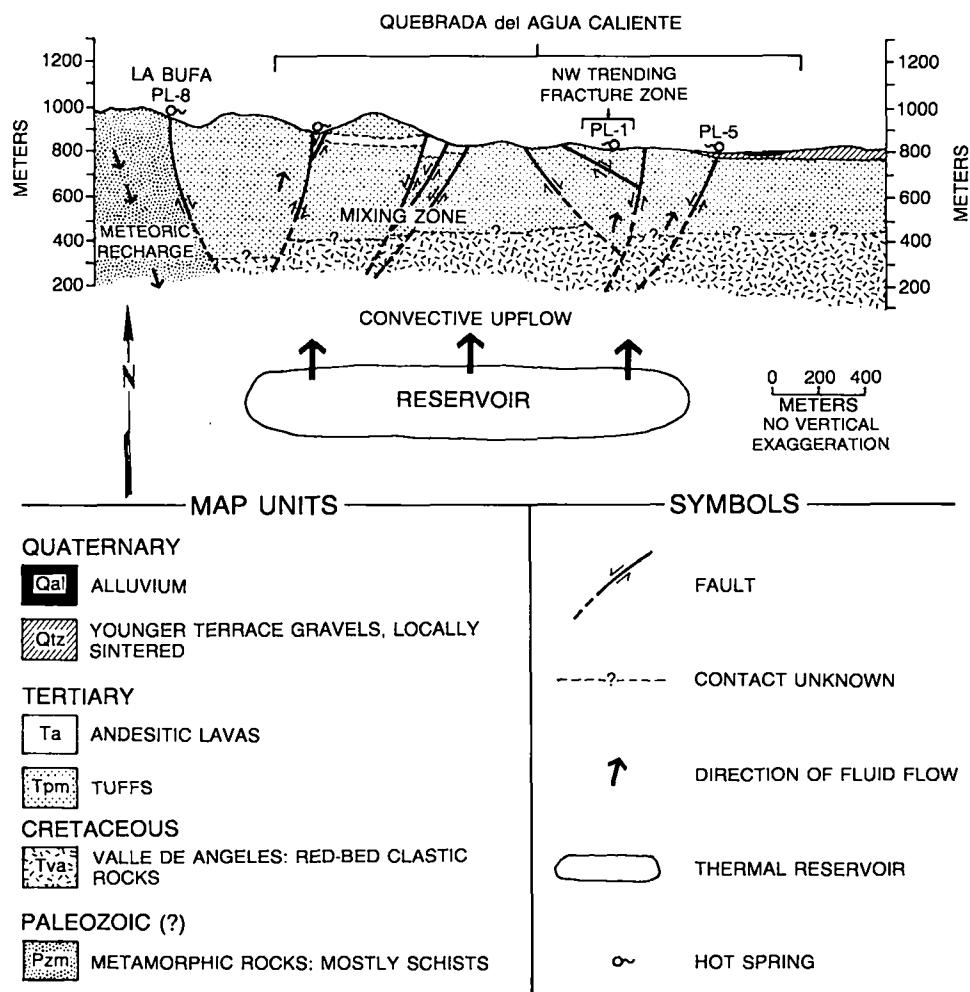


Figure B-5. Model of Platanares reservoir (from Goff et al., 1987a).

believe that the geothermal reservoir equilibrated in fractured red beds of the Valle de Angeles Group. This has been verified from drilling. This rock group is known to contain gypsum, petroleum, organic deposits, and marine clay shales in the upper half of the sequence (Finch, 1981), which could supply SO_4 , NH_3 , CO_2 , H_2S , and B during thermal metamorphism.

Our work shows that the major hot springs discharge along a northwest-trending fracture system across the entire width of a structural graben (springs PL-8 to PL-5). Because hot end-member fluids also encompass this entire zone, it appears to us that the reservoir underlies the entire graben and not just one fault block. The northwestern limit of the reservoir is bounded by the major northeast-trending fault that juxtaposes Paleozoic schist (north) against Tertiary volcanics (south). Other limits of the reservoir are not well defined at this time, although mixed fluids discharge as far south as the Río Lara. Corehole PLTG-2 near the southern limit of hot springs has a conductive gradient of $139^\circ\text{C}/\text{km}$ and a heat flow of 265 MW/m^2 .

From constraints supplied by stable isotope data, recharge to the Platanares system probably comes from the higher elevations to the north and northwest. Tritium data suggest that the percolation rate is relatively slow and that the mean residence time of fluid in the reservoir is about 900 years. After heating and equilibration, geothermal fluid exemplified by end-member waters PL-1, PL-5, and PL-8 rises convectively along the many faults cutting the reservoir rocks. Reservoir fluid entering the fractured ignimbrite sequence of the Padre Miguel Group mixes with a deep, cool groundwater to produce mixed thermal waters. We feel that this deep groundwater must flow slowly through the Padre Miguel Group because geologic evidence indicates that these rocks extend to depths as great as 560 m and that the groundwater contains relatively high tritium (indicating a probable age of not less than 5 yr). We are uncertain as to the source of this cool groundwater because stable isotopes indicate that its average recharge elevation is roughly 150 m higher than that of the geothermal fluid in the reservoir, perhaps at the volcanic highlands to the northeast and south.

After thermal waters reach the surface, localized mixing occurs with shallow groundwater in alluvium along the Quebrada Agua Caliente and in colluvium along the canyon walls. The isotopes of this near-surface end member

resemble those of the quebrada as do their high tritium contents, which are above present background levels (indicating an age of only a few years).

Based on the cation geothermometry (Table B-IV), the average temperature of the geothermal reservoir appears to be at least 225°C. Temperatures based on quartz solubility are low because of precipitation of quartz or chalcedony during upflow. Temperatures based on D'Amore-Panichi gas geothermometry are in good agreement with the 225°C values. Temperatures based on $\text{SO}_4\text{-H}_2\text{O}$ geothermometry agree if we assume continuous steam loss. According to drilling of PLTG-1 and PLTG-3, a shallow resource of 160° to 165°C occurs at depths of 250 to 680 m, but downward continuation of the temperature profile in PLTG-2 implies the deep 225°C resource occurs at a depth of 1.2 to 1.5 km.

REFERENCES

- D'Amore, F., and Panichi, C., 1980, Evolution of deep temperatures of hydrothermal systems by a new gas geothermometer, *Geochim. Cosmochim. Acta*, v. 44, pp. 549-556.
- Finch, R., 1981, Mesozoic stratigraphy of Central Honduras, *Amer. Assoc. Petrol. Geol.*, v. 65(7), pp. 1320-1333.
- Goff, F., Shevenell, L., Truesdell, A., Janik, C., Grigsby, C., and Paredes, J., 1986, Hydrogeochemistry and preliminary reservoir model of the Platanares Geothermal System, Honduras, *Trans. Geotherm. Res. Counc.*, v. 10, pp. 125-130.
- Goff, F., Truesdell, A., Grigsby, C., Janik, C., Shevenell, L., and others, 1987a, Hydrogeochemical investigations of six geothermal sites in Honduras, Central America, Los Alamos National Laboratory report LA-10785-MS, 170 pp.
- Goff, F., Shevenell, L., Kelkar, S., Smith, D., Meert, J., and others, 1987b, Stratigraphy, temperature profiles, and flow test data from PLTG-1 and PLTG-2 coreholes, Platanares Geothermal System, Honduras, *Trans. Geotherm. Res. Counc.* (in press).
- Goff, F., Truesdell, A., Shevenell, L., Janik, C., Grigsby, C., and others, unpublished, Hydrogeological report of the Second Honduras Sampling Trip, January-February 1986, Los Alamos National Laboratory letter report, 50 pp.
- Heiken, G., Eppler, D., Wohletz, K., Flores, W., Ramos, N., and Ritchie, A., 1986, Geology of the Platanares geothermal site, Copán, Honduras, Los Alamos National Laboratory report LA-10634-MS.

Norman, D. I., and Bernhardt, C. A., 1981, Assessment of geothermal reservoirs by analysis of gases in thermal waters: Final Technical Report, New Mexico Energy Institute, New Mexico State University, Las Cruces, 130 pp.

Truesdell, A., Janik, C., Goff, F., Grigsby, C., Shevenell, L., and Paredes, J., 1986, The geochemistry of the San Ignacio Hot Springs, Honduras, Trans. Geotherm. Res. Counc., v. 10, pp. 155-160.

Truesdell, A., Stallard, M., Trujillo, P., Counce, D., and others, 1987, Interpretation of fluid chemistry from the PLTG-1 exploratory drill hole, Platanares, Honduras, Trans. Geotherm. Res. Counc. (in press).

APPENDIX C

SUMMARY OF THE GEOPHYSICS OF THE PLATANARES GEOTHERMAL AREA, COPAN, HONDURAS

Michael Gerety
Los Alamos National Laboratory

INTRODUCTION

Los Alamos National Laboratory, in cooperation with Empresa Nacional de Energía Eléctrica de Honduras and the U.S. Geological Survey, performed a geological-geochemical-geophysical reconnaissance of potential geothermal sites in Honduras as part of the Central American Energy Resources Project.

The geophysical reconnaissance program consisted of two parts: 1) a regional, country-wide investigation designed to identify (if possible) distinct geothermal provinces within Honduras; 2) local studies designed to help evaluate the geothermal potential of two known geothermal areas (Platanares and San Ignacio). The regional results will not be discussed in this report.

The local studies at Platanares and San Ignacio used the same approach. However, only the results from the Platanares work will be discussed in this report. Figure C-1 is part of the topographic base map used at Platanares. At each of the two areas the following work was done:

1. A detailed gravity survey was integrated with available regional gravity and geologic data to help identify major geophysical structures. Figure C-2 shows the results of this work.
2. Regional aeromagnetics were interpreted in an attempt to identify the major geophysical structures (fault zones and major rock units) in the regions surrounding Platanares and San Ignacio. The aeromagnetic data did not provide any local information and no map is presented here.
3. A detailed self-potential survey to search for streaming potential associated with the movement of geothermal fluid was performed at the two sites. Figure C-3 shows the data distribution and the location of interpreted self-potential anomalies.

GRAVITY WORK AT PLATANARES

A detailed gravity survey with about 500 stations was carried out in the Platanares area to identify the major density structures of the area and to relate this geophysical structure to the geologic structure. At Platanares the gravity data were the most helpful in identifying structures possibly related to the geothermal reservoir and the migration of fluids.

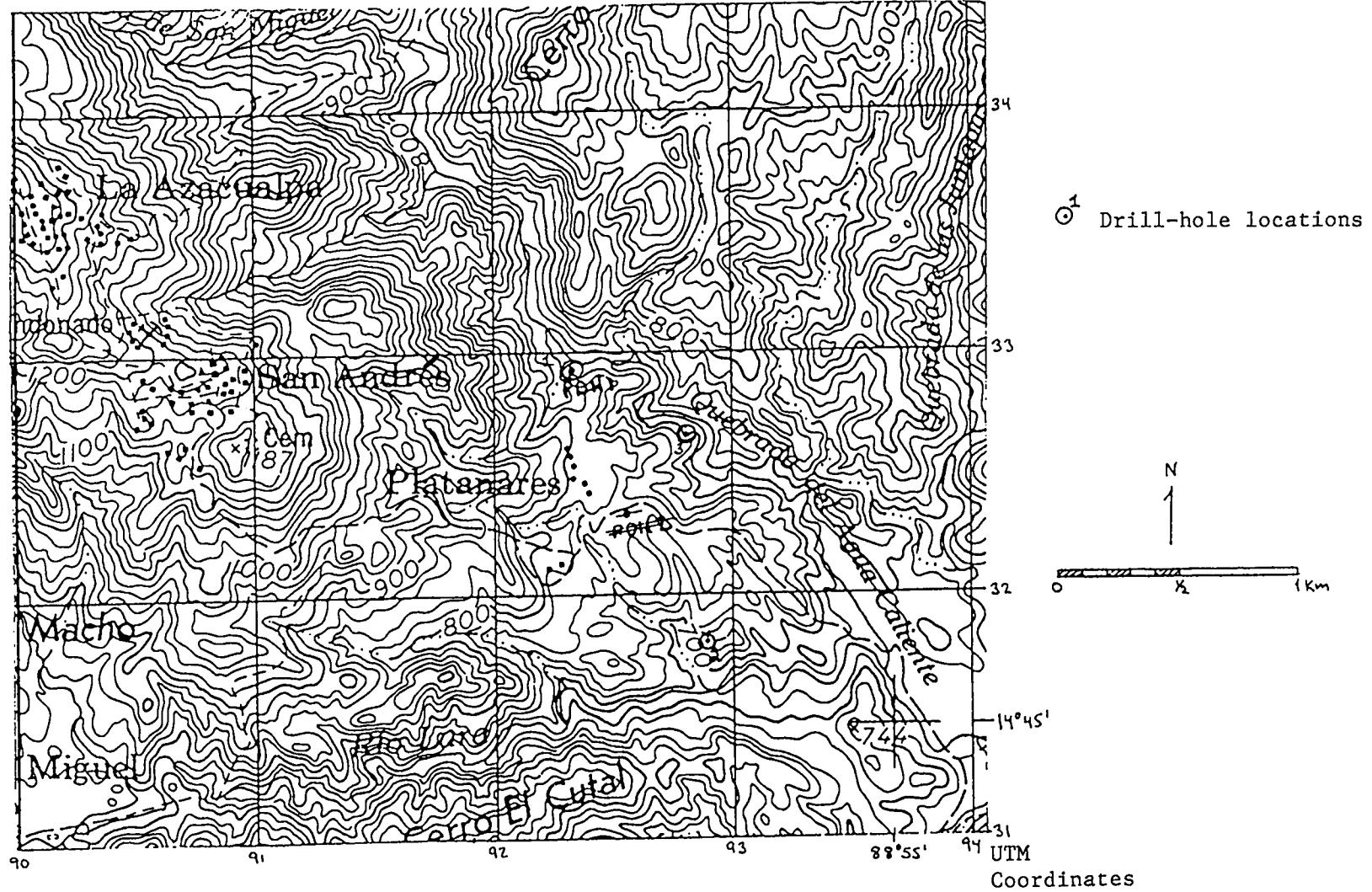


Figure C-1. Topographic base map for Platanares.

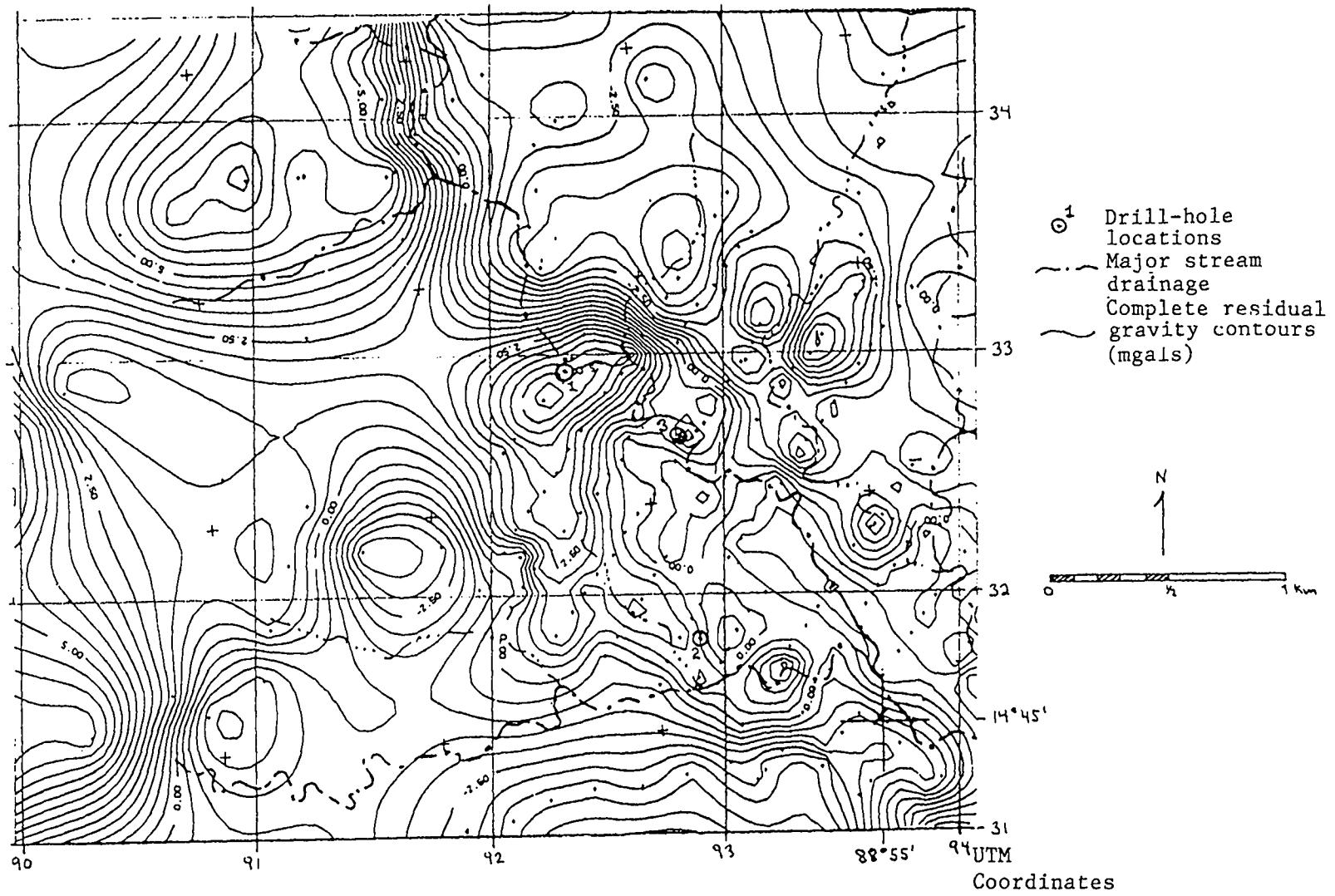


Figure C-2. Complete residual Bouguer gravity map for Platanares.

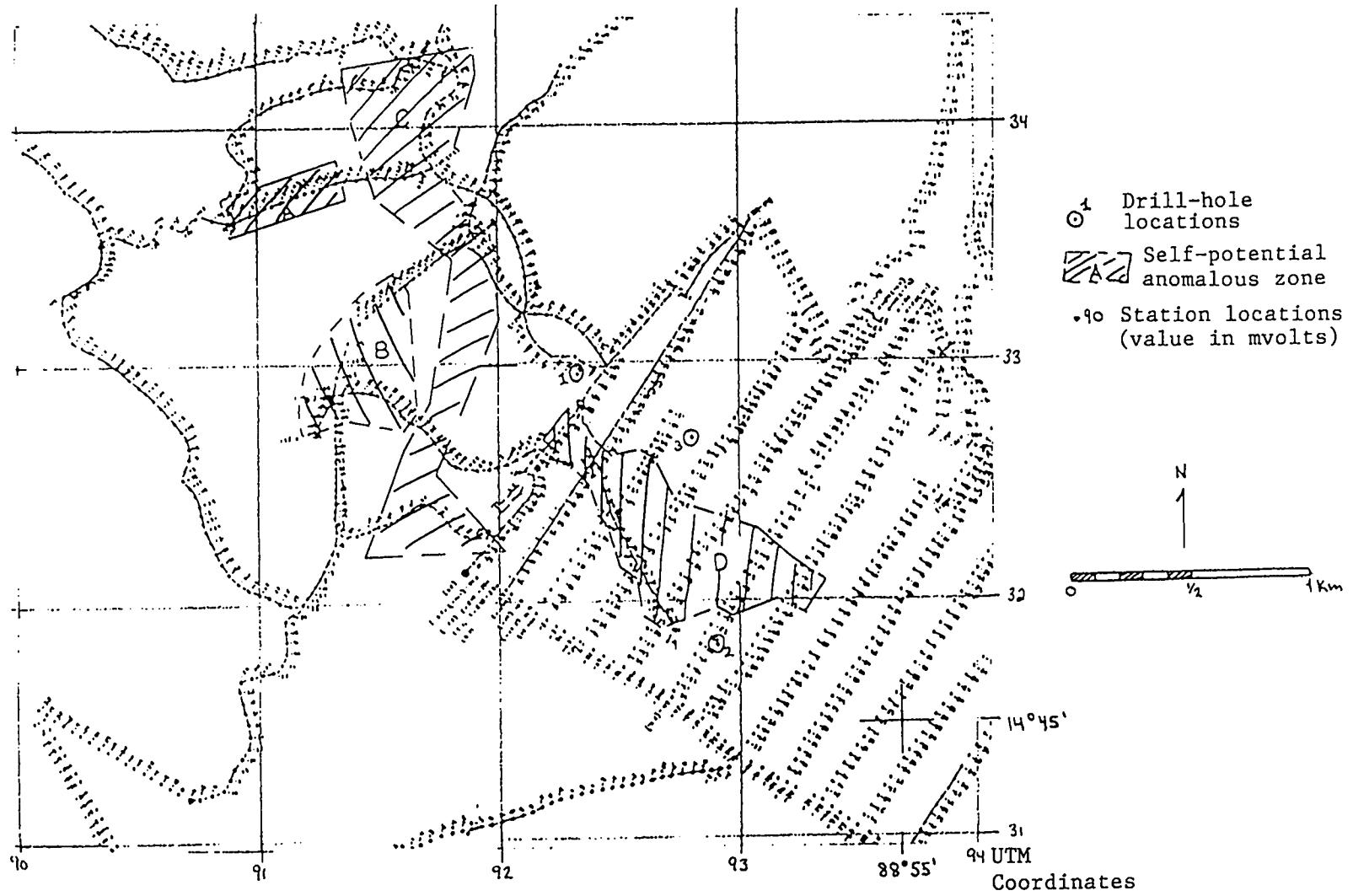


Figure C-3. Self-potential station location and anomaly map.

Stations were surveyed with a combination of electronic distance meter/theodolite ("total station") and theodolite surveying. Each detailed survey site required that a long regional line be surveyed through it so that field locations within the detailed site area could be tied to known established benchmark locations found elsewhere. These established benchmarks are located at Cucuyagua for the Platanares survey. The survey data were processed so that absolute horizontal and vertical locations were obtained. The tie from Cucuyagua to Platanares had a 3-m elevation difference with a spot elevation located at San Andrés and negligible difference for other spot elevations in between. The difference is divided among the survey stations back to Cucuyagua so that the total error is approximately 0.02 m vertically. For any individual station the total error is about 0.1 m.

Terrain corrections of the gravity data were carried out by digitizing all the contours on the 1:20,000 base map and also digitizing, at a larger scale, maps out to 20 km from the survey area. A computer program was used to correct for the outer 0.05- to 20-km radius from each station using the digital terrain data. The innermost terrain effects were estimated in the field and corrected by hand. Complete Bouguer gravity maps were developed at different densities, from 1.8 through 2.8 g/cc. The results were examined to determine if any spurious terrain-related anomalies were produced by incorrect densities. A density of 2.50 g/cc for the Bouguer correction was determined as appropriate for the entire area.

The Complete Bouguer Gravity Map (Fig. C-2) shows three large mass excesses with a saddle connecting the two located in the northwest quadrant with the mass excess in the southeast quadrant. A smaller mass excess is located on the saddle. There is one major mass deficit in the southwest quadrant.

SELF-POTENTIAL WORK AT PLATANARES

The self-potential (SP) electrical technique was chosen for use at Platanares to locate zones of high vertical fluid movement that often occur in geothermal environments. The SP technique cannot be used quantitatively to determine the quantity of fluid flow, but it is often helpful in determining the location and geometry of flowing groundwater. Because the SP technique is useful for detecting vertical fluid flow and is easily performed in the field,

it is often used for geothermal exploration. A variety of mechanisms can cause SP effects, so the SP technique should always be followed by additional geophysical methods such as DC resistivity, gravity, and magnetics, as well as integrated with the known geology to help determine the appropriate source mechanism for specific anomalies.

Three sources of noise in the Platanares area make interpretation difficult: high contact resistance, local variation in soil properties, and temporal variation of hydrologic parameters. The noise levels in these data are sufficiently high so that only responses consistent from line-to-line and point-to-point were considered for interpretation. The data quality for this survey should be considered marginal. In considering the following anomalies, care has been taken to consider the reliability of the data. Figure C-3 shows the data coverage and anomalous zones for the Platanares area. The data values cannot be read at this scale, but the stations' locations illustrate the data coverage.

A. This anomaly consists of low voltage readings in the vicinity of reference point HE. The entire line HG-HF should be ignored owing to exceptionally high contact resistances (>1 Megohm). This feature probably has no geologic significance.

B. Low voltages exist in the vicinity of reference point DS. This feature is detected on several lines using different base stations and contains stations whose contact resistances are within acceptable values. This feature does result from geologic or hydrologic phenomenon.

The hydrologic interpretation of anomaly B is that it represents an area of outward migration of fluid such as water running downhill or flowing from one aquifer into a lower one through a fracture zone. Another explanation is that sulfide mineralization or graphite are present. The amplitude of the feature suggests the presence of sulfide material or fluid movement. It is too strong to represent a change in soil chemistry. A small amount of sulfide or a large quantity of water would be required to produce this anomaly. Mineralization is a likely source mechanism for this feature. A fluid source is considered unlikely owing to the amplitude of the anomaly.

C. This feature consists of high voltage values extending from reference points HN to AA. It comprises many points whose contact resistances are much too high to be considered reliable. If one were to ignore these bad data, the following conclusions could be reached:

- The hydrologic interpretation of this response is upward migration of fluid along a fracture zone.
- Mineralization would not cause a positive anomaly.
- The magnitude of the response is too high for soil variation.
- Fluid migration is considered the most likely source mechanism for this response.

Anomaly C parallels the fault zone containing all the hot spring occurrence (Quebrada del Agua Caliente). The feature is displaced to the west of the river and might indicate that the main upwelling of fluid is on the west side of the valley. This interpretation is, however, compromised by the percentage of questionable data contained within the zone.

D. This feature is 30 to 50 mV more positive than in the surrounding area. The data are noisy and contain points with unacceptably high contact resistances. Taking this into consideration, there is still enough consistent data to suggest that the anomaly has geologic and/or hydrologic significance. Any of the source mechanisms that produce SP responses could be responsible for the anomaly. These data are consistent with upward migration of geothermal fluid. This feature also parallels the Quebrada del Agua Caliente and is a possible extension of Anomaly C.

The overall data quality for this survey is poor. The primary reasons are the exceptionally high contact resistance and variability in soil properties. Care was taken to evaluate the reliability of particular anomalies, but even so the interpretations should be used cautiously. It is not recommended that any additional work be done to evaluate or interpret these data. These interpretations should be reconsidered as other geologic and geophysical data become available.

GEOPHYSICAL INTERPRETATION

The purpose of this section is to integrate all the geophysical data available at the Platanares site into a single cohesive interpretation. The data sets utilized for this are gravity (400 points), SP (1500 points), two magnetic flight lines, and a preliminary one-dimensional Schlumberger survey by Giorgio Stangalino (DAL, Milan, Italy).

The gravity data are the most useful in the Platanares area. Though the SP data set is more extensive, it was much less definitive. Hot spring locations and the electrical models support the overall interpretation. Figure C-4 (from Goff et al., 1987) shows the locations of the major faults and hot springs. Figure C-5 locates the electrical soundings and the drill-holes, both existing and proposed.

SUMMARY OF MAIN OBSERVATIONS

1. The main northwest-trending fault/fracture zone (graben) has a strong gravity signature. North of UTM coordinate 33, its western edge is defined by a prominent gradient. South of UTM 33 the graben is characterized by a northwest-trending mass excess (intrusive?). This mass excess resides entirely within the confines of the fault/fracture zone as mapped geologically.
2. All the major hot or warm springs are located on the northeast side of the mass excess. The highest thermal output in the area as measured from the hot springs occurs adjacent to the largest gravity anomaly. The Río del Agua Caliente follows along the gravity ridge the entire distance.
3. The geometry of the "intrusive" suggests that it has been broken by faulting. This episode of deformation may also have increased the transmissivity of the intrusive and its margins.
4. The only group of warm springs and chemical anomalies not in the Quebrada del Agua Caliente occur on the Río Lara and off the southern edge of the main gravity "intrusive."
5. Drilling at PLTG-1 encountered andesites, which could be the cause of the mass excess (intrusive). If so, the emplacement of the intrusive may have

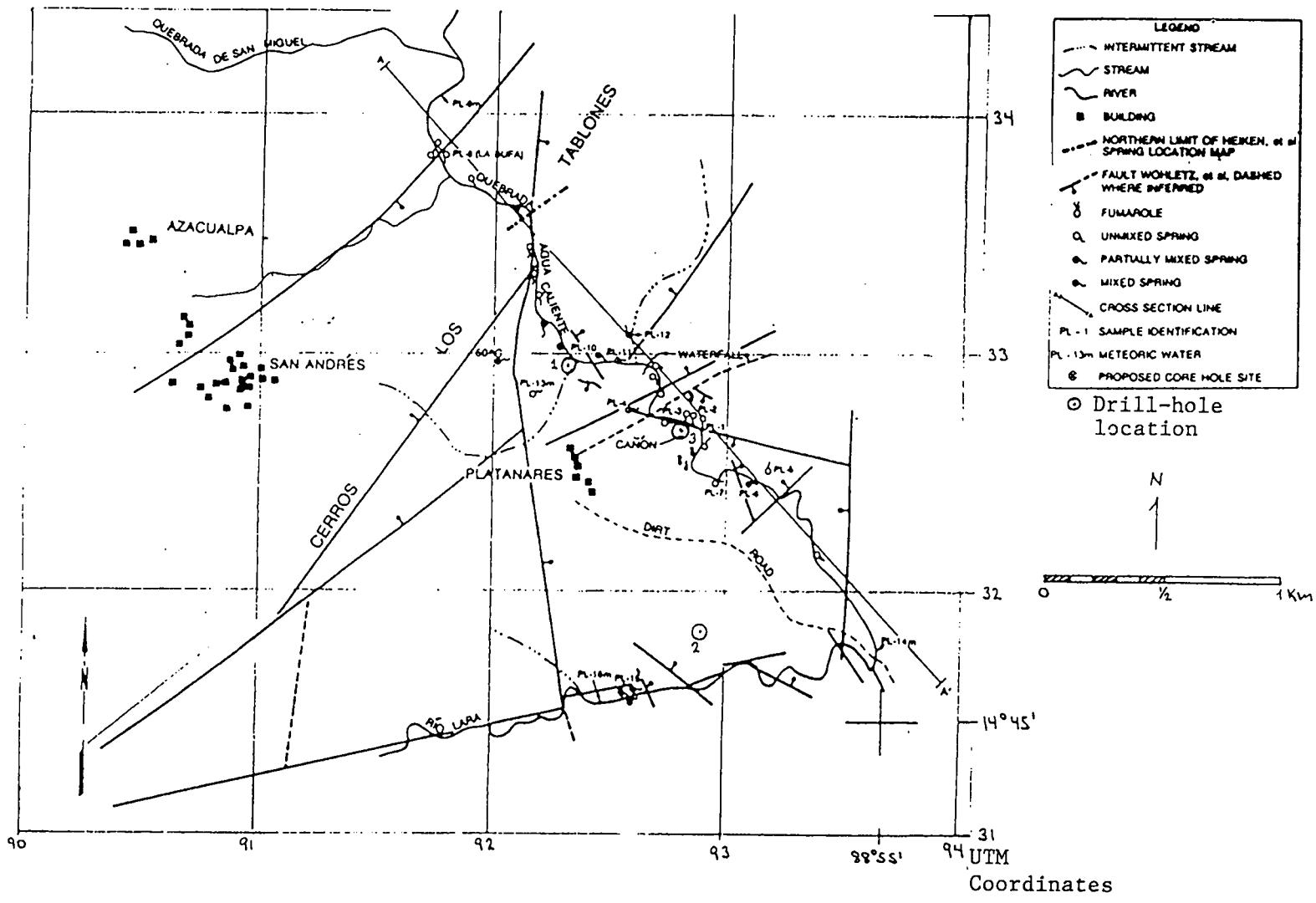
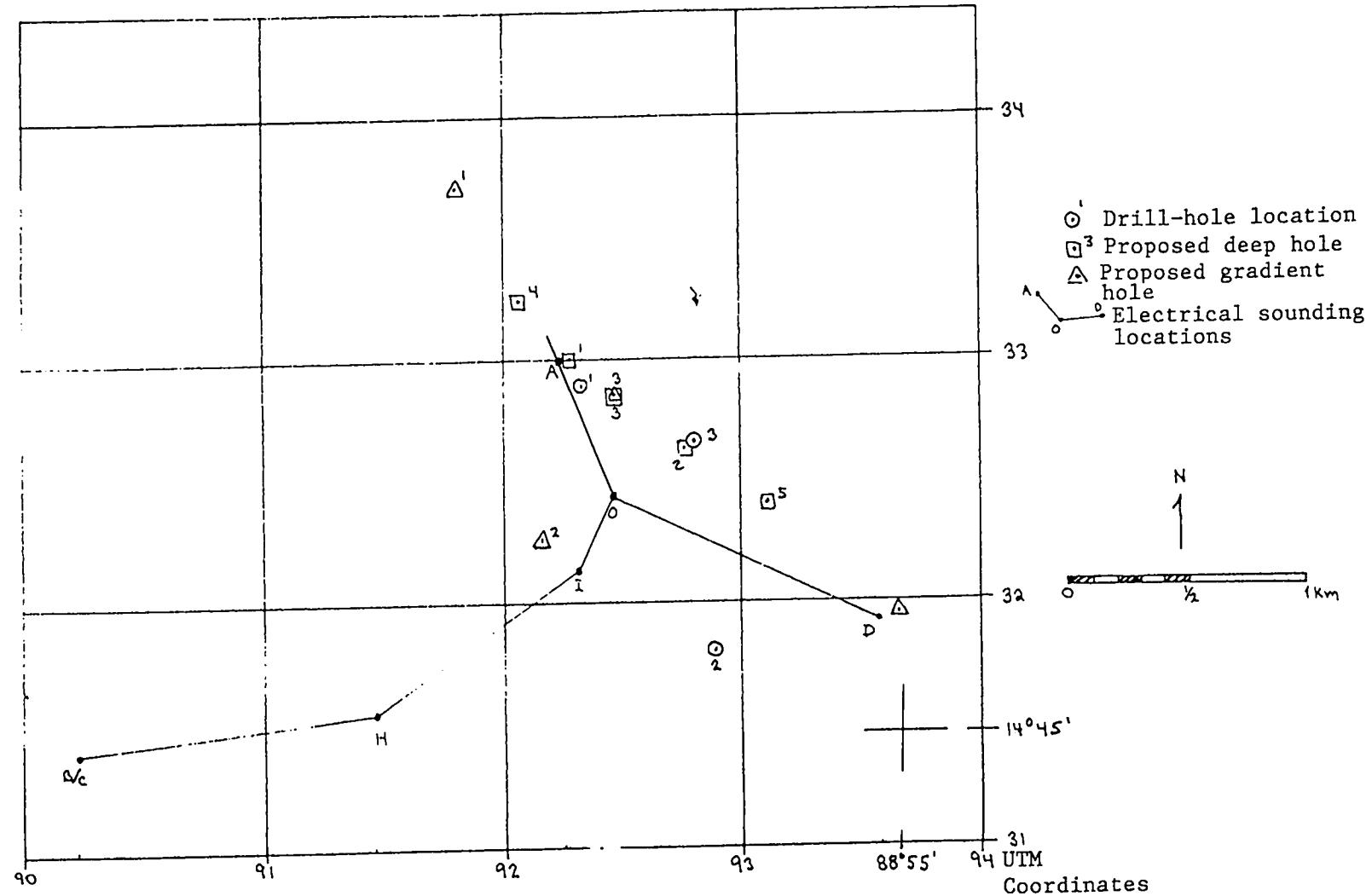


Figure C-4. Hot spring location map for Platanares. Taken from Goff et al., 1987.



- increased the fracture permeability in the surrounding rock and enhanced the total permeability of the system.
6. Self-potential Anomaly D has its strongest response immediately adjacent to the gravity gradient of the suggested intrusive body. This response may or may not have geohydrologic significance.
 7. Three Schlumberger models indicate 700-800 m of conductive (<20 ohm-m) material underlain by an undetermined thickness of >40 ohm-m material. These models are all from soundings on top of the gravity "saddle" structure.
 8. The electrical sounding in the immediate vicinity of PLTG-1, i.e., in the immediate vicinity of the major mass excess within the fracture/fault zone, indicates the ground to be more resistive than in the other profiles.
 9. The three electrical soundings done along the northwest-trending fracture zone show a more extensive zone of conductive ground than do other soundings.
 10. Electrical soundings show no correlation with lithology as measured in any of the three drill holes PLTG-1, -2, or -3.
 11. Magnetic data did not help to identify possible lithologies responsible for the gravity features. Only two lines come close to the area of interest, and neither comes close enough to correlate with the gravity data.

CONCLUSIONS

The primary control on the hot spring activity seems to be the northwest-trending gradient parallel to the Quebrada del Agua Caliente. Most of the hot spring activity is located on the northern side of the gravity saddle structure and follows along the steep gravity gradients to the northwest.

The second most important control on the shallow reservoir seems to be the more indurated or dense rock comprising the mass excess within the fracture zone. The highest thermal output measured in the Platanares area is on the steepest portion of the northwest gravity gradient just north of PLTG-3 where it intersects the major east-west-trending fault. This fault is seen in the geology and is apparent on the gravity map. The only other manifestations of warm springs or chemical anomalies occur on the Río Lara immediately adjacent to the southwest side of the same gravity gradient.

This mass excess appears from its morphology to be a zone of andesite dikes. There appear to be several faults offsetting parts of this dike swarm. One fault exists between PLTG-1 and PLTG-3, with PLTG-3 down-dropped from PLTG-1.

The mass excess is possibly an andesite intrusion or plug piercing the Valle de Angeles formation, thereby creating the conduits necessary for the geothermal system. Once the hot water reaches the major superficial fractures that control the location of the Río del Agua Caliente, it will manifest wherever it is most convenient.

The overall permeability of the mass excess may be less than the surrounding volcanic tuffs. Otherwise a mass deficiency would result. The only Schlumberger sounding in the vicinity of the mass excess shows more resistive rock, which does not appear to relate to lithology. This information supports the hypothesis presented. Unfortunately many other factors may influence the electrical results. The higher resistivities may be a result of the metamorphic unit outcropping to the northwest of the sounding.

If this hypothesis is correct, then the major upwelling of geothermal fluid is around the sides or up through the plug and then into the near-surface aquifers. If this is the case, then the most likely place for a reservoir is within the fractures immediately surrounding the "plug." The center of the anomaly is UTM 328923. This implies that any reservoir in the upper kilometer will consist of fractured permeability, thereby involving dense, well-indurated

CONCLUSIONS

The primary control on the hot spring activity seems to be the northwest-trending gradient parallel to the Quebrada del Agua Caliente. Most of the hot spring activity is located on the northern side of the gravity saddle structure and follows along the steep gravity gradients to the northwest.

The second most important control on the shallow reservoir seems to be the more indurated or dense rock comprising the mass excess within the fracture zone. The highest thermal output measured in the Platanares area is on the steepest portion of the northwest gravity gradient just north of PLTG-3 where it intersects the major east-west-trending fault. This fault is seen in the geology and is apparent on the gravity map. The only other manifestations of warm springs or chemical anomalies occur on the Río Lara immediately adjacent to the southwest side of the same gravity gradient.

APPENDIX D

SUMMARY OF THE GEOTHERMAL GRADIENT DRILLING OPERATIONS, PLATANARES GEOTHERMAL AREA, COPAN, HONDURAS

Sue Goff

Los Alamos National Laboratory



During the spring and summer of 1986, planning and contract negotiations began for the initial geothermal gradient drilling at Platanares. Funds were available at the time for two ~500-m-deep coreholes. Swissboring Overseas Ltd. Guatemala was selected as the drilling contractor. The plan was to core as deeply as possible (at least 500 m) vertically with the hope of coring through the Padre Miguel Group into the Valle de Angeles Group, the suspected reservoir rocks.

The objectives of the effort were the following:

- (1) obtain quantitative information on the temperature distribution as a function of depth;
- (2) recover fluids associated with the geothermal reservoir;
- (3) recover 75% or better core from the subsurface rock units; and
- (4) drill into the subsurface rock as deeply as possible to obtain information on potential reservoir rocks, fracture density, permeabilities, and alteration histories of the rock units beneath the site.

The core rig, a Longyear 44 powered by a 4-71 GM diesel engine with a 20-ft mast, was mobilized by Swissboring. Mobilization efforts required acquisition of permits to cross borders, road improvements, site preparation, and construction of camping and mess facilities, office space, a field repair shop, and equipment and core storage areas.

PLTG-1 is located along a main northwest-trending fault and fracture system from which 95% of the thermal springs at Platanares issue. It was intended to penetrate hot water at shallow depths. This first continuously cored geothermal gradient hole in Honduras was spudded on October 19, 1986. A major eruption of hot water occurred at a depth of 252 m, wedging the core barrel with the HQ rods. Operations resumed with a closed circuit system, using loading chambers and continuous cooling with fresh water during nondrilling periods. Hot water entries occurred at various depths during the drilling, but tight control on the system prevented additional eruptions. The red beds of the Valle de Angeles were encountered at 563 m. Operations were shut down during December at a depth of 588 m. In mid-January a cementing job sealed off the major fluid entry of 150°C water at 252 m that was dominating the temperature of the borehole and preventing the determination of a conductive gradient. Drilling resumed with NQ rods to obtain an additional 50 m of hole

into the Valle de Angeles. On reaching 625 m another major eruption occurred, which was immediately controlled by switching to the closed circuit system with cooling as described above. The borehole was completed to a total depth of 650.4 m on January 21, 1987. PLTG-1 is producing water from the 625-640-m zone, and temperatures at the bottom of the borehole are dominated by this large water entry.

PLTG-2 is located 1 km south-southeast from PLTG-1 in a relatively unfaulted block away from the main hot spring area. The objective of PLTG-2 was to assess subsurface lateral flow of geothermal fluid away from the main hot spring area and to obtain a conductive temperature gradient that was not influenced by convective upflow in the main spring area.

The core rig was relocated to the PLTG-2 site on January 21, 1987, and the second borehole was spudded on January 22. Coring continued rapidly to 397.7 m, penetrating a red bed unit at 311 m. At a depth of 428 m the core barrel threads stripped and parted. The wireline broke near the surface, and the overshot assembly sent down the hole to retrieve the inner barrel was lost as well as the core barrel. Attempts to "kick around" the lost core barrel failed, and the hole was completed to 401 m on February 16.

PLTG-2 produces small quantities of water (5-10 l/min) from the annulus of the HQ rods left in the borehole as a liner. The maximum temperature of PLTG-2 is 104.5°C at 401 m. The log shows two zones of high gradients: an upper zone where the gradient is ~239°C/km and a lower zone where the gradient is ~139°C/km. Estimated depth to the source reservoir of the Plantares system is ~1.2-1.5 km based on downward continuation of the lower gradient in PLTG-2.

The information obtained from the first two coreholes provided the impetus for a joint venture between Los Alamos, ENEE, and USAID Honduras to drill a third corehole. PLTG-3 was located to confirm the high temperature and permeability within the central region of the geothermal discharge zone observed in the first borehole.

PLTG-3 was spudded on May 9. A hot water eruption occurred on reaching a depth of 25 m, propelling the inner tube to the height of the eruption column at the top of the mast. After the eruption was controlled, the drilling continued. A red bed unit was encountered at a depth of 289 m and at 362.4 m, a fault zone was drilled and andesite was encountered. The decision was made to step down to NQ core at 387 m in shaly zones. The Valle de Angeles was

encountered at 622 m and another major hot water entry at 625 m. The highly abrasive conditions in the Valle de Angeles created problems with bit life. Total depth of 679 m was reached on June 10.

The three slim exploration coreholes, drilled to depths of 650, 428, and 679 m, respectively, are the first continuously cored geothermal gradient holes in Honduras. Despite eruptions of hot water that occurred during the drilling of both the first and third boreholes and generally difficult drilling conditions, recovery of >98% core has been obtained.



APPENDIX E

RECOMMENDATIONS LETTER FROM CONSULTANT

Dr. Harry J. Olson
Hawaiian Electric Industries



University of Hawaii at Manoa

Hawaii Natural Energy Institute
Holmes Hall 246 • 2540 Dole Street • Honolulu, Hawaii 96822

3 September 1987

Dr. A. William Laughlin
P.O. Box 1663 MS-D 446
Los Alamos National Laboratory
Los Alamos, New Mexico 87545

Dear Bill:

Re: Recommendations for Continued Exploration and Development
at the Platanares Geothermal Prospect, Honduras

First I would like to comment on the quality of the Platanares Geothermal Prospect, which I believe has a great potential for the discovery and development of both a shallow (<300 m, >150°C) and a deep (<2,000 m, >200°C) liquid-dominated geothermal reservoir. The areal extent of the prospect is such that a shallow reservoir capable of producing 5 to 10 megawatts of electricity for 30 years is a real possibility. Sufficient data also exist to strongly indicate the existence of a deep reservoir. However, if a deep reservoir is discovered and developed, the possibility that production from the deep reservoir may impair or prevent production from the shallow reservoir should be considered in any development planning. This eventuality should not be considered a developmental failure, as electrical power would be available prior to the time the deep reservoir would be developed and could supply power for the development of the deep resource. Also, if production from the deep reservoir were to dry up the shallow reservoir, the modular generating units could be used to develop and test other geothermal reservoirs in Honduras or neighboring countries.

Regarding the continued exploration and development of the Platanares prospect, before any further work is done the existing three coreholes should be logged to obtain equilibrated temperatures and geothermal gradients. Also, the planned AMT and other geophysical surveys should be completed to provide a better understanding of subsurface conditions at the prospect, and perhaps in conjunction with existing data to better define further drilling targets.

Sufficient technical data are available to indicate that viable resources may be present in both shallow and deep reservoirs and serve as the basis for

plans to continue testing and development of the prospect. At least three options for the development of the prospect exist. The option chosen will depend upon the requirements of ENEE, the type and size of reservoir needed, the amount of funding available, timing, and the level of risk that ENEE is prepared to accept.

Option I Develop the Deep Reservoir

1. Drill a maximum of three Temperature Observation Wells (TOW) to depths of at least 600 meters. The TOWs should be located and spaced so as to test as much of the prospect area as possible with the objective of defining a drilling target for a Test For Discovery (TFD) well to test the deep reservoir. The wells should be drilled as economically as possible using either diamond core or rotary drill rigs and should not be designed as production wells. Information received from these wells should include geology, hydrology, subsurface temperatures, and drilling conditions. Water samples should be collected if possible and analyzed. Composite core or rock chip samples should be collected and analyzed for gold, silver, mercury, arsenic, base metals, etc., if the rock samples appear to be mineralized. If the TOW is drilled by a rotary rig, chip samples should be mounted on chip boards for visual analysis and comparison with other rock and chip samples. If possible, downhole resistivity, self-potential, and gamma-ray geophysical logs should be taken. Temperature logs should be taken about a day after the well is completed. If practical, another temperature log should be taken a week or two after well completion. A final "equilibrated" temperature log can be taken approximately a month after well completion.

1A. If a management decision is made to assume the risk of not drilling TOWs, this step can be omitted. However, if the TFD well is unsuccessful, then one or more TOWs should be drilled to better define a production drilling target.

2. Drill a TFD well. This well should be designed as a production well with a total depth of approximately 2,300 meters and should be planned to intersect the deep reservoir at a depth of approximately 2,000 meters. The well should be stopped above a depth of 2,000 meters if the deep ($> 200^{\circ}\text{C}$) reservoir is intersected. Prior to flow testing, the well should be logged with an applicable suite of logs, and if the completed well is to be cased, a cement bond log should be run immediately after the cement has set. An equilibrated temperature log should be taken prior to flow testing if possible, and well temperatures should be monitored after flowing until equilibrium is achieved.

2A. If the TFD well is successful a Confirmation Production Well (CW) should be drilled. Design and depth of the well will be determined by the results of

Dr. A. William Laughlin
September 3, 1987
Page 3

the TFD well but should be similar to the initial well. The first well should be instrumented during the flow test of the CW to establish if communication between the two wells exists.

2B. If the TFD well is unsuccessful, and TOWs have not been drilled, one or more TOWs should be drilled to better define a drilling target for the deep reservoir.

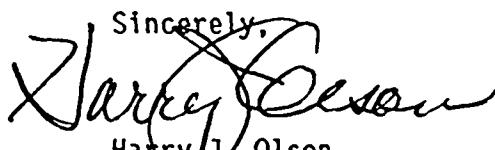
Option II Develop the Shallow Reservoir

1. With a truck-mounted rotary rig, drill production wells to develop the shallow (<300m, >150°C) reservoir. A nominal seven-hole program would allow for six wells capable of producing one megawatt each and a "dry" hole which may be later utilized as an injection well. This would provide sufficient wells to support a five-megawatt binary-cycle geothermal plant with one standby production well. Additional injection wells would be required. The ultimate number of wells will be determined by drilling and flow test results. Electrical generation capability can be increased by adding binary generation modules until the reservoir capacity is reached. Well depth should be planned for 300 meters, but the drilling should be stopped and the wells completed if the reservoir is intersected at shallower depths. These wells should be logged and flow tested as outlined in Option I.

Option III Simultaneous Development of Both Reservoirs

1. Begin the development of the shallow reservoir as outlined in Option II.
2. Utilizing data developed from existing shallow production wells, site a TFD well to develop the deep reservoir as outlined in Option I. Sufficient data should be available from the production wells so that TOWs will not be needed.

I enjoyed the opportunity to review the data for this excellent prospect and would be pleased to assist in any way possible in the future.

Sincerely,

Harry J. Olson
Hawaiian Electric Industries
Fellow in Geothermal Energy Research
University of Hawaii at Manoa

HJO:ek



APPENDIX F

PRELIMINARY RESULTS OF ECONOMIC ANALYSIS OF GEOThERMAL ENERGY DEVELOPMENT

Linda Trocki
Los Alamos National Laboratory



SUMMARY

This discussion addresses the costs and benefits of installing a 10-MWe geothermal plant at Platanares as early as 1991. It is based on preliminary results from a dynamic optimization program. Future work, expected to be completed within one to two months, will result in an optimal expansion plan for ENEE.

Preliminary results indicate that the reduction in costs over a 20-year study period that are afforded by the installation of a 10-MW plant as early as 1991 amount to \$21,500K (thousands of 1987 dollars). In addition, the revenues from electricity sales from the 10-MW plant could amount to approximately \$46,000K in the plant operates as expected at an 80% capacity factor over the period 1991 through the end of the 20-year study period in 2008. The costs of the 10-MW plant are approximately \$17,900K in initial capital expenditures plus operation and maintenance costs amounting to a sum of \$2,300K in present value terms over the 18 years of the study period. Benefits of \$21,500K in cost reduction plus \$46,000K in value of output outweigh total present value of costs of \$20,200K by a factor of more than 3 to 1. Based on this preliminary analysis, development of a 10-MW plant at Platanares by 1991 is warranted from an economic point of view.

I. INTRODUCTION

The economic feasibility of electricity generation from geothermal resources at Platanares is being analyzed with a computer code that determines a least-cost expansion plan for ENEE. The computer code, WASP, was recommended by the Inter-American Development Bank (IDB), is in use in several developing countries, and handles the probabilistic operation of hydroelectric projects explicitly--an important characteristic for a hydrodominated system such as ENEE's.

The following input data are required to simulate electricity system operation: expected increases in peak demand; present generating equipment, its expected life and the cost of its operation; hydrologic conditions and expected energy output of all hydroelectric plants under the possible

conditions, e.g., dry years, wet years, and normal years; and the cost and operating data about the thermal, geothermal, and hydroelectric alternative projects that ENEE can select to satisfy future energy requirements.

WASP simulates operation of the electric generating system, incorporating the probability of occurrence of dry years and the variations in rainfall and resulting available energy from hydroelectric plants within a year. Based on projections of peak demand and retirements of existing capacity, the timing, type, and number of plant additions are selected by the code to minimize the cost of electricity supply and to meet demand and reliability constraints.

II. INPUT DATA

Computer modeling has just begun, and results reported here are preliminary. Many data will be varied parametrically during sensitivity tests, especially data on increases in peak energy demand and costs of the alternatives.

All data were obtained in cooperation with ENEE. The most important data are projected increases in peak energy demand and the characteristics of the alternatives. Projections of peak demand are based on a recently completed study by ENEE, which projects energy requirements in GWh per year. It was assumed that peak demand would increase at the same rate as energy requirements. ENEE's projections go through 1992; beyond 1992, a 5.1% per year increase was used. In future analysis to be completed in the near term, a different set of projections obtained from ENEE that go through 2007 will be used. These projections increase at a faster rate than 5.1% in later years.

Data on the hydroelectric project alternatives were obtained from a Chas. T. Main International, Inc. SEI report entitled "Updating of Honduras Hydroelectric Potential." The 1983 costs in this report were updated to 1987 dollars using a cost escalation factor for hydroelectric projects published by the U.S. Bureau of Reclamation. The net result of the cost escalation was 9% increase in hydroelectric costs between 1983 and 1987. ENEE is presently conducting feasibility studies on their most promising hydroelectric alternatives--Remolino and Naranjito. When these studies have been completed, a more accurate evaluation of the hydroelectric options will be feasible.

The costs of geothermal development at Platanares (Table F-I) were assumed to be equivalent to the cost of development of Miravalles II in Costa Rica--an assumption recommended by Ing. Gustavo Calderón of the IDB. The costs are based on final bids for development of the Costa Rican geothermal field. Ing. Calderón felt that they were adequate to use until more detailed data are obtained through feasibility studies at Platanares. Costs of the 20- and 30-MW plants were scaled from the cost of development of the 55-MW plant using factors obtained from previous bids to the IDB and the Instituto Costarricense de Electricidad for construction of 20-, 30-, and 60-MW plants at Miravalles.

The 10-MW plant differs from the other three geothermal options because it uses binary-cycle, wellhead generators that can operate with fluids of a lower temperature. Thus, the 10-MW plant does not require development of the deep reservoir where the higher temperature fluids reside. Drilling costs should be lower. The cost of the 10-MW generator at Platanares was obtained from a company that manufactures wellhead generators, Ormat. The generator cost shown includes the price of all equipment and the controllers for the wellhead generators (\$800/kW) plus the cost of the transformer, the substation, cooling, engineering, etc. (an additional \$500-\$900/kW). To be conservative, the upper limit of \$1,700/kW was used for the "generator" costs. Two alternatives were possible for the drilling costs. Initial estimates from Swissboring indicated that a 500-m-deep well with a capacity of 2 MW would cost \$600K. To provide 10 MW of generating capacity, five wells plus one standby well are required. Well costs would thus be \$3,600K. However, scaling the well costs from the 55-MW plant at Miravalles results in significantly lower well costs--\$1,700K. Since the Miravalles costs are from competitive bids, it was assumed that competitive bidding for the Platanares field would result in costs significantly less than \$600K per well. Between 1985 and 1987, drilling cost bids at Miravalles decreased by 40%, showing that the current competitive market for drilling can result in lowered costs. For our preliminary evaluation, we have used the costs scaled from the 55-MW plant.

All costs for each hydroelectric and geothermal alternative include the cost of the transmission line to the nearest point in the grid. Transmission line costs have not been added to the thermal alternatives at this time because it was assumed that a thermal plant will be constructed close to the grid and connection costs will be minimal. Costs were divided into foreign and domestic

components. The foreign/domestic split was obtained from the final distribution of costs for the El Cajón project--74% foreign and 26% domestic. The same ratio was applied to the cost of the transmission lines. The foreign component of the geothermal plant costs is--80%--and is based on the proportion used by the IDB for Miravalle. The cost split for the thermal alternatives are also from the IDB.

In accordance with conventions of the development banks, the domestic costs are discounted by a shadow-price factor to account for the fact that the real value of labor in the Honduran economy is less than its nominal value. The Honduran shadow-price factor for skilled labor, engineering and administration, and warehouses and shipping is 0.7410; for national materials, it is 0.9040 on a scale where the shadow price of foreign exchange equals 1.0. It was assumed that most of the domestic costs will be in the form of labor and shipping, so the 0.7410 factor was used. An initial approximation of the leveled costs for the hydroelectric and geothermal alternatives are shown in Table F-II. These data are used to rank the hydroelectric options from least to most expensive. It is apparent that geothermal energy may be significantly less costly to develop than the hydroelectric alternatives.

For this preliminary analysis, the same thermal alternatives used by the IDB in Costa Rica were used in Honduras. These include a 50-MW fuel/oil-burning plant, a 50-MW gas turbine, a 56-MW coal plant, and a 110-MW coal plant. With the exception of coal, which is not marketed to a significant degree in Honduras, actual present Honduran fuel costs were used in the analysis. Cost data for the thermal options are shown in Table F-III. These are not leveled costs and are not directly comparable to the costs in Table F-II.

III. PRELIMINARY RESULTS

The goal of the economic prefeasibility study is to determine the benefits of geothermal development of the Platanares field by comparing it to all of the alternatives and to determine an optimal expansion plan for ENEE. The immediate objective of this appendix is to estimate the benefits of development of the shallow reservoir, amounting to a capacity addition of 10 MW by as early as 1991. In order to evaluate the benefits of the 10-MW plant, WASP results

that include the possibility of installing a 10-MW plant in 1991 are compared with results that do not include a 10-MW plant as an option. All other data remain the same. Given the input peak demand, operating characteristics of current plants, and future alternatives, WASP selects the set of plants from among the alternatives as needed that minimizes the cost of supplying electricity. Table F-IV shows the preliminary results. The column of numbers under the plant type symbols indicates the number of plants of a given type that are selected in a particular year. For example, the "1+" under the GEOT column on the far right signifies that the first geothermal plant was selected in 1991 and the "+" signifies that another plant of the same type would possibly be desirable to minimize costs. The user specifies the date of availability of the various plants and the type of thermal plants that are an option. In this preliminary analysis, the thermal options were limited to the most economic ones--the coal plants and the 50-MW gas turbine. The present value cost of supplying electricity from 1988 through 2008 is approximately \$621,900K if the 10-MW plant is included and is \$643,400K if the 10-MW plant is not included. (These numbers are the value of the objective function in 2008 from Tables F-IVA and F-IVB, respectively.) The net difference, \$21,500K, is thus the present value of the reduction in costs afforded by installing the 10-MW plant.

An initial estimate of present value capital and operation and maintenance (O&M) costs of the 10-MW plant over the 18 years of the study period in which it operates (1991 through 2008) yields a cost of \$17,878K capital plus \$2,340K of capitalized O&M expenses, totaling \$20,218K. This present value cost is less than the reduction in operating costs that ENEE could experience from installing the plant (\$21,500K). In addition, operating at an 80% capacity factor, the plant will generate 70,080 MWh/yr of electricity. At an electricity price of \$0.09/kWh, the present value of this electricity over 18 years of operation is \$45,725K. According to this preliminary analysis, the value of the electricity produced plus the savings in cost of operation far outweigh the cost of the 10-MW plant.

The cost savings computed for the 10-MW plant are based on simulations that will need to be adjusted in the future to decrease the loss-of-load probability (LOLP) to 0.5 to 1%. An LOLP is the number of days per year, expressed as a percentage, when the available generation is expected to be unable to meet the

system load. As a result, unserved energy costs are incurred. Owing to the specification of hydrology conditions in the preliminary analysis, which assumes that the hydrology of the alternatives is similar to that of Lake Yojoa, significant unserved energy costs are being incurred, particularly in the early 1990s. Unless ENEE recommends changes in the specification of the hydrologic conditions, reducing the LOLP to more acceptable levels, required for an optimal solution, is likely to require the addition of more thermal peaking units to serve during dry periods. In other words, the results presented here cannot be considered final. However, a simple examination of cost data in Table F-II shows that present estimates of geothermal and hydroelectric costs favor the development of geothermal plants. WASP selects the 10-MW geothermal plant in the first year that it is available, 1991, indicating that operating costs can be minimized through construction of this plant.

TABLE F-I. GEOTHERMAL PLANT COSTS IN THOUSANDS OF 1987 US DOLLARS UNLESS OTHERWISE NOTED

	10 MW			20 MW			30 MW			55 MW		
	LOCAL	FOREIGN	TOTAL	LOCAL	FOREIGN	TOTAL	LOCAL	FOREIGN	TOTAL	LOCAL	FOREIGN	TOTAL
Eng. & Admin.				1431.80	2202.41	3634.21	2202.77	3388.32	5591.09	3671.28	5647.20	9318.48
Land	3.78	0	3.78	7.37	0	7.37	11.34	0	11.34	18.89	0	18.89
Civil Works				1229.91	220.08	1449.99	2342.89	419.20	2761.89	2928.36	524	3452.36
Wells	0	1701	1701	0	3231.90	3231.90	0	7144.20	7144.20	0	17010	17010
Generator	3275.22	12580	15855.22	2308.87	14945	17253.87	2800.92	18130	20930.92	3785.03	24500	28285.03
Pipes				977.24	1265	2242.34	1265.97	1638.75	2904.72	2221.00	2875	5096.00
Transmission Lines	65.65	252	317.65	65.65	252	317.65	65.65	252	317.65	189.92	729.30	919.22
Total	3344.65	14533	17877.65	6020.84	22116.39	28137.23	8889.23	30972.47	39661.81	12814.49	51285.50	64099.99
Dollar per kw	334.47	1453.30	1787.77	301.04	1105.82	1406.86	289.64	1032.42	1322.08	232.99	923.68	1165.45

TABLE F-II. COST OF HYDROELECTRIC AND GEOTHERMAL PLANT ALTERNATIVES IN 1987 US DOLLARS PER kW UNLESS OTHERWISE NOTED

PLANT	CAPACITY (MW)	AVERAGE ENERGY (GWh/YR)	CRF ^a	CAPACITY FACTOR	CAPITAL COST		TOTAL COST (\$/kW)	O&M (\$/kW-YR)	LEVELIZED COST (\$/kW-YR)
					FOREIGN	DOMESTIC			
Naranjito	72	411	0.12	0.65	2158	416	2574	3.72	483
Raity 1	403	1236	0.12	0.35	1175	308	1481	3.72	522
Sico 1-2	85	491	0.12	0.66	2559	666	3225	3.72	597
Sico 1	156	480	0.12	0.35	1768	480	2228	3.72	778
Cayetano	118	669	0.12	0.65	2530	659	3189	3.72	802
Sico 2	122	701	0.12	0.66	2559	686	3225	3.72	800
Remolino	125	550	0.12	0.60	1504	392	1896	3.72	464
Raity-Cay	250	1188	0.12	0.54	1633	425	2058	3.72	466
Guyamal	8.10	33	0.12	0.47	1115	290	1405	3.72	374
Huyuma	8	34	0.12	0.49	2087	543	2630	3.72	664
Cerro Mal	230	1305	0.12	0.65	2120	552	2872	3.72	505
Sico 1+2	207	1193	0.12	0.66	2559	666	3225	3.72	599
Cay+Raity	368	1857	0.12	0.58	1921	500	2421	3.72	515
GE-55	55	389	0.13	0.81	932	233	1165	32.28	224
GE-30	30	210	0.13	0.80	1032	290	1322	32.28	251
GE-20	20	140	0.13	0.80	1106	301	1407	32.28	265
GE-10	10	70	0.13	0.80	1453	334	1788	32.28	325

^aCapital Recovery Factor for life of plant and interest rate equal to 12%.
Life of hydroelectric plants is 40 years; of geothermal plants, 25 years.

TABLE F-III. INPUT DATA ON THERMAL PLANTS

NO.	NAME	NO. OF SETS	MIN. LOAD (MW)	CAPA- CITY (MW)	HEAT RATES (kcal/kWh)			FUEL COSTS (\$/Mkcal)		FUEL TYPE	FAST SPIN RES (%)		DAYS SCHL MAIN	MAIN CLAS (MW)	O&M (FIX) (\$/kWh)	O&M (VAR) (\$/MWh)	CAPITAL COSTS (\$/kW)	
					BASE LOAD	AVGE INCR	DMSTC	FORGN	FOR (%)		RES (%)	LOCAL					FOREIGN	
1	G-32	0	32	32	3879	3349	603.0	2515.0	3	0	20.0	30	50	0.13	0.94	165.5	461.9	
2	G-50	0	13	50	3890	2765	603.0	2515.0	3	10	20.0	15	50	0.13	0.81	222.4	486.0	
3	B-52	0	13	50	3861	2712	603.0	2515.0	3	10	20.0	15	50	1.39	2.99	308.5	665.5	
4	C056	0	24	58	3438	2707	0	687.0	4	10	10.0	30	60	2.67	2.39	103.3	1670.4	
5	C110	0	44	110	3200	2600	0	687.0	4	10	15.0	45	110	1.78	3.15	91.8	1495.0	
6	STEA	0	75	75	2734	2734	141.0	1549.0	0	0	15.0	45	110	1.78	3.15	74.0	1570.0	
7	MSD	0	25	25	2655	2655	141.0	1549.0	0	0	18.0	55	25	5.30	8.80	62.0	1315.0	
8	CT	0	25	25	3931	3931	603.0	2515.0	1	0	12.0	36	25	1.16	3.18	26.0	561.0	

TABLE F-IV. PRELIMINARY RESULTS OF DYNAMIC OPTIMIZATION

A. CASE THAT INCLUDES 10-MW GEOTHERMAL PLANT

SOLUTION #1 VARIABLE ALTERNATIVES BY YEAR

-- PRESENT WORTH COST OF THE YEAR (K\$) -- OBJ FUN LOLP

YEAR	CONST	SALVAL	OPCOST	ENSCOST	TOTAL	(CUMM.)	(%)	G-32	G-50	B-52	C056	C110	STEA	MSD	CT	HYDR	GEOT
2008	0	0	7385	394	7780	621873	1.491	0	5	0	4*	1	0	0	0	1	3+
2007	3672	2800	7157	103	8131	614093	0.517	0	5	0	4+	1	0	0	0	1	3+
2006	20266	14223	7425	178	13646	605982	0.715	0	4	0	4	1	0	0	0	1	3+
2005	4606	2641	8072	1020	11058	592318	2.187	0	4	0	4	0	0	0	0	1	3+
2004	0	0	7621	1452	9073	581259	3.095	0	3	0	4	0	0	0	0	1	3+
2003	16202	7933	7355	981	16586	572186	1.929	0	3	0	4	0	0	0	0	1	3+
2002	6471	2323	7724	1121	12993	555600	2.021	0	3	0	3	0	0	0	0	1	3+
2001	0	0	7181	1648	8830	542607	2.387	0	2	0	3	0	0	0	0	1	3+
2000	22763	7706	6955	1175	23187	533777	1.934	0	2	0	3	0	0	0	0	1	3+
1999	25495	7612	7552	2284	27719	510591	2.614	0	2	0	2	0	0	0	0	1	3+
1998	11402	2770	8452	2892	19975	482872	2.833	0	2	0	1-	0	0	0	0	1	3+
1997	11404	1482	9921	7180	27023	462898	9.150	0	2	0	1	0	0	0	0	1	2+
1996	23115	4184	8305	9759	36996	435873	10.522	0	1	0	1	0	0	0	0	1	2+
1995	0	0	10495	24769	35264	398877	17.218	0	1	0	1	0	0	0	0	1+	1-
1994	16022	695	10925	20647	46899	363614	15.172	0	1	0	1	0	0	0	0	1+	1
1993	56088	7643	7474	36800	92720	318714	19.525	0	0	0	1	0	0	0	0	1+	1+
1992	0	0	8010	53326	61336	223994	24.982	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1+
1991	11362	860	8114	43351	61967	162659	20.144	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1+
1990	0	0	8720	40823	49543	100692	18.937	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1989	0	0	14117	14152	28268	51149	8.842	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1988	0	0	12529	10351	22881	22881	4.325	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

"CONST" = Construction costs.

"SALVAL" = Salvage value.

"OPCOST" = Operating costs.

"ENSCOST" = Unserved energy cost (valued at \$0.50/kWh).

"OBJ FUN" = Cost of supplying energy--WASP selects a plan to minimize this.

"LOLP" = Loss of load probability as a percentage of number of days per year.

Plants allowed for consideration: G-50 (gas turbine, 50 MW); C056 and C0110 (56- and 110-MW coal plants); HYDR (hydroelectric plants from Table F-II, listed in order from least to most expensive on a leveled \$/kW basis); and GEOT (geothermal plants). The numbers under the plant types indicate the number of plants of the above type that have been selected by WASP. + signifies that more plants of this type are desirable for a given year; - signifies that less plants may be desirable.

B. CASE THAT DOES NOT INCLUDE 10-MW GEOTHERMAL PLANT

SOLUTION #1 VARIABLE ALTERNATIVES BY YEAR

-- PRESENT WORTH COST OF THE YEAR (K\$) -- OBJ FUN LOLP

YEAR	CONST	SALVAL	OPCOST	ENSCOST	TOTAL	(CUMM.)	(%)	G-32	G-50	B-52	C056	C110	STEA	MSD	CT	HYDR	GEOT
2008	16156	14356	6487	193	8471	643391	0.858	0	4	0	4+	2	0	0	0	1	2+
2007	3672	2800	7302	600	8774	634920	1.835	0	4	0	4+	1	0	0	0	1	2+
2006	0	0	6991	766	7757	626145	2.006	0	3	0	4	1	0	0	0	1	2+
2005	22698	14139	6924	420	15903	618388	1.237	0	3	0	4	1	0	0	0	1	2+
2004	0	0	8028	1527	9555	602485	2.587	0	3	0	4	0	0	0	0	1	2+
2003	5778	2441	7788	1149	12274	592930	2.126	0	3	0	4	0	0	0	0	1	2+
2002	18147	7868	7226	1098	18604	580656	2.006	0	2	0	4+	0	0	0	0	1	2+
2001	0	0	7712	1914	9626	562053	2.562	0	2	0	3	0	0	0	0	1	2+
2000	8117	2042	7507	1449	15031	55247	2.162	0	2	0	3	0	0	0	0	1	2+
1999	25495	7612	6764	2241	26888	537396	2.595	0	1-	0	3+	0	0	0	0	1	2+
1998	10051	2442	7194	2837	17640	510508	2.810	0	1-	0	2	0	0	0	0	1	2+
1997	11404	1482	8523	3687	22131	492868	3.090	0	1-	0	2+	0	0	0	0	1	1+
1996	35458	6418	6931	9363	45334	470737	10.319	0	0	0	2+	0	0	0	0	1	1+
1995	0	0	8460	24307	32767	425403	17.093	0	0	0	2+	0	0	0	0	1+	0
1994	44931	6941	8889	20104	66983	392636	15.051	0	0	0	2+	0	0	0	0	1+	0
1993	56088	7643	7686	42220	98351	325653	21.064	0	0	0	1	0	0	0	0	1+	0
1992	0	0	8582	59622	68205	227302	28.459	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1991	0	0	8141	50264	58406	159097	22.064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1990	0	0	8720	40823	49543	100692	18.937	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1989	0	0	14117	14152	28268	51149	8.842	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1988	0	0	12529	10351	22881	22881	4.325	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

"CONST" = Construction costs.

"SALVAL" = Salvage value.

"OPCOST" = Operating costs.

"ENSCOST" = Unserved energy cost (valued at \$0.50/kWh).

"OBJ FUN" = Cost of supplying energy--WASP selects a plan to minimize this.

"LOLP" = Loss of load probability as a percentage of number of days per year.

Plants allowed for consideration: G-50 (gas turbine, 50 MW); C056 and C0110 (56- and 110-MW coal plants); HYDR (hydroelectric plants from Table F-II, listed in order from least to most expensive on a leveled \$/kW basis); and GEOT (geothermal plants). The numbers under the plant types indicate the number of plants of the above type that have been selected by WASP. + signifies that more plants of this type are desirable for a given year; - signifies that less plants may be desirable.

APPENDIX G

SUMMARY OF RESULTS OF NATURAL-SOURCE ELECTRICAL STUDIES BY THE U.S. GEOLOGICAL SURVEY AT PLATANARES, HONDURAS, WITH RECOMMENDATIONS

D. B. Hoover
U.S. Geological Survey



Work performed by the U.S. Geological Survey at the Platanares geothermal site, Honduras, consisted of 7 multifrequency telluric lines and 10 audio-magnetotelluric (AMT) soundings. Seven of the AMT soundings were made on one of the dipoles of each telluric line to have a measure of apparent resistivity as reference for each line. The telluric lines covered the area of principal interest at Platanares and are shown in the accompanying Fig. G-1. The telluric surveys were made to identify low resistivity regions at Platanares that might be associated with thermal waters below the surface and to identify major faults that may be controlling the flow of thermal water. Dipole spacing on the telluric lines was 125 m.

Resistivities observed in the area are very low, generally under 10 ohm-m below the surficial deposits, and agree with prior DC electrical studies. This meant that the depth of exploration was not as deep as had been desired. The maximum depth of exploration was not over 300 m in most places, so lithologies beneath the Tertiary Padre Miguel Group would not have been seen on most of the lines. Tertiary andesite crops out near line 4 and the north end of line 5, so they should have been sampled by the EM signals. Unaltered andesites would be expected to have high resistivities, but none were observed on either line 4 or 5. This suggests that the andesites in the area of line 4 have been fractured and altered.

Variations in resistivity along the telluric lines were better than 10 to 1. Assuming that the EM data were sampling principally the Padre Miguel Group, these variations are inferred to reflect the effects of faulting and the presence of geothermal fluids. Figure G-2 shows a resistivity map derived from the AMT and telluric data for the survey area using the 7.5-Hz data. The lowest frequency used in the telluric survey was 7.5 Hz, so the map represents the apparent resistivity changes at the greatest depth we were able to sample. Because the depth exploration is a function of both resistivity and frequency, this map does not represent a constant depth horizon. Two areas of very low resistivities are seen in Fig. G-2. One area, under 1.8 ohm-m, corresponds to an area along the Quebrada del Agua Caliente where hot springs are generally unmixed with surface water. The presence of the unmixed hot springs suggests that thermal waters in the area are rising directly along relatively permeable paths from a deeper reservoir. The electrical data are consistent with this,

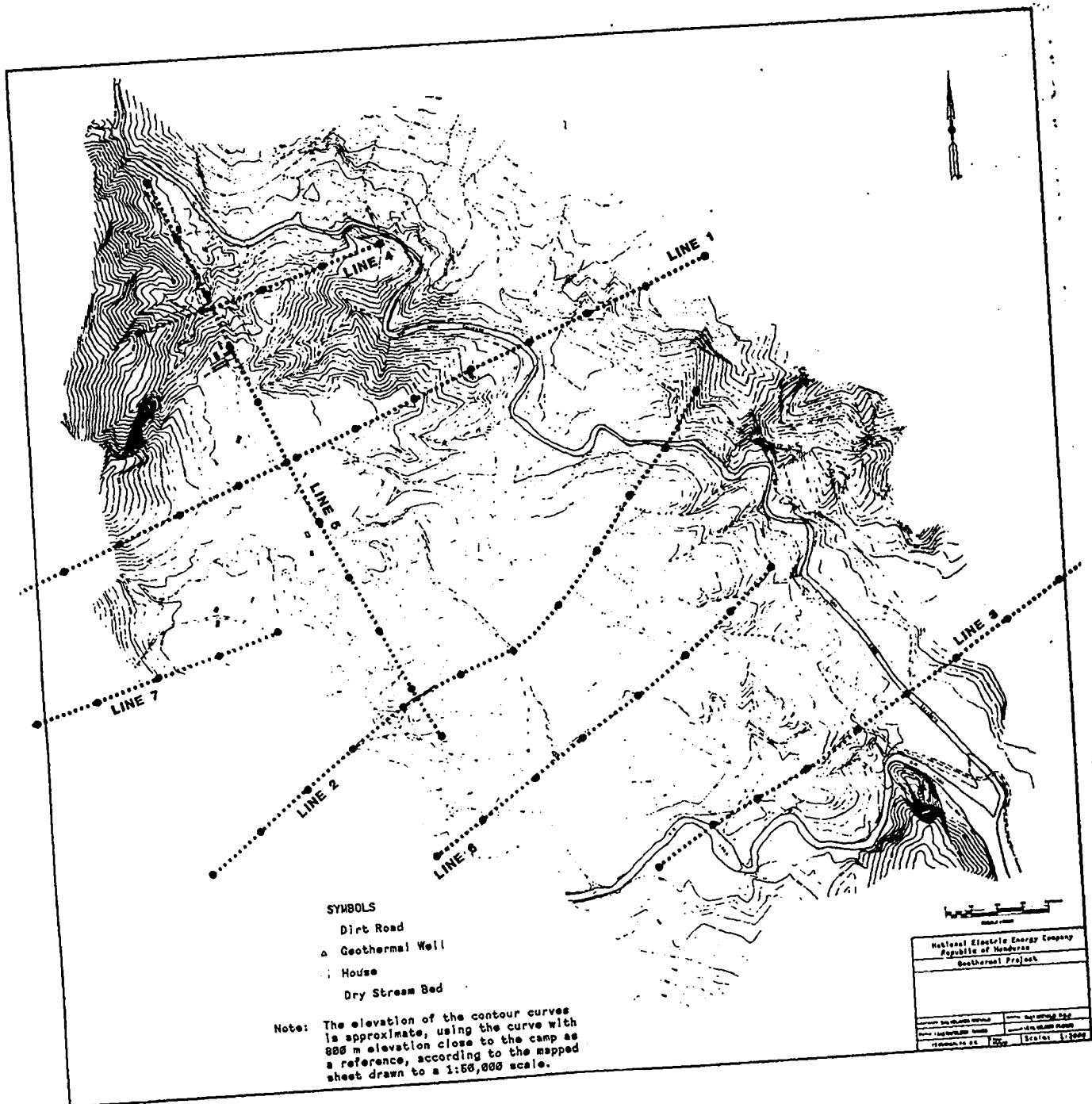
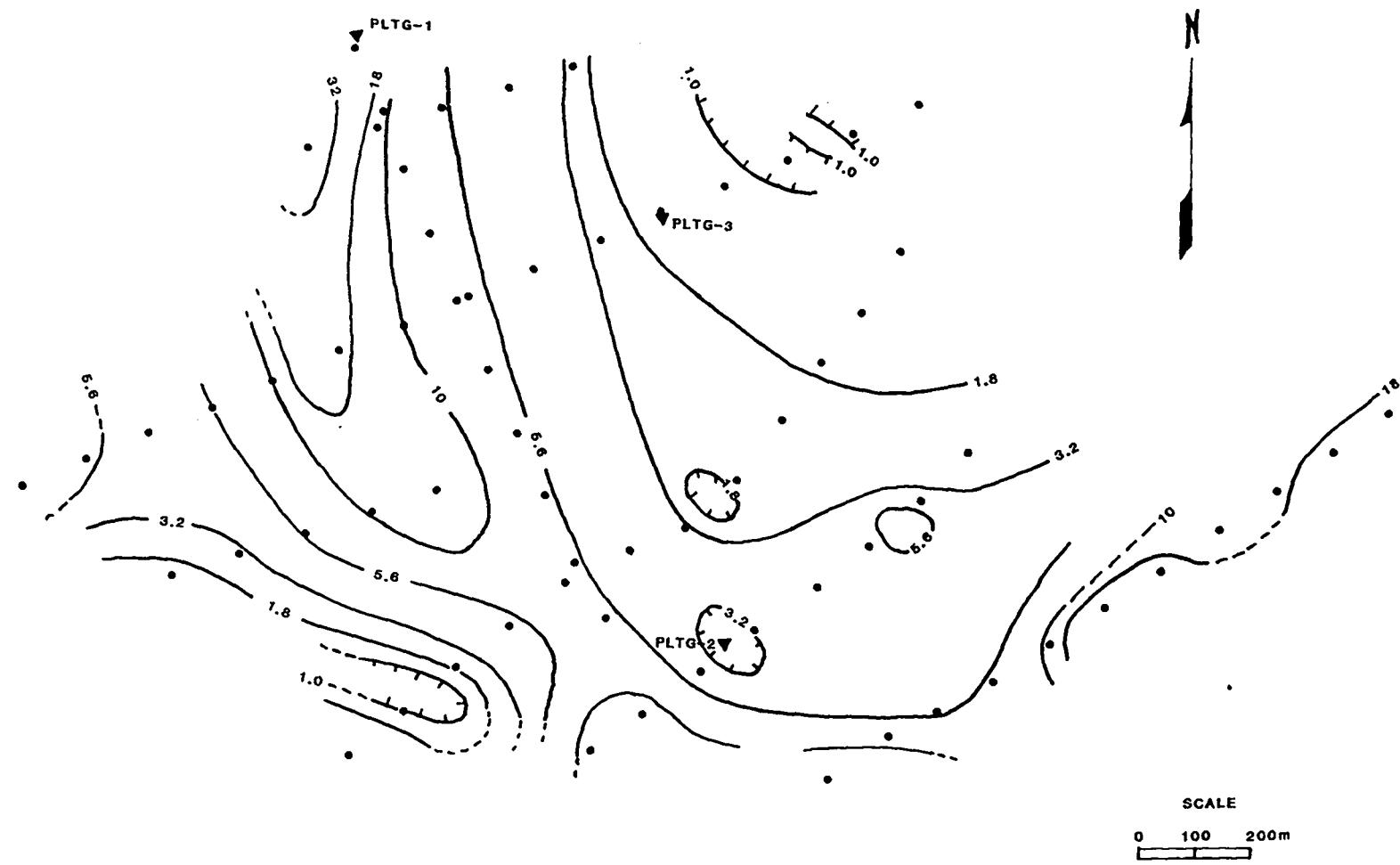


Figure G-1. Location of the telluric lines at Platanares.

Figure G-2. Platanares resistivity map at 7.5 Hz.



indicating that increased porosity and/or higher salinity and/or higher temperature fluids are present in the area.

Another area of anomalous low resistivity, under 1.8 ohm-m, appears in the southwest part of the mapped area, Fig. G-2. In this area no significant thermal features are known. Before this study the area was not considered to have much geothermal potential. However, the electrical data suggest that a geothermal system is present or was present at one time.

The resistivity map of Fig. G-2 is not adequate to identify individual faults that have an electrical expression. However, the telluric data, which are discussed in a complete report on this work, show various narrow conductive zones that are inferred to represent faults. Most, but not all, mapped faults that cross the lines can be identified in the telluric data. A number of inferred faults from geological mapping are not evident in the telluric data, and some faults inferred from the telluric data were not mapped. Faults expressed in the telluric data are believed to be those most available to thermal fluids. The anomalous low resistivity region in the southwest part of the area appears to be related to the intersection or close approach of several large faults.

The resistivity map, Fig. G-2, shows that some parts of the Platanares area have been incompletely sampled. Data are clearly lacking north of well PLTG-1 to La Bufa hot spring. Time and difficulty of access prevented our obtaining data in this region. The major low resistivity area along the Quebrada del Agua Caliente is not closed off on the east. Line 1, Fig. G-1, shows some low resistivities extend at least 375 m east of the Quebrada. Although the land east of the Quebrada would be difficult for entry of drilling equipment, the eastern boundary of the low resistivity feature needs to be determined if the geothermal field becomes commercial. Line 3 defines a southern boundary to the nearer surface features of the main thermal area. The data also suggest that the conductor seen in the southwest part of the area may extend farther northwest. Should other studies indicate that some geothermal potential exists in this region, then additional electrical work should be considered to define the extent of this feature.

Completion of the final report on this work is expected by late January 1988. We recommend that, following completion of the report, the principal investigators at Platanares evaluate and integrate the results with prior data.

There may be sufficient data for siting the next round of drilling. Clearly the electrical data in no way contradict the basic model of the system at Platanares. In this case there would be no need for additional electrical data until after completion of addtional holes.

We, however, recommend that testing of the southwest electrical anomaly be considered in the next round of drilling. If the area is favorable, then communication between production wells here and on the main thermal trend is less likely than between wells on the main trend. This could significantly increase the capacity of the field.

Printed in the United States of America
 Available from
 National Technical Information Service
 US Department of Commerce
 5285 Port Royal Road
 Springfield, VA 22161

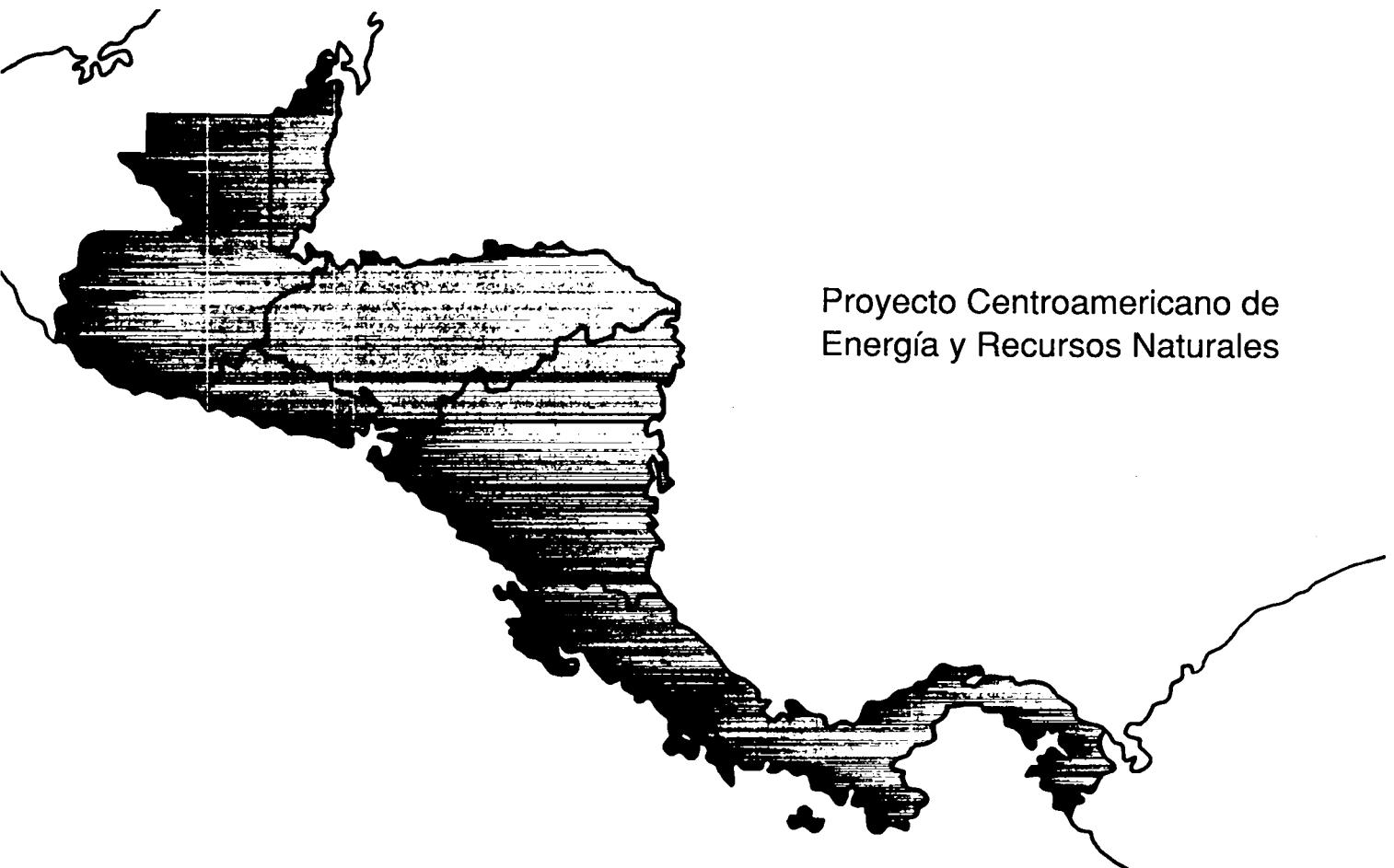
Microfiche (A01)

Page Range	NTIS Price Code						
001-025	A02	151-175	A08	301-325	A14	451-475	A20
026-050	A03	176-200	A09	326-350	A15	476-500	A21
051-075	A04	201-225	A10	351-375	A16	501-525	A22
076-100	A05	226-250	A11	376-400	A17	526-550	A23
101-125	A06	251-275	A12	401-425	A18	551-575	A24
126-150	A07	276-300	A13	426-450	A19	576-600	A25
						601-up*	A99

*Contact NTIS for a price quote.

LA-11410-MS

Los Alamos National Laboratory is operated by the University of California for the United States Department of Energy under contract W-7405-ENG-36.



*Reporte de Recomendaciones para el
Sitio Geotérmico de Platanares,
Departamento de Copán, Honduras*

Los Alamos Los Alamos National Laboratory
Los Alamos, New Mexico 87545

*Translated by Manuel Pérez, Clara Chávez, Mable Amador,
and Yvonne Keller*

*This work was supported by the U.S. Agency for
International Development.*

An Affirmative Action/Equal Opportunity Employer

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.

*Reporte de Recomendaciones para el
Sitio Geotérmico de Platanares,
Departamento de Copán, Honduras*

*El Equipo de Investigación Geotérmica del
Laboratorio Nacional de Los Alamos y del
Servicio Geológico de los Estados Unidos
A. W. Laughlin, Director de Proyectos*

RESUMEN EJECUTIVO

Investigaciones de reconocimiento y geotérmicas en detalle han identificado a Platanares y Copán como los sitios de mayor potencial geotérmico en Honduras. Un equipo compuesto de científicos de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), el Laboratorio Nacional de Los Alamos (Los Alamos) y el Servicio Geológico de los Estados Unidos (USGS) empleó una variedad de técnicas de evaluación de reconocimiento para clasificar el potencial de seis conocidas áreas geotérmicas. Se puso particular énfasis en el uso de geotermometría para estimar la temperatura de los reservorios subterráneos. Los dos sitios con las temperaturas de reservorios más bajas fueron eliminados de cualquier estudio siguiente y se efectuaron más costosas y detalladas investigaciones geológicas y geoquímicas en los cuatro sitios restantes. Estas investigaciones eliminaron otro sitio, restando Platanares, San Ignacio y Azacualpa para trabajos adicionales.

Debido a limitaciones de tiempo y financieras, Los Alamos, el USGS y la ENEE concentraron sus esfuerzos en Platanares y San Ignacio, mientras que un equipo italiano/ENEE, financiado por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), efectuó detallados estudios adicionales en San Ignacio y Azacualpa. El equipo Los Alamos/USGS/ENEE efectuó detallados levantamientos geofísicos en Platanares y San Ignacio e hizo tres perforaciones de gradiente geotermal en Platanares. También se efectuó un estudio económico preliminar del sitio geotérmico de Platanares por parte de Los Alamos y ENEE. Los resultados del reconocimiento y detalladas investigaciones del sitio Platanares se resumen a continuación.

Localización. El sitio geotérmico de Platanares se ubica en el Departamento de Copán, en la parte oeste-centro de Honduras. Se encuentra a aproximadamente 16 km al oeste de Santa Rosa de Copán.

Geología. Tobas silílicas del Terciario y flujos de andesita suprayacen los estratos rojos Cretácicos de la Formación Valle de Angeles.

Además de la falla Quebrada del Agua Caliente, con dirección al noroeste, existen en el área una gran cantidad de fallas que aparentemente han controlado el movimiento ascendente del agua caliente.

Manifestaciones Geotérmicas Superficiales. La mayoría de los manantiales calientes y todos los manantiales en ebullición ocurren a lo largo de una falla con dirección al noroeste que coincide con la Quebrada del Agua Caliente. Las aguas son de naturaleza cloro-alcalinas y sus composiciones química e isotópicos indican que se equilibraron con estratos rojos del Grupo Valle de Angeles, a temperaturas de 225-240°C. Los manantiales calientes superficiales descargan aproximadamente 3400 l/min.

Geofísica. Detallados estudios de gravedad y eléctricos confirman la localización de las principales fallas del sitio. El estudio eléctrico también indica una prometedora anomalía de baja resistividad, a lo largo del Río Lara y al oeste de la Quebrada del Agua Caliente.

Fuente de Calor. La edad Terciaria (14,5 millones de años) de las rocas volcánicas indica que son demasiado viejas para que sean la fuente de calor y que la fuente es de origen no-volcánico. Por esto, las elevadas temperaturas subterráneas deben ser el resultado de una profunda circulación de agua dentro de una extensa y delgada corteza.

Resultados de Perforaciones. Se encontraron elevados niveles de flujo (hasta de 515 l/min) de agua entre 160°-165°C a profundidades tan bajas como 250 m en dos de las tres perforaciones de gradiente. Un gradiente geotérmico conductivo de 139°C/km fue registrado en la tercera perforación. Los resultados de las perforaciones sugieren que existen dos reservorios en Platanares; uno poco profundo de 160°-165°C y otro más profundo de 225°-240°C. Extrapolando el gradiente de 139°C sugiere que el reservorio más profundo se ubica a una distancia de 1200-1500 m. A su nivel máximo, la presión del flujo era de 70 psia. Los dos pozos de pequeño diámetro (7,8 cm) en producción, producen respectivamente 3 y 4,4 MW (termal).

Resultados Económicos. Un análisis económico preliminar investigó la factibilidad de obtener 10 MW del reservorio poco profundo. Los beneficios sobrepasaron los costos actuales por un factor de más de 3 a 1. El valor total de los beneficios se calculó agregando la reducción del costo de instalar una planta geotérmica en lugar de una planta hidroeléctrica al valor de la electricidad generada durante los 18 años que incluyó el estudio.

Un grupo de trabajo integrado por personal de Los Alamos, USGS y ENEE, además de un consultor contratado por Los Alamos, evaluó todos los datos y desarrolló un reporte de recomendaciones para trabajos futuros en Platanares. Sus recomendaciones se resumen a continuación.

1. Tanto el reservorio poco profundo como el más profundo requieren de evaluaciones y pruebas adicionales.
2. Se deben perforar seis pozos de diámetro para producción en el reservorio poco profundo para permitir las pruebas y producción de 10 MW hasta que se obtengan los fondos para hacer pruebas más profundas.
3. Se deben hacer tres perforaciones adicionales para determinar con mayor exactitud los perímetros del sistema.
4. Se debe perforar un pozo de diámetro para producción, de 2000 m de profundidad, para localizar y probar el reservorio profundo.
5. Se debe perforar un segundo pozo de 2000 m para confirmar estos resultados.
6. Se deben efectuar investigaciones geológicas, geoquímicas y geofísicas para que evalúen y refinen el modelo conceptual del sistema geotérmico de Platanares y para que mejoren el entendimiento de las condiciones del subsuelo.

REPORTE DE RECOMENDACIONES
PARA EL
SITIO GEOTERMICO DE PLATANARES,
DEPARTAMENTO DE COPAN, HONDURAS

por

El Equipo de Investigación Geotérmica del Laboratorio Nacional
de Los Alamos y del Servicio Geológico de los Estados Unidos

A. W. Laughlin, Director de Proyectos

RESUMEN

Un equipo de investigación compuesto de científicos del Laboratorio Nacional de Los Alamos, el Servicio Geológico de los Estados Unidos, y la Empresa Nacional de Energía Eléctrica hizo una investigación geotérmica de seis sitios previamente identificados en Honduras. El uso de técnicas de reconocimiento y de escala detallada condujo a la selección de Platanares en el Departamento de Copán como el sitio de mayor potencial. Investigaciones adicionales resultaron en la realización de un estudio de prefactibilidad en Platanares.

Aquí presentamos una clasificación del trabajo completado y resúmenes de los resultados de estos estudios técnicos. También presentamos un modelo conciso del sistema geotérmico y recomendaciones para estudios adicionales de factibilidad.

I. INTRODUCCION

En 1985, el Laboratorio Nacional de Los Alamos (Los Alamos) inició un proyecto conjunto con la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) y el Servicio Geológico de los Estados Unidos (USGS) para evaluar el potencial geotérmico de Honduras. Los objetivos del programa como se concibieron originalmente, eran el determinar el potencial relativo de seis áreas geotérmicas previamente identificadas y el de completar una evaluación de todo el país. Sin embargo, debido a limitaciones de tiempo y financieras, se puso particular énfasis en la evaluación de las seis áreas geotérmicas ya conocidas de Platanares, San Ignacio, Azacualpa, Pavana, El Olivar y Sambo Creek.

Se emplearon técnicas de evaluación por reconocimiento en todas las seis áreas y, basados principalmente en estimaciones geotermométricas de las temperaturas de los reservorios, por lo pronto El Olivar y Sambo Creek fueron eliminados de toda consideración adicional. Se efectuaron detalladas investigaciones geológicas y geoquímicas en las cuatro áreas restantes, las cuales dieron por resultado la selección de Platanares como el sitio de mayor potencial. San Ignacio y Azacualpa aparentaron tener potenciales aproximadamente iguales mas inferiores al anterior. Se efectuaron detallados estudios de gravedad y autopotencial en Platanares y San Ignacio y se hicieron tres perforaciones de gradiente geotérmico en Platanares. Debido a los alentadores resultados en Platanares, se efectuaron trabajos adicionales de detallada cartografía estructural por parte de Los Alamos y ENEE y se efectuó un estudio de AMT/MT por parte del USGS y ENEE y un estudio económico por parte de Los Alamos y ENEE.

En la Sección II se presenta una tabulación del trabajo efectuado en Platanares para evaluar su prefactibilidad geotérmica. Se han evaluado los resultados de múltiples investigaciones y se ha desarrollado un modelo del sistema geotérmico de Platanares. Presentamos este modelo en este reporte junto con recomendaciones para futuras investigaciones en

Platanares. También se proporcionan presupuestos de los costos de perforación para las diversas opciones de perforación. En los Anexos A a G se presentan los resúmenes de los resultados de las investigaciones geológicas, geoquímicas y geofísicas y de las perforaciones.

II. TABULACION DEL TRABAJO GEOTERMICO EFECTUADO EN HONDURAS HASTA LA FECHA POR EL EQUIPO DE ENEE, LOS ALAMOS Y USGS

A. Evaluación Geotérmica del País

1. Geoquímica del agua de muestras de manantiales y riachuelos.
2. Compilación de catálogo de nombres de manantiales calientes y lugares termales.
3. Generación de un nuevo mapa de gravedad de Honduras.
4. Reprccesamiento de datos aeromagnéticos de Honduras.

B. Investigaciones Geotérmicas Específicas al Sitio

1. Investigaciones geológicas a nivel de reconocimiento en las seis áreas geotérmicas previamente identificadas: Sambo Creek, El Olivar, Pavana, Azacualpa, San Ignacio y Platanares.
2. Investigaciones geoquímicas a nivel de reconocimiento en las seis áreas geotérmicas previamente identificadas.
3. Detalladas investigaciones geológicas en cuatro áreas geotérmicas: Pavana, Azacualpa, San Ignacio y Platanares.
4. Detalladas investigaciones hidrogeoquímicas en tres áreas geotérmicas: Azacualpa, San Ignacio y Platanares.
5. Detallados estudios de gravedad y autopotencial en dos áreas geotérmicas: San Ignacio y Platanares.
6. Sondeo de gradiente geotérmico a profundidad intermedia en el area geotérmica de Platanares. Tres sondeos completados.
7. Mediciones de temperatura en estos tres sondeos.
8. Detallados estudios geológicos de muestras de estos tres sondeos incluyendo litología, inclusiones de fluidos y mineralogía hidrotermal.

9. Presión, temperatura y niveles de flujo definidos para tres sondeos.
10. Tiempos de residencia en reservorios geotérmicos y volúmenes de líquido calculados.
11. Detallada cartografía de estructura geológica efectuada en Platanares.
12. Estudio AMT/MT efectuado en Platanares.
13. Estudio económico de Platanares ya completo.

III. EL MODELO CONCEPTUAL DEL SISTEMA GEOTERMICO DE PLATANARES

El sistema geotérmico de Platanares es muy similar a sistemas del tipo Cuenca y Cordillera del oeste de los Estados Unidos. La fuente de calor no es de origen magmático; en vez de ésto, el agua es calentada durante su profunda circulación a través de una región de corteza extensa, delgada y caliente. El sistema geotérmico de Platanares consiste de dos reservorios: uno poco profundo de 160°-165°C y otro más profundo de 225°-240°C. No se sabe todavía si estos reservorios están uno encima del otro, o si forman parte de una misma unidad.

Las manifestaciones superficiales del sistema geotérmico de Platanares ocurren dentro de un área de 3,2 km², en los alrededores de la Quebrada del Agua Caliente, de tendencia hacia el noroeste. La distribución de estas manifestaciones indican que el flujo casi superficial del agua caliente se encuentra controlado por la gran zona de falla con tendencia al noroeste que coincide con la Quebrada del Agua Caliente y otras fallas menores de tendencia este a nordeste. Adicionalmente, fallas normales de poca pendiente permiten que el agua caliente fluya por considerables distancias horizontales. El sistema es dominado por el agua y la química de muestras de agua y gases de los manantiales calientes indica que el agua se equilibró dentro de estratos rojos del Grupo Valle de Angeles a una temperatura de 225°-240°C. Extrapolando el gradiente geotérmico medido en el segundo sondeo de la perforación PLTG-2, sugiere que esta temperatura ocurre a una profundidad

de 1,5 km, dentro del reservorio más profundo. Agua supercalentada a una temperatura de 160°-165°C, encontrada en los sondeos a una profundidad de alrededor de 250 m tal vez se origine por fugas y convección de este reservorios más profundo y de más alta temperatura. Pruebas de flujo efectuadas en la perforación PLTG-1 indican que este pozo conecta con un volumen de 0,06 km³ de agua de 160°-165°C dentro del reservorio poco profundo. Se midieron gastos de hasta 440 l/min en este reservorio poco profundo de 160°-165°C. Considerando la temperatura, velocidad del flujo, permeabilidad y probables volúmenes de flujo, parece factible la explotación de este reservorio usando generadores de ciclo binario.

Si bien no se han determinado la profundidad, localización exacta, volumen y gastos del reservorio de alta temperatura, su temperatura aparente de 225°-240°C lo hace una zona de alto potencial para investigaciones futuras.

IV. RECOMENDACIONES

1. Basándose en los continuos y muy prometedores resultados, se deben iniciar evaluaciones de factibilidad en el sistema geotérmico de Platanares, tan pronto como sea posible.
2. Para cumplir de la forma más eficiente con las necesidades de generación adicional por parte de ENEE para 1992-1993, los dos reservorios geotérmicos (poco y más profundo) en Platanares requieren de pruebas y evaluaciones adicionales.
3. Se deben obtener de inmediato fondos para perforar dos pozos de diámetro de producción en Platanares: un pozo de prueba para descubrir (PPD) y un pozo de confirmación. Se deben hacer planes para perforar estos pozos a una profundidad de 2 km. En la Figura 1 se indica un lugar tentativo para el pozo de PPD. Los fondos solicitados deben ser suficientes para permitir la perforación de otros tres sondeos de gradiente geotérmico y determinar con mayor exactitud los límites del sistema geotérmico. En la Figura 1 también se indica la localización

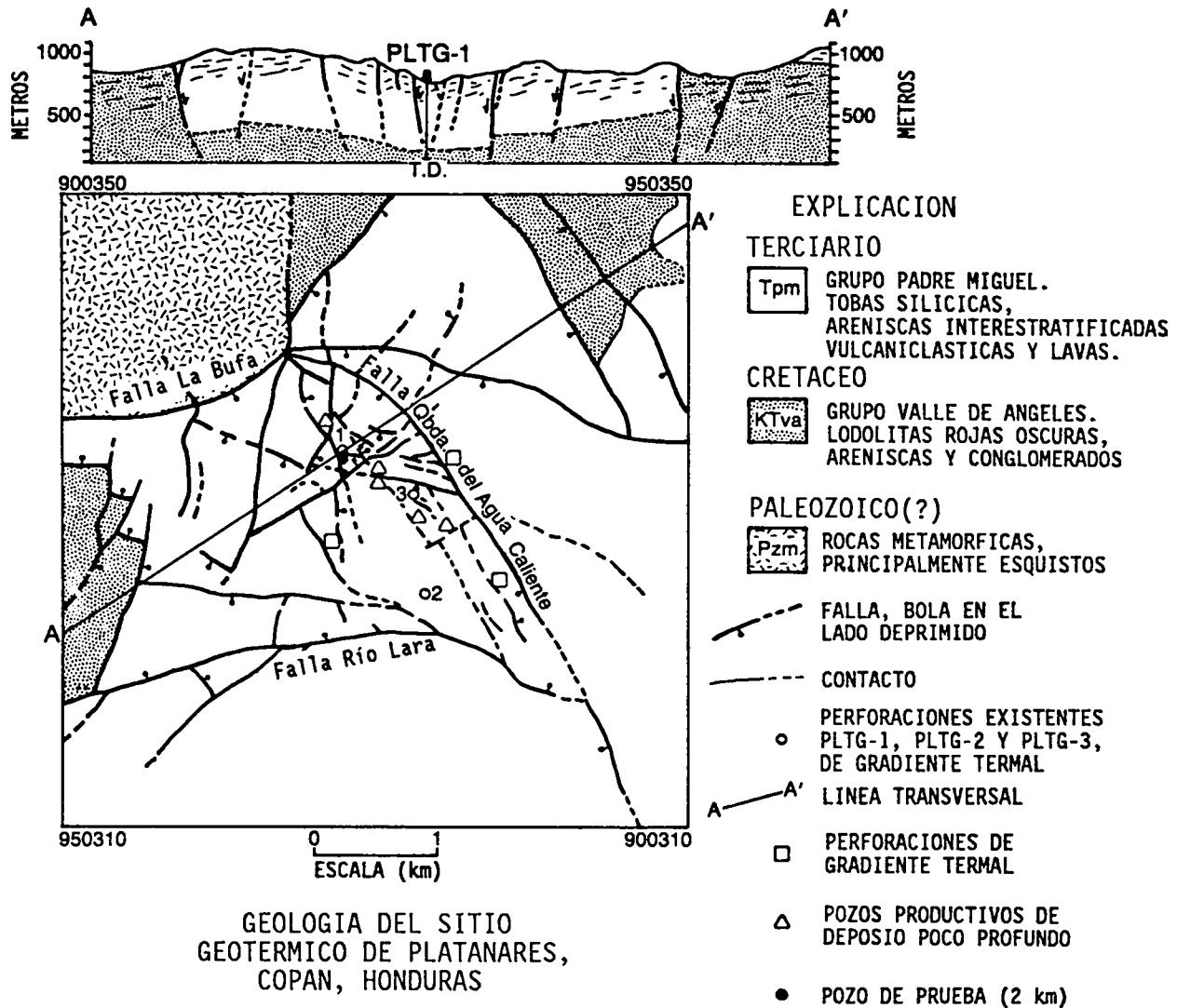


Figura 1. Mapa geológico del sitio geotérmico de Platanares indicando los sitios recomendados para perforar.

- sugerida para estos sondeos de gradiente.
4. Mientras se obtienen fondos para los pozos más profundos y caros, se deben perforar cinco pozos de diámetro para producción hacia el reservorio poco profundo de 160°-165°C, en los sitios indicados en la Figura 1. Si los resultados son positivos, se pueden usar estos como pozos de producción y reinyección para explotar el reservorio poco profundo con generadores portátiles de ciclo binario. Si los resultados son negativos, los datos obtenidos aún serán de utilidad para afinar la localización del pozo de PPD.
 5. Deben de continuarse las investigaciones de apoyo de tipo geológico, geoquímico y geofísico para afinar el modelo conceptual y mejorar el conocimiento de las condiciones subterráneas en el sitio de Platanares. Gran parte de este trabajo debe de ser hecho por personal de ENEE, con asesoría técnica de Los Alamos y USGS cuando sea necesario. Estas investigaciones deben ser encaminadas a una mejor determinación de los perímetros y profundidades de ambos reservorios geotérmicos (por medio de cartografía geológica y perforación de gradiente), mejorando así la caracterización de la permeabilidad de fracturas y mejorando las estimaciones de niveles de gasto y volúmenes de reservorios.

V. PRESUPUESTO DE LOS COSTOS DE PERFORACION

<u>Tipo de Perforación</u>	<u>Número</u>	<u>Costo Estimado (\$1000)</u>
Pozos de 500 m de diam. para producción	5	3000
Pozos de 500 m, de gradiente	3	660
Pozo de 2000 m, de prueba para descubrir	1	1500
Pozo de 2000 m, de confirmación	1	1400



ANEXO A

RESUMEN DE LA GEOLOGIA DEL AREA GEOTERMICA DE PLATANARES, COPAN, HONDURAS

**Grant Heiken, Kenneth Wohletz, y Dean Eppler
Laboratorio Nacional de Los Alamos**

**Wendell Duffield y Sue Priest
Servicio Geológico de los EE.UU.**

**Napoleón Ramos, Wilmer Flores, y Carlos Escobar
Empresa Nacional de Energía Eléctrica**

**Alexander Ritchie
Universidad de Charleston**



I. INTRODUCCIÓN

El área geotérmica de Platanares en el Departamento de Copán, se ubica en la parte oeste-centro de Honduras, alrededor de 30 km de la frontera con Guatemala (Figura A-1). Existen muchos manantiales en ebullición en el área, la mayoría de los cuales ocurren a lo largo de la Quebrada del Agua Caliente. Estas manifestaciones termales han generado varias investigaciones geotérmicas (Flores, 1980; Heiken y otros, 1986; Goff y otros, 1987), siendo la más reciente nuestro programa actual de geología, geofísica, hidrogeoquímica y perforación. Los estudios geológicos han producido un mapa geológico de alrededor de 25 km² del área de Platanares, determinaciones de edad radiométrica de las rocas volcánicas y estudios litológicos y geoquímicos de testigos de los pozos.

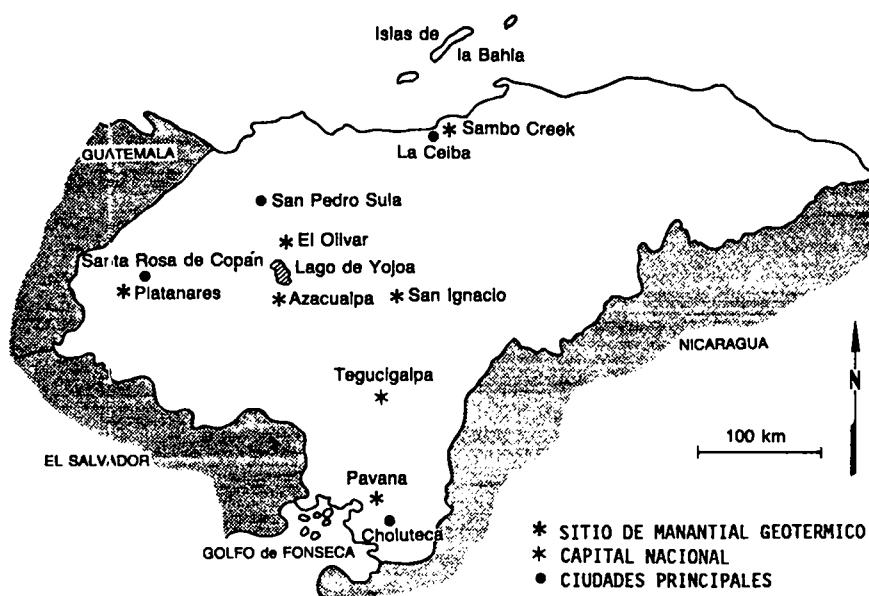


Figura A-1. Mapa de la localización del área geotérmica de Platanares.

II. ESTRATIGRAFIA

Las rocas más viejas en el área son esquistos de la era Paleozoica(?), filitas y cuarzitas, las cuales forman una región montañosa al norte del área termal. Los contactos entre las rocas metamórficas y las rocas más jóvenes del Cretáceo y Terciario son fallas. Las rocas metamórficas forman un elevado terreno montañoso a lo largo de las márgenes norte y noroeste del área geotérmica y este terreno montañoso aparentemente ha sido una fuente principal de clastos metamórficos encontrados dentro de unidades sedimentarias y piroclásticas del Cretáceo y Terciario. Las gravas de arroyo y terraza dentro de la misma Quebrada del Agua Caliente también están compuestas en su mayoría de clastos metamórficos.

La siguiente unidad más joven es una secuencia de estratos rojos, en el Grupo Valle de Angeles, de la era Cretácica. En Platanares, este grupo consiste de limolita de moderada a pobre estratificación, gruesa arenisca con guijarros, gruesa arenisca no madura y conglomerado. La mayoría de las rocas son rojizas, mas donde localmente han sido alteradas en forma hidrotermal, el color es verde pálido o café claro. No se sabe el espesor total de los estratos rojos en esta área, pero es de un mínimo de 200 m; en otras partes de Honduras puede alcanzar un espesor de 3300 m (Mills y otros, 1967). Rocas clásticas más gruesas de este Grupo consisten de una mezcla de clastos basálticos y metamórficos. Las características químicas de las aguas termales sugieren que estos estratos rojos pueden ser la roca principal del reservorio (Goff y otros, 1987).

Acumulaciones discontinuas de flujos de lava andesítica suprayacen los estratos rojos del Grupo Valle de Angeles. Dentro del área de Platanares, afloran a lo largo del lecho de la Quebrada del Agua Caliente, inmediatamente al norte de la perforación PLTG-1 y son penetradas por las perforaciones PLTG-1 y PLTG-3, en donde respectivamente tienen un espesor de 550 m y 250 m. Estas lavas no fueron intersectadas por la perforación PLTG-2, mas pueden estar debajo del fondo de ese pozo. Se cree que están correlacionadas con la Formación Matagalpa, una unidad del

Eoceno-Oligoceno caracterizada por una mayoría de lavas andesíticas, discordantemente cubiertas por rocas clásticas de la Formación Subinal y tobas silílicas del Grupo Padre Miguel (Williams y McBirney, 1969; Finch, 1981). En Platanares, todas estas lavas andesíticas están alteradas hidrotermalmente.

Separando la Formación Matagalpa y las tobas silílicas del Grupo Padre Miguel se encuentra una secuencia de estratos rojos de aproximadamente 100 m de espesor. Esta consiste de rocas lodosas rojas oscuras, rocas lodosas arenosas y areniscas que pueden tal vez ser correlacionadas con la Formación Sabinal definida por Hirschmann (1963) en la vecina Guatemala. Localmente, las areniscas dentro de estos estratos rojos se caracterizan por clastos íntegramente derivados de metacuarzita y esquisto; ésto contrasta con las areniscas del Grupo Valle de Angeles más viejo, el cual contiene una elevada proporción de clasto volcánico.

La unidad de roca Terciaria más joven se llama el Grupo Padre Miguel y consiste en su mayoría de rocas piroclásticas, incluyendo tobas riolíticas soldadas y no soldadas, depósitos de pómez de cascada y areniscas volcanoclásticas interestratificadas. Su espesor es altamente variable en el área de Platanares, alcanzando un máximo de 700 m. Las rocas volcánicas más voluminosas son flujos piroclásticos silílicos, caracterizados por una matriz de fina ceniza y con una variedad desde un poco hasta varios por cientos de clastos líticos y de pómez, raramente arriba de 5 cm de diámetro. Los flujos individuales tienen varios metros de espesor; sin embargo, los contactos entre flujos son usualmente poco definidos. Otras tobas incluyen cascadas de pómez y depósitos ondeados. Localmente, los delgados estratos rojos se encuentran interestratificados con las tobas. Las rocas de Padre Miguel en otras partes tienen una edad de 5 a 17 Ma (Williams y McBirney, 1969; Eppler y otros, 1987). Se ha determinado que las muestras de toba soldada recogidas de un área cercana a la base del grupo tienen una edad de $14,7 \pm 0,5$ Ma y $14,2 \pm 0,5$ Ma (edades de biotita K-Ar; analizadas por T. McKee, USGS). No se han identificado las salidas de las rocas volcánicas. Los flujos

piroclásticos tal vez provengan de la Montaña de Celaque, la cual es posiblemente una enorme caldera resurgente, localizada a 30 km hacia sur del sitio. Las tobas y lavas cercanas a muchas de las fallas y las que están dentro del sondeo de la perforación PLTG-1 se encuentran silicificadas.

Las gravas de terraza de arroyo forman una cuna irregular de hasta 60 m de espesor, a lo largo del perímetro del área principal de manantiales, cercano a la confluencia con el Río Higuito.

III. ESTRUCTURA

La estratificación en las rocas volcánicas tiene una pendiente de 15° a 30° hacia el sur o suroeste; existe divergencia en cuanto a esta tendencia en áreas cercanas a fallas y a deslizamientos. La estratificación de los estratos rojos es generalmente hacia el sur o suroeste, con inclinaciones que van de los 15° hasta la vertical.

El área de Platanares se encuentra altamente alterada por fallas normales dentro de un área de cerca de 5 km². El Grupo Padre Miguel de rocas volcánicas está fallado descendentemente en contra de estratos rojos Cretácicos, en la parte nordeste y suroeste, de esta manera definiendo una fosa con rumbo al noroeste. La fosa termina hacia el norte en una falla de tendencia al noroeste, la cual coloca rocas metamórficas del Paleozoico(?) y estratos rojos del Cretácico en contra de la secuencia volcánica más joven. Hacia el sudeste, las rocas volcánicas Terciarias afloran continuamente hasta la Montaña de Celaque, a 30 km de Platanares.

La mayoría de los manantiales termales y todos los manantiales en ebullición se localizan a lo largo de una zona de falla con dirección al noroeste, la cual bisecta la fosa; la Quebrada del Agua Caliente está erosionada a lo largo de esta zona de falla. Muchos de estos manantiales están depositando sinter silíceo, el cual localmente pega las gravas de los arroyos para formar resistentes estratos y bancos. En varios

lugares a lo largo de la Quebrada existen terrazas inactivas de sinter, algunas hasta 20 m arriba del arroyo existente. Existen dos manantiales cálidos y varias filtraciones a 1,5 km al suroeste de la principal área termal, a lo largo de las fallas con dirección este-oeste que coinciden con la cuenca del Río Lara. No se sabe de manifestaciones termales al norte de la terminación de la falla, en el extremo norte de la fosa o al sur del Río Lara.

El rasgo principal de la zona de falla a lo largo de la Quebrada del Agua Caliente tiene una fuerte expresión fisiográfica, incluyendo escarpas en las gravas de la terraza del río, cerca a la confluencia con el Río Higuito. Una zona de 0,5 km de ancho, al oeste de este rasgo principal, se encuentra complejamente y altamente fallada. La falla que coincide con el Río Lara forma parte de una zona este-oeste de fuerte delineación, la cual es muy visible en las imágenes de satélite y se extiende mucho más allá del área del proyecto, tanto hacia el este como hacia el oeste. El Río Higuito da una vuelta angular hacia la derecha en su confluencia con la Quebrada del Agua Caliente y sigue a esta zona rumbo al este. La perforación PLTG-2 está ubicada a casi 200 m al norte del rasgo principal de esta zona; los abundantes cizallas y diques clásticos observados en las muestras de esta perforación tal vez reflejen su cercanía a la falla del Río Lara. Similarmente, la muestra altamente fracturada de la perforación PLTG-1, la cual se ubica a lo largo de la Quebrada del Agua Caliente, refleja el nivel de fallas en el área.

IV. CONCLUSIONES

La estructura geológica del área de Platanares consiste de una secuencia basal de rocas metamórficas Paleozoicas(?) altamente deformadas, la cual está suprayacida por estratos rojos del Cretáceo y rocas volcánicas y sedimentarias del Terciario. Si bien aún no se sabe la edad máxima de la secuencia volcánica, el grado de desgaste, erosión y fallamiento, sugiere que estas rocas son demasiado viejas para reflejar la presencia de reservorio de magma subyacente en la corteza. Las

manifestaciones termales se ubican a lo largo de fallas que cortan completamente la sección rocosa y por lo tanto la naturaleza geotérmica general es algo similar a un sistema hidrotérmico típico de la provincia de Cuenca y Cordillera de los Estados Unidos.

Se cree que el reservorio principal del sistema geotérmico de Platanares se ubica dentro de estratos rojos del Grupo Valle de Angeles del Cretáceo y cuyo techo se encuentra a cuando menos 400-600 m subyacente a la capa superficial de rocas volcánicas Terciarias y gravas más jóvenes de terraza de río. La permeabilidad del reservorio se interpreta del tipo de fractura, como se observa en las perforaciones PLTG-1 y PLTG-3, causado por fracturación a lo largo de zonas de las fallas principales. La geotermometría aplicada al agua termal sugiere una temperatura del reservorio de 225°-240°C (Goff y otros, 1987). Es probable que el agua termal es calentada durante su profunda circulación a través de un ambiente de alto flujo de calor en la corteza. Los tres pozos recientemente perforados también dan buenos indicios de un reservorio poco profundo explotable (160°-165°C) en Platanares.

REFERENCIAS

- D. Eppler, G. Heiken, K. Wohletz, W. Flores, J. Paredes, and W. Duffield, "Geology of the Pavana Geothermal Area, Departamento de Choluteca, Honduras, Central America," Los Alamos National Laboratory report LA-10864-MS (1987), 17 pp.
- R. Finch, "Mesozoic Stratigraphy of Central Honduras," Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol. 65, 1320-1333 (1981).
- W. Flores, "Geology of the Platanares Area," in Report of the Activities and Interpretation of Results of the Geothermal Project of Honduras 1979-1980: Energy Program of the Central American Isthmus, RLA/76/012 (1980).
- F. Goff, A. Truesdell, C. Grigsby, C. Janik, L. Shevenell, J. Paredes, J. Gutierrez, P. Trujillo, Jr., and D. Counce, "Hydrogeochemical Investigation of Six Geothermal Sites in Honduras, Central America," Los Alamos National Laboratory report LA-10785-MS (1987), 170 pp.

G. Heiken, D. Eppler, K. Wohletz, W. Flores, N. Ramos, and A. Ritchie,
"Geology of the Platanares Geothermal Site, Departamento de Copán,
Honduras, Central America," Los Alamos National Laboratory report
LA-10634-MS (1986), 24 pp.

T. Hirschmann, "Reconnaissance Geology and Stratigraphy of the Subinal
Formation (Tertiary) of the El Progreso Area, Guatemala, Central America,"
unpublished M.A. thesis, Indiana University (1963), 67 pp.

R. Mills et al., "Mesozoic Stratigraphy of Honduras," Bull. Amer. Assoc.
Petrol. Geol. 51, 1711-1786 (1967).

H. Williams and A. McBirney, "Volcanic History of Honduras," University of
California Publ. Geol. Sci. 85, 1-101 (1969).



ANEXO B

RESUMEN DE LA HIDROGEOQUIMICA DEL AREA GEOTERMICA DE PLATANARES,

COPAN, HONDURAS

Fraser Goff

Laboratorio Nacional de Los Alamos



Se efectuaron detalladas investigaciones hidrogeoquímicas en los seis sitios geotérmicos más prometedores en Honduras: Platanares, San Ignacio, Azacualpa, Pavana, Sambo Creek y El Olivar (Goff y otros, 1987a). Además, se hizo un estudio regional de la química, isótopos estables y contenido de tritio de las aguas (de fondo) frías. Ninguno de los sitios geotérmicos está asociado con volcanismo silícico Cuaternario (menor o igual que 1,8 Ma), a pesar de que el sitio de El Olivar está adyacente a un pequeño campo basáltico Cuaternario y Pavana es parte de un cinturón de manantiales calientes paralelo a, y 35 km al este del arco volcánico centroamericano. Ninguno de los sitios contiene aguas sulfato-ácidas, indicativo de condiciones dominadas por vapor. Las aguas termales en todos los sitios son de carácter cloro-alcalino. Basándose en diversos tipos de geotermómetros químicos, las tres zonas más prometedoras en Honduras tienen temperaturas máximas de depósito subterráneo de 225°C (Platanares), 190°C (San Ignacio) y 185°C (Azacualpa). Basándose en niveles de descarga y las temperaturas estimadas de los reservorios (Tabla B-I), la descarga energética en la superficie de Platanares es de 45 MW termales, mientras que la descarga en la superficie de San Ignacio es de 14 MW termales y la de Azacualpa es de 37 MW termales (Goff y otros, 1986; 1987a; reporte en carta no publicada; Truesdell y otros, 1986).

Dado que Platanares fue claramente identificado como el mejor sitio en Honduras debido a su temperatura subterránea (aproximadamente 225°C) y nivel de descarga (aproximadamente 3370 l/min), se practicaron investigaciones durante enero y febrero de 1987. Las aguas termales son de naturaleza Na-K HCO₃-SO₄-Cl con significativas concentraciones de As, B, F, Li y NH₄ y bajas concentraciones de Ca y Mg. El total de sólidos disueltos es de solamente 1100 mg/kg (Tabla B-II). Se pueden apreciar claras tendencias de mezclado en las curvas de B contra Cl, Li contra Cl, etc., entre aguas en ebullición, aguas mezcladas y aguas casi superficiales (Figura B-1). La química de gases de los manantiales en ebullición revela que son relativamente ricos en CO₂, con significativas concentraciones de H₂S, NH₃ y CH₄ (Tabla B-III). Los datos de isótopos estables revelan que la recarga al reservorio geotérmico proviene

TABLA B-I

POTENCIA DE SALIDA DE DESCARGAS EN SUPERFICIE DE LOS SEIS
SITIOS GEOTERMICOS, HONDURAS

(Modificado por Goff y otros, 1987a)

Area	Flujo Superficial Estimado (l/min)	Temperatura del Reservorio Estimada (°C)	Temperatura Ambiental (°C)	Energía Termal (MW)	Energía Eléctrica Equivalente ^a (MW)
Platanares	3370	225	27	44,9	6,7
San Ignacio	1200	190	28	13,8	2,1
Azacualpa	3300	185	28	36,8	6,0
Pavana ^b	1000	150	30	8,4	---
Región de La Ceiba					
Sambo Creek	2000	155	30	17,6	---
La Labor	1250	130	30	8,8	---
La Masica	500	130	30	3,5	---
El Olivar ^c	200	120	30	1,3	---

^a Al convertir la energía termal a energía eléctrica se asume que es casi 15 por ciento eficiente, pero resulta práctica sólo cuando el reservorio excede 180°C.

^b Otros sitios de la región de Choluteca no fueron calculados por tener temperatura baja (menor o igual que 100°C).

^c Incluye los sitios de El Olivar y Laguna Agua Caliente.

de lluvias locales, porque las aguas de la superficie y las del reservorio tienen contenidos similares de deuterio (Figura B-2). Por otra parte, un cambio en el isótopo oxígeno-18 de aproximadamente 0,5 a 1,0‰ es indicativo de intercambio de agua de roca a temperaturas mayor o igual que 200°C. Unas concentraciones muy anómalas de B, SO₄ y NH₃ y un registro de δ¹³C-CO₂ de aproximadamente 11‰ indica que el reservorio geotérmico está equilibrado en estratos rojos Cretácicos del Grupo Valle de Angeles.

TABLA B-II
DATOS PRINCIPALES DE ELEMENTOS QUÍMICOS^a Y DE ISOTOPOS^b PARA EL SISTEMA GEOTÉRMICO DE PLATANARES

Muestra ^c No.	Temp. (°C)	Campo pH	SiO ₂	Na	K	Li	Ca	Mg	Cl	F	HCO ₃	CO ₃	SO ₄	B	As	NH ₄	60	¹⁸ O	³ H	¹³ C
Agua Geotermal del Miembro-Final																				
PL-1	99.5	8.75	288	310	38	4.04	2.5	<0.0	36.7	12.4	78.1	206	225	16.7	1.26	10.4	-41.6	-6.14	--	-8.72
PL-26	98.7	8.7	296	311	37	3.90	2.4	<0.1	35.9	13.3	18.3	247	242	17.0	1.1	3.30	-43.1	-5.93	--	--
PL-3	100.1	8.75	277	305	36	3.85	3.0	0.04	33.4	12.7	171	168	238	15.5	0.89	11.0	-42.4	-6.17	0.09	-7.69
PL-24	99.0	8.7	278	291	34	3.60	1.3	<0.1	34.4	13.1	64.7	209	236	16.8	0.8	4.20	-43.2	-6.20	0.34	-9.06
PL-5	96.0	8.3	305	289	18	3.56	1.2	0.06	36.0	12.3	154	142	239	16.0	0.88	11.9	-41.6	-6.03	0.12	--
PL-28	98.0	8.5	313	295	19	3.40	5.0	<0.1	34.2	13.1	51.5	187	235	18.1	0.3	4.23	-52.2	-5.34	0.76	-8.42
PL-7	98.5	8.75	236	311	26	3.53	3.8	0.08	34.4	12.6	171	154	245	16.0	0.79	9.5	-42.1	-6.12	--	-7.23
PL-36	98.3	8.7	251	305	29	3.50	2.2	<0.1	33.7	13.3	80.5	203	251	16.9	0.8	4.50	-44.9	-5.93	--	--
PL-8	98.6	8.75	233	299	37	3.72	1.0	0.04	34.0	12.9	68.3	202	246	16.4	0.68	7.95	-42.7	-6.00	0.41	-7.11
PL-17	98.2	8.9	242	304	40	3.80	1.1	<0.1	34.5	13.0	35.4	229	249	17.1	1.0	2.65	--	-5.96	1.07	-8.34
PL-2	99.3	8.75	290	291	33	3.50	3.2	0.07	35.4	12.9	215	132	215	16.4	1.00	11.7	-42.8	-6.03	--	--
PL-20	95.0	8.8	283	317	41	4.10	1.4	<0.1	34.8	13.0	199	188	240	17.0	1.0	3.30	-44.4	-6.26	0.46	-8.07
PL-22	98.4	9.1	292	333	37	4.00	1.3	<0.1	35.9	13.2	28	251	248	17.2	1.1	4.30	-46.5	-6.21	--	--
PL-23	95.0	8.0	233	305	35	3.70	8.9	0.3	33.5	12.4	276	139	231	16.1	1.0	8.08	-41.0	-6.44	0.90	--
PL-27	99.0	8.5	282	303	35	3.70	6.5	<0.1	34.4	13.3	32.9	238	240	19.4	0.9	3.61	-43.4	-6.02	--	--
Agua Geotermal Combinada																				
PL-4	88.3	6.80	183	231	26	2.94	20.9	1.54	25.9	9.6	473	0	193	12.2	0.71	17.3	-44.0	-6.33	0.96	--
PL-6	92.0	7.20	183	260	21	3.29	5.4	0.08	26.0	9.5	530	0	199	12.5	0.58	11.0	-44.6	-6.02	--	--
PL-10	38.4	6.30	35	45	10.3	0.28	42.2	8.73	6.2	0.84	137	0	128	2.27	0.05	0.09	-42.1	-6.51	--	--
PL-11	70.8	7.40	191	230	25	2.86	16.3	1.19	31.2	12.4	355	0	232	15.0	0.21	17.1	-43.6	-6.09	--	-6.78
PL-12	35.1	6.60	39	52	20	0.45	42.7	11.7	7.2	0.85	187	0	135	2.76	0.39	0.15	-41.2	-6.53	5.14	--
PL-14	37.1	7.00	84	91	11.0	0.99	43.3	10.2	11.4	3.49	229	0	160	5.35	<0.05	0.09	--	--	--	--
PL-15	54.0	7.50	107	113	23	1.60	70.2	1.34	10.2	5.0	456	0	94	5.12	<0.05	9.7	-46.9	-6.94	2.37	--
PL-41	52.8	6.5	107	117	22	1.69	73.0	1.4	11.2	5.37	475	0	98	5.56	0.4	4.13	-47.4	-6.97	--	-9.57
PL-19	87.7	7.0	106	153	21	1.84	40.5	12.6	16.7	6.26	425	0	178	7.86	0.5	3.70	-49.0	-6.94	2.40	-9.14
PL-21	65.6	6.8	171	216	27	2.90	35.7	4.9	22.5	8.76	481	0	188	10.4	0.5	5.31	-45.8	-6.76	--	--
PL-25	68.6	6.7	208	255	29	2.70	16.4	2.9	30.6	11.9	503	0	224	14.6	0.6	9.76	-46.0	-6.62	0.59	--
PL-30	48.5	7.3	138	113	19	1.42	67.8	5.0	11.1	5.37	382	0	122	5.43	0.2	2.17	-47.4	-6.90	2.43	-6.81
PL-32	97.6	8.0	198	258	18	2.70	4.6	<0.1	32.6	12.8	284	64.8	214	16.9	0.6	d.11	-45.0	-6.44	0.53	--
PL-33	79.0	6.0	185	326	22	3.00	7.8	0.2	32.9	11.4	594	0	214	16.4	0.6	5.33	-46.2	-6.04	0.46	-7.47
PL-34	89.6	6.5	217	275	19	3.10	8.0	<0.1	32.5	12.5	488	0	212	16.4	0.5	8.55	-47.6	-6.60	--	--
PL-43	21.0	6.8	76	132	24	1.94	32.3	1.4	14.7	4.55	279	0	139	6.75	0.7	<0.02	-40.5	-5.35	--	--
Aqua Fría																				
PL-9	26.7	6.9	22	10	1.6	<0.01	72	15.5	2.6	0.21	45.7	0	110	0.03	<0.05	0.12	-42.8	-7.01	5.5	8.48
PL-18	23.4	7.6	17	8.9	16	<0.02	64.1	11.8	1.4	0.2	189	0	78.6	0.03	<0.1	0.03	-45.4	-7.29	--	--
PL-45	27.0	7.0	22	10.5	1.9	<0.17	71.4	14.2	1.4	0.21	171	0	121	0.03	<0.1	0.06	--	8.3	--	--
PL-13	25.3	7.1	17	5.0	2.5	0.04	20.8	4.56	2.7	0.48	32.9	0	50	<0.02	<0.05	0.12	-39.5	-5.92	--	--
PL-29	24.2	6.0	19	9.8	2.4	0.02	19.0	3.5	1.1	0.56	32.9	0	40.4	0.03	<0.1	0.04	-43.0	-6.48	4.62	--
PL-16	28.0	7.0	31	17.0	3.3	0.06	49.9	10.2	3.3	0.27	183	0	48.4	0.11	<0.05	0.13	-37.7	-5.95	7.24	--
PL-42	20.7	7.2	28	9.4	2.3	<0.01	38.8	7.6	0.9	0.22	92.7	28.8	24.3	0.07	<0.1	<0.02	-42.4	-6.72	--	--
PL-31	21.5	6.0	48	6.2	3.9	<0.01	2.0	0.2	0.8	0.19	34.2	0	0.3	0.03	<0.1	0.03	-31.6	-4.37	2.55	--
PL-35	21.4	6.8	83	16.2	5.2	0.02	17.7	0.9	1.0	0.30	112	0	1.3	0.09	<0.1	0.06	-42.8	-6.13	2.02	--
PL-37	25.0	6.5	51	16.8	3.5	0.01	28.6	3.6	1.7	0.35	154	0	7.7	0.23	<0.1	0.03	--	--	--	--
PL-38	23.0	7.5	27	11.1	2.2	<0.01	41.3	7.1	1.8	0.28	123	28.8	24.3	0.06	<0.1	<0.02	-43.8	-6.29	--	--

^a Análisis químicos mostrados en mg/kg.

^b δD y δ¹⁸O mostrados en ‰ relativos al Standard Mean Ocean Water (SMOW); δ¹³C mostrados en ‰ relativo al Belemnite PeeDee (PDB); tritio (³H) mostrados en Unidades de Tritio (T.U.).

^c Números de muestras en paréntesis vienen del mismo sitio de muestreo; muestras enumeradas PL-1 a PL-16 fueron tomadas en mayo de 1985; muestras enumeradas PL-17 a PL-45 fueron tomadas en enero y febrero de 1986.

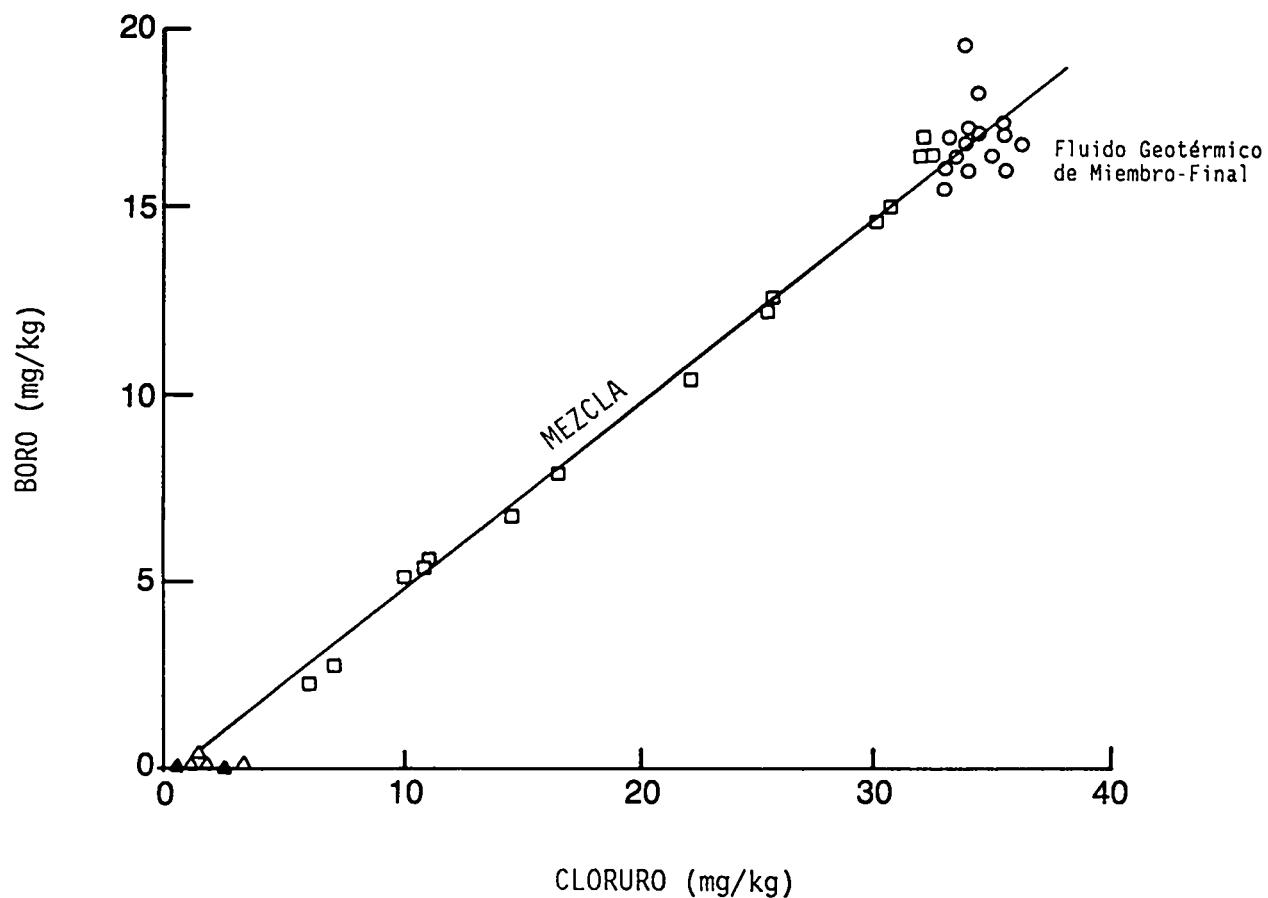


Figura B-1. B contra Cl, Platanares; los triángulos representan agua fría, los cuadritos aguas mezcladas, y los círculos aguas de miembro-final.

La Tabla B-IV presenta un resumen de los diversos geotermómetros químicos. Se considera que los geotermómetros de cuarzo están muy bajos debido a precipitación de cuarzo de los líquidos calientes. Existen venas de cuarzo y reservorios de sinter siliceo a todo lo largo del área principal de manantiales calientes. Existe buena concordancia entre los geotermómetros de catión, $\delta^{18}\text{O}-\text{SO}_4$ y gaseosos, lo cual sugiere una temperatura del reservorio de 225°C y tal vez hasta 240°C.

TABLA B-III

QUIMICA DE GASES DE LOS MANANTIALES CALIENTES DE HONDURAS^a

No. de Campo	Sitio	Fecha	Medida Temp. °C	CO ₂	H ₂ S	H ₂	CH ₄	N ₂	NH ₃	O ₂	Ar	He	Total	IJC-CO ₂
REGION DE SAN IGNACIO														
SI-2	San Ignacio	05/15/85	99.0	88.3	0.6075	0.2296	0.35025	5.55	4.846	0.01669	0.14685	0.000990	100.05	-11.75
SI-3	San Ignacio	05/15/85	98.9	91.3	1.768	0.1342	0.07293	4.987	1.681	0	0.1311	0	100.07	-11.01
SI-4	San Ignacio	01/25/86	99.6	77.58	6.082	0.5487	0.3387	9.815	5.156	0.06837	0.2496	0.004	99.84	-18.47
SI-7	San Ignacio	05/15/85	98.0	90.58	5.163	0.07295	0.06078	2.492	1.591	0	0.06698	0	100.03	-12.8
SI-9	San Ignacio	01/08/86	98.6	87.98	6.06	0.3625	0.3505	3.268	1.81	0	0.09996	0.0014	99.94	-13.3
SI-15	San Ignacio	01/25/86	98.2	93.75	2.126	0.1724	0.2073	2.428	1.215	0	0.07252	0.001	99.97	-9.51
REGION DE PLATANARES														
PL-1a	Platanares	05/17/85	99.5	81.62	2.587	0.03088	0.3175	0.9297	14.40	0.006261	0.02371	0.000050	99.98	-10.84
PL-1b	Platanares	05/17/85	99.5	82.02	3.006	0.03437	0.2164	1.167	13.54	0.00362	0.0276	0	100.01	-10.76
PL-3	Platanares	05/17/85	100.1	88.66	1.557	0.01654	0.3406	3.55	5.822	0	0.0901	0	100.04	-10.05
PL-17	Platanares	02/03/86	98.2	72.11	2.856	0.02395	0.5463	7.148	17	0.07775	0.1708	0	99.93	-12.17
PL-22	Platanares	02/04/86	98.4	90.97	0.17	0.03377	1.263	6.289	0.01027	1.019	0.1508	0.0011	99.91	-8.46
PL-23	Platanares	02/04/86	95	75.8	11.03	0.01028	0.1614	6.109	6.182	0.5662	0.1409	0	100.00	-12.78
PL-27	Platanares	02/04/86	98.5	85.55	2.13	0.02915	0.7624	3.4	7.948	0	0.08154	0.0006	99.90	-10.03
PL-28	Platanares	02/04/86	98.3	87.99	1.625	0.04174	0.1957	2.901	7.086	0.03004	0.06997	0	99.94	-9.79
PL-3b	Platanares	02/04/86	98.3	82.06	1.944	0.01223	0.1237	4.875	10.67	0.1109	0.1147	0	99.91	-12.88
REGION DE AZACUALPA														
AZ-4	Azacualpa	05/24/86	100.3	76.66	5.453	0.03875	0.3173	15.59	1.084	0.4151	0.3692	0.002437	99.93	-12.63
AZ-4	Azacualpa	05/28/86	99.8	76.5	4.68	0.05859	0.3515	15.9	1.682	0.01712	0.3754	0.0045	99.77	-11.68
AZ-6	Azacualpa	05/24/85	101.4	79.87	0.224	0.07282	0.867	18.04	0.021	0.7417	0.5188	0.00835	100.36	-7.04
AZ-12	Azacualpa	01/28/86	99.5	83.14	1.445	0.02514	0.5278	13.56	0.5874	0.1807	0.37	0.0046	99.84	-9.66
AZ-23	Azacualpa	01/28/86	97.0	78.88	0.5273	0.07526	0.9284	18.46	0.01662	0.3836	0.5402	0.0092	99.82	-7.84
REGION OCCIDENTAL DE AZACUALPA														
AZI-24	Island NW Azacualpa	01/29/86	75.0	11.26	0.6868	0	1.54	83.0	0.0114	0.2955	1.41	0.0171	98.22	-16.16
REGION DE EL CAJON														
VI-2	El Cajón	01/31/86	50.0	4.33	0	0	0.426	91.33	0.007508	1.015	1.242	0	98.35	--
REGION DE LA CEIBA														
SC-3	Sambo Creek	05/21/85	99.5	12.58	4.809	0.02366	0.8064	76.97	0.3992	1.428	2.439	0.03714	99.49	-14.73
REGION DE EL OLIVAR														
EO-1	El Olivar	05/23/85	66.4	97.33	0.005822	0.0001	0.3124	1.695	0.01591	0.5903	0.02634	0.000064	99.98	-2.69
EO-7	Laguna Agua Cal.	05/23/85	67.8	99.39	0.03069	0.000590	0.1120	0.3923	0.007614	0.04948	0.00958	0.000277	99.99	-3.56
REGION DE CHOLOTECA														
PY-3	Pavana	05/29/87	101.8	71.81	3.542	0.0033	0.141	18.35	0.3991	4.987	0.5068	0	99.74	-9.74

^a Las concentraciones de los gases reportadas en por ciento del volumen.

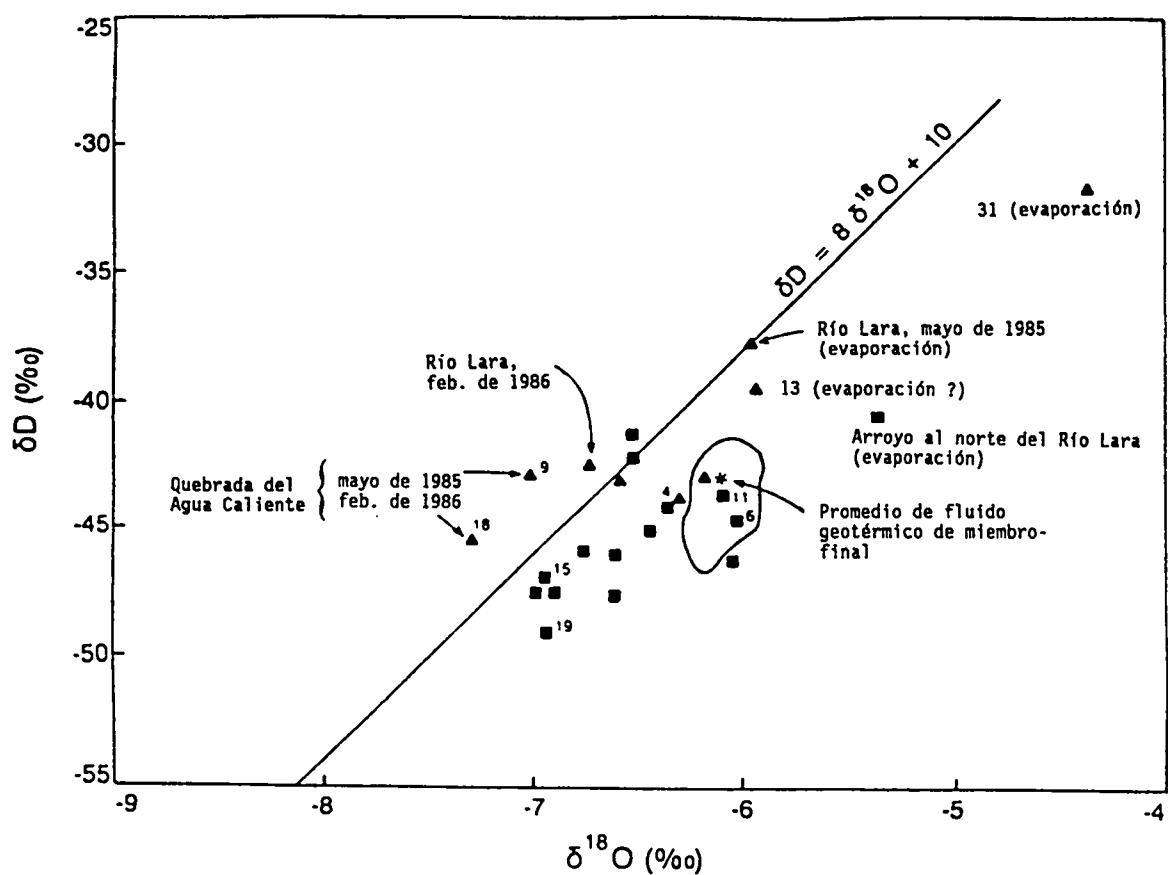


Figura B-2. Datos de isótopos estables, Platanares; mismos símbolos que en Figura B-1. La línea sólida delimita los puntos de turbidez que representan líquidos geotérmicos de miembro-final.

Se obtuvieron una gran cantidad de muestras de tritio de aguas de miembro-final, aguas mezcladas y aguas frías. Estos datos fueron representados a través de un juego de curvas empíricas, basándose en dos posibles segmentos de reservorio geotérmico (flujo de pistón y bien mezclado), para determinar tanto la edad máxima de los líquidos en el reservorio como el volumen estimado del reservorio (Goff y otros, 1987; informe por carta sin publicar). Basándose en este tratamiento matemático

TABLA B-IV
GEOTERMOMETROS CALCULADOS PARA FLUIDOS GEOTERMICOS DE MIEMBRO-FINAL,
PLATANARES, HONDURAS

Campo No.	Temp. Medida (°C)	Qtz ^a	Na-K	Na-K-Ca $\beta = 1/3$	Na-Li	$\delta^{180}-\text{SO}_4$		Gas	
						T ₁ ^a	T ₂ ^b	T _{D-P} ^c	T CO_2-CH_4 ^d
PL-1	99.5	206	235	225	300	248	220	230	181
PL-1(2) ^e	99.5	--	--	--	--	--	--	238	195
PL-2	99.3	207	228	216	289	--	--	--	--
PL-3	100.1	203	232	221	296	253	224	205	182
PL-5	96.0	211	179	190	292	--	--	--	--
PL-7	98.5	192	202	197	281	254	224	--	--
PL-8	98.6	191	236	235	293	261	229	--	--
PL-17	98.2	193	242	239	294	272	236	223	157
PL-20	95.0	205	240	236	299	261	228	--	--
PL-22	98.4	207	226	228	289	--	--	185	135
PL-23	95.0	191	229	207	290	--	--	228	203
PL-24	99.0	204	231	228	293	268	233	--	--
PL-26	98.7	208	232	224	295	--	--	--	--
PL-27	99.0	205	230	211	291	--	--	217	151
PL-28	98.0	213	185	180	288	267	232	234	201
PL-36	98.3	196	213	210	282	269	234	210	215
Promedio ^f	--	202 [±] 7	223 [±] 19	216 [±] 17	291 [±] 5	261 [±] 8	229 [±] 5	219 [±] 17	180 [±] 27

^a Sin pérdida de vapor.

^b Pérdida continua de vapor.

^c D'Amore y Panichi (1930).

^d Norman y Bernhardt (1981).

^e Colectado para gas solamente.

^f Variación reportada es desviación standard.

de los datos, las aguas de miembro-final representativas del reservorio geotérmico (promedio de 0,25 U.T.) tienen un tiempo medio de residencia en el reservorio de aproximadamente 900 años. El volumen del depósito, V, puede estimarse con la ecuación sencilla:

$$V = \dot{q} (\tau) \quad (1)$$

donde \dot{q} = nivel de descarga en estado fijo y τ = tiempo medio de residencia del fluido. Para Platanares (nivel de descarga de 3370 l/min) el volumen estimado del reservorio es de 1,6 km³ de líquido. Asumiendo una porosidad de 10 por ciento en la roca del reservorio, el volumen del reservorio geotérmico sería de 16 km³.

Las perforaciones de exploración PLTG-1, PLTG-2 y PLTG-3 fueron llevadas a cabo entre octubre de 1986 y junio de 1987. Las temperaturas al fondo de las perforaciones son respectivamente 160°C a los 650 m, 104°C a los 401 m y 165°C a los 679 m. Las perforaciones PLTG-1 y PLTG-3 producen considerables cantidades de líquido geotérmico profundo y presentan patrones de temperatura isotérmicas durante la mayor parte de su profundidad (Figura B-3). La perforación PLTG-2 exhibe un aparente gradiente conductivo de 139°C/km dentro del último tercio de la perforación. Empleando los datos de conductividad obtenidos de la muestra sacada, el flujo de calor en la zona inferior de la perforación PLTG-2 es de 265,7 mW/m² (6,4 UFC), se puede deducir que existe un recurso geotérmico convectivo subyacente al sitio PLTG-2. Prolongando descendente mente el gradiente de 139°C/km hasta la temperatura estimada

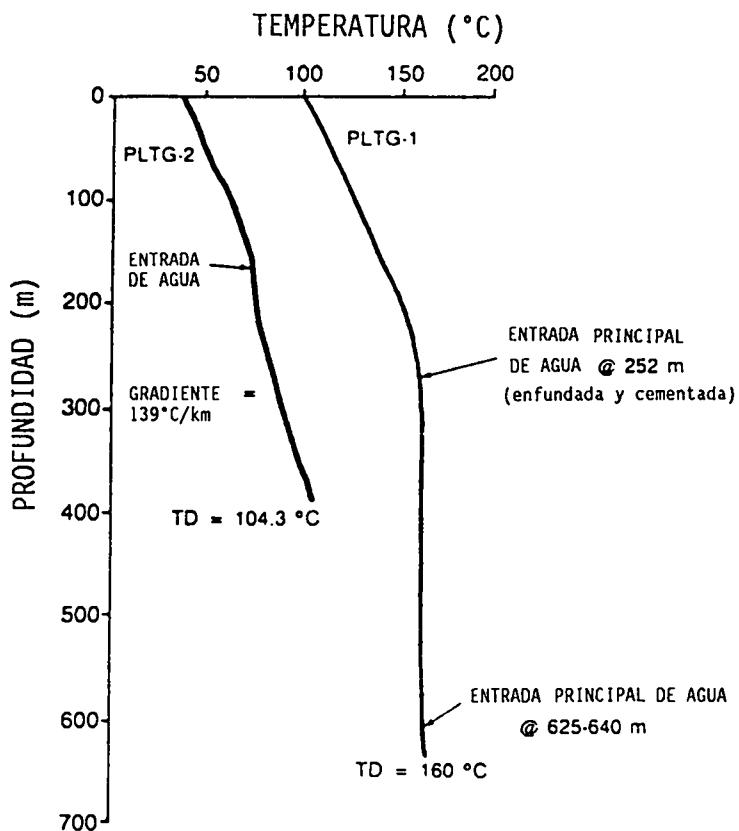


Figura B-3. Curvas de temperatura contra profundidad de las perforaciones PLTG-1 y PLTG-2.

del reservorio de 225°C, demuestra que la profundidad al reservorio fuente de 1,2 a 1,5 km.

Se hicieron pruebas de flujo en las perforaciones PLTG-1 y PLTG-3 mas aún no se termina el análisis de transientes de la PLTG-3. La química de los líquidos de las perforaciones PLTG-1 y PLTG-3 semeja a la de los manantiales calientes en ebullición (Truesdell y otros, 1987). A pesar de que los líquidos se producen en estratos rojos fracturados de 160° a 165°C, los geotermómetros indican un reservorio fuente de 225°C (similar a los manantiales). Breves pruebas de flujo de 8 y 6 días para las dos perforaciones produjeron niveles de flujo de estado fijo de alrededor de 320 y 430 l/min (sin compensar por destello espontáneo, Figura B-4). En la Tabla B-V se presenta un resumen de datos de los dos pozos. Los pozos producen aproximadamente 3,0 y 4,4 MW térmicos respectivamente, lo cual es muy impresionante para perforaciones de 3 pulgadas de diámetro. En la perforación PLTG-1, las determinaciones de permeabilidad en la muestra

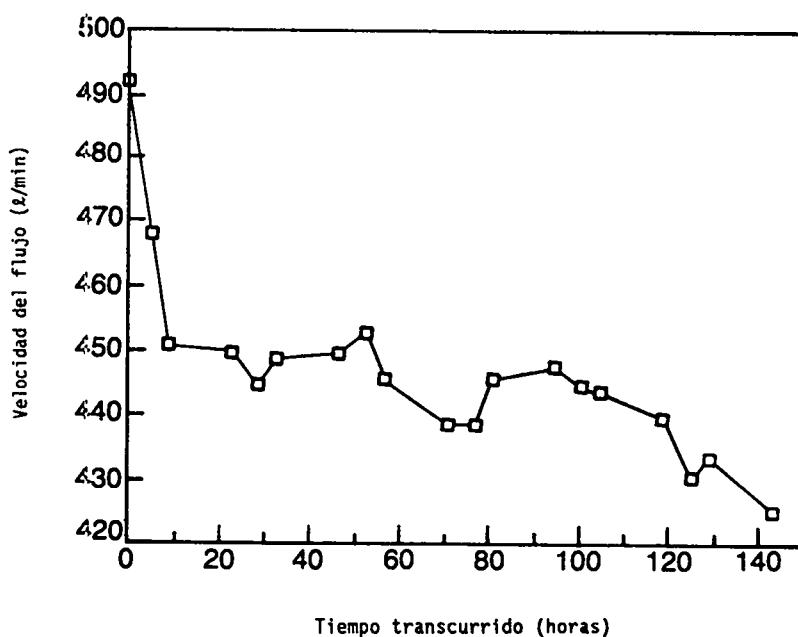


Figura B-4. Prueba de flujo contra tiempo para la perforación PLTG-3 (prueba de seis días).

TABLA B-V

DATOS DE PRUEBAS DE FLUJO
DE LAS PERFORACIONES PLTG-1 y PLTG-3, PLATANARES, HONDURAS

	<u>PLTG-1</u>	<u>PLTG-3</u>
Fecha	Feb. de 1987	Junio de 1987
Velocidad máxima del flujo	350 l/m	515 l/m
BHT	160°C	164°C?
Presión encerrada	110 psia	130 psia
Temperatura de flujo del cabezal de pozo	138°C	150,5°C
Presión del flujo a flujo máximo	30 psia	70 psia
Temperatura máxima después de cierre	145°C	158°C
Potencia de la producción a flujo máximo	-3,0 MW(t)	-4,4 MW(t)
Profundidad total	650 m	679 m
Zona de flujo	625-640 m	458 m; 622-635 m
Diámetro del pozo	7,8 cm (3,0 in.)	7,8 cm (3,0 in.)

fracturada de perforación son de alrededor de 300 md. Muchas fracturas son de más de 1 m de largo, durante el tramo de 625 a 640 m (Goff y otros, 1987b).

Modelo del Reservorio

La Figura B-5 presenta nuestro modelo del sistema geotérmico de Platanares, esquemáticamente sobrepuerto a la sección transversal A-A' de Heiken y otros (1986). Por los altos contenidos de NH₄, B y SO₄ en los fluidos térmicos y las altas concentraciones de NH₃ y los agotados valores δ¹³C de CO₂ en los gases, creemos firmemente que el reservorio geotérmico se equilibró en estratos rojos fracturados del Grupo Valle de Angeles. Esto ha sido comprobado por perforaciones. Es sabido que este grupo de rocas contiene yeso, petróleo, depósitos orgánicos y pizarras arcillosas marinas en la mitad superior de la secuencia (Finch, 1981), lo cual podría abastecer el SO₄, NH₃, CO₂, H₂S y B durante el metamorfismo térmico.

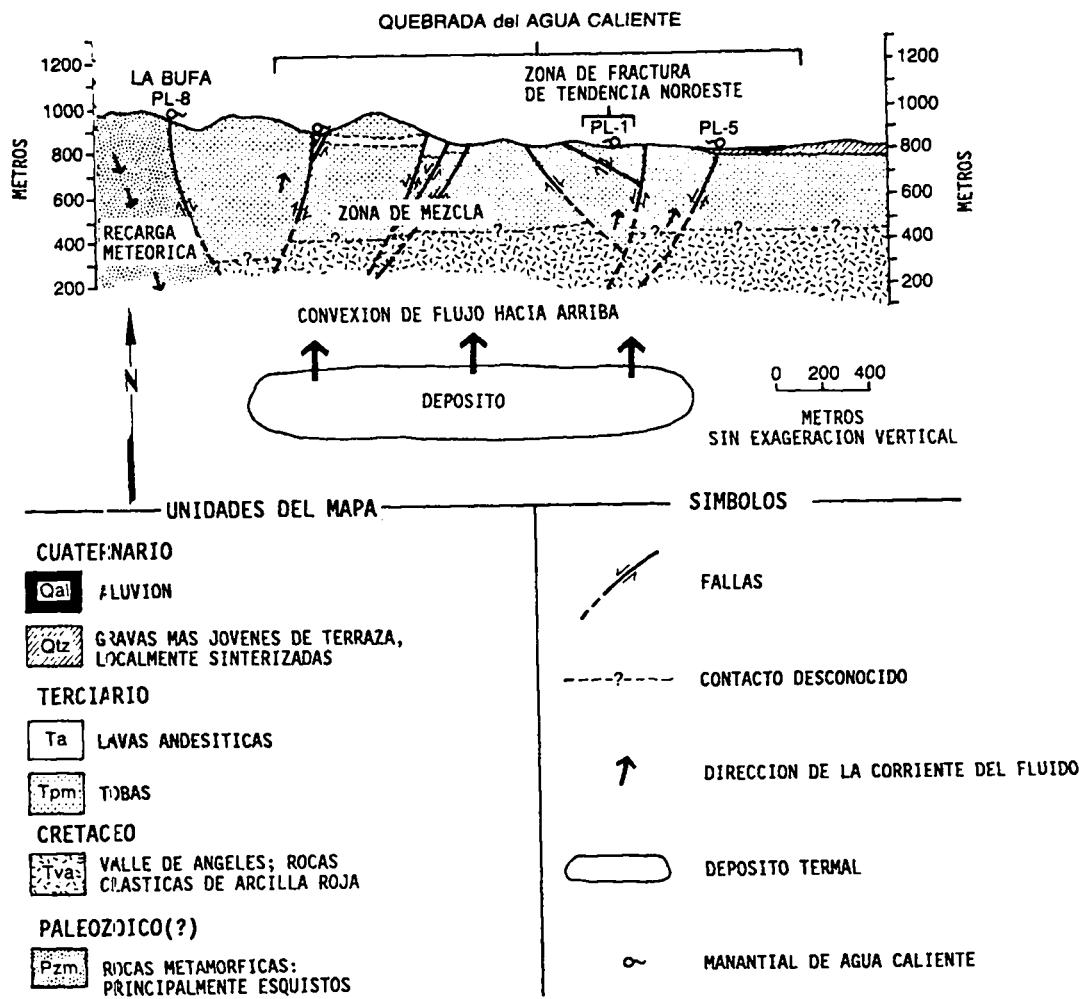


Figura B-5. Modelo del reservorio de Platanares (de Goff y otros, 1987a).

Nuestro trabajo demuestra que los principales manantiales calientes descargan a lo largo de un sistema de fractura de tendencia al noroeste, a todo lo ancho de una fosa estructural (manantiales PL-8 a PL-5). Debido a que los fluidos calientes de miembro-final también abarcan toda esta zona, nos parece a nosotros que el reservorio subyace a toda la fosa y no únicamente a un bloque de falla. El límite noroccidental del reservorio está delimitado por la importante falla de tendencia al nordeste que yuxtapone al esquisto Paleozoico (lado norte) contra volcanismos del Terciario (lado sur). Los otros límites del reservorio no están bien

definidos por el momento, si bien los líquidos mezclados descargan rumbo al sur hasta el Río Lara. La perforación PLTG-2, cercana al límite sur de manantiales calientes, tiene un gradiente conductivo de $139^{\circ}\text{C}/\text{km}$ y un flujo de calor de 265 MW/m^2 .

Por las limitaciones obtenidas de los datos de isótopos estables, la recarga al sistema de Platanares probablemente proviene de las partes altas al norte y al noroeste. Los datos de tritio sugieren que la velocidad de filtración es relativamente lenta y que el tiempo medio de residencia del líquido en el reservorio es de más o menos 900 años. Después del calentamiento y equilibración, el fluido geotérmico, caracterizado por las aguas de miembro-final PL-1, PL-5 y PL-8, asciende convectivamente a través de las múltiples fallas que cortan la roca del reservorio. El líquido del reservorio que entra a la secuencia de ignimbrita fracturada del Grupo Padre Miguel se mezcla con un agua subterránea fría y profunda para producir aguas termales mezcladas. Opinamos que esta profunda agua subterránea debe de fluir lentamente a través del Grupo Padre Miguel, porque la evidencia geológica indica que estas rocas se extienden a profundidades de hasta 560 m y que esta agua subterránea contiene niveles de tritio relativamente altos (indicativo de una edad de no menos de 5 años). No estamos seguros del origen de esta agua fría del subsuelo porque los isótopos estables indican que su elevación promedio de recarga es de aproximadamente 150 m más arriba que la del líquido geotérmico en el reservorio, tal vez dentro de las alturas volcánicas hacia el nordeste y sur.

Después de que las aguas termales llegan a la superficie, localmente ocurre un mezclado con aguas poco profundas del subsuelo, en tierras aluviales a lo largo de la Quebrada del Agua Caliente y en tierras coluviales a lo largo de las paredes del cañón. Los isótopos de este miembro-final casi superficial semejan a los de la quebrada, igual que sus elevados contenidos de tritio, los cuales son más altos que los actuales niveles ambientales (indicativo de una edad de sólo unos cuantos años).

Basándose en la geotermometría de catión (Tabla B-IV), la temperatura promedio del reservorio geotérmico parece ser de cuando menos 225°C. Las temperaturas basadas en la solubilidad del cuarzo son bajas debido a precipitación de cuarzo o calcedonita durante el flujo ascendente. Las temperaturas basadas en la geotermometría gaseosa de D'Amore-Panichi tienen buena concordancia con los valores de 225°C. Las temperaturas basadas en la geotermometría de $\text{SO}_4\text{-H}_2\text{O}$ coinciden si asumimos una continua pérdida de vapor. De acuerdo con las perforaciones PLTG-1 y PLTG-3, existe una fuente poco profunda de 160° a 165°C que ocurre a profundidades de 250 a 680 m, mas continuando descendentemente por el patrón de temperatura en la perforación PLTG-2, se deduce que el reservorio profundo de 225°C ocurre a una profundidad de 1,2 a 1,5 km.

REFERENCIAS

- F. D'Amore and C. Panichi, 1980, Evolution of Deep Temperatures of Hydrothermal Systems by a New Gas Geothermometer, *Geochim. Cosmochim. Acta*, Vol. 44, pp. 549-556.
- R. Finch, 1981, Mesozoic Stratigraphy of Central Honduras, *Amer. Assoc. Petrol.*, Vol. 65(7), pp. 1320-1333.
- F. Goff, L. Shevenell, A. Truesdell, C. Janik, C. Grigsby, and J. Paredes, 1986, Hydrogeochemistry and Preliminary Reservoir Model of the Platanares Geothermal System, Honduras, *Trans. Geotherm. Res. Counc.*, Vol. 10, pp. 125-130.
- F. Goff, A. Truesdell, C. Grigsby, C. Janik, L. Shevenell, and others, 1987a, Hydrogeochemical Investigations of Six Geothermal Sites in Honduras, Central America, Los Alamos National Laboratory report LA-10785-MS, 170 pp.
- F. Goff, L. Shevenell, S. Kelkar, D. Smith, J. Meert, and others, 1987b, Stratigraphy, Temperature Profiles, and Flow Test Data from PLTG-1 and PLTG-2 Coreholes, Platanares Geothermal System, Honduras, *Trans. Geotherm. Res. Counc.* (in press).
- F. Goff, A. Truesdell, L. Shevenell, C. Janik, C. Grigsby, and others, unpublished, Hydrogeological report of the Second Honduras Sampling Trip, January-February 1986, Los Alamos National Laboratory Letter report, 50 pp.

G. Heiken, D. Eppler, K. Wohletz, W. Flores, N. Ramos, and A. Ritchie, 1986, Geology of the Platanares Geothermal Site, Copán, Honduras, Los Alamos National Laboratory report LA-10634-MS.

D. Norman, and C. Bernhardt, 1981, Assessment of Geothermal Reservoirs by Analysis of Gases in Thermal Water: Final Technical Report, New Mexico Energy Institute, New Mexico State University, Las Cruces, 130 pp.

A. Truesdell, C. Janik, F. Goff, C. Grigsby, L. Shevenell, and J. Paredes, 1986, The Geochemistry of the San Ignacio Hot Springs, Honduras, Trans. Geotherm. Res. Counc., Vol. 10, pp. 155-160.

A. Truesdell, M. Stallard, P. Trujillo, D. Counce, and others, 1987, Interpretation of Fluid Chemistry from the PLTG-1 Exploratory Drill Hole, Platanares, Honduras, Trans. Geotherm. Res. Counc. (in press).

ANEXO C

**RESUMEN DE GEOFISICA DEL AREA GEOTERMICA DE PLATANARES,
COPAN, HONDURAS**

Michael Gerety

Laboratorio Nacional de Los Alamos



I. INTRODUCCION

El Laboratorio Nacional de Los Alamos, en cooperación con la Empresa Nacional de Energía Eléctrica de Honduras y el Servicio Geológico de los Estados Unidos, efectuó un estudio geológico-geoquímico-geofísico de sitios geotérmicos potenciales en Honduras, como parte del Proyecto de Recursos Energéticos de Centro América.

El programa de estudio geofísico consistió de dos partes: (1) una investigación regional, a nivel nacional, diseñada para identificar (si es posible) claras regiones geotérmicas en Honduras; (2) los estudios a nivel local diseñados para ayudar a evaluar los potenciales geotérmicos de dos áreas geotérmicas ya conocidas (Platanares y San Ignacio). Los resultados regionales no serán analizados en este reporte.

Los estudios locales en Platanares y San Ignacio emplearon el mismo procedimiento. Sin embargo, en este reporte analizamos únicamente los resultados de los trabajos en Platanares. La Figura C-1 es parte del mapa topográfico base usado en Platanares. En cada una de las áreas se hizo lo siguiente:

1. Se integró un detallado levantamiento de gravedad con la información de gravedad y geología disponible para facilitar la identificación de las principales estructuras geofísicas. La Figura C-2 presenta los resultados de este trabajo.
2. Se interpretaron los aeromagnetismos regionales a fin de identificar las principales estructuras geofísicas (zonas de falla y unidades principales de roca) en las regiones circundantes a Platanares y San Ignacio. Los datos aeromagnéticos no proporcionaron ninguna información local y no presentaron ningún mapa.
3. En los dos sitios se efectuó un detallado estudio de autopotencial (AP) en busca de potencial de flujo asociado con el movimiento de

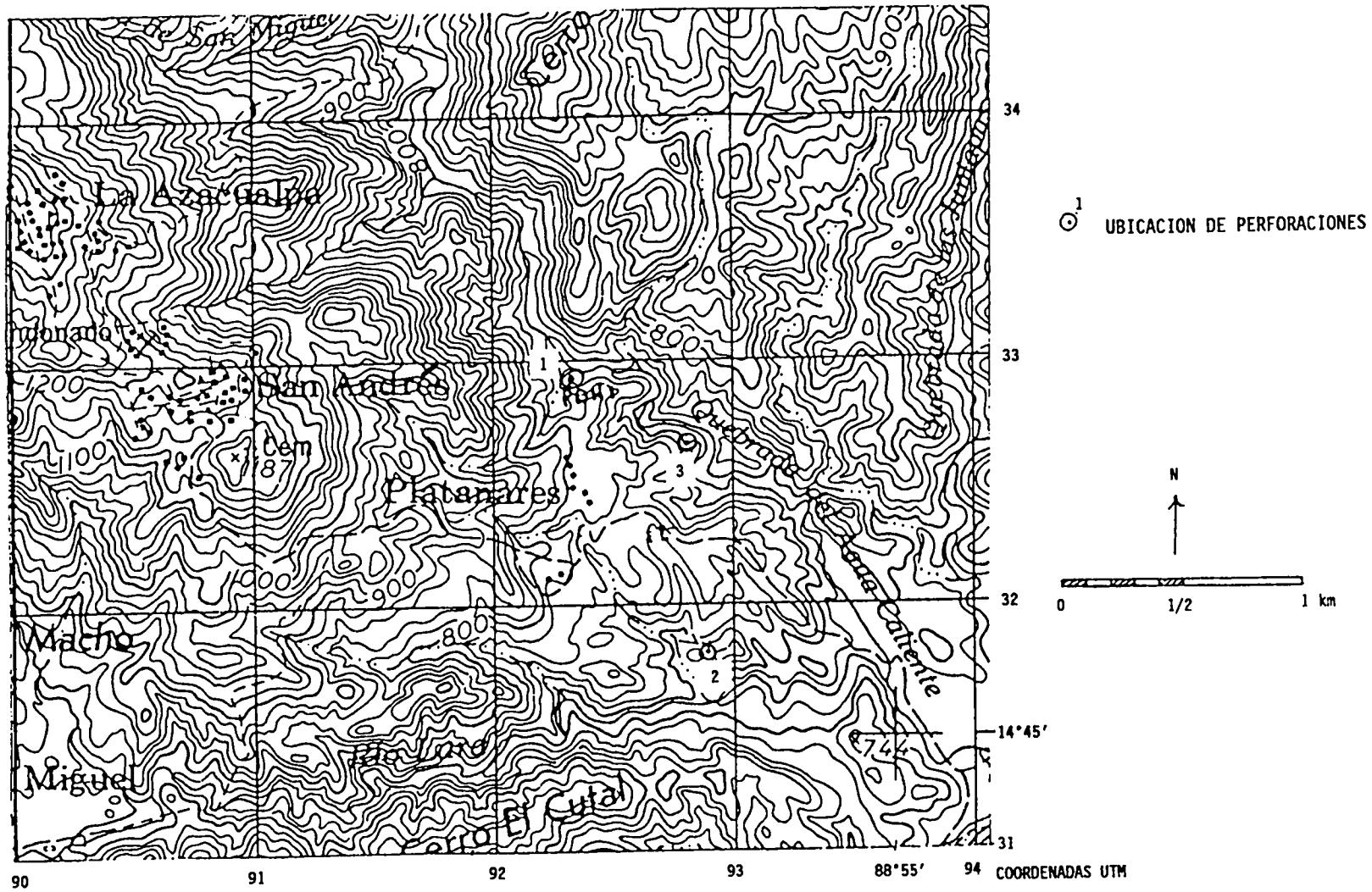
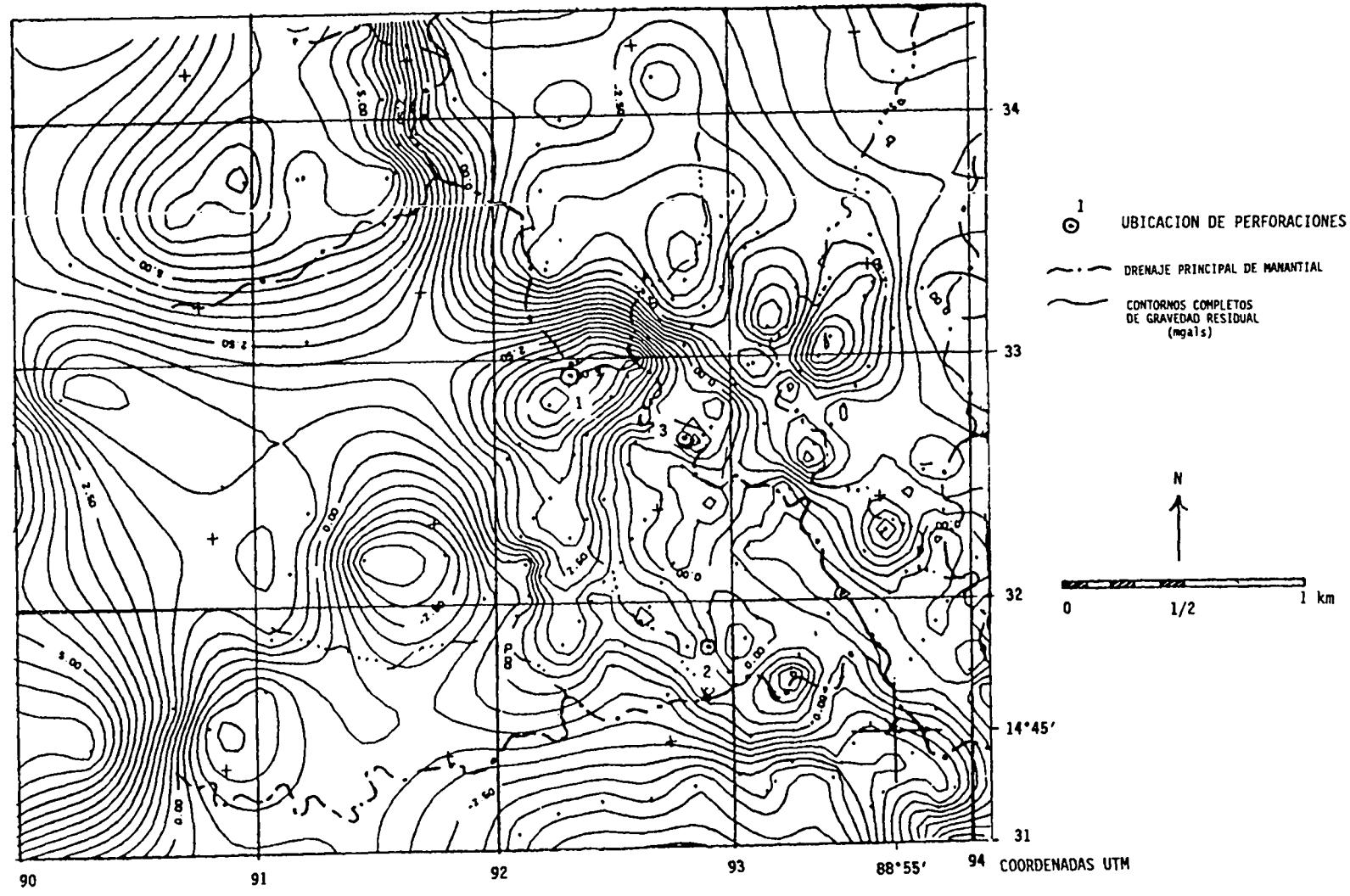


Figura C-1. Mapa topográfico de referencia para Platanares.



líquidos geotérmicos. La Figura C-3 presenta la distribución de los datos y la localización de las anomalías de autopotencial interpretadas.

ESTUDIO DE GRAVEDAD EN PLATANARES

Se efectuó en el área de Platanares un detallado levantamiento de gravedad con la ayuda de alrededor de 500 estaciones, con objeto de identificar las principales estructuras de densidad en el área y tratar de relacionar esta estructura geofísica con la estructura geológica. Los datos de gravedad de Platanares fueron los más útiles para identificar aquellas estructuras posiblemente relacionadas al reservorio geotérmico y a la migración de fluidos.

El levantamiento de estas estaciones fue efectuado por medio de una combinación de medidor de distancia/teodolito electrónico ("estación total") y levantamiento por teodolito. Cada sitio de levantamiento detallado requirió de que se determinara la localización topográfica de éste por medio de una prolongada línea que lo atravesara, para que las estaciones de campo dentro de cada área detallada pudieran relacionarse a marcadores fijos establecidos en otra parte. Estos marcadores establecidos se localizan en Cucuyagua, para el levantamiento de Platanares. Los resultados del estudio fueron procesados para que se obtuvieran localizaciones absolutas tanto horizontales como verticales. La línea de Cucuyagua a Platanares tenía una diferencia en elevación de 3 m con una medición de elevación localizada en San Andrés y sin errores significativas para otros puntos de elevación en el trayecto. Se divide la diferencia entre las estaciones localizadas rumbo a Cucuyagua de tal modo que el error total vertical es de aproximadamente 0,2 m. Para cualquier estación en particular, el error total es de cerca de 0,1 m.

Los ajustes a los datos de gravedad debidos al terreno se hicieron procesando digitalmente todos los contornos en el mapa base de 1:20.000 y también procesando digitalmente los mapas a una escala mayor, hasta 20 km de distancia del área de levantamiento. Se usó un programa de computadora

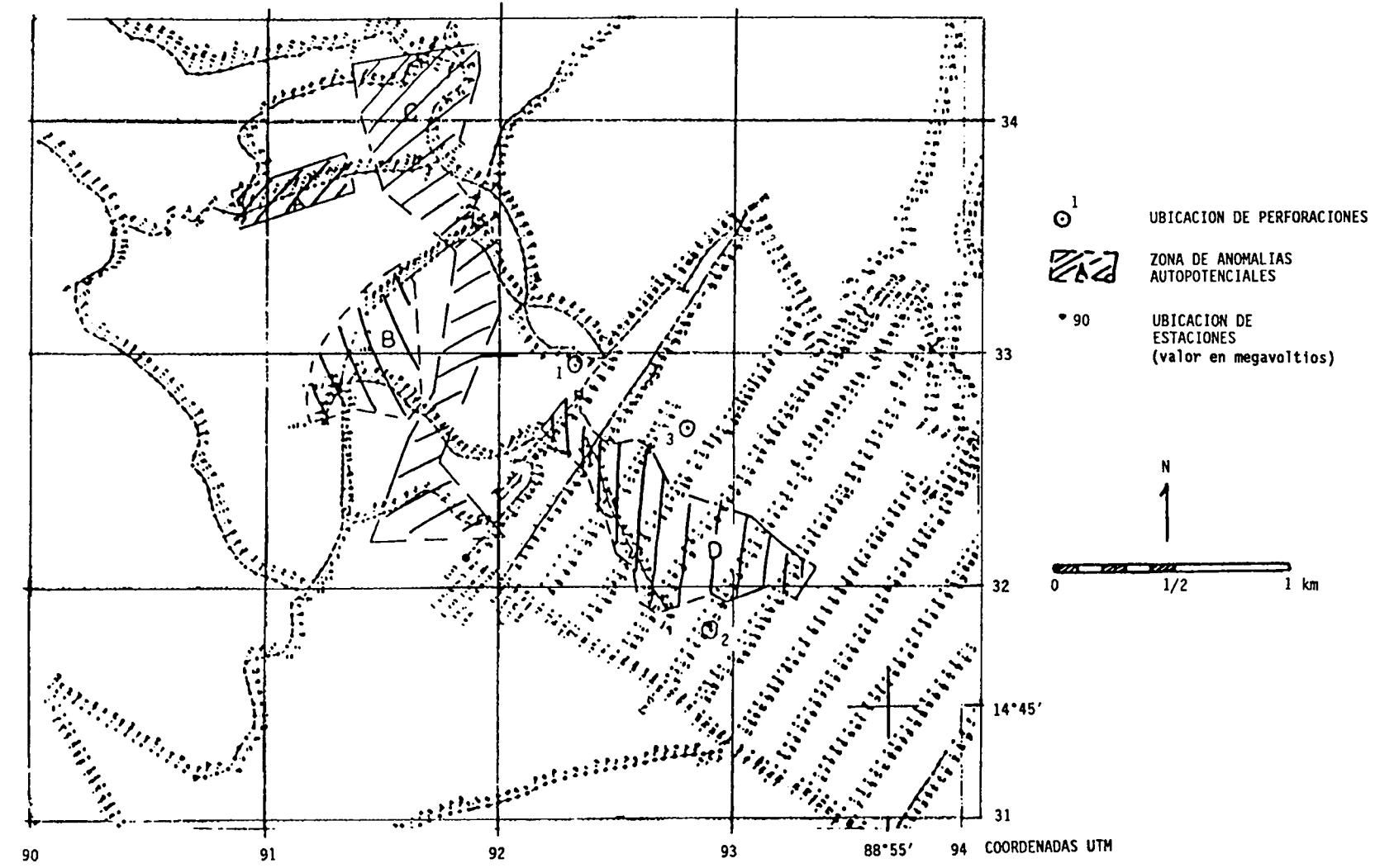


Figura C-3. Mapa localización de anomalías y anomalías de autopotencial.

para corregir los radios exteriores de 0,5 hasta 20 km, partiendo de cada estación y usando los datos digitales del terreno. Los efectos del terreno más cercanos al centro fueron estimados en el campo y corregidos manualmente. Se generaron mapas completos de gravedad de Bouguer a diferentes densidades, desde 1,8 hasta 2,8 g/cm³. Los resultados fueron revisados para determinar si se generaron anomalías espúreas asociadas con el terreno, debido a densidades erróneas. Se determinó como apropiado para toda el área una densidad de 2,50 g/cm³ para la corrección de Bouguer.

El Mapa Completo de Gravedad de Bouguer (Figura C-2) enseña tres enormes excesos de masa, con una depresión conectando las dos localizadas en el cuadrante noroeste con los excesos de masa en el cuadrante sudeste. Sobre la depresión se encuentra un exceso de masa más pequeño. Existe un importante déficit de masa en el cuadrante suroeste.

TRABAJOS AUTOPOTENCIALES EN PLATANARES

En Platanares se escogió la técnica autopotencial (AP) eléctrica para detectar zonas de alto desplazamiento vertical de fluido, las cuales ocurren frecuentemente en zonas geotérmicas. La técnica de AP no puede ser usada cuantitativamente para determinar la cantidad de flujo del líquido, mas frecuentemente es útil para determinar la localización y geometría del agua subterránea en movimiento. Dado a que el AP es útil para detectar el desplazamiento vertical de fluidos y es muy fácil de efectuar en campo, se usa frecuentemente en exploraciones geotérmicas. Ya que existen una variedad de mecanismos que pueden causar efectos de AP, esta técnica siempre debe ser acompañada de métodos geofísicos adicionales, tales como la resistividad de CD, gravedad y magnetismos, así como ser integrados con la geología conocida para ayudar a definir el mecanismo causante de anomalías específicas.

En el área de Platanares hay tres fuentes de ruido que dificultan la interpretación: elevada resistencia de contacto, variaciones locales en propiedades del suelo y variaciones temporales de parámetros

hidrológicos. Los niveles de ruido en los datos obtenidos son los suficientemente altos tal que sólo se consideraron para interpretación las respuestas consistentes de línea a línea y de punto a punto. La calidad de los datos para esta investigación debe ser considerada como marginal. Al considerar las siguientes anomalías, se ha tenido cuidado en considerar la confiabilidad de los datos. La Figura C-3 presenta el alcance de los datos y zonas anómalas para el área de Platanares. Los valores de los datos no pueden ser leídos a esta escala, mas las localizaciones de las estaciones ilustran el alcance de los datos.

- A. Esta anomalía consiste de lecturas de bajo voltaje en las cercanías del punto de referencia HE. Debe de ignorarse toda la línea HG-HF debido a resistencia de contacto excepcionalmente alta (mayor que 1 megohmic). Este rasgo probablemente no tiene ningún significado geológico.
- B. Existen bajos voltajes en las cercanías del punto de referencia DS. Este rasgo es detectado en varias líneas que emplean diferentes estaciones de base y contiene estaciones cuyas resistencias de contacto están dentro de valores aceptables. Este rasgo sí es resultado de un fenómeno geológico o hidrológico.

La interpretación hidrológica de la anomalía B es que representa una emigración de fluido, tal como agua fluyendo cuesta abajo o fluyendo de un manto acuífero hacia otro más profundo, a través de una zona de fractura. Otra explicación es la presencia de mineralización de sulfuros o grafito. La amplitud de la grieta sugiere la presencia de material sulfurado o desplazamiento de líquido. Es demasiado fuerte para representar un cambio en la química del suelo. Se requiere de una pequeña cantidad de sulfuro o una gran cantidad de agua para producir esta anomalía. La mineralización es un posible mecanismo causante de esta grieta. Dada la amplitud de la anomalía no se considera la posibilidad de una fuente de líquido.

C. Esta grieta consiste de valores de alto voltaje ubicados entre puntos HN a AA. Incluye muchos puntos cuyas resistencias de contacto son demasiado elevadas para ser consideradas confiables. Si uno pudiera ignorar estos puntos malos, se podrían sacar las siguientes conclusiones.

- La interpretación hidrológica de esta respuesta es una migración ascendente de líquido a través de una zona de fractura.
- La mineralización no causaría una anomalía positiva.
- La magnitud de la respuesta es demasiado elevada para representar variaciones de suelo.
- Se considera a la migración de fluidos como el mecanismo más idóneo para esta respuesta.

La Anomalía C corre paralela a la zona de falla que contiene todos los manantiales calientes (Quebrada del Agua Caliente). La grieta está desplazada al oeste del río y ésto podría significar que el principal ascenso de fluido ocurre en el lado oeste del valle. Sin embargo, esta interpretación está en entredicho debido al porcentaje de datos dudosos contenidos dentro de esta zona.

D. Esta grieta es de 30 a 50 mV más positiva que el área circundante. Los datos tienen ruido y contienen puntos con resistencias de contacto demasiado elevadas. Considerando ésto, aún quedan suficientes datos consistentes para sugerir que la anomalía tiene significancia geológica y/o hidrológica. Cualquiera de los mecanismos que originan respuestas de AP podrían ser responsables de la anomalía. Estos datos son consistentes con la migración ascendente de fluido geotérmico. Esta grieta también existe en forma paralela a la Quebrada del Agua Caliente y es una posible extensión de la Anomalía C.

La calidad total de los datos de este estudio es pobre. Las razones principales son la resistencia de contacto excepcionalmente

elevada y la variación en las propiedades del suelo. Se tuvo cuidado en evaluar la confiabilidad de anomalías específicas mas aún así se debe tener cuidado en el uso de las interpretaciones. No se recomienda la ejecución de cualquier trabajo adicional para validar o interpretar estos datos. Estas interpretaciones deben ser reconsideradas a medida que se obtengan otros datos geológicos y geofísicos.

INTERPRETACION GEOFISICA

El objetivo de esta sección es el integrar la totalidad de datos geofísicos disponibles sobre el sitio de Platanares dentro de una interpretación comprensiva. Los juegos de datos empleados para ésto son gravedad (400 puntos), autopotencial (1500 puntos), dos líneas de vuelo magnéticas y un estudio preliminar unidimensional de Schlumberger, por Giorgio Stangalino (DAL, Milán, Italia).

Los datos de gravedad son los más útiles en el área de Platanares. A pesar de que el juego de datos autopotenciales fue más extenso, también fue menos definitivo. La ubicación de los manantiales calientes y los modelos eléctricos apoyan la interpretación global. La Figura C-4 (de Goff y otros, 1987) indica la ubicación de las fallas mayores y los manantiales calientes. En la Figura C-5 se localizan las perforaciones y los sondeos eléctricos, tanto existentes como propuestos.

RESUMEN DE OBSERVACIONES PRINCIPALES

1. La principal zona de falla/fractura de tendencia noroeste (fosa) tiene un fuerte rasgo gravitacional. Al norte de la coordenada MTU 33, su extremo occidental está definido por un prominente gradiente. Al sur de MTU 33 la fosa está caracterizada por un exceso de masa con dirección al noroeste (intrusivo?). Este exceso de masa radica en su totalidad dentro de los confines de la zona de falla/fractura, según está cartografiada geológicamente.

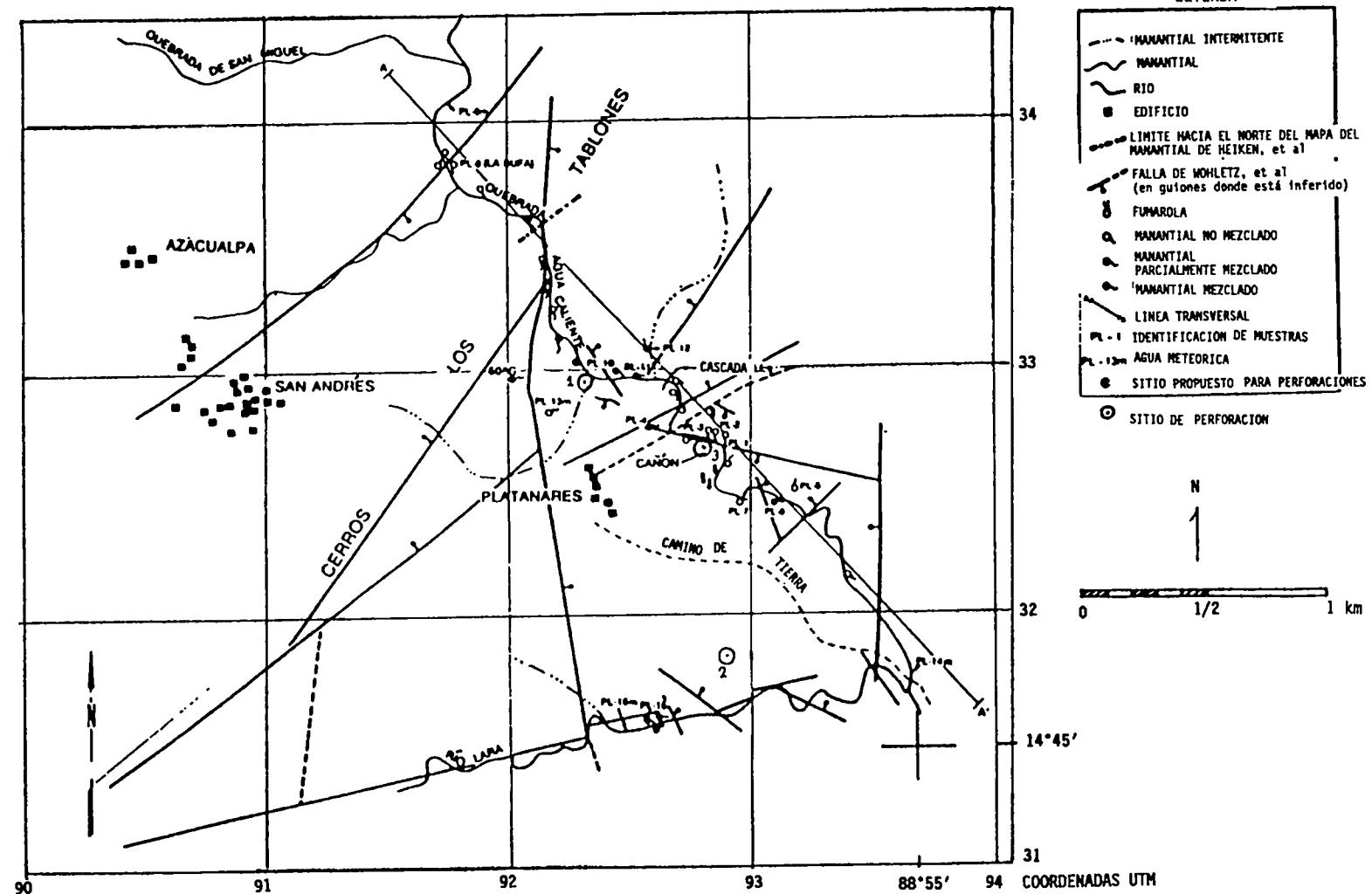


Figura C-4. Mapa de ubicación de manantiales de agua caliente en Platanares (Goff et al., 1987).

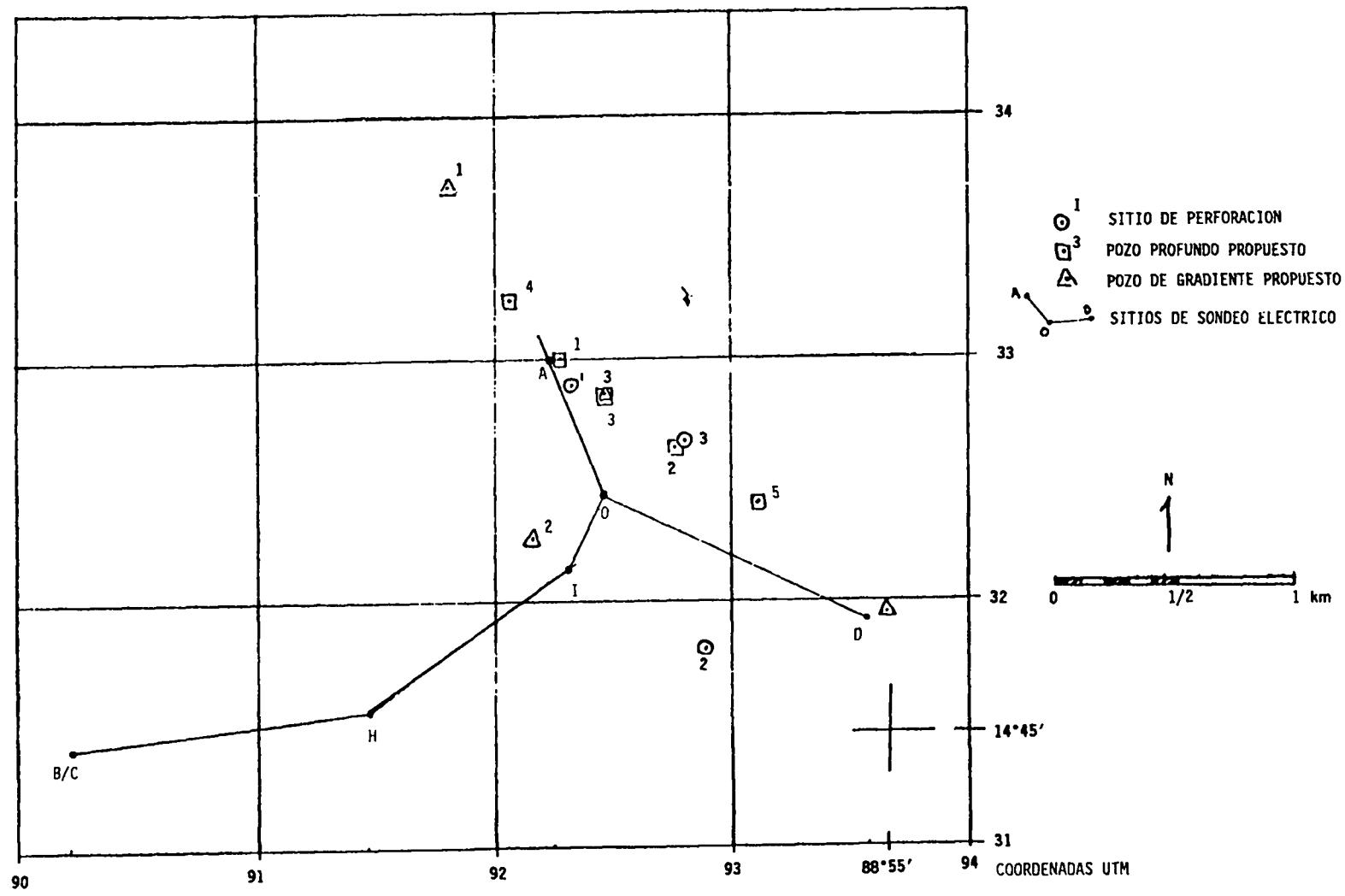


Figura C-5. Mapa de los sitios de perforación y sondeo Schlumberger.

2. Todos los manantiales calientes o tibios importantes se localizan en la parte nordeste del exceso de masa. Las descargas térmicas más altas en el área, basándose en las mediciones de manantiales calientes, están adyacentes a la anomalía gravitacional más grande. El Río de Agua Caliente coincide con la cordillera gravitacional en toda su longitud.
3. La geometría del "intrusivo" sugiere que ha sido fracturado por fallas. Este episodio deformativo tal vez haya incrementado la transmisibilidad del intrusivo y sus márgenes.
4. El único grupo de manantiales tibios y anomalías químicas no ubicadas dentro de la Quebrada del Agua Caliente ocurren en el Río Lara y fuera del extremo sur del "intrusivo" principal de gravedad.
5. La perforación en PLTG-1 encontró andesitas, que podría ser la causa del exceso de masa (intrusivo). De ser así, el emplazamiento del intrusivo pudo haber aumentado la permeabilidad por fractura en la roca circundante e incrementando la permeabilidad total del sistema.
6. La anomalía autopotencial D tiene su respuesta más fuerte inmediatamente adyacente al gradiente de gravedad del cuerpo intrusivo sugerido. Esta respuesta puede que sí o que no tenga significancia geohidrológica.
7. Tres modelos de Schlumberger indican la presencia de 700-800 m de un material conductor (menor que 20 ohmios-m), subyacidos por material de mayor que 40 ohmios-m de un espesor indeterminado. Estos modelos provienen de sondeos sobre la estructura de "depresión" de gravedad.
8. El sondeo eléctrico en los alrededores inmediatos de la perforación PLTG-1, o sea en las inmediaciones del principal exceso de masa dentro de la zona de fractura/falla, indica que el suelo es más resistivo que el de otros rasgos.

9. Los tres sondeos eléctricos practicados a lo largo de la zona de fractura con tendencia al noroeste, presentan una zona de suelo conductor más extenso que los otros sondeos.
10. Los sondeos eléctricos no presentan correlación con la litología obtenida de cualquiera de las tres perforaciones PLTG-1, PLTG-2 o PLTG-3.
11. Los datos magnéticos no ayudaron a identificar las posibles litologías responsables de los rasgos de gravedad. Sólo dos líneas se acercan al área de interés, mas ninguna lo suficiente para correlacionar con los datos de gravedad.

CONCLUSIONES

El control principal sobre la actividad de manantiales calientes parece ser el gradiente con tendencia al noroeste y que corre paralelo a la Quebrada del Agua Caliente. La mayoría de la actividad de manantiales calientes se ubica en la parte norte de la estructura de depresión de gravedad y sigue a lo largo de los pronunciados gradientes de gravedad hacia el noroeste.

El segundo control más importante sobre el reservorio poco profundo parece ser la roca más endurecida o densa que forma el exceso de masa dentro de la zona de fractura. La descarga termal más elevada obtenida en el área de Platanares se encuentra en la porción más inclinada del gradiente de gravedad del noroeste, justo al norte de la perforación PLTG-3, donde intersecta la principal falla de tendencia este-oeste. Esta falla puede verse en la geología y es aparente en el mapa de gravedad. Las únicas otras manifestaciones de manantiales tibios o anomalías químicas ocurren en el Río Lara, inmediatamente adyacentes al lado suroeste del mismo gradiente de gravedad.

Por su morfología, el exceso de masa que está siendo descrito aparenta ser una zona de diques de andesita. Parece que existen varias fallas que desplazan parte de este enjambre de diques. Existe una falla entre las perforaciones PLTG-1 y PLTG-3, estando la perforación PLTG-3 hundida con respecto a la perforación PLTG-1.

Es posible que el exceso de masa sea una intrusión o tapón de andesita que penetra la Formación Valle de Angeles, creando así los conductos necesarios para el sistema geotérmico. Una vez que el agua caliente llega a las principales fracturas superficiales que controlan la ubicación de la Quebrada del Agua Caliente, se hará manifiesta en donde sea más conveniente.

La permeabilidad total del exceso de masa es probable que sea inferior a la de las tobas volcánicas de los alrededores. De otra forma resultaría una deficiencia de masa. El único sondeo de Schlumberger en las cercanías del exceso de masa indica la presencia de roca más resistiva, lo cual no parece estar relacionado con la litología. Esta información apoya la hipótesis presentada. Desafortunadamente una serie de otros factores pueden influenciar los resultados eléctricos. Las resistividades más elevadas pueden ser resultado de la unidad metamórfica que aflora al noroeste del sondeo.

Si esta hipótesis es correcta, entonces el principal ascenso de fluido geotérmico es por los lados a través del tapón y luego hacia los mantos acuíferos casi superficiales. De ser así, entonces el lugar más factible para un reservorio es dentro de las fracturas que rodean inmediatamente al "tapón". MTU 328923 es el centro de la anomalía. De esto se deduce que cualquier anomalía en el kilómetro superior será resultado de permeabilidad por fractura y por lo tanto implicando unidades de roca más densa, bien endurecida pero fracturada.

ANEXO D

RESUMEN DE LAS OPERACIONES DE PERFORADO DE GRADIENTE GEOTERMICO, ÁREA GEOTERMICA DE PLATANARES, COPAN, HONDURAS

Sue Goff

Laboratorio Nacional de Los Alamos



Durante la primavera y verano de 1986 se inició la planeación y negociación del contrato para la perforación inicial para gradiente geotérmico en Platanares. En esa fecha se disponía de fondos para dos perforaciones de aproximadamente 500 m de profundidad. Se seleccionó como contratista de perforación a Swissboring Overseas Corp. Ltd. de Guatemala. El plan era perforar verticalmente tan profundo como fuera posible (cuando menos 500 m) con la esperanza de perforar a través del Grupo Padre Miguel hasta el Grupo Valle de Angeles, las sospechadas rocas del reservorio.

Los objetivos de este esfuerzo eran:

- (1) obtener información cuantitativa acerca de la distribución de temperatura en función de la profundidad;
- (2) recuperar fluidos asociados con el reservorio geotérmico;
- (3) recuperar el 75 por ciento o más de las muestras de las unidades rocosas del subsuelo; y
- (4) perforar la roca del subsuelo tan profundo como sea posible, para obtener información sobre las rocas potenciales del reservorio, densidad de fractura, permeabilidades e historia de alteración de unidades rocosas subyacentes al sitio.

La perforadora, una Longyear 44 impulsada por un motor GM 4-71 y con un mástil de 20 pies, fue movilizada por Swissboring. Los esfuerzos de movilización requirieron la adquisición de permisos para cruzar fronteras, arreglo de caminos, preparación del sitio y construcción de instalaciones del campamento y comedor, espacio para oficinas, taller de reparación de campo y almacén para equipo y núcleos de perforación.

La perforación PLTG-1 está ubicada a lo largo de una importante falla y sistema de fractura de tendencia al noroeste, de la cual emanan el 95 por ciento de los manantiales termales en Platanares y su intención era penetrar agua caliente a poca profundidad. Este primer pozo de gradiente geotérmico con recuperación continua de núcleos en Honduras fue iniciado

el 19 de octubre de 1986. A una profundidad de 252 m sucedió una fuerte erupción de agua caliente, la cual atoró al sacamuestras contra las barras HQ. Se reanudaron las operaciones con un sistema de circuito cerrado que emplea cámaras de carga, así como enfriamiento continuo con agua fresca durante períodos de interrupción en la perforación. Ocurrieron ingresos de agua caliente a diversas profundidades durante la perforación, pero un estricto control del sistema evitó erupciones adicionales. Los estratos rojos de la Formación Valle de Angeles fueron encontrados a los 563 m. Se suspendieron las operaciones durante diciembre, a una profundidad de 588 m. A mediados de enero, a través de un procedimiento de cementado, se selló la principal entrada de fluido de 150°C a los 252 m, la cual estaba dominando la temperatura de la perforación y evitaba la obtención de un gradiente conductivo. Se reanudó la perforación con barras NQ, a fin de perforar 50 m adicionales dentro de la Formación Valle de Angeles. Al llegar a los 625 m ocurrió otra fuerte erupción, la cual fue rápidamente controlada cambiando al sistema de circuito cerrado con enfriamiento descrito anteriormente. El 21 de enero de 1987, se completó la perforación a una profundidad total de 650,4 m. La perforación PLTG-1 está produciendo agua de la zona de 625-640 m y las temperaturas en el fondo del pozo están dominadas por esta gran entrada de agua.

La perforación PLTG-2 se localiza 1 km al sur-sudeste de la perforación PLTG-1, en un bloque relativamente sin fallas y retirado del área principal de manantiales calientes. El objetivo de la perforación PLTG-2 era el evaluar el flujo lateral subterráneo del fluido geotérmico que emana del área principal de manantiales calientes y el de obtener un gradiente de temperatura conductiva que no estuviera influenciada por el flujo ascendente convectivo en el área principal de manantiales.

La perforadora fue reubicada en el sitio de la perforación PLTG-2 el 21 de enero de 1987 y la segunda perforación fue iniciada el 22 de enero. La obtención de muestras continuó rápidamente hasta los 397,7 m, penetrando una unidad de estratos rojos a los 311 m. A una profundidad de

428 m se desgarraron los cables del sacamuestras y éste se desprendió. El cable de seguridad se desgarró cerca de la superficie y el ensamble de pescador que fue descendido al pozo para rescatar el tubo interior se perdió, así como el sacamuestras. Fracasaron los intentos de desviar el pozo arriba del sacamuestras y el 16 de febrero se completó el pozo a los 401 m.

La perforación PLTG-2 produce ínfimas cantidades de agua (5-10 l/min) a través del espacio anular de las barras de perforación HQ dejadas en el pozo como revestimiento. La temperatura máxima de la perforación PLTG-2 es de 104,5°C a los 401 m. El registro presenta dos zonas de elevados gradientes: una zona superior donde el gradiente es de alrededor de 239°C/km y una zona inferior donde el gradiente es de alrededor de 139°C/km. La profundidad estimada al reservorio fuente del sistema de Platánares es de entre 1,2 a 1,5 km, basados en la prolongación descendente del gradiente inferior en la perforación PLTG-2.

La información obtenida de las dos primeras perforaciones proporcionó el estímulo para una coparticipación entre Los Alamos, ENEE y USAID/Honduras, para hacer una tercera perforación. La localización de la perforación PLTG-3 fue escogida para confirmar la alta temperatura y permeabilidad dentro de la región central de la zona de descarga geotérmica, observada en el primer pozo.

La perforación PLTG-3 fue iniciada el 9 de mayo. Ocurrió una erupción de agua caliente al llegar a una profundidad de 25 m, la cual propulsó el tubo interior a la altura de la columna de erupción, en la cima del mástil. Se controló la erupción y se continuó la perforación. Se encontró una unidad de estrato rojo a una profundidad de 289 m, y a los 362,4 m se perforó una zona de falla donde se encontró andesita. Se tomó la decisión de reducir a tamaño NQ a los 387 m, en zonas de lutitas. Se penetró la Formación Valle de Angeles a los 622 m y otro importante ingreso de agua caliente a los 625 m. Las condiciones altamente abrasivas de la Formación Valle de Angeles causaron problemas de desgaste de las brocas. El 10 de junio se alcanzó la profundidad final de 679 m.

Las tres perforaciones de exploración de diámetro reducido, perforadas respectivamente a profundidades de 650, 428 y 679 m, fueron los primeros pozos de gradiente geotérmicos de recuperación continua de núcleos en Honduras. A pesar de las erupciones de agua caliente que ocurrieron durante la perforación del primer y tercer pozo y las difíciles condiciones de perforación, se recobró arriba del 98 por ciento de la muestra.

ANEXO E

CARTA DE RECOMENDACIONES DEL CONSULTOR

Dr. Harry J. Olson

Hawaiian Electric Industries



University of Hawaii at Manoa
Hawaii Natural Energy Institute
Holmes Hall 246, 2540 Dole Street, Honolulu, Hawaii 96822

3 de septiembre de 1987

Dr. A. William Laughlin
P.O. Box 1663 MS D446
Laboratorio Nacional de Los Alamos
Los Alamos, Nuevo México 87545

Estimado Bill:

Ref: Recomendaciones para Continuar Exploraciones y Desarrollo
del Proyecto Geotérmico en Platanares, Honduras

En primer lugar, quisiera comentar sobre el Prospecto Geotérmico de Platanares, el cual creo que tiene un gran potencial para el descubrimiento y explotación de dos reservorios geotérmicos dominados por líquido, uno poco profundo (menor que 300 m y mayor que 150°C) y otro profundo (menor que 2000 m y mayor que 200°C). La magnitud del área del prospecto es tal que existe una verdadera posibilidad de un reservorio poco profundo capaz de producir de 5 a 10 MW de electricidad durante 30 años. Existen suficientes datos para indicar fuertemente la presencia de un reservorio profundo. Sin embargo, si se descubre y explota el reservorio profundo, en cualquier planeación de explotación se debe considerar la posibilidad de que la producción del reservorio profundo afecte o evite la producción del reservorio poco profundo. Esta posibilidad no debe ser considerada como un fracaso de la explotación, ya que se dispondría de energía eléctrica antes del período en que el reservorio profundo sería explotado y podría proporcionar energía para el desarrollo del depósito profundo. También, si la producción del reservorio profundo causara el agotamiento del reservorio poco profundo,

las unidades modulares de generación podrían usarse para desarrollar y probar otros reservorios geotérmicos en Honduras o países vecinos.

Con relación a la continua exploración y desarrollo del proyecto de Platanares, antes de hacer cualquier otro trabajo, deben registrarse las tres perforaciones existentes para obtener sus temperaturas equilibradas y los gradientes geotérmicos. También, el AMT planeado y otros estudios geofísicos deberán terminarse para proporcionar un mejor conocimiento de las condiciones del subsuelo en el prospecto y, tal vez en combinación con datos existentes, para una mejor determinación de futuros sitios de perforación.

Se dispone de suficientes datos técnicos para indicar la posible presencia de recursos viables en ambos depósitos (profundo y poco profundo) y que sirvan como base para la continuación de pruebas y desarrollo del proyecto. Existen cuando menos tres opciones para la explotación del prospecto. La opción que sea escogida dependerá de los requisitos de la ENEE, el tipo y tamaño de reservorio requerido, la cantidad de fondos disponibles, tiempo disponible y el grado de riesgo que la ENEE esté dispuesta a aceptar.

Opción I. Desarrollar el Reservorio Profundo

1. Perforar un máximo de tres Pozos de Observación de Temperatura (POT) a profundidades mínimas de 600 m. Los POT deben ser ubicados y estar distanciados de tal modo que se pueda probar la mayor área posible del proyecto, con objeto de determinar la ubicación de un Pozo de Prueba para Descubrir (PPD), para examinar el depósito profundo. Los pozos deben ser perforados de la manera más económica posible, empleando ya sea perforadoras de barreno con núcleo de diamante o de barreno rotativo y no deben ser diseñados como pozos de producción. La información que se obtenga de estos pozos deberá incluir la geología, hidrología, temperaturas del subsuelo y condiciones de perforación. Si es posible, se deben obtener y

analizar las muestras de agua. Se deben obtener y analizar muestras de testigo mixto o astillas de roca para determinar presencia de oro, plata, mercurio, arsénico, metales básicos, etc., si es que las muestras aparentan estar mineralizadas. Si el POT es hecho con una perforadora rotativa, las muestras de astillas deben ser montadas en tableros de astillas para efectuar análisis visuales y comparar con otras muestras de roca y astillas. Si es posible, se deben obtener registros de resistividad del tiro descendiente, autopotencial y geofísicos a base de rayos gama. Cerca de un día después de completado el pozo, se deben tomar registros de temperatura. Si es práctico, se debe obtener otro registro de temperatura a una o dos semanas después de terminado el pozo. Un registro final de temperatura "equilibrada" se puede obtener aproximadamente un mes después.

Si se toma la decisión administrativa de asumir el riesgo de no perforar los POT, puede omitirse este paso. Sin embargo, si el PPD no tiene éxito, entonces se deben perforar uno o más POT para una mejor determinación de una perforación de producción.

2. Perforar un pozo de PPD. Este pozo debería ser designado como pozo de producción, con una profundidad total de aproximadamente 2300 m y debe ser planeado para que intersecte el reservorio profundo a una profundidad de aproximadamente 2000 m. La perforación deberá ser suspendida a una profundidad menor de 2000 metros si el reservorio profundo (menor que 200°C) es intersectado. Previo a las pruebas de flujo, el pozo debe ser documentado por medio de una serie de registros aplicables y, si el pozo terminado ha de ser encamisado, se debe efectuar un registro de adhesión del cemento, una vez que éste haya cuajado. Si es posible, se debe obtener un registro de temperatura equilibrada antes de las pruebas de flujo y se deben observar las temperaturas del pozo después del inicio del flujo, hasta que se logre el equilibrio.

Si el pozo de PPD tiene éxito, se debe perforar un Pozo en Producción Confirmada (PPC). El diseño y profundidad del pozo serán determinados por los resultados del pozo de PPD, mas deben ser similares a las del pozo inicial. El primer pozo debe ser instrumentado durante la prueba de flujo del PPC, para establecer si existe comunicación entre los dos pozos.

Si el pozo PPD no es exitoso y no se han perforado los POT, deben perforarse uno o más POT para definir con mayor precisión el sitio de perforación más adecuado para el reservorio profundo.

Opción II. Desarrollar el Reservorio Poco Profundo

1. Con una perforadora rotativa montada en camión, perforar pozos de producción para desarrollar el reservorio poco profundo (menor que 300 m y mayor que 150°C). Un programa nominal de siete pozos permitiría el uso de seis pozos capaces de producir un megawatt cada uno y un pozo "seco", el cual más tarde puede ser usado como pozo de inyección. Esto proporcionaría suficientes pozos para sostener una planta geotérmica de ciclo binario combinado de cinco megawatts, con un pozo productor de reserva. Se requerirían pozos de inyección adicionales. El número final de pozos será determinado por los resultados de las perforaciones y las pruebas de flujo. La capacidad de generación eléctrica puede ser incrementada con módulos de generación binaria hasta alcanzar la capacidad del reservorio. La profundidad de los pozos debe ser planeada a 300 m, mas debe suspenderse la perforación y completarse los pozos si el reservorio es intersectado a menor profundidad. Estos pozos se deben documentar y hacérseles la prueba de flujo según se describe en la Opción I.

Opción III. Desarrollo Simultáneo de Ambos Reservorios

1. Iniciar el desarrollo del reservorio poco profundo como se describe en la Opción II.
2. Usando datos obtenidos de los existentes pozos de producción poco profundos, ubicar un pozo de PPD para desarrollar el reservorio profundo, como se describe en la Opción I. Deben de haber disponibles suficientes datos de los pozos de producción para que no sean necesarios los POT.

Disfruté la oportunidad de revisar los datos de este excelente proyecto y estaría encantado en ayudarles en cualquier forma posible en el futuro.

Sinceramente,

Harry J. Olson
Hawaiian Electric Industries
Fellow in Geothermal Energy Research
University of Hawaii at Manoa



ANEXO F

**RESULTADOS PRELIMINARES DEL ANALISIS ECONOMICO DEL
DESARROLLO DE ENERGIA GEOTERMICA**

Linda Trocki

Laboratorio Nacional de Los Alamos



RESUMEN

Esta discusión concierne los costos y beneficios de instalar una planta geotérmica de 10 MW en Platanares, tan cerca como para el año 1991. Está basada en los resultados preliminares de un programa de optimización dinámica. Trabajo futuro, el cual se espera completar dentro de uno a dos meses, tendrá como resultado un programa de expansión óptima para la ENEE.

Los resultados preliminares indican que durante un período de 20 años, la reducción en costos obtenida por la instalación de una planta de 10 MW, tan pronto como al año 1991 alcanzan la cifra de \$21.5 millones (miles de dólares de 1987). Además, los ingresos por ventas de electricidad de la planta de 10 MW podrían alcanzar la cifra aproximada de \$46 millones, si la planta opera como se espera a un factor de capacidad del 80 por ciento, dentro del período 1991 hasta el final del período de estudio de 20 años para el año 2008. Los costos de la planta de 10 MW son aproximadamente de \$17.9 millones en gastos de capital iniciales, más gastos de operación y mantenimiento que alcanzan la cifra de 2.3 millones, en términos de valor actual durante los 18 años del período de estudio. Beneficios de \$21.5 millones en reducción de costos más \$46 millones en valor del producto, exceden el valor total actual de \$20.2 millones por un factor de más de 3 a 1. Basándose en este análisis preliminar, el desarrollo de una planta de 10 MW en Platanares para 1991 se justifica desde el punto de vista económico.

I. INTRODUCCION

La factibilidad económica de generar electricidad de los recursos geotérmicos en Platanares está siendo analizada con un programa de computadora que determina un plan de expansión al menor costo para la ENEE. El programa de computadora, WASP, recomendado por el Banco Interamericano de Desarrollo, está en uso en varios países en desarrollo y maneja explícitamente la operación probable de proyectos hidroeléctricos,

una característica importante para un sistema hidro-dominado, como el de la ENEE.

Se requiere la ingresión de los siguientes datos para simular la operación del sistema eléctrico: aumentos esperados en demanda máxima; equipo existente de generación, el lapso de existencia esperada y su costo de operación; condiciones hidrológicas y la esperada generación eléctrica de todas las plantas hidroeléctricas bajos todas las condiciones posibles; por ejemplo, años secos, años húmedos y años normales; y el costo y datos de operación de las alternativas de proyectos termales, geotérmicos e hidroeléctricos que puede escoger la ENEE para satisfacer la demanda futura de energía.

WASP simula la operación del sistema de generación eléctrica, incorporando la probabilidad de la ocurrencia de años secos y las variaciones de las lluvias y la resultante energía disponible de las plantas hidroeléctricas, dentro del curso de un año. Basándose en las proyecciones de demanda máxima y retiros de capacidad existente, las fechas, tipos y número de adiciones de plantas son seleccionadas por el programa para minimizar el costo de la fuente de electricidad y cumplir los requisitos de demanda y confiabilidad.

II. Datos de Entrada

Acaba de empezar la modelación por computadora y los resultados reportados aquí son preliminares. Muchos datos serán variados paramétricamente durante pruebas de sensibilidad, especialmente los datos sobre incrementos de demanda máxima de energía y costos de las alternativas.

Todos los datos fueron obtenidos en cooperación con la ENEE. Los datos más importantes son las proyecciones de incrementos de demanda máxima de energía y las características de las alternativas. Las proyecciones de demanda máxima están basadas en un estudio de la ENEE

recientemente terminado, el cual estima los requisitos de energía en GWh por año. Se asumió que la demanda máxima aumentaría al mismo paso que los requisitos de energía. Las proyecciones de la ENEE incluyen hasta el año 1992; más allá de 1992, se usó un incremento anual de 5,1 por ciento. En análisis futuros por completarse a corto plazo, se hará uso de un juego distinto de proyecciones obtenido de la ENEE, los cuales cubren hasta el año 2007. Estas proyecciones aumentan a un ritmo superior a 5,1 por ciento durante los años siguientes.

Los datos sobre las alternativas de proyectos hidroeléctricos se obtuvieron de Charles T. Main Internacional, Inc., reporte SEI titulado "Actualización del Potencial Hidroeléctrico de Honduras". Los costos de 1983 en este reporte, fueron actualizados a dólares de 1987 usando un factor de escalación de costos para proyectos hidroeléctricos publicados por la Oficina de Reclamación de los EE.UU. El resultado neto de la escalación de costos fue un incremento de 9 por ciento en los costos hidroeléctricos, entre 1983 y 1987. Actualmente la ENEE está efectuando estudios de factibilidad sobre sus alternativas hidroeléctricas más prometedoras--Remolino y Naranjito. Al terminarse estos estudios, será posible una mejor evaluación de las opciones hidroeléctricas.

Asumimos que los costos del desarrollo geotérmico en Platanares (Tabla F-I) fueron similares a los del desarrollo de Miravalles II en Costa Rica; una suposición recomendada por el Ing. Gustavo Calderón del BID. Los costos están basados en cotizaciones finales para el desarrollo del campo geotérmico costarricense y el Ing. Calderón opinó que su uso era adecuado hasta tanto se obtengan datos más exactos por medio de estudios de factibilidad en Platanares. Los costos de las plantas de 20 y 30 MW fueron escalados de los costos de desarrollo de la planta de 55 MW, empleando factores obtenidos de cotizaciones anteriores al BID y al Instituto Costarricense de Electricidad, para construcción de plantas en Miravalles de 20, 30 y 60 MW.

TABLA F-I

COSTO DE PLANTA GEOTERMICA EN MILES DE DOLARES EE.UU. de 1987
 (a menos que se indique lo contrario)

	10 MW			20 MW			30 MW			65 MW		
	LOCAL	EXTRANJERO	TOTAL	LOCAL	EXTRANJERO	TOTAL	LOCAL	EXTRANJERO	TOTAL	LOCAL	EXTRANJERO	TOTAL
Ing. y Admin.				1431.80	2202.41	3634.21	2202.77	3388.32	5591.09	3671.28	5647.20	9318.48
Terreno	8.78	0	8.78	7.37	0	7.37	11.34	0	11.34	18.89	0	18.89
Obras Civiles				1229.91	220.08	1449.99	2342.69	419.20	2761.89	2928.86	524	3452.86
Pozos	0	1701	1701	0	3231.90	3231.90	0	7144.20	7144.20	0	17010	17010
Generador	8275.22	12580	15855.22	2308.87	14945	17253.87	2800.92	18130	20930.92	3785.08	24600	28285.08
Tuberías				977.24	1285	2242.34	1265.97	1838.76	2004.72	2221.00	2875	5096.00
Líneas de Transmisión	65.65	252	317.65	65.65	252	317.65	65.65	252	317.65	189.92	729.30	919.22
Total	8344.65	14533	17877.65	6020.84	22116.30	28137.23	8689.23	30072.47	39661.81	12814.49	51285.50	64099.99
Dólar por kW	834.47	1453.30	1787.77	301.04	1105.82	1406.86	289.84	1032.42	1322.06	232.99	923.66	1165.45

La planta de 10 MW difiere de las otras tres opciones geotérmicas porque usa generadores a boca de pozo, de ciclo binario, los cuales pueden operar con fluidos de menor temperatura. Por lo tanto, la planta de 10 MW no requiere del desarrollo del reservorio profundo donde residen los fluidos de mayor temperatura y por consiguiente los costos de perforación deben ser más bajos. El costo del generador de 10 MW en Platanares se obtuvo de Ormat, una compañía que fabrica generadores a boca de pozo. El costo del generador indicado incluye el precio de todo el equipo y los reguladores para los generadores a boca de pozo (\$800/kW), además del costo del transformador, la subestación, enfriamiento, ingeniería, etc., otros \$500 a \$900/kW. Para ser conservadores se usó el límite máximo de \$1.700/kW para los costos del "generador". Fueron posibles dos alternativas para los costos de perforación. Las estimaciones iniciales de Swissboring indicaron que un pozo de 500 m de profundidad, con capacidad de 2 MW costaría \$600.000. Para proporcionar 10 MW de capacidad generativa, se requieren cinco pozos, más uno de reserva. Por lo tanto, los costos de pozos serían de \$3.6 millones. Sin embargo, escalando los costos de pozo de la planta de 55 MW de Miravalle da como resultado costos de pozo significativamente inferiores--\$1.700.000. Dado que los costos de Miravalle provienen de cotizaciones competitivas, se asumió que un concurso de cotizaciones para el campo de Platanares resultaría en costos significativamente inferiores a \$600.000 por pozo. Entre 1985 y 1987, las cotizaciones de costo de perforación en Miravalle se redujeron en un 40 por ciento, indicando que la competencia del mercado de perforación actual puede tener como resultado reducidos costos. Para nuestra evaluación preliminar, hemos usado los costos escalados de la planta de 55 MW.

Todos los costos para cada alternativa hidroeléctrica y geotérmica incluyen el costo de la línea de transmisión al punto más cercano de la red. Por lo pronto no se han agregado los costos de línea de transmisión a las alternativas termales porque se asumió que una planta termal será construida cercana a la red y los costos de conexión serán mínimos. Los costos fueron divididos entre componentes extranjero y doméstico. Se

obtuvo la relación extranjero/doméstico de la distribución final de costos para el proyecto de El Cajón--74 por ciento extranjero y 26 por ciento doméstico. Se aplicó la misma relación al costo de las líneas de transmisión. El componente extranjero de los costos de la planta geotérmica es ligeramente superior para plantas geotérmicas (80 por ciento) y está basado en la proporción usada por el BID en Miravalles. La proporción de costos para las alternativas termales también son del BID.

De acuerdo con procedimientos de los bancos de desarrollo, los costos domésticos son descontados por un factor de precio sombra para incluir el hecho de que el valor real de la fuerza laboral en la economía hondureña es inferior a su valor nominal. El factor de precio sombra hondureño para la fuerza laboral especializada, ingeniería y administración, almacenes y transporte es 0,7410; para materiales domésticos es 0,9040, dentro de una escala en la que el valor sombra de cambio extranjero es igual a 1,0. Se asumió que la mayoría de los costos domésticos serán en forma de mano de obra y transporte, por lo que se usó el factor de 0,7410. En la Tabla F-II se presenta una aproximación inicial de los costos normalizados para las alternativas hidroeléctrica y geotérmica. Estos datos son usados para clasificar las opciones hidroeléctricas en una escala de menor a mayor costo. Es aparente que la energía geotérmica puede ser significativamente menos costosa de desarrollar que las alternativas hidroeléctricas.

Para este análisis preliminar, las mismas alternativas térmicas usadas por el BID en Costa Rica fueron usadas en Honduras. Estas incluyen una planta de combustóleo de 50 MW, una turbina de gas de 50 MW, una planta de carbón mineral de 56 MW y una planta de carbón mineral de 110 MW. Con excepción del carbón, el cual no es vendido en forma significativa en Honduras, se usaron en el análisis costos actuales de combustible hondureño. La Tabla F-III presenta los costos de las opciones termales. Estos costos no están normalizados y no se pueden comparar directamente a los costos de la Tabla F-II.

TABLA F-II

COSTO DE PLANTAS HIDROELECTRICAS Y GEOTERMICAS EN DOLARES EE.UU. DE 1987 POR kW
(a menos que se indique lo contrario)

PLANTA	CAPACIDAD (MW)	PROMEDIO DE ENERGIA (GWh/AÑO)	CRF ^a	FACTOR DE CAPACIDAD	COSTO DE CAPITAL EXTRANJERO DOMESTICO	COSTO TOTAL (\$/kW)	O y M (\$/kW-AÑO)	COSTO NORMALIZADO (\$/kW-AÑO)	
Naranjito	72	411	0.12	0.65	2168	416	2674	3.72	483
Raity 1	403	1236	0.12	0.35	1175	306	1481	3.72	522
Sico 1-2	85	401	0.12	0.66	2559	666	3225	3.72	597
Sico 1	156	480	0.12	0.35	1788	460	2228	3.72	778
Cayetano	118	680	0.12	0.65	2630	659	3189	3.72	602
Sico 2	122	701	0.12	0.66	2559	666	3225	3.72	600
Remolino	125	550	0.12	0.60	1504	392	1896	3.72	464
Raity-Cay	250	1188	0.12	0.54	1633	425	2068	3.72	466
Guyamel	8.10	33	0.12	0.47	1116	290	1406	3.72	874
Huyuma	8	84	0.12	0.49	2087	543	2630	3.72	664
Cerro Mal	230	1806	0.12	0.65	2120	552	2672	3.72	505
Sico 1+2	207	1193	0.12	0.66	2559	666	3225	3.72	599
Cay+Raity	368	1867	0.12	0.58	1921	500	2421	3.72	515
GE-55	55	889	0.13	0.81	932	233	1165	32.28	224
GE-30	30	210	0.13	0.80	1032	290	1322	32.28	261
GE-20	20	140	0.13	0.80	1106	301	1407	32.28	265
GE-10	10	70	0.13	0.80	1463	334	1788	32.28	325

^a Factor de Coste Recuperable para la vida de la planta y la tasa de interés equivalente a 12%. La duración de las plantas hidroeléctricas es de 40 años; la duración de las plantas geotérmicas es de 25 años.

TABLA F-III
DATOS DE ENTRADA SOBRE PLANTAS TERMICAS

No.	NOMBRE	NO. DE JUEGOS	CARGA MIN. (MW)	CARGA PROMEDIO (MW)	TASA DE CALOR (kcal/kWh)		COSTO DE COMBUSTIBLE (\$/Mkcal)	TIPO DE COMBUSTIBLE	RES. DE GIRO (%)	APA-GON (%)	DIAS DE MANTENIMIENTO (%)	PRINCIPAL (MW)	CLASE (VAR.)	O y M (\$/kWh)	O y M (\$/MWh)	COSTO DE CAPITAL (\$/kW)	
					CARGA BASE	INCREMENTO LOCAL EXTRANJERO										LOCAL	EXTRANJERO
1	G-32	0	32	32	3879	3349	603.0	2515.0	3	0	20.0	30	50	0.13	0.94	165.5	461.9
2	G-50	0	13	50	3890	2755	603.0	2515.0	3	10	20.0	15	50	0.13	0.81	222.4	486.0
3	B-52	0	13	50	3881	2712	603.0	2515.0	3	10	20.0	15	50	1.39	2.99	308.5	685.5
4	C056	0	24	58	3438	2707	0	667.0	4	10	10.0	30	60	2.67	2.39	103.3	1670.4
5	C110	0	44	110	3200	2500	0	667.0	4	10	15.0	45	110	1.78	3.15	91.8	1495.0
6	STEA	0	75	75	2734	2734	141.0	1549.0	0	0	15.0	45	110	1.78	3.15	74.0	1570.0
7	MSD	0	25	25	2555	2555	141.0	1549.0	0	0	18.0	55	25	5.30	8.80	62.0	1315.0
8	CT	0	25	26	3931	3931	603.0	2515.0	1	0	12.0	36	25	1.16	3.18	26.0	551.0

III. RESULTADOS PRELIMINARES

El objetivo del estudio de prefactibilidad es el determinar los beneficios del desarrollo geotérmico del campo de Platanares, comparándolo con todas las alternativas y así determinar un plan óptimo de expansión para la ENEE. El objetivo inmediato de este anexo es estimar los beneficios del desarrollo del reservorio poco profundo, consistiendo en adición de capacidad de 10 MW, tan pronto como al año 1991. Para poder evaluar los beneficios de la planta de 10 MW, los resultados de WASP que incluyen la posibilidad de instalar una planta de 10 MW en el año 1991, son comparados con resultados que no incluyen como opción la instalación de una planta de 10 MW. Los demás datos permanecen iguales. Considerando las entradas de uso máximo, características operativas de plantas actuales y alternativas futuras, WASP selecciona de entre las alternativas la combinación de plantas que reducen el costo de producir electricidad. La Tabla F-IV presenta los resultados preliminares. La columna de números bajo los símbolos de tipo de planta indica el número de plantas de cada tipo que son seleccionadas en cierto año. Por ejemplo, el "1+" bajo la columna GEOT de la extrema derecha significa que la primera planta geotérmica fue seleccionada en 1991 y el signo de "+" significa que otra planta del mismo tipo posiblemente sería deseable para reducir los costos. El usuario especifica la fecha de disponibilidad de las diversas plantas y el tipo de plantas termales que son opciones. En este análisis preliminar, las opciones termales fueron limitadas a las más económicas, las plantas de carbón mineral y la turbina de gas de 50 MW. El costo actual de producir electricidad del año 1988 hasta el 2008 es de aproximadamente \$621.9 millones si se incluye la planta de 10 MW y \$643.4 millones si no se incluye la planta de 10 MW. [Estos números son el valor de la función objetiva bajo 2008, de Tablas F-IV (A) y F-IV (B), respectivamente]. La diferencia neta de \$21.5 millones es por lo tanto el valor actual de la reducción en costos lograda por la instalación de una planta de 10 MW.

Un estimado inicial del valor actual de costos de capital y de operación y mantenimiento (O y M) de la planta de 10 MW durante los

TABLA F-IV
RESULTADOS PRELIMINARES DE UNA OPTIMIZACION DINAMICA
A. CASO QUE INCLUYE UNA PLANTA GEOTERMICA DE 10 MW
SOLUCION #1 - ALTERNATIVAS VARIABLES POR AÑO

(Costo actual del año - por miles de \$)					OBJ FUN	LOLP (%)	G-32	G-50	B-62	C056	C110	STEA	MSD	CT	HYDR	GEOT	
AÑO	CONST	SALVAL	OPCOST	ENSCOST	TOTAL	(CUMM.)											
2008	0	0	7385	394	7780	621873	1.491	0	5	0	4*	1	0	0	0	1	3+
2007	3672	2800	7157	103	8131	614093	0.517	0	5	0	4+	1	0	0	0	1	3+
2006	20266	14223	7425	178	13646	605962	0.715	0	4	0	4	1	0	0	0	1	3+
2005	4606	2641	8072	1020	11058	592316	2.187	0	4	0	4	0	0	0	0	1	3+
2004	0	0	7621	1452	9073	581259	3.095	0	3	0	4	0	0	0	0	1	3+
2003	16202	7933	7355	981	16586	572186	1.929	0	3	0	4	0	0	0	0	1	3+
2002	6471	2323	7724	1121	12993	555600	2.021	0	3	0	3	0	0	0	0	1	3+
2001	0	0	7181	1648	8830	542607	2.387	0	2	0	3	0	0	0	0	1	3+
2000	22763	7706	6955	1175	23187	533777	1.934	0	2	0	3	0	0	0	0	1	3+
1999	25495	7812	7552	2284	27719	510591	2.614	0	2	0	2	0	0	0	0	1	3+
1998	11402	2770	8452	2892	19975	482872	2.833	0	2	0	1-	0	0	0	0	1	3+
1997	11404	1482	9921	7180	27023	462896	9.150	0	2	0	1	0	0	0	0	1	2+
1996	23115	4184	8305	9759	36998	435873	10.522	0	1	0	1	0	0	0	0	1	2+
1995	0	0	10495	24789	35264	398877	17.218	0	1	0	1	0	0	0	0	1+	1-
1994	16022	695	10925	20847	46899	363814	15.172	0	1	0	1	0	0	0	0	1+	1
1993	56088	7643	7474	36800	92720	316714	19.525	0	0	0	1	0	0	0	0	1+	1+
1992	0	0	8010	53328	61336	223994	24.982	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1+
1991	11362	860	8114	43351	61967	162659	20.144	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1+
1990	0	0	8720	40823	49543	100692	18.937	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1989	0	0	14117	14152	28268	51149	8.842	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1988	0	0	12529	10351	22881	22881	4.325	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

CONST = Costo de construcción.

SALVAL = Valor del recobro.

OPCOST = Costo de operación.

ENSCOST = Costo de energía por usar (avaluada a \$0,50/kWh).

OBJ FUN = Costo para suministrar la energía--WASP selecciona un plan para reducir el costo.

LOLP = Probabilidad de pérdida de carga según porcentaje del número de días por año.

Plantas tomadas en consideración: G-50 (turbina de gas), 50 MW; C056 y C110 (plantas de carbón mineral de 56 y 110 MW); HYDR (plantas hidroeléctricas de la Tabla F-II, mostrada en orden del menor costo al mayor, basándose en un costo normalizado de \$/kW); y GEOT (plantas geotérmicas). Los números que aparecen bajo el identificador de las plantas indican el número de plantas que ha seleccionado la WASP. La (+) indica que un mayor número de plantas de este tipo es deseable durante un año en particular; el (-) indica las que son menos deseables.

TABLA F-IV
 RESULTADOS PRELIMINARES DE UNA OPTIMIZACION DINAMICA
 B. CASO QUE NO INCLUYE UNA PLANTA GEOTERMICA DE 10 MW
 SOLUCION #1 - ALTERNATIVAS VARIABLES POR AÑO

AÑO	(Costo actual del año - por miles de \$)					OBJ FUN	LOLP	G-32	G-50	B-52	C056	C110	STEA	MSD	CT	HYDR	GEOT	
	CONST	SALVAL	OPCOST	ENSCOST	TOTAL (CUMW.)													
2008	18158	14358	6487	193	8471	643391	0.858	0	4	0	4+	2	0	0	0	0	1	2+
2007	3672	2800	7302	600	8774	634920	1.836	0	4	0	4+	1	0	0	0	0	1	2+
2006	0	0	6991	766	7757	626145	2.006	0	3	0	4	1	0	0	0	0	1	2+
2005	22898	14139	6924	420	16903	618388	1.237	0	3	0	4	1	0	0	0	0	1	2+
2004	0	0	8028	1527	9555	602485	2.587	0	3	0	4	0	0	0	0	0	1	2+
2003	5778	2441	7788	1149	12274	592930	2.126	0	3	0	4	0	0	0	0	0	1	2+
2002	18147	7866	7226	1098	18604	580656	2.006	0	2	0	4+	0	0	0	0	0	1	2+
2001	0	0	7712	1914	9826	582053	2.562	0	2	0	3	0	0	0	0	0	1	2+
2000	8117	2042	7507	1449	16031	55247	2.162	0	2	0	3	0	0	0	0	0	1	2+
1999	25495	7612	6764	2241	26888	537396	2.595	0	1-	0	3+	0	0	0	0	0	1	2+
1998	10051	2442	7194	2837	17840	510508	2.810	0	1-	0	2	0	0	0	0	0	1	2+
1997	11404	1482	8523	3687	22131	492868	3.090	0	1-	0	2+	0	0	0	0	0	1	1+
1996	35458	6418	6931	9363	45334	470737	10.319	0	0	0	2+	0	0	0	0	0	1	1+
1995	0	0	8460	24307	32767	425403	17.093	0	0	0	2+	0	0	0	0	0	1+	0
1994	44931	8941	8889	20104	66983	392636	15.051	0	0	0	2+	0	0	0	0	0	1+	0
1993	56088	7643	7686	42220	98351	325653	21.064	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1+	0
1992	0	0	8582	59622	68205	227302	26.459	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1991	0	0	8141	50264	58408	159097	22.064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1990	0	0	8720	40823	49543	100692	18.937	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1989	0	0	14117	14152	28268	51149	8.842	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1988	0	0	12629	10351	22881	22881	4.325	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

CONST = Costo de construcción.

SALVAL = Valor del recobro.

OPCOST = Costo de operación.

ENSCOST = Costo de energía por usar (avaliada a \$0.50/kWh).

OBJ FUN = Costo para suministrar la energía--WASP selecciona un plan para reducir el costo.

LOLP = Probabilidad de pérdida de carga según porcentaje del número de días por año.

Plantas tomadas en consideración: G-50 (turbina de gas), 50 MW; C056 y C110 (plantas de carbón mineral de 56 y 110 MW); HYDR (plantas hidroeléctricas de la Tabla F-II, mostrada en orden del menor costo al mayor, basándose en un costo normalizado de \$/kW); y GEOT (plantas geotérmicas). Los números que aparecen bajo el identificador de las plantas indican el número de plantas que ha seleccionado la WASP. La (+) indica que un mayor número de plantas de este tipo es deseable durante un año en particular; el (-) indica las que son menos deseables.

18 años en los que actúa el período de estudio (1991 a 2008), da un costo de capital de \$17.878.000 más \$2.340.000 de gastos de O y M capitalizados, para un total de \$20.218.000. Este costo actual es inferior a la reducción en costos operativos que la ENEE podría obtener por instalar la planta (\$21.5 millones). Además, operando a un factor de capacidad del 80 por ciento, la planta generará 70.080 MWh/año de electricidad. A un costo de electricidad de \$0,09/kWh, el valor actual de esta electricidad durante 18 años de operación es de \$45.725.000. De acuerdo con este análisis preliminar, el valor de la electricidad producida además de los ahorros en costos de operación, sobrecompensan el costo de la planta de 10 MW.

Los ahorros en costos calculados para la planta de 10 MW están basados en simulaciones que requerirán de ajustes futuros para reducir la probabilidad de pérdida-de-carga (PDPC) de 0,5 a 1 por ciento. La PDPC es el número de días por año, expresado en por ciento, cuando se espera que la capacidad generativa disponible no pueda cumplir con la carga del sistema. Como resultado, se incurren costos por energía no abastecida. Dada la especificación de las condiciones hidrológicas en el análisis preliminar, el cual asume que la hidrología de las alternativas es similar a la del Lago Yojoa, se están incurriendo considerables costos por energía no abastecida, particularmente a principios de los años noventa. A menos que la ENEE recomiende cambios en la especificación de las condiciones hidrológicas, reduciendo la PDPC a niveles más aceptables (requeridos para una solución óptima), es probable que necesite dos unidades térmicas para períodos de uso máximo, durante las épocas de sequía. En otras palabras, los resultados presentados aquí no pueden ser considerados como finales. Sin embargo, un simple examen de los datos de costos en la Tabla F-II indica que el presupuesto actual de costos geotérmicos e hidroeléctricos favorece el desarrollo de plantas geotérmicas. WASP escoge la planta geotérmica de 10 MW en el primer año en que está disponible, o sea en el año 1991, indicando que los costos de operación pueden ser reducidos a través de la construcción de esta planta.

ANEXO G

**RESUMEN DE RESULTADOS
DE ESTUDIOS ELECTRICOS DE FUENTE NATURAL,
POR EL SERVICIO GEOLOGICO DE LOS EE.UU.
EN PLATANARES, HONDURAS**

CON RECOMENDACIONES DE

D. B. Hoover

Servicio Geológico de Los EE.UU.



El trabajo realizado por el Servicio Geológico de los EE.UU. en el sitio geotérmico de Platanares, Honduras, consistió de siete líneas telúricas de frecuencia múltiple y 10 sondeos audiomagnetotelúricos (AMT). Siete de los sondeos AMT fueron hechos en uno de los dipolos de cada línea telúrica, para poder tener como referencia un valor de la resistividad aparente para cada línea. Las líneas telúricas cubrieron la principal área de interés en Platanares y se indican en la Figura G-1. Los levantamientos telúricos fueron hechos para identificar regiones de baja resistividad en Platanares, los cuales puedan ser asociados con aguas termales bajo la superficie y para identificar fallas principales que puedan estar controlando el flujo del agua termal. La distancia entre dipolos de las líneas telúricas fue de 125 metros.

Las resistividades observadas en el área son muy bajas, generalmente menos de 10 ohmios-m subyacente a los reservorios superficiales y concuerdan con previos estudios eléctricos de CD. Esto quiere decir que la profundidad de exploración no fue tan profunda como se había esperado. En la mayoría de los sitios la máxima profundidad de exploración no fue mayor de 300 metros, de tal forma que las litologías subyacente al Grupo Padre Miguel del Terciario no habrían sido vistas en la mayoría de las líneas. Andesita Terciaria aflora cerca de la línea 4 y el extremo norte de la línea 5 y debería haber sido muestreada por las señales electromagnéticas. Se esperaría que las andesitas no alteradas tuvieran altas resistividades, mas ninguna fue observada en líneas 4 ó 5. Esto sugiere que las andesitas en el área de la línea 4 han sido fracturadas y alteradas.

Las variaciones en resistividad a lo largo de las líneas telúricas fueron de más de 10 a 1. Asumiendo que los datos de EM fueron en su mayoría del muestreo del Grupo Padre Miguel, se infiere que estas variaciones reflejan los efectos del fallado y la presencia de fluidos geotérmicos. La Figura G-2 presenta un mapa de resistividad derivado de los datos AMT y telúricos para el área de estudio, usando los datos de 7,5 Hz. La frecuencia 7,5 Hz fue la más baja usada en el levantamiento

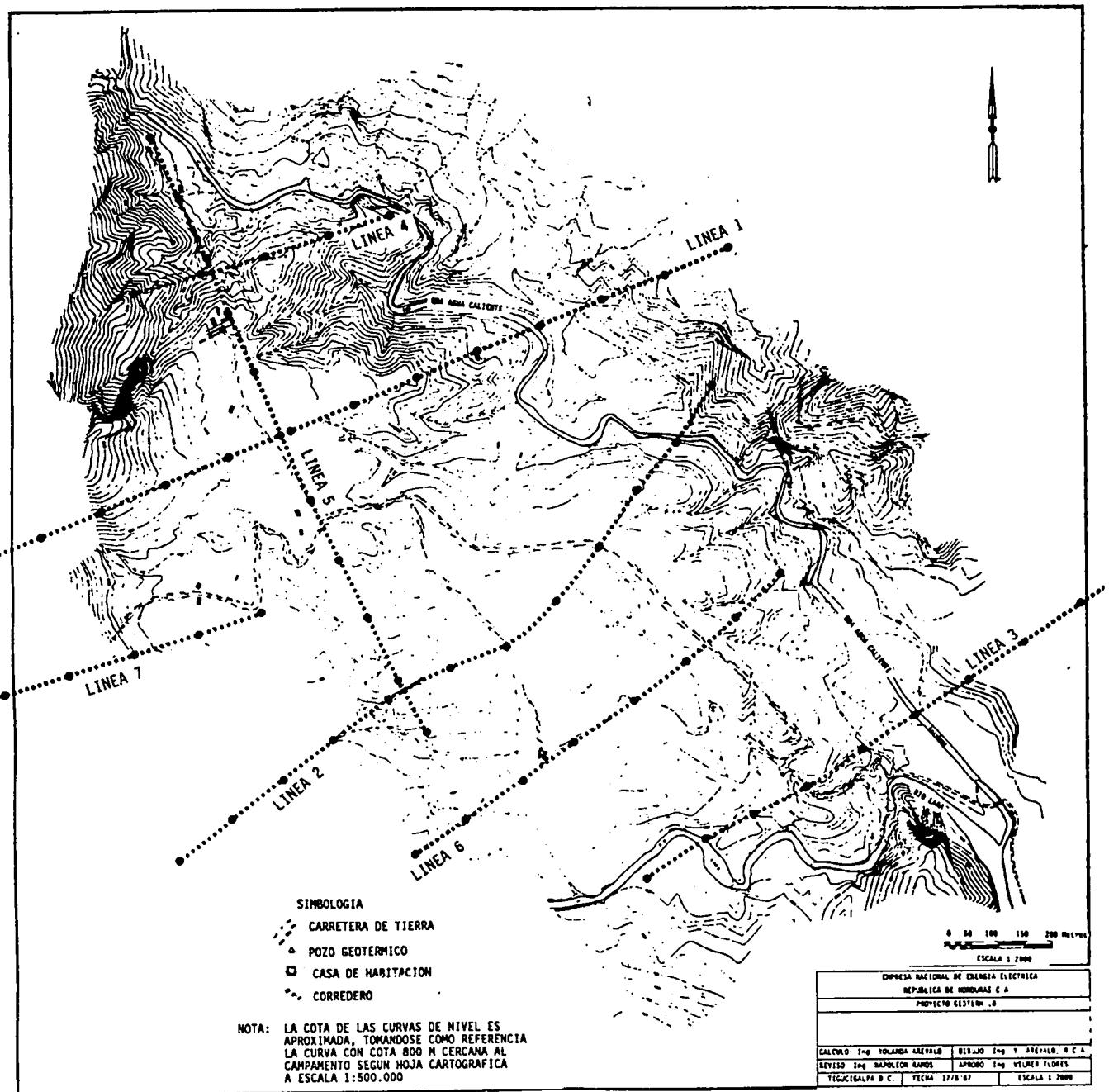


Figura G-1. Localización de las líneas telúricas de Platanares.

telúrico, así que el mapa representa los cambios en resistividad aparente a la máxima profundidad que pudimos muestrear. Dado que la exploración de profundidad está en función tanto de resistividad como frecuencia, este mapa no representa un horizonte de profundidad constante. En la Figura G-2 se ven dos áreas de muy baja resistividad. Un área subyacente a 1,8 ohmio-m corresponde a un área a lo largo de la Quebrada del Agua Caliente donde generalmente los manantiales calientes no están mezclados con el agua superficial. La presencia de los manantiales calientes no mezclados sugiere que las aguas termales en el área están ascendiendo de un reservorio más profundo directamente a lo largo de rutas relativamente permeables. Los datos eléctricos son consistentes con esto, indicando la presencia en el área de mayor porosidad y/o mayor prominencia y/o fluidos de mayor temperatura.

Una segunda área de baja resistividad anómala, subyacente a 1,8 ohmio-m, aparece en la porción suroeste del área cartografiada, Figura G-2. En esta área no se conocen rasgos termales significativos y previo a este estudio, el área no se consideraba como de gran potencial geotérmico. Sin embargo, los datos eléctricos sugieren que existe o existió en algún tiempo un sistema geotérmico.

El mapa de resistividad de Figura G-2 es inadecuado para identificar fallas individuales que tengan una expresión eléctrica. Sin embargo, los datos telúricos que son discutidos dentro de un reporte completo en este trabajo indican varias zonas conductivas estrechas, las cuales se infiere que representan fallas. En los datos telúricos se pueden identificar la mayoría, mas no todas las fallas cartografiadas que cruzan las líneas. Un número de fallas deducidas por el cartografiado geológico no son evidentes en los datos telúricos y algunas fallas inferidas por los datos telúricos no fueron cartografiadas. Se cree que las fallas expresadas en los datos telúricos son las más disponibles a los fluidos termales. La región de baja resistividad anómala en la parte suroeste del área aparenta estar relacionada con la intersección o estrecha cercanía de varias fallas mayores.

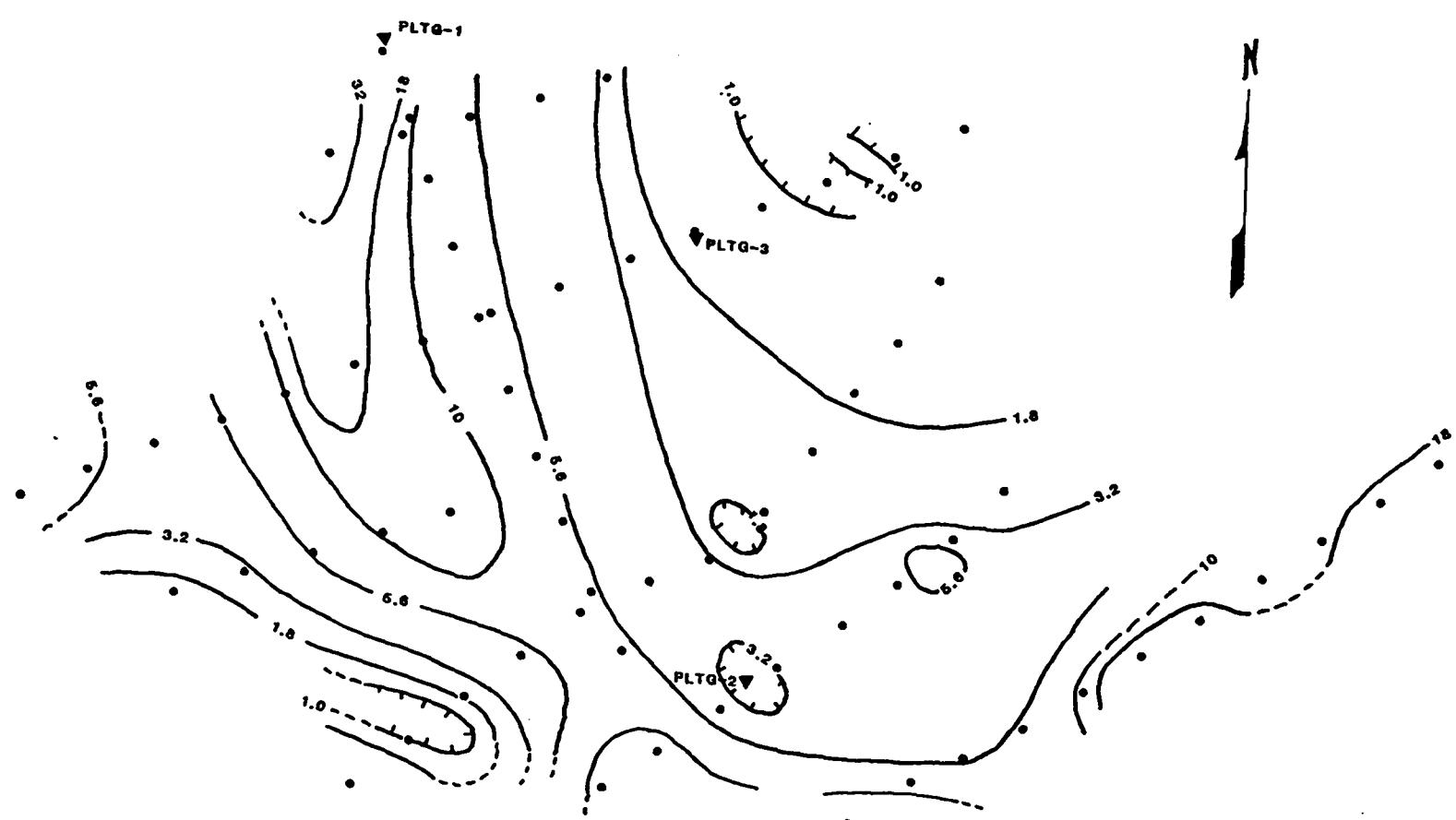


Figura G-2. Mapa de resistividad de Platanares a 7.5 Hz.

El mapa de resistividad, Figura G-2, muestra que algunas partes del área de Platanares han sido muestreadas parcialmente. Es clara la falta de datos desde el norte de la perforación PLTG-1 al manantial caliente La Bufa. La falta de tiempo y lo difícil del acceso evitaron nuestra obtención de datos en esta área. El área principal de baja resistividad a lo largo de la Quebrada del Agua Caliente no está cerrada en el este. La línea 1, Figura G-1, enseña que algunas bajas resistividades se extienden cuando menos a 375 m al este de la Quebrada. Si bien el terreno al este de la Quebrada sería de difícil acceso al sitio para llevar equipo de perforación, el perímetro oriental del rasgo de baja resistividad necesita ser determinado, si el campo geotérmico se comercializa. La línea 3 define un límite sureño para las características más próximas a la superficie del área termal principal. Los datos también sugieren que el conductor visto en la parte suroeste del área puede extenderse más hacia el noroeste. Si otros estudios indicaran la presencia de algún potencial geotérmico en esta región, entonces se deben considerar trabajos eléctricos adicionales para definir con mayor precisión la extensión de este rasgo.

La terminación del reporte final de este trabajo es esperada para fines de enero de 1988. Recomendamos que al término del reporte, los principales investigadores en Platanares evalúen e integren los resultados con datos anteriores. Puede que existan suficientes datos para la ubicación del siguiente grupo de perforaciones. Es claro que los datos eléctricos de ninguna manera contradicen el modelo básico del sistema de Platanares. En este caso, no habría necesidad de datos eléctricos adicionales, sino hasta la terminación de perforaciones adicionales.

Nosotros, sin embargo, recomendamos se considere la prueba de la anomalía eléctrica del sudeste en la siguiente ronda de perforaciones. Si el área es favorable, entonces es menos probable la comunicación entre los pozos en producción aquí y los de la tendencia termal principal que entre pozos dentro de la tendencia principal. Esto podría aumentar significativamente la capacidad del campo.

Printed in the United States of America
Available from
National Technical Information Service
US Department of Commerce
5285 Port Royal Road
Springfield, VA 22161

Microfiche (A01)

Page Range	NTIS Price Code						
001-025	A02	151-175	A08	301-325	A14	451-475	A20
026-050	A03	176-200	A09	326-350	A15	476-500	A21
051-075	A04	201-225	A10	351-375	A16	501-525	A22
076-100	A05	226-250	A11	376-400	A17	526-550	A23
101-125	A06	251-275	A12	401-425	A18	551-575	A24
126-150	A07	276-300	A13	426-450	A19	576-600	A25
						601-up*	A99

*Contact NTIS for a price quote.