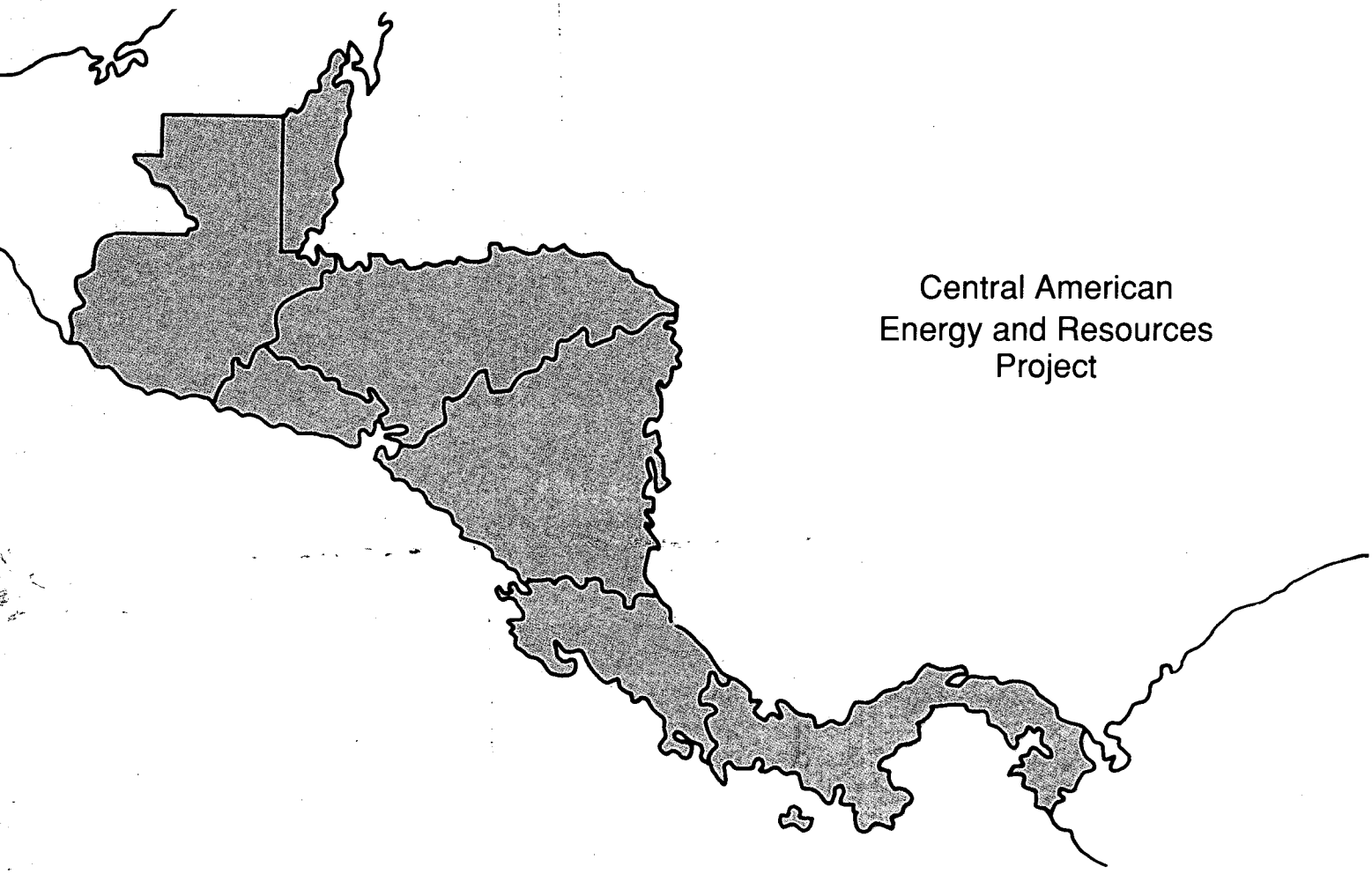
LA-11510-MS, Part 1

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



Central American
Energy and Resources
Project

Results of Investigation at the Miravalles Geothermal Field, Costa Rica Part 1: Well Logging

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

DISCLAIMER

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

DISCLAIMER

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

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-11510-MS, Part 1

UC-000
Issued: March 1989

LA--11510-MS-Pt.1

DE89 007456

Results of Investigation at the Miravalles Geothermal Field, Costa Rica Part 1: Well Logging

Bert R. Dennis
*Robert G. Lawton**
Jerome D. Kolar
*Alexis Alvarado***

**Consultant at Los Alamos, P.O. Box 310RL, Santa Fe, NM 87501.*
***Collaborator at Los Alamos. Instituto Costarricense de Electricidad, San José, COSTA RICA.*

Los Alamos National Laboratory
Los Alamos, New Mexico 87545

CONTENTS

		Page
ABSTRACT		1
I.	INTRODUCTION	1
II.	GEOTHERMAL WELL-LOGGING EQUIPMENT	2
III.	GEOTHERMAL WELL-LOGGING PROGRAM AT MIRAVALLES, COSTA RICA	7
IV.	WELL-LOGGING DATA	8
V.	STP DATA AND THERMODYNAMIC ANALYSIS OF WELL PGM-10	12
	A. Data	12
	B. Thermodynamic Analysis	14
VI.	CONCLUSIONS	16
BIBLIOGRAPHY		18

RESULTS OF INVESTIGATION AT THE MIRAVALLES GEOTHERMAL FIELD, COSTA RICA PART 1: WELL LOGGING

by

Bert R. Dennis, Robert G. Lawton, Jerome D. Kolar, and Alexis Alvarado

ABSTRACT

The well-logging operations performed in the Miravalles Geothermal Field in Costa Rica were conducted during two separate field trips. The Phase I program provided the deployment of a suite of high-temperature borehole instruments, including the temperature/rabbit, fluid sampler, and three-arm caliper in Well PGM-3. These same tools were deployed in Well PGM-10 along with an additional survey run with a combination fluid velocity/temperature/pressure instrument used to measure thermodynamic properties under flowing well conditions. The Phase II program complemented Phase I with the suite of tools deployed in Wells PGM-5, PGM-11, and PGM-12.

I. INTRODUCTION

The Republic of Costa Rica is pursuing the development of a geothermal power plant located on the southern flank of the Miravalles volcano in the Guanacaste Volcanic Range. This geothermal development would complement the hydroelectric resources of the country and help eliminate the use of fossil-fueled power plants for generating electricity. The Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) drilled eight production wells in the Miravalles Geothermal Field that have penetrated a high-temperature geothermal brine reservoir at a

depth of less than 2 km. Fluid temperatures exceed 240°C and flow rates range from 40 to 100 kg/s. Flow testing of the initial wells also reveal that calcite scaling could be a potential problem in the wellbores.

The ICE requested a borehole logging program to obtain a better understanding of the Miravalles reservoir and production-well characteristics. High-temperature logging tools can identify formation zones that are capable of producing the geothermal fluid, locate damaged areas in the production wells, measure temperatures, pressures, and fluid flows as a function of depth, and obtain *in situ* chemical samples of the reservoir fluids. High-temperature well-logging equipment in the Miravalles field could determine production potential and any wellbore problems that would lead to future production decline. This information could have an impact on the overall economics of the power plant and production strategy for the geothermal field.

The Earth Science Instrumentation Group at the Los Alamos National Laboratory has been involved in the development of specialized high-temperature well-logging instrument systems for the past 10 years. These downhole systems were designed to operate at temperatures up to 300°C and fluid pressures up to 103 MPa (15 000 psi). These downhole instruments can operate under those conditions for residence times ranging from 8 to 30 hours. This unique measurement capability includes the instrumentation, high-temperature armored cable, data acquisition systems, and well-logging apparatus to perform downhole diagnostics in geothermal wells.

The geothermal well-logging program, funded by the US Agency for International Development (AID), provided for the purchase and fabrication of a complete high-temperature logging system that would remain in Central America for the cooperative use by the countries developing geothermal energy. With a staff of trained personnel, a broad logging capability would be available. This system capability would be similar to that used so successfully for the Hot Dry Rock Program at the Fenton Hill site in New Mexico.

II. GEOTHERMAL WELL-LOGGING EQUIPMENT

The equipment furnished by Los Alamos included a new logging truck complete with auxiliary electric generators, data acquisition system, hydraulic-powered drawworks, and associated controls. The drawworks were

equipped with 3000 m (10 000 ft) of armored cable that contained seven electrical conductors with TFE Teflon insulation. The cable armor package is improved galvanized plow steel. The cable is rated for continuous service at temperatures to 320°C.

To complement the logging truck, it was also necessary to furnish the proper wellhead apparatus to "rig up" for deployment of the downhole instrument (commonly referred to as the logging tool). This apparatus included the sheaves, pressure lock with cooling jacket, control head, and cable cooling device.

All of the downhole instrument systems were designed, fabricated, and tested at the Los Alamos National Laboratory. The set of logging tools consisted of cableheads, a temperature probe with a casing collar locator (CCL), a downhole fluid sampler, a three-arm caliper, and a fluid velocity (spinner)/temperature/pressure tool.

The cablehead (Fig. 1) was designed specifically for long-term operations in a geothermal environment where fluid temperatures exceed 300°C. The cablehead permits termination of the seven-conductor armored cable and completes the transition of the logging tool while ensuring watertight integrity in the high-temperature/high-pressure geothermal fluids. It also allows disconnection from the armored cable should the tool become stuck in the borehole. The cablehead designed at Los Alamos has been used for numerous downhole measurements in geothermal boreholes where fluid temperatures exceeded 300°C. Many of these successful logging operations required downhole residence times for the instrumentation in excess of 24 hours.

Borehole temperature surveys are used to determine thermal gradient along the borehole under both static and flowing conditions. Temperature anomalies in regions where fluid flows into or out of the borehole are easily detected, thereby locating fracture

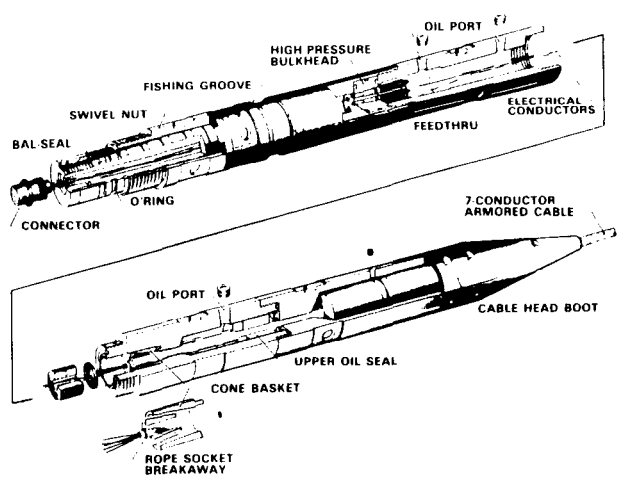


Figure 1. Cablehead.

intersections or perhaps damaged casing. The temperature tool used in Miravalles incorporated the CCL to detect casing signatures (Fig. 2), thus allowing correction of tool depth that was due to cable stretch. A gauge ring or "rabbit" can also be attached to the pressure housing to gauge the borehole diameter. The temperature CCL with rabbit was run first in each borehole before logging with the more expensive complex instrument packages.

The borehole fluid sampler was used to obtain eight *in situ* samples in five of the wells logged in the Miravalles field. The tool is operated by opening and closing a flow valve on the 4-ℓ sample bottle. Once the sampler is stationed at the desired depth in the borehole, a downhole high-temperature dc motor is used to open and close the flow valves (Fig. 3). The motor is energized upon command from the power supply in the logging rig. Results from the chemistry and isotopic analysis of the samples will be covered in a second report (Part 2 of this series).

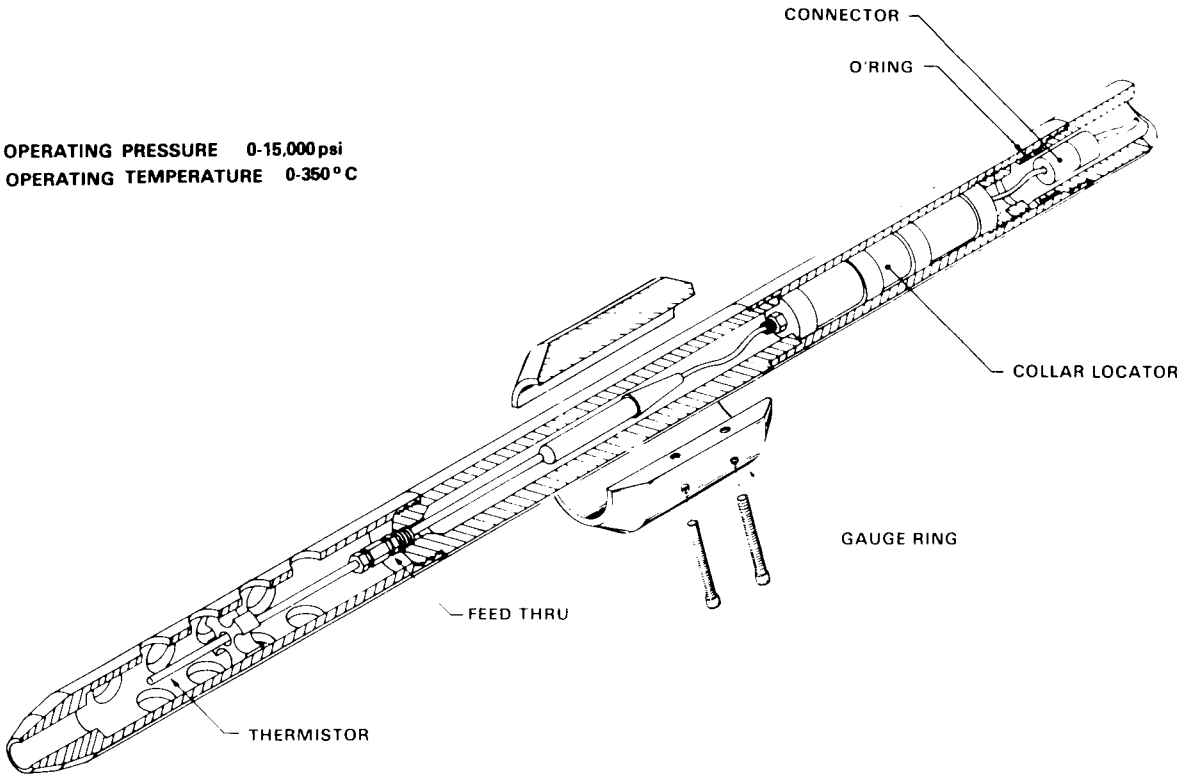


Figure 2. Slimline temperature/collar locator tool.

Determination of wellbore conditions pertaining to casing diameter, contour, wear, or scale accumulation can be measured using the three-arm caliper tool. The three arms are spaced 120° apart on the circumference and operate independently. Normally the caliper tool is deployed in the borehole with arms retracted to the lowest depth of interest. The arms are then extended by applying current to the downhole dc motor and associated drive. When fully extended, the arms provide a moderate, spring-activated force against the borehole or casing wall. The tool is then pulled up the wellbore and the motion of each arm, as it follows the contour, is transformed to a rotational motion sensed by a cosine-type potentiometer. The output signal of each of the three potentiometers is a function of the radius from the center line of the centralized tool to the tip of the arm (Fig. 4). Calibration of the caliper is verified before each log.

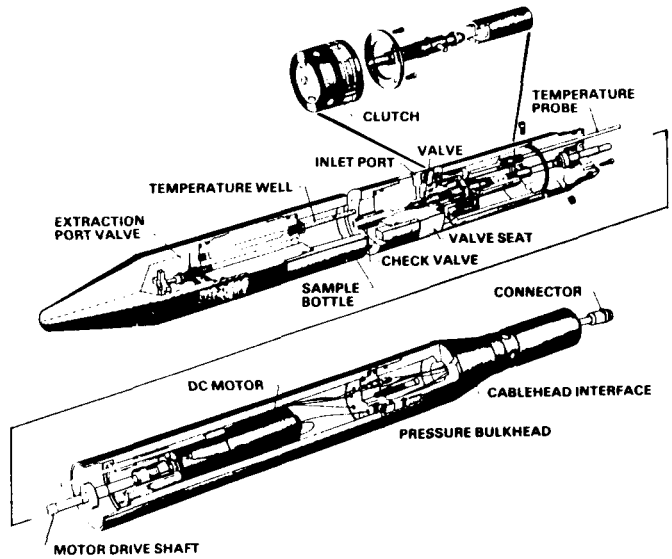


Figure 3. Borehole fluid sampler.

To determine the thermodynamic state of the flowing wellbore fluid, simultaneous measurements of temperature, pressure, and fluid velocity are necessary. A high-temperature (300°C), well-logging tool was developed specifically to measure these parameters in the production wells in Central America. This tool is commonly referred to as the spinner/temperature/pressure or STP tool (see Fig. 5). The fluid velocity transducer (spinner) incorporates a rotating impeller with hardened steel pivot bearings. The rotating shaft operates a reed switch that transforms the rotational speed of the impeller to pulses recorded as frequency in hertz. The rotational speed in hertz is thus proportional to the velocity of the fluid relative to the logging tool.

The proportionality is determined while logging in the liquid-filled section of the borehole. The temperature sensor is a thermistor that has been calibrated to an accuracy of 0.10° up to 300°C, and the high-temperature

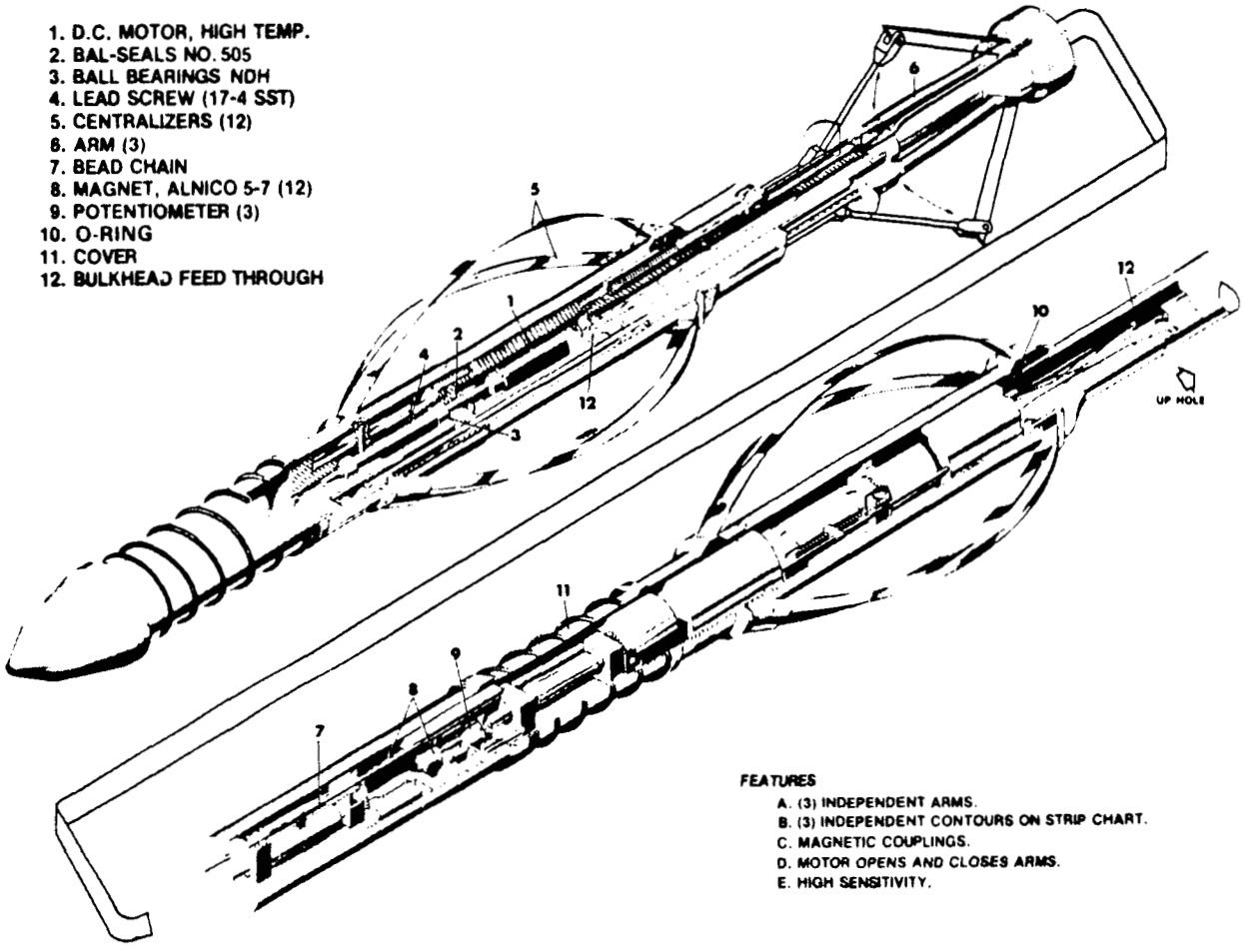


Figure 4. Caliper and contour tool.

pressure transducer provides accurate pressure measurements in the geothermal fluids when meticulous calibration procedures are used. The pressure transducer used in the new STP tool was a 0- to 68.94-MPa (10 000-psi) potentiometer gauge pressure transducer. The excitation voltage was sensed at the pressure gauge, so the power supply at the surface compensated for line losses over the 3000 m (10 000 ft) of logging cable. In 1985, the STP tool was still in the development stage and the 68.94-MPa (10 000-psi) pressure transducer was substituted at the last minute because the transducers ordered specifically for this tool had not yet arrived in Los Alamos. As a result, the pressure transducer had not been calibrated under laboratory conditions. All of

the equipment necessary to perform the required well-logging operations in Costa Rica was available with the exception of the new logging truck, which could not be delivered to Los Alamos until after the planned Costa Rica field operations. Instead, the instrumentation group at Los Alamos refurbished an "offshore" well-logging rig for use in Costa Rica until the new truck could be acquired. The rig was mounted on a large flat-bed trailer that also carried the diesel engine to drive the hydraulic system for the drawworks and the electric generator to power the electrical system.

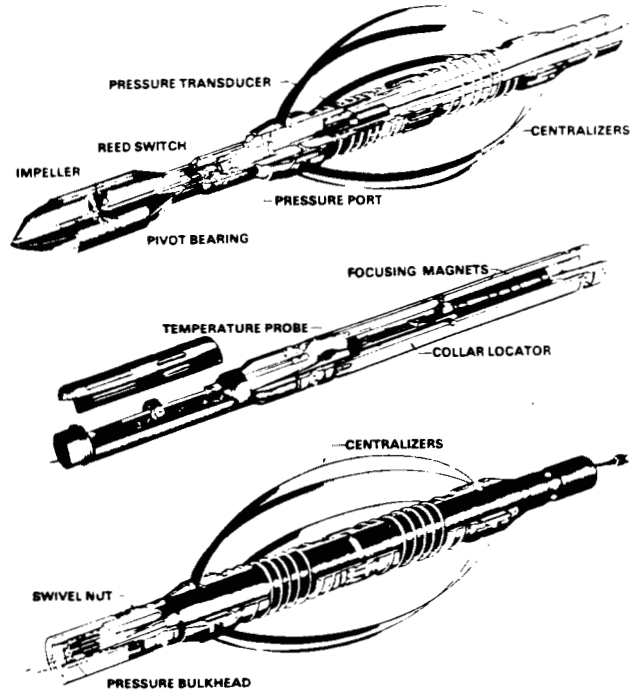


Figure 5. Spinner/temperature/pressure (STP) tool.

The computer-controlled data acquisition system purchased for the new logging van was installed in the "offshore" logging rig. A support trailer was also furnished to store all of the logging tools, spare parts, and auxiliary equipment as well as provide a work area in the field. All of this equipment was returned to Los Alamos after planned field operations were completed.

III. GEOTHERMAL WELL-LOGGING PROGRAM AT MIRAVALLES, COSTA RICA

With support provided by the AID, the Los Alamos well-logging capability was made available to the Costa Rica ICE to perform the desired downhole diagnostic measurements in the geothermal wells at Miravalles.

Discussions with ICE representatives defined a logging program that placed the highest priorities on the following measurements: temperature, pressure, and fluid velocity as a function of depth, the contour and diameter of well casing and slotted liners, and the collection of downhole reservoir fluid samples, including the dissolved gases.

The Miravalles well-logging program was planned for two separate field trips. The first operation (Phase I) included logging Wells PGM-3 and PGM-10. Although PGM-3 was a good production well, it required a gas lift to start the well flowing. The logging program required only static logs in this well. Well PGM-3, therefore, provided the Los Alamos field crew an opportunity to check out all of the equipment sent to Costa Rica, become familiar with the Miravalles reservoir environment, and work with the ICE personnel to establish logging procedures under the safer and less trying conditions of static production wells. The second well, PGM-10, was logged under both static and flowing conditions. A complete set of borehole surveys were obtained, and the most comprehensive analysis was performed on these data.

Plans for the second trip to the Miravalles field (Phase II) included logging Wells PGM-5, PGM-11, and PGM-12, three production wells with high flow rates. Unfortunately, two problems were encountered that prevented logging these wells under flowing conditions. Both Wells PGM-5 and PGM-11 were logged under static conditions because environmental requirements restricted the flow rates to very low levels for only very short periods of time. Well PGM-12 was located near a large holding pond that met the environmental requirements. However, this well (like PGM-3) required a gas lift to start the well flowing. The equipment normally used to lift the wells was not on location, so Well PGM-12 was also logged under static conditions only.

IV. WELL-LOGGING DATA

Phase I of the logging operation was performed in September 1985; Phase II was performed a year later in September 1986. The well information as supplied by ICE for the five wells logged is presented in Table I.

All five wells were logged with the temperature/rabbit and the three-arm caliper tool under static or shut-in conditions. Well PGM-3 was a nonflowing well and therefore did not require the pressure lock and cable packoff on the wellhead. The static temperature survey in Well PGM-3, Fig. 6, shows a high-temperature gradient reaching 240°C at 685 m. The boiling zone is shown from about 210 to 260 m. Reported water level in the borehole was 260 m. An isothermal region was recorded starting at about 590 m and another starting at 635 m. The top of the liner (587 m according to casing schedule) was tagged

TABLE I

WELL INFORMATION

	Phase I		Phase II		
Well No.	PGM-3	PGM-10	PGM-5	PGM-11	PGM-12
Casing Size (mm)	244.5	244.5	340	244.5	340
Liner Size (mm)	193.7	193.7	244.5	193.7	244.5
Bottom of Casing (m)	634.0	745.0	553.0	787.0	530.0
Top of Liner (m)	587.0	733.0	535.0	785.0	530.0
Top of Slots (m)	645.0	756.0	1611.0	871.0[a]	585.0
Bottom of Slots (m)	695.0	1782.0	1830.0	1304.0[a]	1590.0
Bottom of Liner (m)	696.0	1782.0	1830.0	1304.0[a]	1590.0
Bottom of Hole (m)	?	1804.0	?	1452.0	?

[a]Liner blind from 1152 to 1187 m.

at 588-m wireline depth via the collar locator in the temperature tool. The bottom of the casing is 635 m. The data suggest a convective flow mechanism below the top of the liner. The three-arm caliper survey in PGM-3, Fig. 7,* confirms the liner top at 587 m with the slots in the liner appearing at about 640 m. Evidence of calcite buildup is shown in the liner. Both the temperature and caliper logs were run to a depth of 686 m.

Well PGM-10 was a producing well and was logged under both static and flowing conditions. A thermodynamic analysis of the flowing data is given in Section V of this report. The static temperature/rabbit survey is shown in Fig. 8. During the temperature run the tool set down at 1160 m because of calcite buildup in the liner as confirmed by the caliper survey, Fig. 9. The water level with the well shut in was given to be around 300 m. It was detected at a depth of 290 m. Calcite buildup is clearly shown in the liner below 1000 m. These data will be discussed in more detail in Section V. The top of the liner was recorded at 735-m wireline depth, again in good agreement with the casing schedule and temperature data.

Well PGM-5 was a production well, but it was logged in the shut-in condition. The temperature/rabbit survey was run to a depth of 1820 m (just

*The three-arm caliper is calibrated in inches with a precision caliper gauge. Thus the radius is plotted in inches.

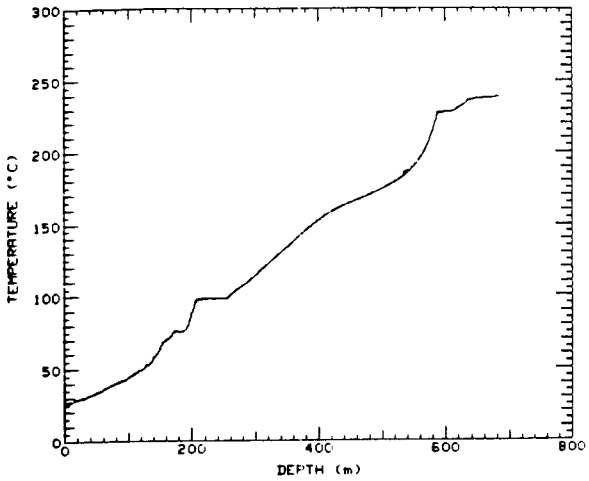


Figure 6. Temperature survey in Miravalles Well PGM-3, 9/9/85.

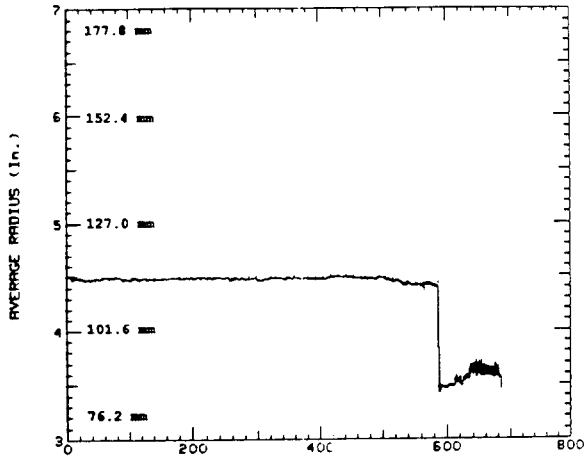


Figure 7. Three-arm caliper survey in Miravalles Well PGM-3, 9/14/85.

above bottom of slotted liner). Temperature data show a static water level of about 270 m and the liner interface at about 530 to 540 m (casing schedule 535 m) (Fig. 10). The two-phase fluid is superheated to the surface. The liquid is nearly isothermal in the slotted liner region. A buildup problem was reported by ICE at depths of around 1050 m. These data were confirmed by the

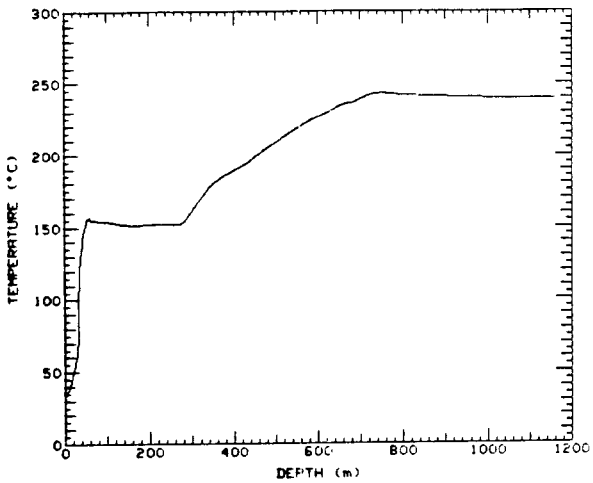


Figure 8. Temperature survey in Miravalles Well PGM-10, 9/17/85.

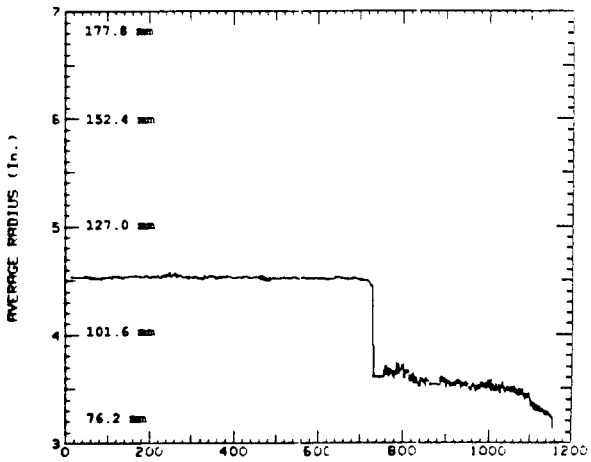


Figure 9. Three-arm caliper survey in Miravalles Well PGM-10, 9/17/85.

caliper survey, showing a large calcite buildup starting at 1050 m to the top of the liner (Fig. 11). There is also evidence of calcite in the lower part of the casing and in the liner.

Well PGM-11, like PGM-5, was another production well logged in the shut-in mode only. Water level was detected at a depth of 360 m and the top of the liner at 785 m, as shown in the temperature survey, Fig. 12. The liner was blind to 871 m, slotted from 871 to 1152 m, then blind again to 1187 m, and slotted from 1187 to 1304 m (bottom of liner), which accounts for the temperature profile from 800 m. The three-arm caliper survey, Fig. 13, shows no evidence of calcite buildup in the lower region of the liner but does show buildup in the region below the top of the liner and in the lower casing region.

Well PGM-12 was also a production well but would flow only after lifting with compressed air. Pumping compressed air in this well was started several days before rigging up for the temperature/rabbit survey and continued intermittently. The well, however, did not flow, and only a static temperature survey was run, as shown in Fig. 14. The reported static water level was 250 m, but a boiling zone was measured from 100 to 160 m during this temperature log. A temperature depression was plotted from 160 to 200 m. The depression anomaly appeared to be real as the log was repeated several times through this zone. The first isothermal region starts at 530 m, which again

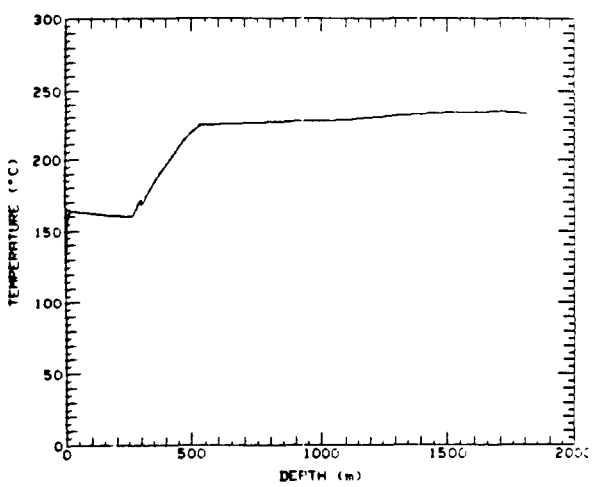


Figure 10. Temperature survey in Miravalles Well PGM-5, 9/20/86.

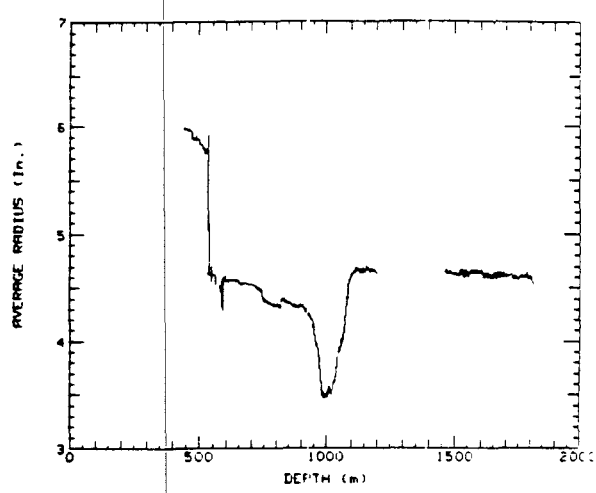


Figure 11. Three-arm caliper survey in Miravalles Well PGM-5, 9/20-21/86.

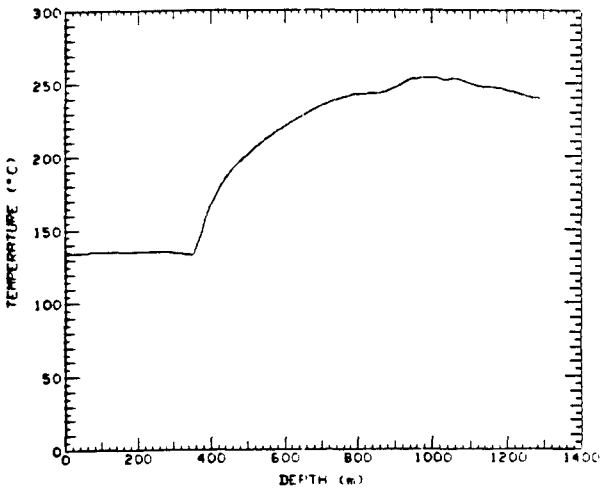


Figure 12. Temperature survey in Miravalles Well PGM-11, 9/24/86.

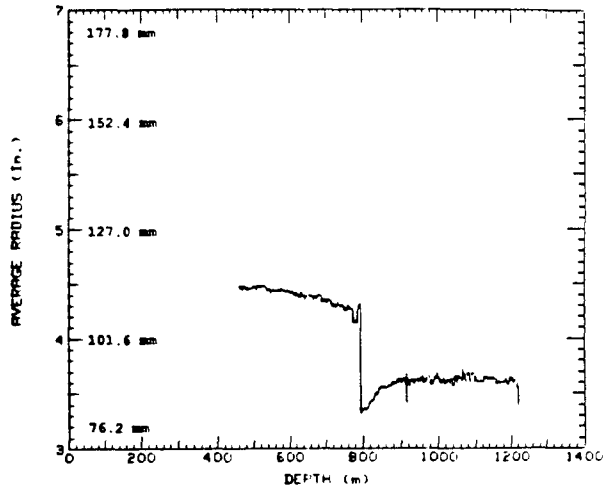


Figure 13. Three-arm caliper survey in Miravalles Well PGM-11, 9/24/86.

agrees with the casing schedule top of the slotted liner. No three-arm caliper survey was run in this well.

In addition to the temperature and caliper surveys performed in each of the wells, *in situ* fluid samples were also obtained using the high-temperature fluid sampler. Three fluid samples were taken from PGM-3 at 686 m, three from PGM-10 at 1143 m, one from PGM-5 at 1600 m, and one from PGM-12 at 580 m. The results from the geochemical analyses of these samples will be presented in a separate report of this series.

V. STP DATA AND THERMODYNAMIC ANALYSIS OF WELL PGM-10

A. Data

Using the STP tool, data were taken in Well PGM-10 on September 18-19, 1985. On September 18th the well was shut in (static); on September 19th the well was flowing at a reported rate of 21 kg/s. Figures 15 and 16 show the spinner data for the static condition and the flowing condition, respectively. The raw spinner data were somewhat erratic, and the data presented here have been smoothed with multipoint averaging. Figure 17 shows the data from the temperature surveys for both the static and the flowing conditions.

Figure 18 shows calculated pressure distributions for both the static and the flowing conditions. As mentioned earlier, the pressure transducer in the

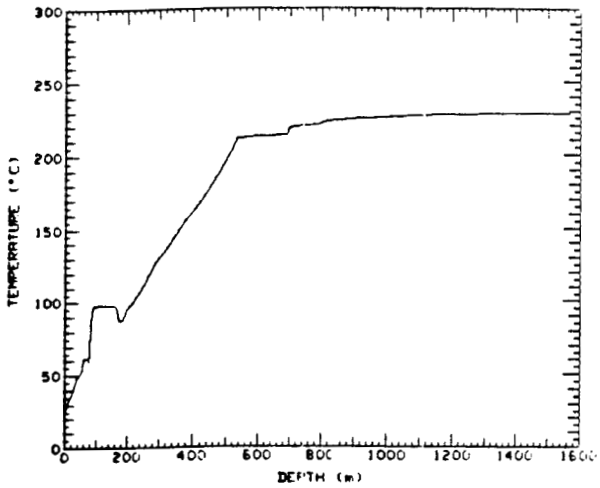


Figure 14. Temperature survey in Miravalles Well PGM-12, 9/25/86.

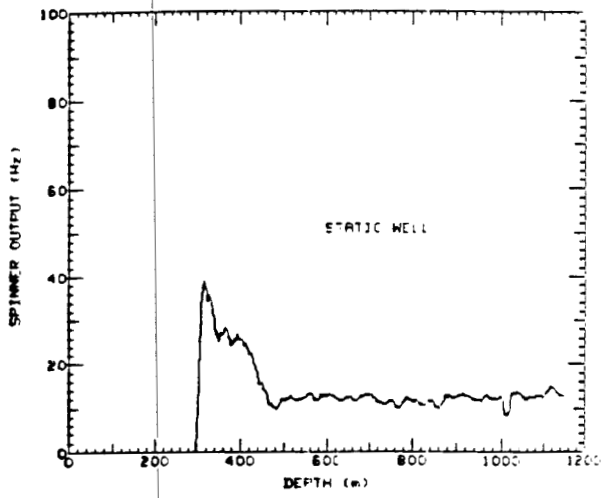


Figure 15. STP spinner output in Miravalles Well PGM-10, 9/18/85.

STP tool had not been calibrated so an *in situ* calibration was required. For the static condition, the spinner data show turbulence between 300 and 480 m (Fig. 15). This was the boiling, or two-phase, region. Below the depth of 480 m, the fluid was all liquid as further evidenced by the break in the temperature curve at 480 m (Fig. 17). For the flowing condition, the spinner and temperature data show the boiling region to be between 0 and 850 m (Figs. 16 and 17). At a liquid surface, where boiling starts, the absolute

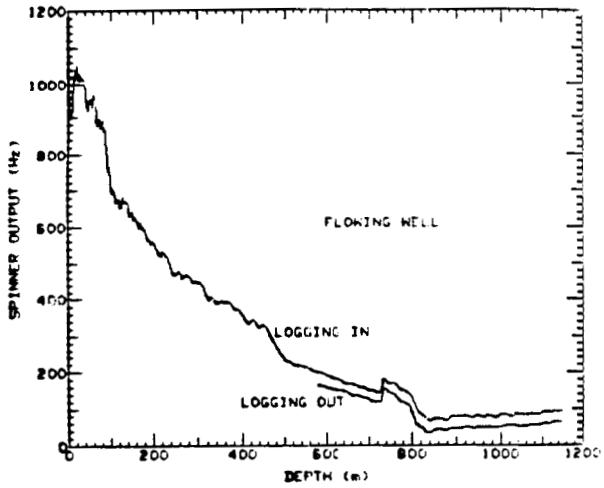


Figure 16. STP spinner output in Miravalles Well PGM-10, 9/19/85.

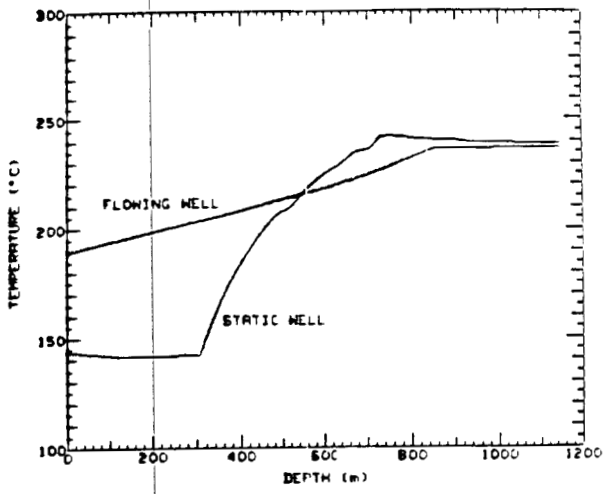


Figure 17. STP temperature survey in Miravalles Well PGM-10, 9/18-19/85.

pressure is the saturation pressure based on the temperature at that point, and in the liquid region, the pressure gradient is the hydrostatic gradient. Geochemical data taken on liquid samples from the well gave a value of 1.00+ for the specific gravity. At an average temperature of 236°C, the pressure gradients in the liquid regions would be 0.00803 MPa/m. Using the two known values of pressure and the known gradients, a least-square curve fit to the STP pressure data in the liquid regions gave the required calibration. Having the calibration, a least-square curve fit was then used to smooth the data for the flowing condition between 0 and 850 m. No pressure data are shown in Fig. 18 for the static condition between 0 and 320 m because the pressure transducer had a 0.53-MPa zero-offset and the pressure in this vapor region was lower than the zero-offset.

B. Thermodynamic Analysis

The saturation pressures and calculated pressures are shown in Fig. 19 for both the static and flowing conditions. The pressures in the two-phase fluid from 0 to 850 m in the flowing fluid were lower than the saturation pressures, meaning that the vapor phase was in the superheat region. Assuming no total heat (enthalpy) loss from the two-phase fluid and knowing both temperatures and pressures, the vapor mass ratio (quality) distribution was calculated for the region between 0 and 850 m. These results are shown in

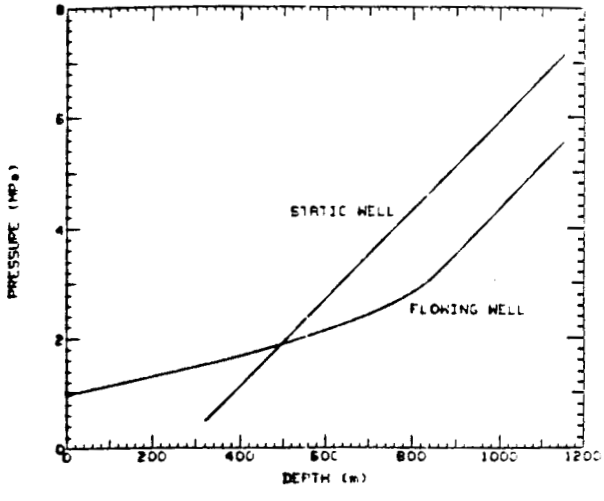


Figure 18. Calculated STP pressure survey in Miravalles Well PGM-10, 9/18-19/85.

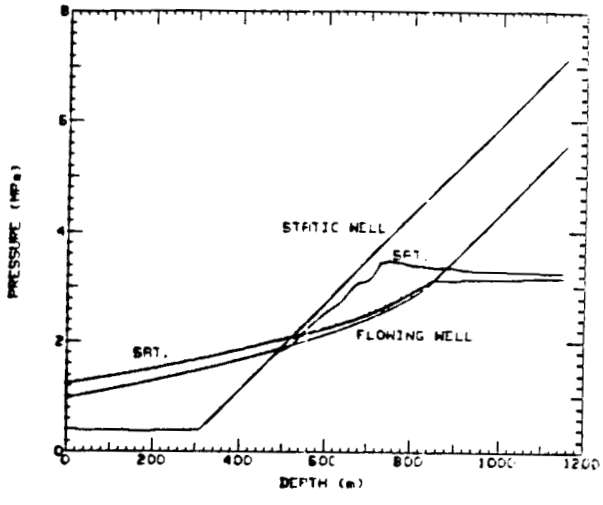


Figure 19. STP pressures and saturation pressures in Miravalles Well PGM-10.

Fig. 20. These calculations revealed that the vapor enthalpy in the entire two-phase region was essentially constant.

The spinner data from the liquid region of the flowing well were used to calibrate the spinner. The spinner output on the log-in is proportional to the fluid velocity plus the tool speed. On the log-out, the spinner output is proportional to the fluid velocity minus the tool speed. (Tool speeds are obtained from time/depth data.) Using these relationships, the proportionality constant for the spinner was calculated to be 0.017 m/s/Hz. This value was in turn used to calculate the fluid velocity distribution for the entire flowing well from the spinner data. This calculated velocity distribution is shown in Fig. 21.

The caliper data taken in Well PGM-10 showed a minimum radius of 82 mm (3.22 in.) at a depth of approximately 1150 m. The maximum calculated fluid velocity in this region was 1.34 m/s. Using these values and the appropriate fluid density, the mass flow rate from the well was calculated to be 23 kg/s. Using this mass flow rate, the vapor qualities and the thermodynamic properties of the fluid, the velocity distribution was calculated for the two-phase region. These results and those obtained separately from the spinner data are shown in Fig. 22.

With a constant mass flow rate, the velocities in a liquid are inversely proportional to the flow areas. Using the calculated flow rate of 23 kg/s and

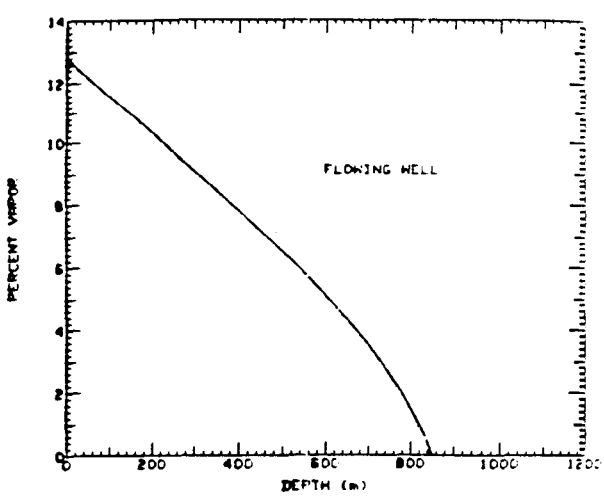


Figure 20. Calculated vapor qualities in Miravalles Well PGM-10.

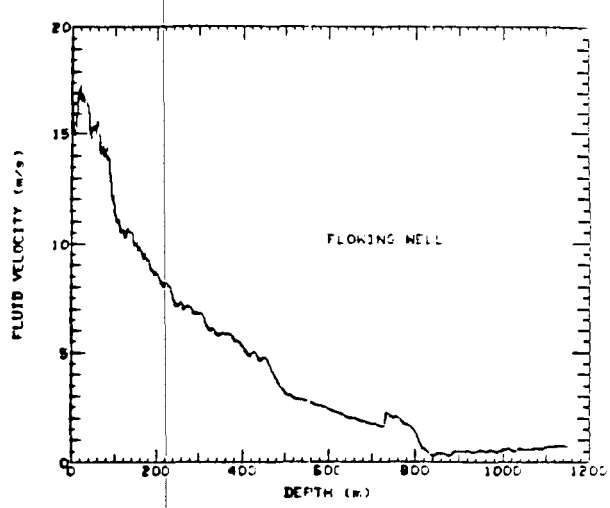


Figure 21. Measured fluid velocities in Miravalles Well PGM-10.

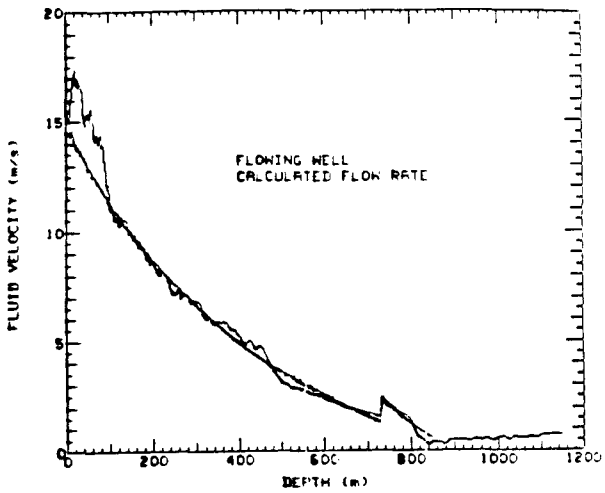


Figure 22. Measured and calculated fluid velocities in Miravalles Well PGM-10.

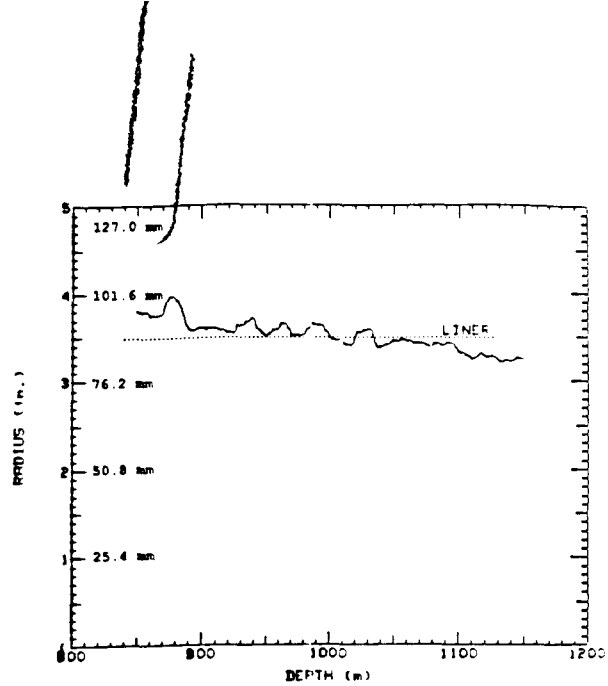


Figure 23. Effective flow radii from spinner data in Miravalles Well PGM-10.

the results from the spinner data, flow radii were calculated for the well below 850 m. These results are shown in Fig. 23. The dotted line is the inside radius of the slotted liner. The calculated radii show the amount of calcite deposits on the inside of the slotted liner below 1000 m; more important, they show calcite deposits behind the liner. Figure 24 shows a portion of the caliper data taken in PGM-10 on September 17, 1985, between 850 and 1150 m. The caliper data show evidence of slots with no decrease in radius down to 1000 m; however, below 1000 m the measured radii decrease and the indication of slots diminishes. Figure 25 shows the comparison between the calculated flow radii and the caliper data.

VI. CONCLUSIONS

The static surveys performed in the Miravalles geothermal wells provided good temperature and caliper information, confirming and enhancing existing information already derived by the ICE. The static logs are most useful to determine the conditions in the wellbore and can certainly be used to investigate nonflowing wells. These data, however, are not conducive to determining the thermodynamic properties of the geothermal reservoir and the production system. A combination of both static and flowing logs is required, as evident from the logs run in Well PGM-10.

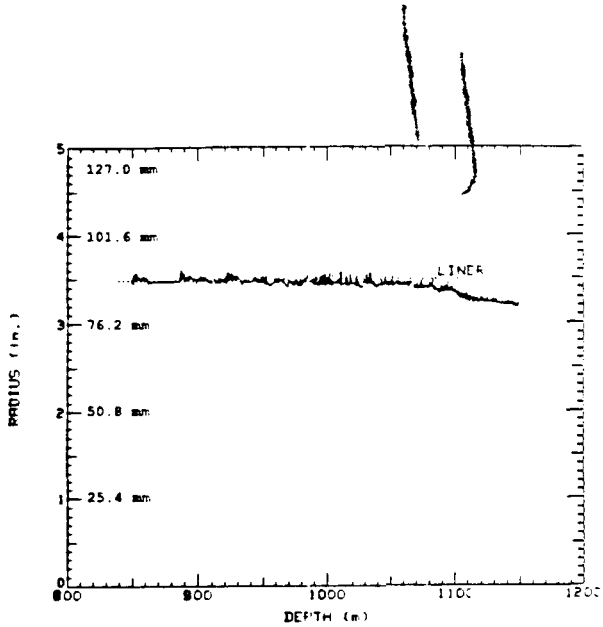


Figure 24. Radii from caliper data in Miravalles Well PGM-10.

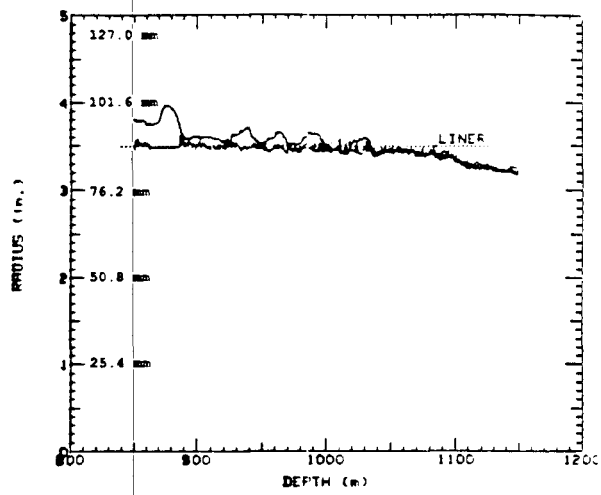


Figure 25. Radii from spinner and caliper data in Miravalles Well PGM-10.

With regard to production Well PGM-10, the fluid velocity calculations show calcite buildup both inside and outside the slotted liner. Reaming the inside of the liner would not help to relieve a plugged production zone. Some type of a leaching process would need to be developed to eliminate the calcite deposits.

The analysis of the STP data, obtained in Well PGM-10, demonstrates the value of this newly developed logging tool in analyzing the conditions of a flowing natural geothermal well. Simultaneous measurements of temperature and pressure are needed to determine the thermodynamic state of the fluid, and the additional fluid velocity measurement allows mass flow rates to be calculated.

Also, using the data taken in the liquid region of the well, an *in situ* calibration can be made on the fluid velocity transducer. This calibration can then be used to calculate the fluid velocities in the entire well. This is demonstrated by the comparison of the velocity distribution calculated using the spinner data and that calculated using the thermodynamic fluid properties obtained from the temperature and pressure data.

BIBLIOGRAPHY

B. R. Dennis, S. P. Koczan, and E. L. Stephani, "High-Temperature Borehole Instrumentation," Los Alamos National Laboratory report LA-10558-HDR (October 1985).

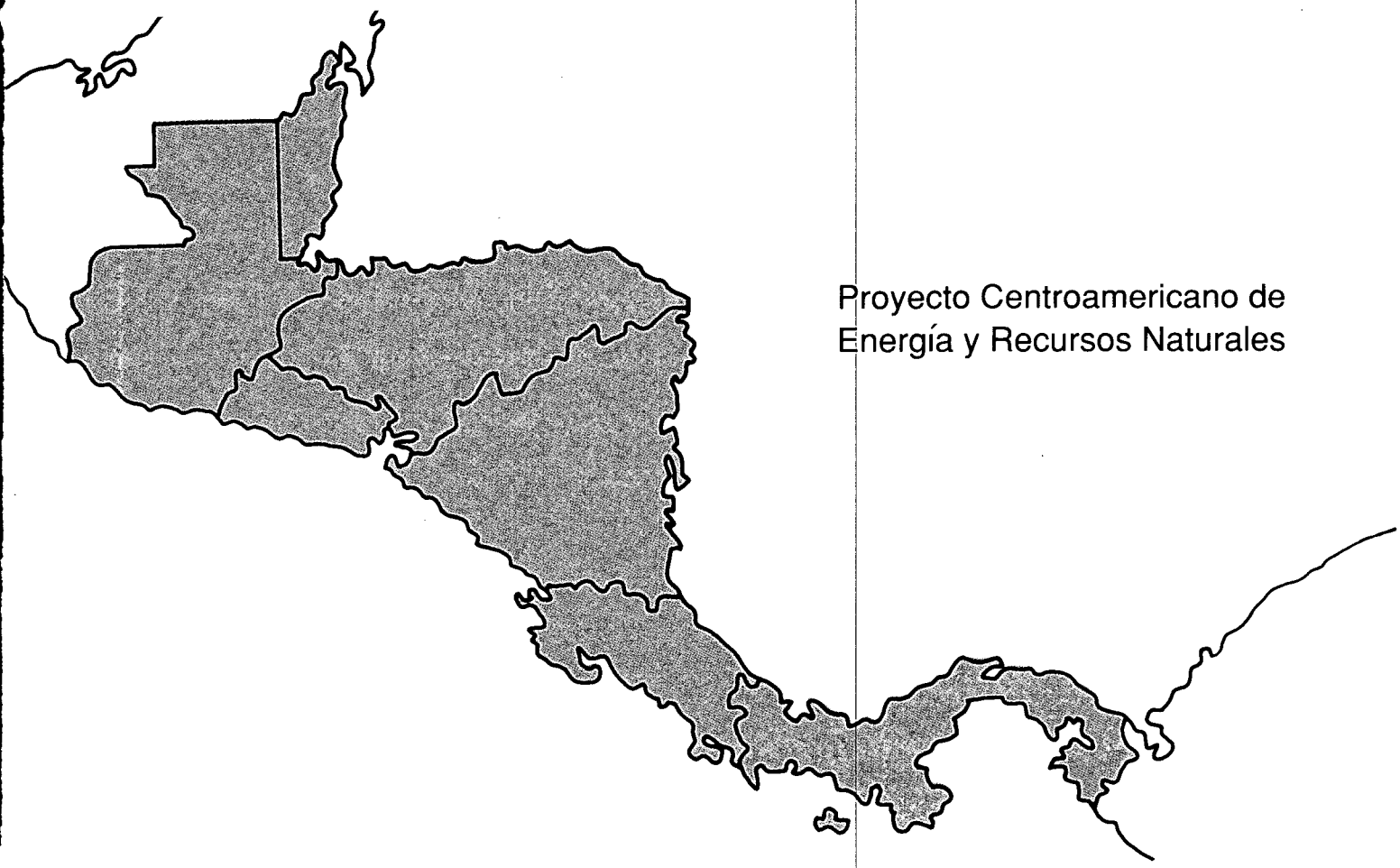
B. R. Dennis, "Symposium on High-Temperature Well-Logging Instrumentation," Los Alamos National Laboratory report LA-10745-C (November 1985).

B. R. Dennis, "Vapor Mass Ratio Measurements in Geothermal Production Wells," Geothermal Resources Council Transactions, Vol. II (October 1987).

P. Chavez, B. Garcia, and J. Kolar, "Passive Electronics Systems for Logging and Characterization of Geothermal Wells in the Miravalles Geothermal Field, Costa Rica," Los Alamos National Laboratory document LA-UR-86-1569.

LA-11510-MS, Part 1

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



Proyecto Centroamericano de
Energía y Recursos Naturales

Resultados de las Investigaciones en el Campo Geotérmico de Miravalles, Costa Rica Parte 1: Registros de Pozos

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

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-11510-MS, Part 1

UC-000
Issued: March 1989

Resultados de las Investigaciones en el Campo Geotérmico de Miravalles, Costa Rica Parte 1: Registros de Pozos

Bert R. Dennis
*Robert G. Lawton**
Jerome D. Kolar
*Alexis Alvarado***

**Consultant at Los Alamos, P.O. Box 310RL, Santa Fe, NM 87501.*
***Collaborator at Los Alamos. Instituto Costarricense de Electricidad, San José, COSTA RICA.*

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

CONTENIDO

Página

RESUMEN..... 1

I. INTRODUCCION..... 1

II. EQUIPO PARA REGISTROS DE POZOS GEOTERMICOS..... 3

III. PROGRAMA DE REGISTROS DE POZOS GEOTERMICOS EN MIRAVALLES, COSTA RICA..... 10

IV. DATOS DE LOS REGISTROS DE POZOS..... 11

V. DATOS DEL RTP Y ANALISIS TERMODINAMICO DEL POZO PGM-10..... 16

A. Datos 16

B. Análisis Termodinámico..... 18

VI. CONCLUSIONES..... 21

BIBLIOGRAFIA..... 23

RESULTADOS DE LAS INVESTIGACIONES EN EL CAMPO GEOTERMICO DE MIRAVALLES, COSTA RICA

PARTE I: REGISTROS DE POZOS

por

Bert R. Dennis, Robert G. Lawton, Jerome D. Kolar y Alexis Alvarado

RESUMEN

Las operaciones de registros de pozos efectuadas en el campo geotérmico de Miravalles en Costa Rica, se llevaron a cabo durante dos viajes de campo independientes. El programa de la Fase I utilizó un juego de instrumentos de alta temperatura para perforaciones, incluyendo el de temperatura/conejo, analizador de fluidos y el calibrador de tres brazos en el pozo PGM-3. Los mismos instrumentos fueron utilizados en el pozo PGM-10, junto con un estudio adicional efectuado por medio de un instrumento de medición de velocidad de fluido/temperatura/presión, el cual fue empleado para medir las propiedades termodinámicas de un pozo bajo condiciones de flujo. El programa de la Fase II complementó al de la Fase I por medio de la aplicación del juego de instrumentos en los pozos PGM-5, PGM-11 y PGM-12.

I. INTRODUCCION

La República de Costa Rica está tratando de desarrollar una planta generadora geotérmica en el flanco sureño del volcán de Miravalles, dentro de la zona volcánica de Guanacaste. Este desarrollo geotérmico complementaría los recursos hidroeléctricos del país y ayudaría a eliminar

el uso de hidrocarburos en la generación de energía eléctrica. El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) perforó ocho pozos de producción en el Campo Geotérmico de Miravalles, los cuales han penetrado un reservorio salobre geotérmico de alta temperatura a una profundidad de menos de 2 km. Las temperaturas del fluido exceden los 240°C y los niveles de gasto varían de 40 hasta 100 kg/s. Las pruebas de flujo de los pozos iniciales también revelan que la formación de incrustaciones de calcita podría representar un problema potencial en las perforaciones.

El ICE solicitó un programa de registros de las perforaciones para así disponer de un mejor conocimiento del reservorio de Miravalles y las características de los pozos de producción. Las herramientas de registro a elevada temperatura pueden identificar zonas de formación capaces de producir el fluido geotérmico, localizar áreas deterioradas en los pozos de producción, medir temperaturas, presiones y gastos de fluidos en función de la profundidad, y obtener muestras químicas en el sitio de los fluidos del reservorio. El equipo de registros de pozos a elevada temperatura en el campo de Miravalles podría determinar el potencial de producción y cualquier problema con la perforación, lo que podría resultar en una futura disminución de la producción. Esta información podría tener un impacto en la rentabilidad final de la planta generadora y la estrategia de producción del campo geotérmico.

El Grupo de Instrumentación de Ciencias Terrestres en el Laboratorio Nacional de Los Alamos ha desarrollado sistemas de instrumentación especializados para el registro de pozos a altas temperaturas durante los últimos 10 años. Estos sistemas de medición pozo abajo fueron diseñados para operar a temperaturas hasta de 300°C y presiones de fluido hasta de 103 MPa (15.000 psi). Estos instrumentos de medición pozo abajo pueden operar bajo esas condiciones dentro de períodos que varían de 8 a 30 horas. Esta capacidad de medición, única en su género, incluye la instrumentación, cable blindado de alta temperatura, sistemas de adquisición de datos y aparatos de registro de pozos para el diagnóstico pozo abajo en los pozos geotérmicos.

El programa de registros de pozos geotérmicos, patrocinado por la Agencia Estadounidense para Desarrollo Internacional (AID), proporcionó los fondos para la compra y fabricación de un sistema completo de registros a alta temperatura, el cual permanecerá en Centroamérica para ser usado entre los países que estén desarrollando la energía geotérmica. Con un equipo de técnicos capacitados tendrán a su disposición una amplia capacidad de registro. La capacidad de este sistema sería similar a la del sistema tan exitoso del Programa Hot Dry Rock, en el sitio Fenton Hill de Nuevo México.

II. EQUIPO PARA REGISTROS DE POZOS GEOTERMICOS

El equipo proporcionado por Los Alamos incluía un camión nuevo de registro con generadores eléctricos auxiliares, sistema de adquisición de datos, malacate de impulsión hidráulica y los controles asociados. El malacate contaba con un cable blindado de 3000 m (10.000 pies) y siete conductores eléctricos con aislamiento de teflón TFE. El sistema de blindaje del cable consistía de acero de arado galvanizado. El cable estaba capacitado para operar continuamente a temperaturas hasta de 320°C.

Como complemento del camión de registro, también fue necesario proporcionar los dispositivos necesarios para la instalación de los instrumentos de medición pozo abajo (comúnmente conocidos como herramientas de registro). Estos aparatos incluían las poleas, sellos de presión con camisa de enfriamiento, cabeza de control y dispositivo de enfriamiento del cable.

Todos los sistemas de medición pozo abajo fueron diseñados, fabricados y probados en el Laboratorio Nacional de Los Alamos. El juego de herramientas de registro consistía de cabezales de cable, un sensor de temperatura con posicionador del collar de funda (PCF), un analizador de fluido pozo abajo, un calibrador de tres brazos y una herramienta de rotación/temperatura/presión de velocidad de fluidos.

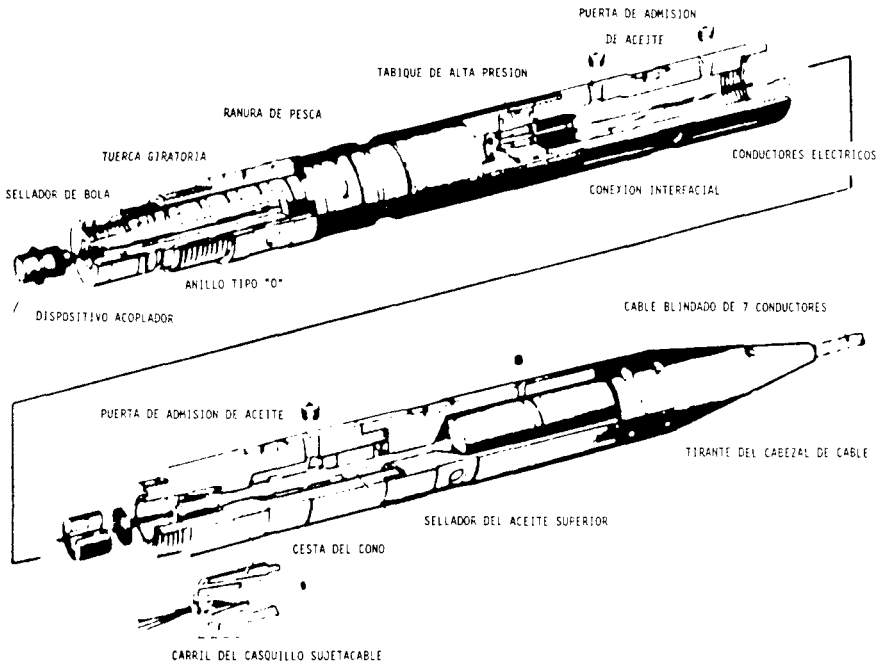


Figura 1. Cabezal de cable.

El cabezal del cable (Figura 1) fue diseñado específicamente para operación prolongada dentro de ambientes geotérmicos, donde las temperaturas de los fluidos exceden los 300°C. El cabezal permite la terminación del cable blindado de siete conductores y completa la transición de la herramienta de registro, a la vez que garantiza un ambiente a prueba de agua dentro de los fluidos geotérmicos a altas temperaturas y presiones. También permite su desconexión del cable blindado, en caso de que la herramienta se atore dentro de la perforación. El cabezal de cable diseñado en Los Alamos ha sido utilizado en múltiples mediciones pozo abajo dentro de perforaciones geotérmicas, donde las temperaturas de los fluidos exceden los 300°C. Para muchas de estas operaciones de registro fue necesario que los instrumentos permanecieran pozo abajo por períodos de más de 24 horas.

Los estudios de temperatura de la perforación son usados para determinar el gradiente termal a lo largo de la perforación, bajo condiciones tanto estáticas como de flujo. Fácilmente se detectan las anomalías en temperatura de las regiones con flujo de líquido hacia dentro o hacia afuera de la perforación, con lo que se ubican las intersecciones de fracturas o tal vez tubería averiadas. La herramienta de temperatura usada en Miravalles incluía el PCF para detectar las señales características de la tubería (Figura 2), para así permitir la corrección de la profundidad de la herramienta debida al alargamiento del cable. A la cámara de presión también se le puede adaptar un anillo calibrador o "conejo" para calibrar el diámetro de la perforación. El PCF con conejo fue descendido inicialmente en cada perforación, antes de hacer el registro con paquetes de instrumentación más caros y más complejos.

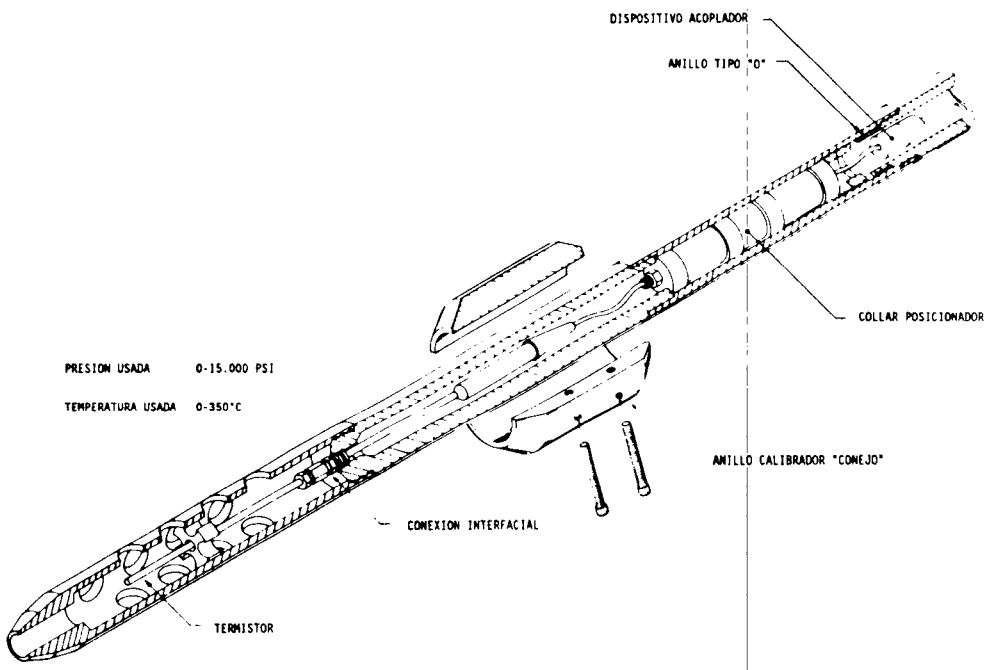


Figura 2. Herramienta localizadora del collar posicionador/temperatura de bajo diámetro.

El analizador de fluido de perforación fue usado para obtener ocho muestras en el sitio de cinco de los pozos registrados en el campo de Miravalles. La herramienta es operada abriendo y cerrando una válvula de flujo de la botella de muestras (de 4 litros). Una vez colocado el muestreador a la profundidad deseada en la perforación, se utiliza un motor de CD para altas temperaturas y operación pozo abajo para abrir y cerrar las válvulas de flujo (Figura 3). El motor se activa desde la fuente de poder, ubicada en el camión de registro. Los resultados de los análisis químico e isotópico de las muestras serán tratados en otro reporte (Parte II de esta serie).

La determinación de las condiciones de la perforación en cuanto a diámetro de la tubería de revestimiento, contorno, desgaste o acumulaciones de incrustaciones puede ser medida con la herramienta calibradora de tres brazos. Estos brazos están montados radialmente, con

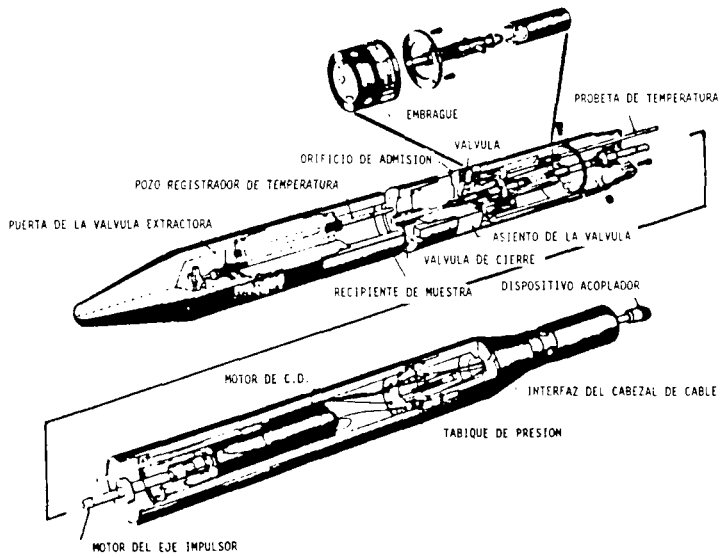


Figura 3. Muestreador del fluido de perforación.

una separación angular de 120° entre cada uno y son de operación independiente. Normalmente la herramienta de calibración se utiliza dentro de la perforación con los brazos retraídos y descendida hasta que llegue a la menor profundidad deseada. Una vez hecho ésto, se extienden los brazos aplicando corriente al motor de CD. Cuando están totalmente extendidos, los brazos ejercen una moderada fuerza (a través de resortes) contra la perforación o pared del tubo. Una vez en esta posición, la herramienta es izada a través de la perforación y el movimiento de cada brazo, conforme sigue el contorno, es transformado a un movimiento rotacional detectado por un potenciómetro de tipo coseno. La señal de salida de cada uno de los tres potenciómetros está en función del radio desde la línea central de la herramienta centralizada hasta la punta del brazo (Figura 4). Antes de cada registro se verifica la exactitud del calibrador.

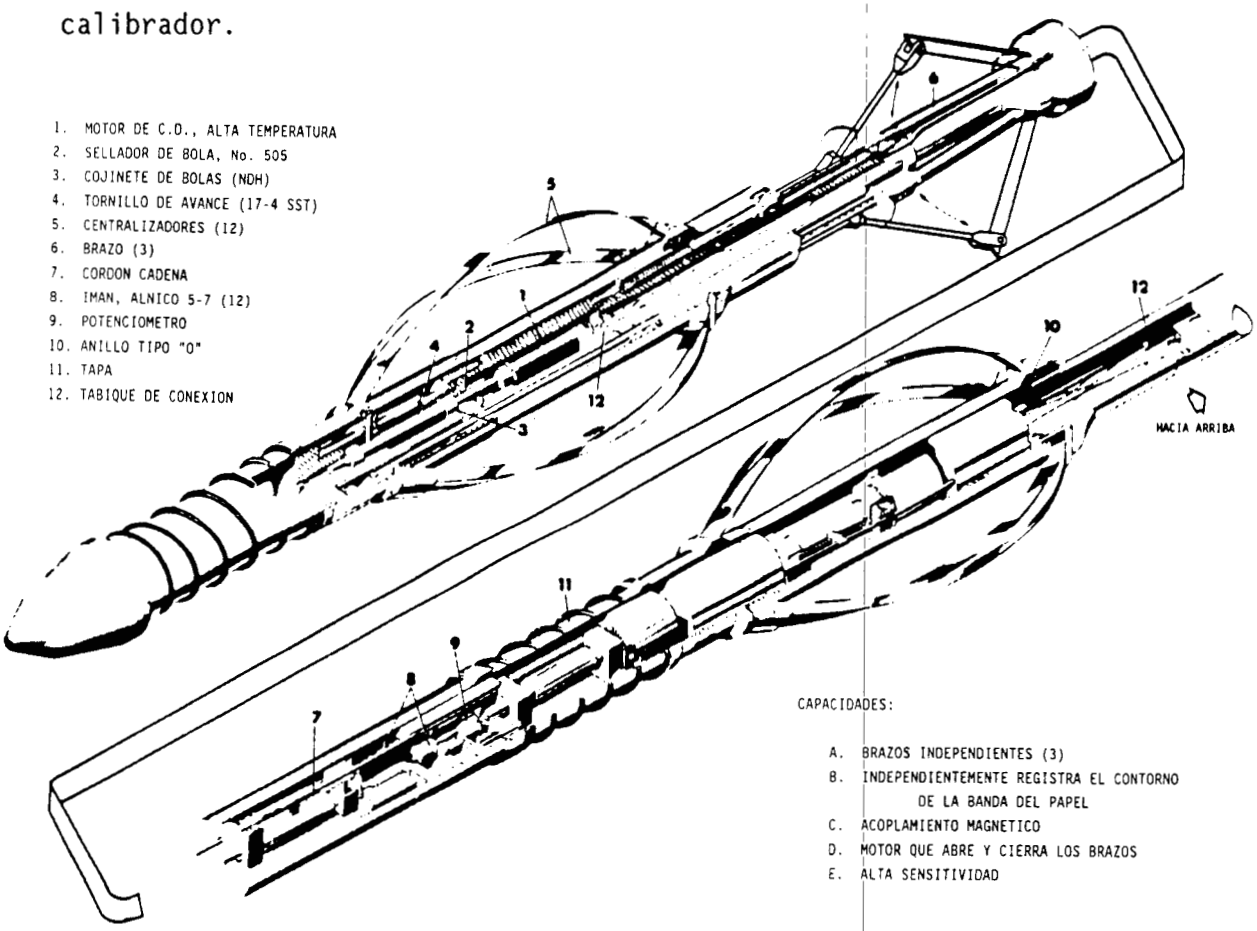


Figura 4. Herramienta calibradora y de contorno.

Para determinar el estado termodinámico del fluido en movimiento de la perforación es necesario obtener mediciones simultáneas de temperatura, presión y velocidad de fluido. Para poder hacer ésto, se diseñó una herramienta de registro de pozos a alta temperatura (300°C), específicamente para ser usada en los pozos de producción en Centroamérica. La herramienta es comúnmente conocida como la rotor/temperatura/presión o herramienta RTP (Figura 5). El transductor de velocidad de fluido (rotor) incluye un impelente rotativo con baleros de acero endurecido en el eje. El eje rotativo opera un interruptor tipo "reed", el cual transforma la velocidad rotativa del impelente a frecuencia de pulsos, registrada como frecuencias hertz. De esta forma la velocidad rotativa en hertz es proporcional a la velocidad del fluido, relativa a la herramienta de registro.

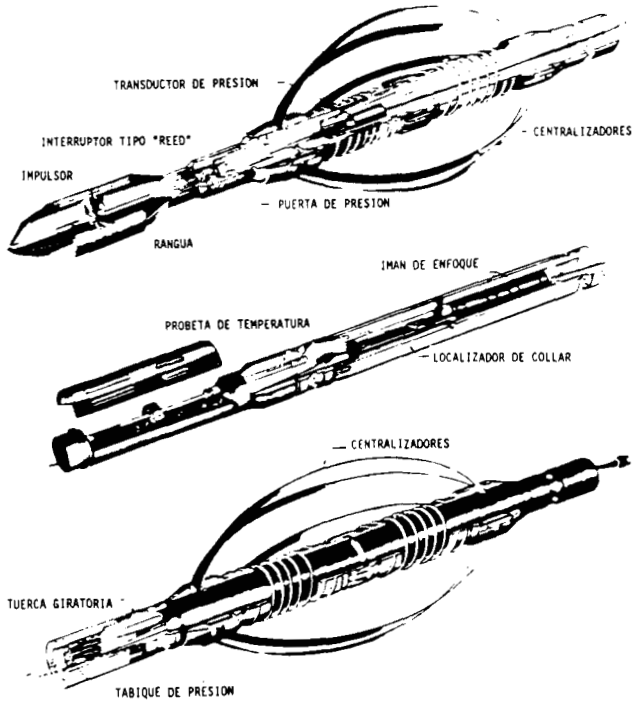


Figura 5. Herramienta rotor/temperatura/presión (RTP).

La proporción se determina cuando se registra en la sección que está llena de líquido. El sensor de temperatura consiste de un termistor calibrado para medir con una exactitud de 0,10 hasta 300°C y el transductor de presión a alta temperatura proporciona exactas lecturas de presión en los fluidos geotérmicos, cuando se emplean meticulosos procedimientos de calibración. El transductor de presión usado en la nueva herramienta RTP es un transductor de presión de medición potenciométrica con magnitudes de 0 a 68,94 MPa (10.000 psi). El voltaje de excitación fue detectado en el medidor de presión, así que la fuente de poder en la superficie compensó las pérdidas en la línea, por toda la longitud de 3.000 m (10.000 pies) del cable de registro. En 1985, la herramienta RTP aún estaba en la fase de diseño y el transductor de presión de 68,94 MPa (10.000 psi) fue substituido en el último momento, porque los transductores ordenados específicamente para esta herramienta aún no habían llegado a Los Alamos. Como resultado de ésto, el transductor de presión no había sido calibrado bajo condiciones de laboratorio. Todo el equipo necesario para efectuar las operaciones de registro de pozos requeridas en Costa Rica estaba disponible, con excepción del nuevo camión de registro, el cual no llegaría a Los Alamos sino hasta después de terminadas las planeadas operaciones de campo en Costa Rica. En su lugar, el grupo de instrumentación en Los Alamos adaptó una unidad perforadora de registro de pozos usada costa afuera para emplearse en Costa Rica, hasta poder disponer del nuevo camión. La unidad fue montada en un remolque de plataforma, el cual también contenía el motor diesel para propulsar el sistema hidráulico para el malacate y el generador eléctrico para abastecer el sistema eléctrico.

El sistema de adquisición de datos controlado por computadora, comprado para el nuevo camión de registro, también fue instalado en la unidad provisional de registro. También se proporcionó un remolque de apoyo para almacenaje de todas las herramientas de registro, partes de repuesto y equipo auxiliar, así como para proporcionar un área de trabajo en el campo. Todo este equipo fue devuelto a Los Alamos una vez terminadas las planeadas operaciones de campo.

III. PROGRAMA DE REGISTROS DE POZOS GEOTERMICOS EN MIRAVALLES, COSTA RICA

Con el apoyo proporcionado por la AID, la unidad de registro de pozos de Los Alamos fue puesta a disposición del ICE en Costa Rica, para efectuar las deseadas mediciones pozo abajo en los pozos geotérmicos de Miravalles.

A través de pláticas con los representantes del ICE se definió un programa de registros que asignó la mayor prioridad a las siguientes mediciones: temperatura, presión y velocidad de fluido en función de la profundidad, el contorno y diámetro de la tubería de revestimiento del pozo y camisas ranuradas, y la recolección pozo abajo de muestras de fluido del reservorio, incluyendo los gases disueltos.

El programa de registro de pozos en Miravalles fue planeado para efectuarse durante dos viajes de campo independientes. La primera operación (Fase I) incluyó el registro de los pozos PGM-3 y PGM-10. Si bien PGM-3 era un buen pozo de producción, requirió una inyección de gas para iniciar el flujo del pozo. El programa de registros requirió solamente registros estáticos en este pozo. De esta manera, el pozo PGM-3 proporcionó al equipo de campo de Los Alamos la oportunidad de probar todo el equipo enviado a Costa Rica, familiarizarse con el ambiente del reservorio de Miravalles y trabajar junto con el personal del ICE para establecer procedimientos de registro, bajo las condiciones más seguras y menos molestas de pozos productivos estáticos. El segundo pozo, PGM-10, fue registrado bajo condiciones estáticas y de flujo. Se obtuvo un juego completo de estudios de la perforación y el análisis más comprensivo fue efectuado basándose en estos datos.

Los planes para el segundo viaje al campo de Miravalles (Fase II) incluyeron el registro de pozos PGM-5, PGM-11 y PGM-12, tres pozos en producción con altos niveles de flujo. Desafortunadamente, se encontró con dos problemas que impidieron el registro de estos pozos bajo

condiciones de flujo. Los pozos PGM-5 y PGM-11 fueron registrados bajo condiciones estáticas dado que las restricciones ambientales redujeron los niveles de flujo a niveles muy bajos y por períodos de tiempo muy cortos. El pozo PGM-12 está ubicado cerca de un estanque retenedor que cumple con los requisitos ambientales. Sin embargo, este pozo (al igual que el PGM-3) también requirió una inyección de gas para iniciar su flujo. El equipo normalmente usado para inyectar los pozos no estaba disponible en la localidad, así que el pozo PGM-12 también fue registrado únicamente bajo condiciones estáticas.

IV. DATOS DE LOS REGISTROS DE POZOS

La Fase I de las operaciones de registros fue efectuada durante septiembre de 1985; la Fase II fue efectuada un año después, durante septiembre de 1986. La Tabla I presenta la información de los cinco pozos registrados, tal como fue proporcionada por el ICE.

TABLA I

INFORMACION DEL POZO

	Fase I		Fase II		
Número de Pozo	PGM-3	PGM-10	PGM-5	PGM-11	PGM-12
Diámetro de la tubería de revestimiento (mm)	244,5	244,5	340,0	244,5	340,0
Diámetro de la camisa (mm)	193,7	193,7	244,5	193,7	244,5
Fondo de la tubería de revestimiento (m)	634,0	745,0	553,0	787,0	530,0
Parte superior de la camisa (m)	587,0	733,0	535,0	785,0	530.0
Parte superior de las ranuras (m)	645,0	756,0	1611,0	871,0[a]	585,0
Fondo de las ranuras (m)	695,0	1782,0	1830,0	1304,0[a]	1590,0
Fondo de la camisa (m)	696,0	1782,0	1830,0	1304,0[a]	1590,0
Fondo del pozo (m)	?	1804,0	?	1452,0	?

[a]Blindador de camisa de 1152 a 1187 m.

Los cinco pozos fueron registrados con la herramienta de temperatura/conejo y el calibrador de tres brazos, bajo condiciones estáticas o de pozo sellado. Dado a que el pozo PGM-3 no estaba bajo condiciones de flujo, no requirió del sello de presión ni del empaque para el cable en el cabezal del pozo. El estudio de temperatura estática en el pozo PGM-3 (Figura 6) muestra un elevado gradiente de temperatura alcanzando 240°C a 685 m. Se muestra una zona de ebullición desde cerca de los 210 m hasta los 260 m. El nivel de agua reportado en la perforación era de 260 m. Se registró una zona isotermal empezando alrededor de los 590 m y otra empezando a los 635 m. La parte superior de la camisa (587 m de acuerdo con la lista del entubado) fue identificada a los 588 m de profundidad de la línea guía, a través del posicionador de collar en la herramienta de temperatura. El fondo de la tubería de revestimiento está a 635 m. Los datos sugieren un mecanismo de flujo convectivo abajo de la parte superior de la camisa. El estudio con el calibrador de tres brazos en PGM-3 (Figura 7)*, confirma que la parte superior de la camisa está a los 587 m, con las ranuras de la misma apareciendo alrededor de los 640 m. La camisa muestra evidencias de acumulaciones de calcita. Los registros de temperatura y de calibrador fueron efectuados hasta una profundidad de 686 m.

El pozo PGM-10 era un pozo en producción y fue registrado tanto bajo condiciones estáticas como de flujo. En la Sección V de este reporte se presenta un análisis termodinámico de los datos bajo flujo. En la Figura 8 se muestra el estudio de temperatura/conejo bajo condiciones estáticas. Durante la prueba de temperatura, la herramienta se detuvo a los 1160 m debido a acumulaciones de calcita en la camisa, como se confirmó por el estudio de calibrador, Figura 9. El nivel de agua con el pozo sellado fue estimado a ser de cerca de 300 m; fue observado a una

*El calibrador de tres brazos está graduado en pulgadas con un medidor calibrador de precisión. Por lo tanto el radio está trazado en pulgadas.

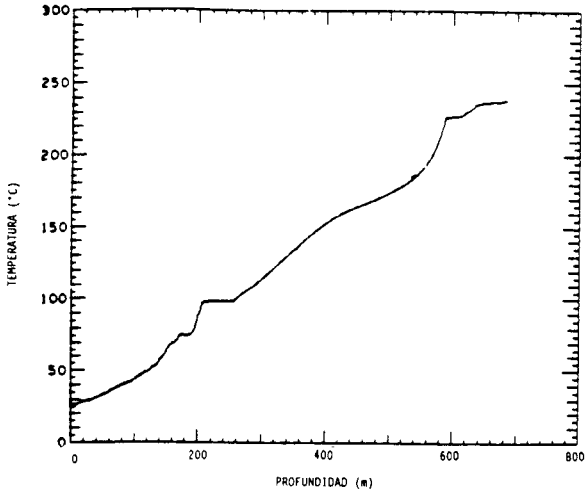


Figura 6. Estudio de temperatura en el pozo PGM-3 de Miravalles, 9 de septiembre de 1985.

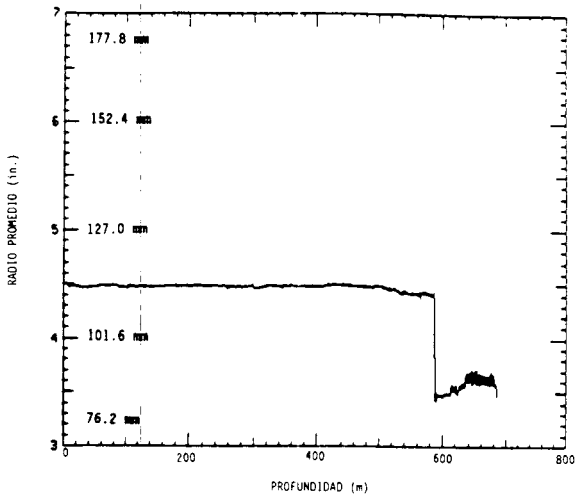


Figura 7. Estudio con calibrador de tres brazos en el pozo PGM-3 de Miravalles, 14 de septiembre de 1985.

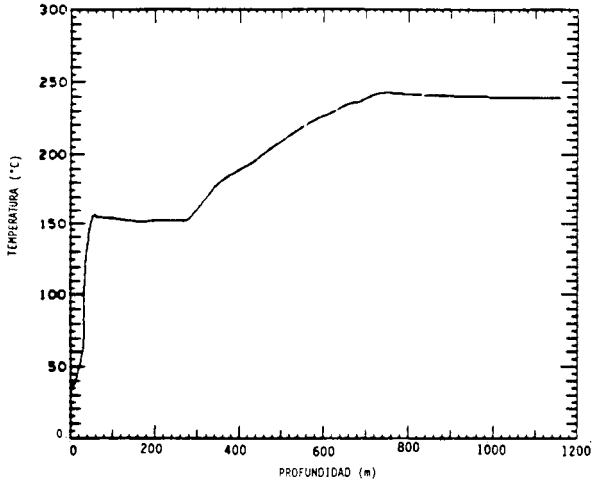


Figura 8. Estudio de la temperatura en el pozo PGM-10, 17 de septiembre de 1985.

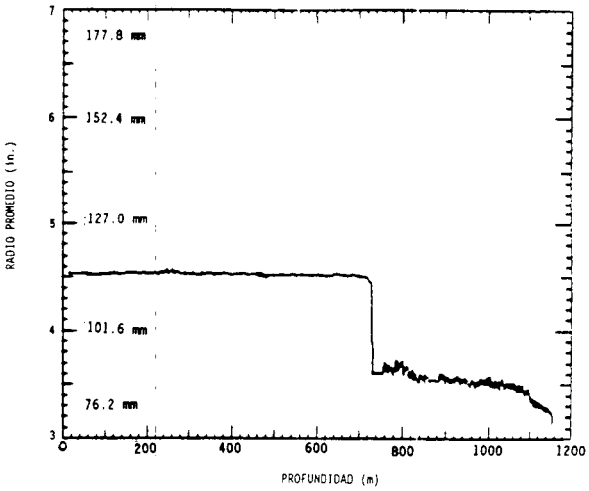


Figura 9. Estudio con calibrador de tres brazos en el pozo PGM-10 de Miravalles, 17 de septiembre de 1985.

profundidad de 290 m. Abajo de los 1000 m es evidente la acumulación de calcita en la camisa. Estos datos serán discutidos con mayor detalle en la Sección V. La parte superior de la camisa fue registrada a los 735 m de profundidad del cable guía, de nuevo conforme con la lista del entubado y los datos de temperatura.

El pozo PGM-5 era un pozo de producción, pero fue registrado bajo condiciones de pozo sellado. El estudio de temperatura/conejo fue hecho hasta una profundidad de 1820 m (un poco arriba del fondo de la camisa ranurada). Los datos de temperatura muestran un nivel estático de agua de cerca de 270 m y la interfaz de la camisa entre 530 a 540 m, según la lista del entubado a 535 m (Figura 10). El fluido bifásico está supercalentado hasta la superficie. El líquido es casi isotérmico en la región ranurada de la camisa. ICE reportó un problema de acumulación a profundidades de cerca de 1050 m. Estos datos fueron confirmados por el estudio con calibrador, el cual muestra una gran acumulación de calcita a partir de los 1050 m y hasta la parte superior de la camisa (Figura 11).

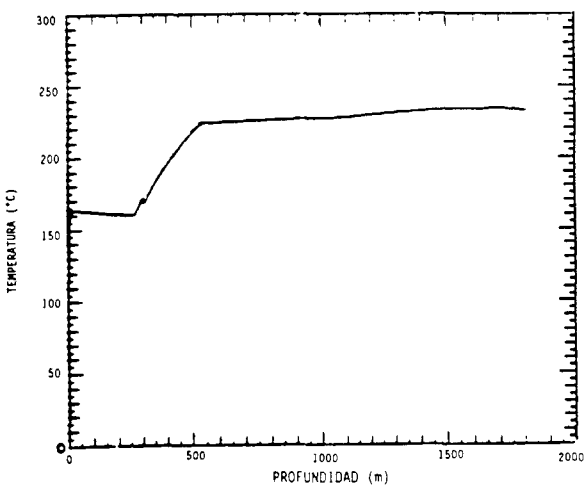


Figura 10. Registro de temperatura en el pozo PGM-5 de Miravalles, 20 de septiembre de 1986.

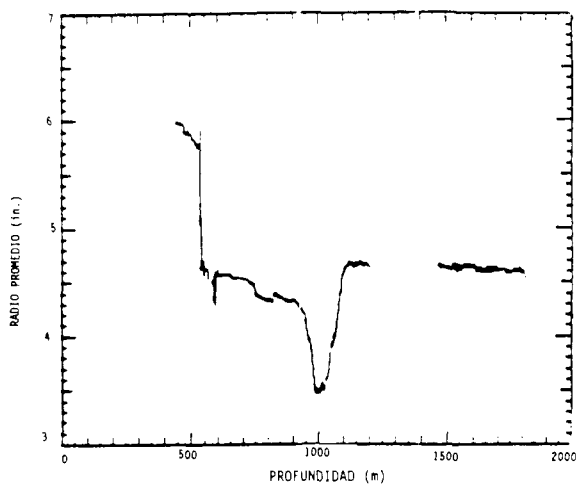


Figura 11. Estudio con calibrador de tres brazos en el pozo PGM-5 de Miravalles, 20 y 21 de septiembre de 1986.

También existe evidencia de calcita en la parte baja de la tubería de revestimiento y en la camisa.

El pozo PGM-11, al igual que PGM-5, fue otro pozo de producción registrado únicamente bajo condiciones selladas. El nivel de agua fue detectado a una profundidad de 360 m y la parte superior de la camisa a los 785 m, como se muestra en el estudio de temperatura de la Figura 12. La camisa estaba blindada hasta los 871 m, ranurada desde 871 hasta 1152 m, luego blindada de nuevo hasta los 1187 m y ranurada desde 1187 hasta 1304 m (fondo de la camisa), lo cual explica el perfil de temperatura a partir de los 800 m. El estudio con calibrador de tres brazos, Figura 13, no muestra evidencia de acumulación de calcita en la parte inferior de la camisa, pero sí muestra acumulación en la región abajo de la parte superior de la camisa y en la parte baja de la tubería de revestimiento.

El pozo PGM-12 también era un pozo de producción pero sólo fluiría en ascenso después de inyectarlo con aire comprimido. En este pozo, el bombeo de aire comprimido se inició varios días antes de instalar el

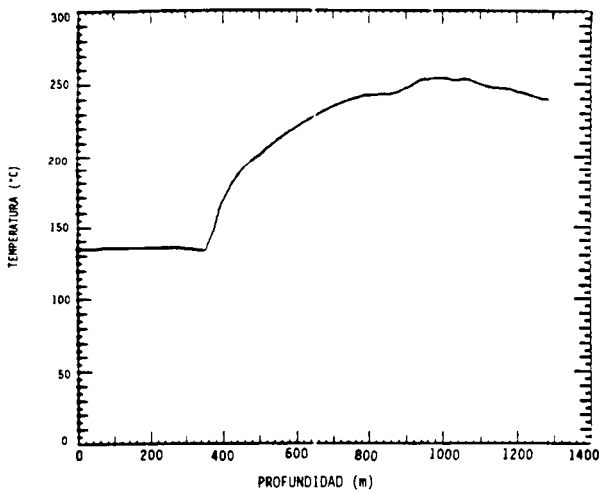


Figura 12. Estudio de temperatura en el pozo PGM-11 de Miravalles, 24 de septiembre de 1986.

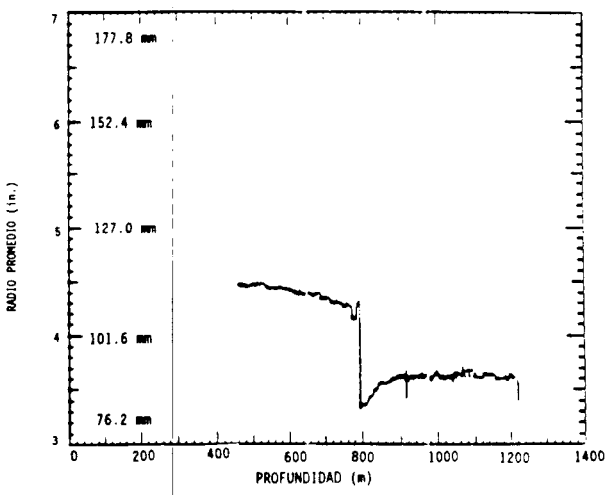


Figura 13. Estudio con calibrador de tres brazos en el pozo PGM-11 de Miravalles, 24 de septiembre de 1986.

equipo para el estudio de temperatura/conejo y continuó en forma intermitente. Sin embargo, el pozo no fluyó y sólo se efectuó un estudio de temperatura bajo condiciones estáticas, como se muestra en la Figura 14. El nivel de agua estática reportado fue de 250 m, pero se detectó una zona de agua hirviente de los 100 a los 160 m, durante este mismo registro de temperatura. Se registró una depresión de temperatura entre 160 y 200 m. La anomalía depresiva aparentó ser real, como resultado de la repetición del registro a través de esta zona. La primera región isotermal empieza a los 530 m, lo cual concuerda de nuevo con la parte superior de la camisa ranurada, según la lista de la tubería de revestimiento. En este pozo no se efectuó ningún estudio con el calibrador de tres brazos.

Además de los estudios de temperatura y calibrador efectuados en cada uno de los pozos, también se obtuvieron en el sitio muestras de fluidos por medio del muestreador de líquidos a alta temperatura. Se obtuvieron tres muestras de fluido de PGM-3 a los 686 m, tres de PGM-10 a los 1143 m, uno de PGM-5 a los 1600 m y uno de PGM-12 a los 580 m. Los resultados de los análisis geoquímicos de estas muestras serán presentados en otro informe de esta serie.

V. DATOS DEL RTP Y ANALISIS TERMODINAMICO DEL POZO PGM-10

A. Datos

Empleando la herramienta RTP se obtuvieron datos del pozo PGM-10, durante el 18 y 19 de septiembre de 1985. El 18 de septiembre el pozo estaba sellado (estático); durante el 19 de septiembre se reportó que el pozo estaba fluyendo a 21 kg/s. Las Figuras 15 y 16 muestran los datos del rotor para las condiciones estática y con flujo, respectivamente. Los datos sin procesar del rotor eran un tanto erráticos y los datos presentados en este reporte han sido procesados a través de un promedio multipunto. La Figura 17 muestra los datos de los estudios de temperatura para ambas condiciones.

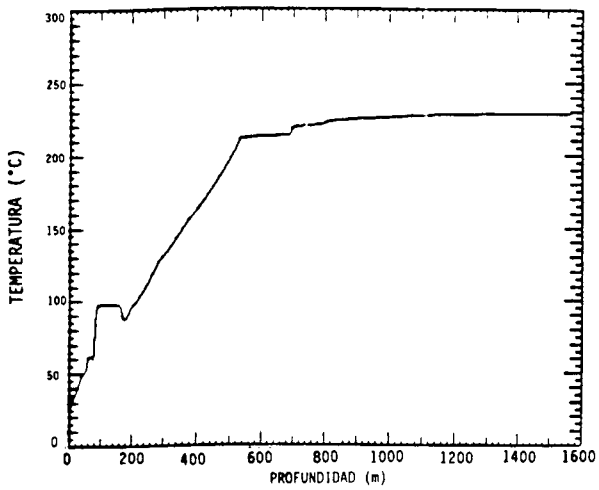


Figura 14. Estudio de temperatura del pozo PGM-12 de Miravalles, 25 de septiembre de 1986.

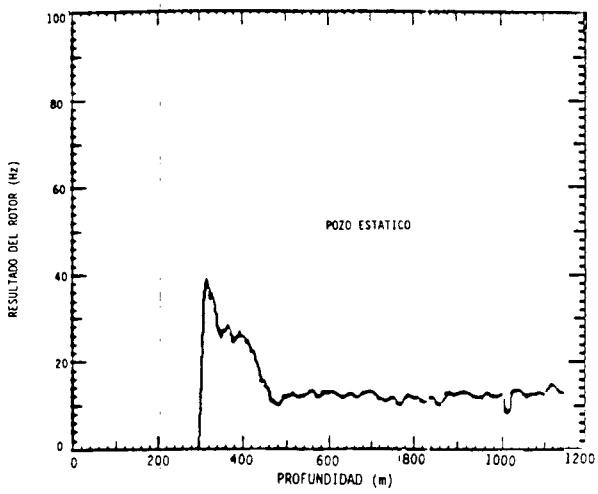


Figura 15. Resultados del rotor RTP en el pozo PGM-10 de Miravalles, 18 de septiembre de 1985.

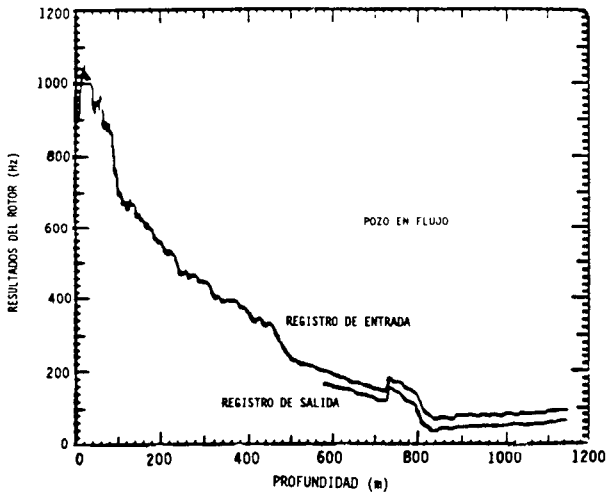


Figura 16. Resultados del rotor del RTP en el pozo PGM-10 de Miravalles, 19 de septiembre de 1985.

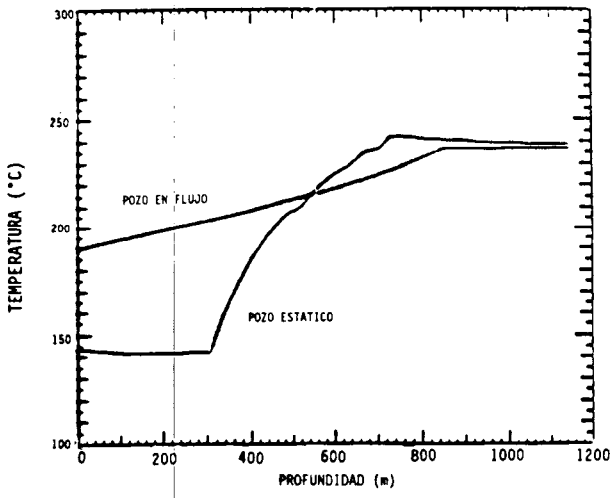


Figura 17. Estudio de temperatura del RTP en el pozo PGM-10 de Miravalles, 18 y 19 de septiembre de 1985.

La Figura 18 presenta las distribuciones de presión calculadas para las condiciones estática y con flujo. Como se mencionó anteriormente, el transductor de presión en la herramienta RTP no había sido calibrado, de tal manera que fue necesario hacer una calibración en el sitio. Para la condición estática, los datos del rotor indican una turbulencia entre los 300 y los 480 m (Figura 15). Esta era la región en ebullición, o sea bifásica. Abajo de la profundidad de 480 m, todo el fluido era líquido, como se demuestra por la interrupción de la curva de temperatura a los 480 m (Figura 17). Para la condición con flujo, los datos del rotor y temperatura muestran a la región en ebullición entre 0 y 850 m (Figuras 16 y 17). En una superficie líquida, donde se inicia la ebullición, la presión absoluta es la presión de saturación basada en la temperatura a ese punto y, en la región líquida, el gradiente de presión es el gradiente hidrostático. Los datos geoquímicos obtenidos de muestras de líquidos del pozo dieron un valor de 1,00+ para la gravedad específica. A una temperatura promedio de 236°C, los gradientes de presión en las regiones líquidas serían de 0,00803 MPa/m. Usando los dos valores conocidos de presión y de gradientes, se obtuvo la calibración requerida ajustando a una curva de cuadrados mínimos los datos de presión del RTP en la región líquida. Una vez disponible la calibración, se utilizó un ajuste con curva de cuadrados mínimos para procesar los datos para la condición con flujo entre 0 y 850 m. En la Figura 18 no se muestran datos para la condición estática entre 0 y 320 m porque el transductor de presión tenía una desviación respecto al cero de 0,53 MPa y la presión en esta región de vapor era inferior a la desviación respecto al cero.

B. Análisis Termodinámico

La Figura 19 muestra las presiones de saturación y las calculadas, para las condiciones estática y con flujo. Las presiones en el fluido bifásico, de 0 a 850 m dentro del fluido en movimiento, fueron inferiores a las presiones de saturación, indicando que la fase del vapor se

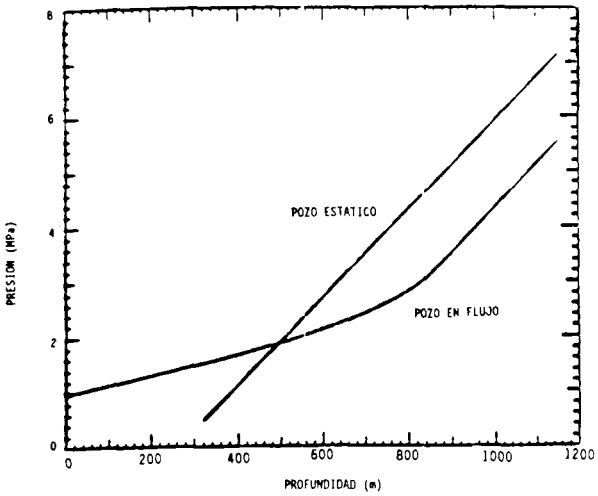


Figura 18. Estudio de presión calculada de RTP para el pozo PGM-10 de Miravalles, 18 y 19 de septiembre de 1985.

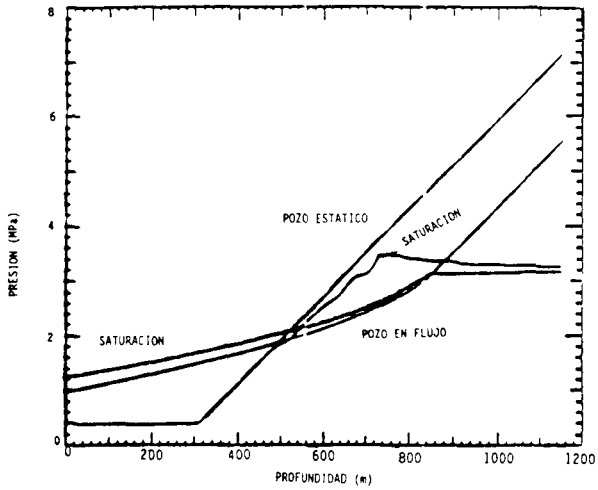


Figura 19. Presiones de RTP y presiones de saturación en el pozo PGM-10 de Miravalles.

encontraba en su estado supercalentado. Asumiendo que no hubo pérdida de calor total (entalpía) del fluido bifásico y conociendo tanto las temperaturas como las presiones, la distribución de la relación masa de vapor (calidad) fue calculada para la región entre 0 y 850 m. Estos resultados se muestran en la Figura 20. Estos cálculos revelaron que la entalpía del vapor era esencialmente constante en toda la región bifásica.

Los datos del rotor de la región líquida del pozo con flujo fueron usadas para calibrar el rotor. La señal de salida del rotor pozo abajo es proporcional a la velocidad del fluido más la velocidad de la herramienta. Durante el ascenso, la señal de salida del rotor es proporcional a la velocidad del fluido menos la velocidad de la herramienta (las velocidades de la herramienta se obtienen de los datos de tiempo/profundidad). Empleando estas relaciones, la constante de proporcionalidad para el rotor fue calculada en 0,017 m/s/Hz. Este valor

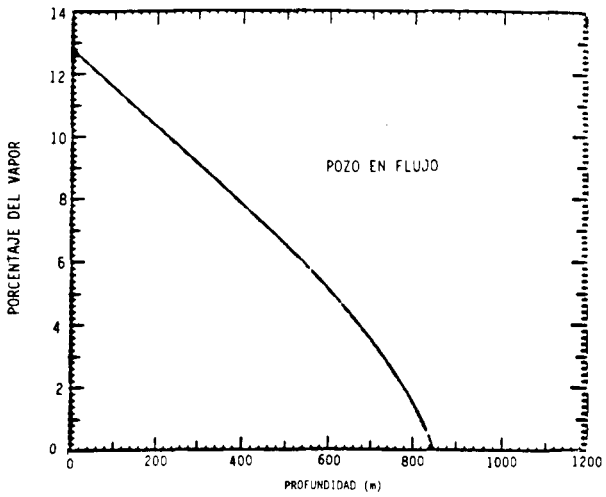


Figura 20. Cálculos de la calidad de vapor en el pozo PGM-10 de Miravalles.

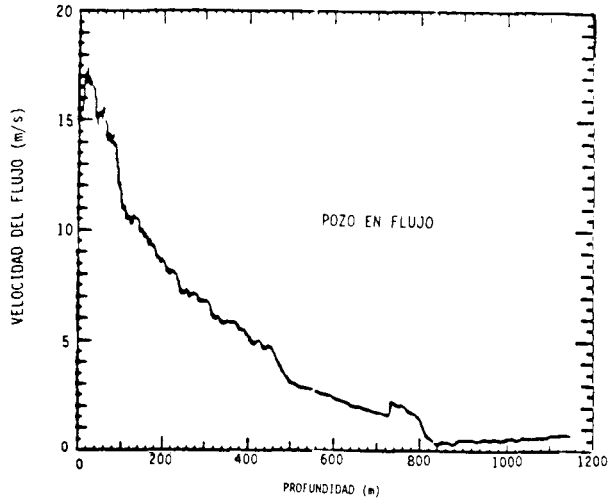


Figura 21. Velocidades de fluido medidas en el pozo PGM-10 de Miravalles.

fue usado para calcular la distribución de la velocidad del fluido para todo el pozo en condiciones de flujo, partiendo de los datos del rotor. La Figura 21 muestra esta distribución de velocidad calculada.

Los datos del calibrador obtenidos del pozo PGM-10 indicaron un radio mínimo de 82 mm (3,22 in.) a una profundidad de aproximadamente 1150 m. La velocidad máxima calculada del fluido en esta región fue de 1,34 m/s. Usando estos valores y la densidad de fluido apropriada, el nivel de flujo de masa del pozo fue calculado en 23 kg/s. Usando este nivel de flujo de masa, las calidades del vapor, y las propiedades termodinámicas del fluido, se calculó la distribución de velocidad para la región bifásica. La Figura 22 muestra estos resultados, además de los obtenidos independientemente a través de los datos del rotor.

Con un nivel constante de flujo de masa, las velocidades en un líquido son inversamente proporcionales a las áreas de flujo. Usando el nivel de flujo calculado de 23 kg/s y los resultados de los datos del

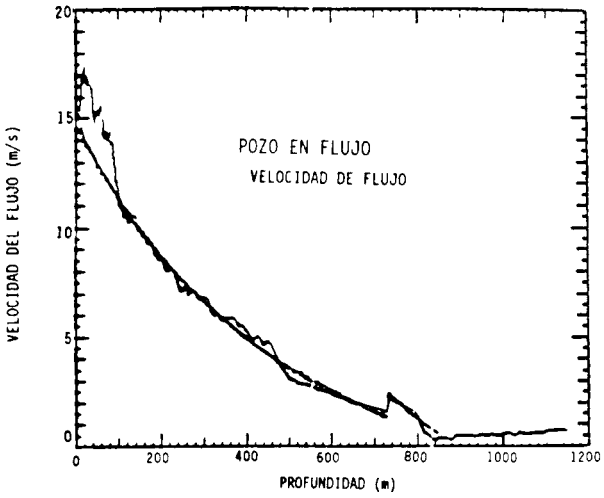


Figura 22. Velocidades de fluido medidas y calculadas del pozo PGM-10 de Miravalles.

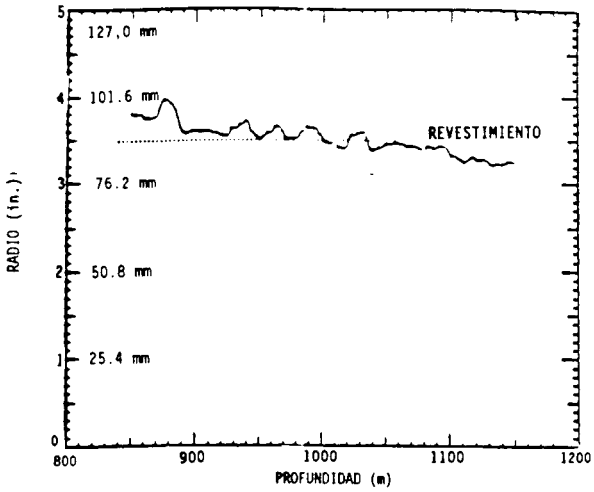


Figura 23. Radio de flujo efectivo obtenido de los datos del rotor en el pozo PGM-10 de Miravalles.

rotor, se calcularon los radios de flujo para el pozo abajo de los 850 m; estos resultados se muestran en la Figura 23. La línea punteada representa el radio interno de la camisa ranurada. Los radios calculados muestran la cantidad de depósitos de calcita en el interior de la camisa ranurada abajo de los 1000 m; aún más importante, indican depósitos de calcita en el exterior de la camisa. La Figura 24 muestra una porción de los datos del calibrador obtenidos del pozo PGM-10 el 17 de septiembre de 1985, entre 850 y 1150 m. Los datos del calibrador muestran evidencia de ranuras sin disminución en el radio hasta una profundidad de 1000 m; sin embargo, abajo de los 1000 m el radio medido se reduce y la indicación de ranuras disminuye. La Figura 25 muestra la comparación entre el radio de flujo calculado y los datos del calibrador.

VI. CONCLUSIONES

Los estudios estáticos efectuados en los pozos geotérmicos de Miravalles proporcionaron buena información sobre temperatura y

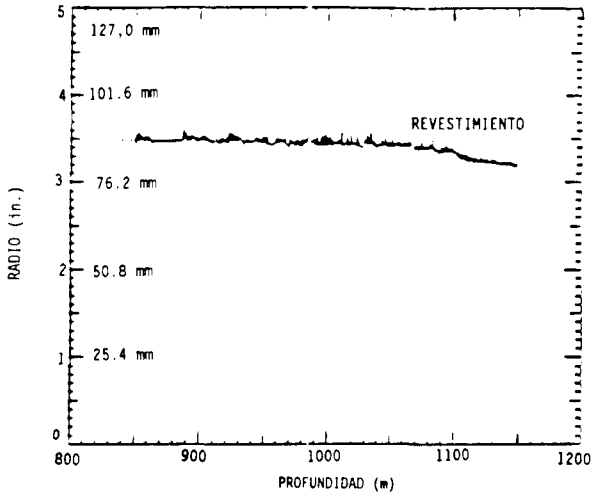


Figura 24. Radio basándose en datos del calibrador en el pozo PGM-10 de Miravalles.

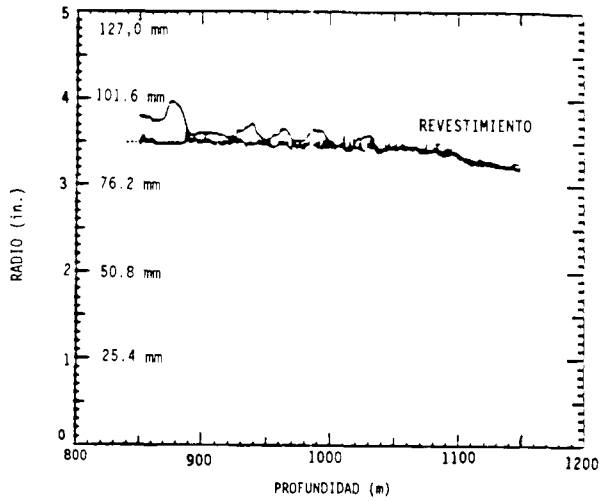


Figura 25. Radio basándose en datos de rotor y calibrador en el pozo PGM-10 de Miravalles.

calibración, confirmando e incrementando la información existente previamente generada por el ICE. Los registros estáticos son más útiles para determinar las condiciones dentro de la perforación y ciertamente pueden ser usados para investigar pozos sin flujo. Sin embargo, estos datos no ayudan a determinar las propiedades termodinámicas del reservorio geotérmico y el sistema de producción. Se requiere una combinación de registros bajo condiciones estáticas y con flujo, lo cual es evidente en los registros obtenidos en el pozo PGM-10.

Con relación al pozo de producción PGM-10, los cálculos de la velocidad del fluido muestran acumulaciones de calcita tanto dentro como afuera de la camisa ranurada. Escariando el interior de la camisa no ayudaría a restaurar una zona de producción tapada. Para eliminar los depósitos de calcita se requeriría desarrollo de algún tipo de lixiviación.

El análisis de los datos del RTP, obtenidos en el pozo PGM-10, demuestra el valor de esta herramienta de registros recientemente creada para analizar las condiciones de un pozo geotérmico natural, en condiciones de flujo. Se requieren mediciones simultáneas de temperatura y presión para determinar el estado termodinámico del fluido, y las mediciones adicionales de velocidad del fluido permiten el cálculo de niveles de flujo de masas.

También, usando los datos obtenidos en la región líquida del pozo, se puede efectuar en campo una calibración del transductor de velocidad de fluido. Esta calibración entonces puede ser usada para calcular las velocidades de fluido en todo el pozo. Esto se demuestra al comparar la distribución de velocidad calculada usando los datos del rotor, con la distribución calculada usando las propiedades termodinámicas del fluido, obtenidas de los datos de temperatura y presión.

BIBLIOGRAFIA

B. R. Dennis, S. P. Koczan, y E. L. Stephani, "High-Temperature Borehole Instrumentation," Los Alamos National Laboratory report LA-10558-HDR (October 1985).

B. R. Dennis, "Symposium on High-Temperature Well-Logging Instrumentation," Los Alamos National Laboratory report LA-10745-C (November 1985).

B. R. Dennis, "Vapor Mass Ratio Measurements in Geothermal Production Wells," Geothermal Resources Council Transactions, Vol. II (October 1987).

P. Chávez, B. García, y J. Kolar, "Passive Electronics Systems for Logging and Characterization of Geothermal Wells in the Miravalles Geothermal Field, Costa Rica," Los Alamos National Laboratory document LA-UR-86-1569 (April 1986).