



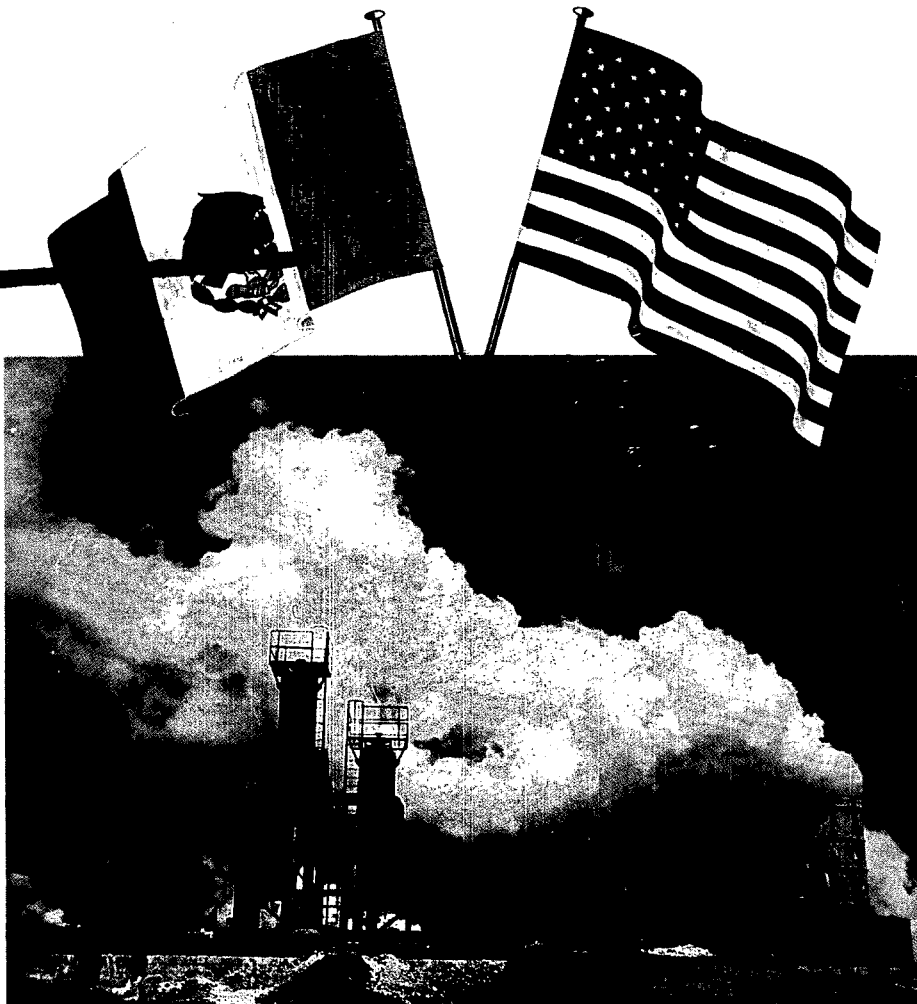
**CUARTO SIMPOSIO
SOBRE EL CAMPO GEOTERMICO DE CERRO PRIETO
BAJA CALIFORNIA, MEXICO**



AGOSTO 10 - 12. 1982

GUADALAJARA, JAL.

Organizado por
Comisión Federal de Electricidad
en cooperación con el
United States Department of Energy,
Division of Geothermal Energy



**ACTAS/PROCEEDINGS
VOLUMEN 2**



Coordinadora Ejecutiva
de Cerro Prieto
Mexicali, Baja California
México



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

GEOHERMAL DRILLING IN CERRO PRIETO

Abst

The number and characteristics of the different wells that have been drilled in the Cerro Prieto geothermal field to date enable ^{one} to summarize the basic factors in the applied technology, draw some conclusions, improve systems and procedures, and define some problems that have not yet been satisfactorily solved, although the existing solution is the best now available. For all practical purposes, the 100 wells drilled in the three areas or blocks into which the Cerro Prieto field has been divided have been completed. Both exploratory and production wells have been drilled; problems of partial or total lack of control have made it necessary to abandon some of these wells, since they were unsafe to keep in production or even to be used for observation and/or study.

Table 1 summarizes some figures on the wells and their type, the type of constructed wells and the accumulative meters that have been drilled for such wells. Of this group, 84 have been drilled for exploitation. A total of 19 have been drilled for exploration and some of these have become production wells. This table also indicates the wells that have had to be definitely abandoned (7), since damages in the casings made it impossible to guarantee safety. Part of such damage was largely due to certain construction deficiencies or to the limited mechanical capacities of the casings with which the wells were built, which become critical when the warming up and output assessment of the well are initiated. In addition to the foregoing factors, we cannot overlook some corrosion problems, both interior and exterior that have occurred over time and have worsened the damage in some wells.

After such wells were carefully examined, it was decided that repair could not guarantee satisfactory results, particularly in regard to safety, and that they should be plugged. Four wells went out of control, but fortunately two of them, wells M-8 and M-13, which were extremely serious, could be brought under control satisfactorily.

LOCATION

The Cerro Prieto geothermal field is located in the Mexicali Valley approximately 30 km southeast of the city with the same name, as indicated in Fig. 1, in the State of Baja California Norte and thus in the most northwestern region of México.

LITHOLOGIC COLUMN

Because of its geological genesis, sedimentary materials that were deposited by the currents of the Colorado River are found in the Mexicali Valley in a deltaic zone and this is precisely the origin of the alternating lenses of clay and sand of varying proportions, thicknesses and horizontal and vertical facies. In spite of such variance, it was possible to make an outline of the lithologic column, Fig. 2, with a series of the principal or characteristic bodies.

The first body, from the surface downwards, varies between 500 and 1,300 m and is formed of clayey plastic material that is highly saturated with water. Here, there are aquifers of great dynamic capacity that have been extremely important in some of the mechanical problems of surface casings.

^{are summarized} The second important body is a transitional stratum of sandy plastic materials that have undergone partial consolidation through thermal and geochemical metamorphism and have formed bodies that are more or less shale. These bodies may be from 100 m to 300 m thick. Next we find formations or strata that contain hot water where the highest temperatures are located, which causes strong metamorphism that has produced clearly defined alternating layers of shales, slate shales and sandstones. In fact, this part forms the reservoir sought by drilling wells. The thickness varies from approximately 200 m to 400 m and its temperatures and production capacity also vary. In some cases, granites that form the basement of this field have been cut into.

The lithologic column mentioned above varies in thicknesses and depths, but is repeated in the three areas of the Cerro Prieto field. The greatest depth of the strata that contains hot water is located in the Cerro Prieto II area, where the temperature at the bottom has reached 345°C, causing wellhead pressures up to 1,250 lbs per square inch; the total mass of the mixture produced has been evaluated at approximately 500 tons per hour and, in some cases, with 300 tons per hour of separated steam.

Such results undoubtedly justify confronting the problems and costs involved in constructing wells in the area to reach and even go beyond 3,000 m of

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.

depth. In this case, the problems of circulation loss during drilling and during cementing have been extremely severe and have caused serious channeling and/or lack of cement, which in the long run involves excessive risk of damages that may originate in the casing, for which some solutions have been attempted and will be commented on further on.

WELLS DRILLED

The drilling of exploration wells in the Cerro Prieto geothermal field began at the beginning of the 1960s. In 1964, the first four exploration wells were completed at depths that clearly defined a hot water reservoir in sedimentary rocks located in the block called the Cerro Prieto I area. Drilling was later extended to the South Cerro Prieto I, Cerro Prieto II and Cerro Prieto III areas as shown in Figure 3. The basic difference between the different Cerro Prieto areas is linked to the greater depth of the reservoir with consequently greater temperature and an even greater steam/water production mixture. This situation is associated with some problems during the drilling stage and particularly the cementing and completion stages of wells, such as those located in the Cerro Prieto II area, where the reservoir depth varies between 2,700 m and 3,000 m.

CASING PROFILES

We could refer to the manner in which some aspects of drilling have evolved from 1964 to date, to the changes that have taken place in casing specifications, in threads and in criteria for cementing and completing wells. The manner in which casing profiles have been projected at different stages for different groups of wells in relation to the time at which they were built is shown in Figure 4, where it may be clearly seen that there has been an increase in depth from approximately 1,200 m for the wells constructed in the Cerro Prieto I area in 1964 to depths of 2,600 m or more for the wells constructed in the Cerro Prieto II and III areas in 1980. Moreover, the number, arrangement and depth of each casing element has evolved and, in some cases, the thickness of the casing wall has increased significantly, such as in the case of the 18 wells constructed in 1977 and 1978, which is the group of wells that has so far produced the best results of all those constructed in Cerro Prieto in regard to the total prevention of casing damages caused by mechanical and/or corrosion problems, which have been quite notable in other wells.

In the same figure, there is a chart that provides a very general summary of the specifications for each of the casings used during the different stages to meet the demands of the designs decided upon on each occasion. This summary, together with development and results over time provide us with a clear and sound basis for guidance in future designing in order to improve geothermal economy in drilling.

In brief, we could say that failure occurred in almost all the wells where only one casing was installed for production and lining purposes and collapses, fractures, invasion of sand were detected, in addition to excessive scaling and even initial signs of going out of control, which required maintenance and repairs equal to approximately 30% of the initial cost of the well.

Such problems were common in the wells drilled from 1964 to 1974, but the greatest incidence was in the first wells constructed, since, apart from questionable mechanical and construction conditions, care and refinement were not used during warm-up, as they were later on, to prevent thermal shocks that could worsen the mechanical problems already mentioned. The group of wells constructed with extra-heavy casings, in comparison with wells built previously, has proved to be completely satisfactory and allow us to conclude that one economic alternative is to use only one casing rather than two as long as, for equal depths, the design includes an increase of approximately 75% in the thickness of the casing wall, which will increase its resistivity to collapse and corrosion.

It was decided to use standard weight casings in the wells constructed from 1978 to 1980, but with grade N-80 and/or L-80. From 1980 to date, grade C-75 production casings have been installed.

In intermediate casings with diameters of 11 3/4 inches and 13 3/8 inches, grade K-55 has been used, which is a material that overcomes corrosive problems in better conditions. In contrast, grade N-80 and L-80 are extremely sensitive to corrosion by sulphydric acid and to an increase in fragility, thus, C-75 casings, which are those most recently installed in the Cerro Prieto wells, are under surveillance.

PROBLEMS DURING DRILLING

The problems of a greater or lesser degree of seriousness that have occurred repeatedly from the time wells were drilled in Cerro Prieto I to date, may be

summarized and some of these problems become greater as depth increases and become almost uncontrollable, which still continues to be a limiting factor with consequences that are sometimes disastrous to good economic results. Table 2 shows the different problems that occur most frequently, which are circulation loss that increases in direct proportion to depth during drilling and collapses both during drilling and while casings are being placed, which is a problem associated to a certain degree with a geochemical reaction or thermal shock, since the phenomenon is clearly more serious in fault or fracture zones. Apparently the high temperatures in the production zones accelerate the problems mentioned above, particularly through differential pressure and, undoubtedly, when tool and equipment become stuck and actually trapped due to collapses.

The above conditions cause one of the most serious problems when, for some reason, fishing methods are required, since adequate fishing operations become almost impossible as time elapses and the possibilities for success decrease or cease to exist due to the dependence that the tools used have on electric characteristics; such tools, including collar detectors, tools for unscrewing the elements in the drilling string and gun perforations are affected to a degree directly proportionate to the increase in temperature. This situation impedes organizing traditional fishing operations properly and sometimes makes it necessary to abandon the well.

Some problems that have on occasions been extremely serious should be mentioned, such as collapses in formations where high temperatures exist, formation crushing caused by tectonic movements and/or perhaps geochemical reactions. When such collapses are extremely severe, the only solution has been to recement the entire length drilled, with the problem of then cleaning the center, in order to make it stable. Sticking caused by differential pressure should also be mentioned, since the nature of drilling muds frequently prevents the existence of a homogeneous column. This, together with the tendency for viscosity to increase, contributes to the problem; nonetheless, it has been reasonably controlled by using special chemical products for this type of problem or at least batches of deisel. When the drill bit is actually caught because of a collapse, as mentioned previously, solving the problem undoubtedly depends on the maximum effective refrigeration capacity in the fishing operation. As long as refrigeration is effective, fishing can

take place, if refrigeration capacity decreases, results will become poor and fishing operations will eventually become completely useless. When such a situation occurs, the only option is to abandon and/or divert the well, if the investment and circumstances make it advisable to do so.

It should be pointed out that diverting a well is an alternative that involves risks in the production stage, since the production casings erode easily. Such erosion is caused by the solids that the geothermal fluid collects and carries during the production stage and by the increase in tension-compression mechanical stress produced by the thermal effect; in summary, it is not advisable to divert such wells and is only done as a last resort when a fishing problem cannot be solved.

Another serious problem is circulation loss during cementing, which may cause channeling or total lack of cement thus favoring collapses and fracturing in the casings when warm-up is initiated to evaluate the well in question.

Finally, we can refer to another problem, which is associated with losses in circulation, the invasion of mud and/or cement slurry from the production formations, which logically causes a decrease in the wells capacity to a greater or less extent.

DRILLING MUDS

Table 3 indicates the characteristics or properties of drilling mud that, in accordance with experience at Cerro Prieto, are considered the most suitable. Continuous surveillance during every work shift to keep mud characteristics within the values indicated in the table should be of greatest concern in order to favor both drilling and any other operation carried out. A factor of utmost importance has been the control of solids in suspension achieved by using special equipment as indicated in Table 4. The control of solids and temperature by using cooling towers, which make it possible to keep the temperature of circulating mud within the proper limits, has undoubtedly been of great importance in achieving good drilling results in different cases.

Table 5 provides a summary of the different materials generally used to prepare drilling mud, which is a bentonitic mud to which a chemical reagent is added at the proper time to produce the mud that withstands a certain temperature

in an economic manner and yields highly satisfactory results. When the temperature exceeds 200°C, however, it becomes essential to use an organic polymer in order to keep tixotropic properties within proper limits, even though the mud is static for a period of time up to 40 hours. Logically, this is extremely necessary for obtaining temperature, pressure and electric logs and for placing casings and/or short stretches of tubing, thus making it possible to conduct the necessary operations almost normally, particularly during well completion.

Finally, Table 6 shows the material generally used to control losses in circulation during drilling and/or cementing, and in this case, another polymer has also been used to favor almost instantaneous curing with calcium chloride or cement, which has yielded satisfactory results on many occasions. In some cases, however, the permeability of the reservoir is such that it is impossible to control circulation loss even with cement plugs or with this polymer.

CEMENTING OF THE CASINGS

We have already mentioned problems that occur during cementing, but problems also arise when casings are being placed, either because of collapses that cause drill bits to get caught or induced circulation losses. We recall that, in general, all the formations either sedimentary or of igneous rock, are quite susceptible to fracturing and allow for circulation losses. Sometimes losses occur after the casing has been placed and is functioning normally, because changes in the pumping rate easily cause certain overpressures that induce such losses.

Statistics show that the most frequent and serious factor is lost when pumping is taking place, particularly when slurry is being displaced. In Table 7, the most serious cases of losses and their effects are summarized. This problem is frequently associated with mechanical failures of couplings, shoes and accessories in general that are used with casings. Such failure is caused by the high temperatures produced in casings placed in front of production zones. The effects of such partial or total circulation losses include channeling or the total absence of cement in some parts of the annular space between the casings and the formation and/or between the casings themselves. It is also difficult to detect the top level of the slurry, since it contains a high percentage of retarder in order to withstand the thermal effects, because the temperature

at the bottom may be much higher than at the surface. If the slurry that goes from the bottom to the surface does not encounter temperatures as high as those foreseen, its setting will require more time than would be desirable and thus it is very difficult to detect the top level with cement adherence logs.

One solution is to obtain temperature logs during the eight hours after cementing has been completed. This means, in many cases, has been used to determine the approximate top level of the cement, which is information of upmost importance, since future consequences must be analyzed and, if there is a failure in the cementing planned, some solution must be found to correct the deficiency. Sometimes tubing suitable for the annular space is used down to the point reached by the slurry and what is lacking is placed through circulation. This method cannot always be applied because of the limited annular space that is common in the casing used in the programs. The gun perforation method to establish circulation is not always effective and, according to Cerro Prieto field statistics, has only been successful in 5% of the attempts made to use it. Perforations in the casing, which would favor future filtration or leaks of geothermal fluid, sometimes make it preferable to be left with no cementing rather than to have perforations in the casing and need to find another solution such as that mentioned below.

One of the solutions that it has been possible to implement to date is the use of slurry that is lighter than that conventionally used. The use of mixtures with sphalerite made is possible to approximate the slurry weight to the drilling mud weight. With this type of material it is always possible to attempt primary cementing, as has been done in several Cerro Prieto wells with cementing of columns up to slightly more than 2,000 m without circulation loss.

When there has been slurry circulation loss, one solution is to fill the annular space that lacks cement with silica sand fed intermittently by gravity so that the vibrations caused by continued drilling and gravity will accommodate the sand properly until it completely fills that annular space. This has been the solution used in many wells in Cerro Prieto and has had excellent results. Two cases are shown in Figure 5.

In view of the serious problems that arise during this stage of work, we believe that other solutions based on different technical criteria than that used here

should be analyzed. A different system is being studied so that it may be tested at the proper time and practical conclusions may be drawn.

DRILLING PROGRESS

We believe that comparative parameters may be easily established throughout the drilling of a well that enable us to analyze the factors related to good drilling efficiency. The drilling progress graph provides a very objective view of this situation. In this case we will consider two examples: one is related to well M-21A, located in the Cerro Prieto I area and was drilled to a depth of approximately 1,300 m and the other is well M-150, situated in the Cerro Prieto III area at a depth slightly greater than 2,000 m. These examples can, in our opinion, amply demonstrate results in drilling itself.

The first well was drilled in 1973, Figure 6, during 57 days with a casing design that included the use of a 20-in. diameter surface casing down to a depth of about 260 m, an 11 3/4-in. diameter intermediate casing down to almost 1,000 m and a production casing extending from the surface down to the production zone, with all of the casings cemented.

We believe that the drilling in all the stages we have indicated was satisfactory as may easily be seen in the graph in Figure 6.

In this case, the body of plastic sandy material was encountered at almost 700 m below the natural land level. This was followed by a transition zone with a lithologic body approximately 120 m thick. Finally, a body with well-defined shale and sandstone intercalations was encountered where hot water was stored. This last lithological body extended to the total depth with a total thickness of approximately 450 m and moderate temperatures, since the maximum wellbottom temperature obtained was 210°C.

As a whole, we could say that the conditions under which this well was drilled were normal, although it should be pointed out that the relatively moderate temperature encountered resulted in steam production less than 100 tons/hour and well completion took a total of 55 days.

The second example, well M-150, was drilled in 1978 to a depth slightly greater than 2,000 m, Figure 7. The drilling and completion of this well took 87 days. In this instance, the casing design consisted of a conductor only 50 m

long and 26 inches in diameter, a 13 3/8-in. diameter surface casing extending down to almost 1,000 m, followed by a 9 5/8-in. diameter production casing down to almost 1,900 m and finally a 7-in. diameter combined smooth and slotted liner to complete the well. Unconsolidated materials were found from the natural level of the land down to almost 1,300 m, followed by a body of transitional semi-consolidated material down to a depth of 1,800 m and, finally, slate-like shale and sandstone intercalations from that point down to the bottom of the well. Hot water was found stored in the shale and sandstone intercalations. The temperatures in this well were generally higher than those found in well M-21A and the temperature at the bottom was 245°C.

A detailed examination of the drilling progress graph shows that conditions are quite normal down to a depth of approximately 1,800 m, that is, within the area of unconsolidated materials, and no problems occurred in the transition zone, where drilling performance was quite satisfactory. When drilling into the slate shales and sandstones, however, important difficulties were encountered with circulation losses, collapses, drill bits caught, and so forth. This stage, in fact, took up 53% of the total time required to complete the well and it was necessary to control losses and collapses to avoid major fishing problems. All of these problems may easily be associated with the relatively high temperatures found in this part of the field.

After stabilizing the well against collapses and circulation losses, the last part down to the bottom was drilled and the liner, designed for the completion of the well in this case, was put into place without any major difficulty.

In summary, problems and difficulties increase as temperatures rise, particularly during well completion. This causes increases in time that, as in the present case, are very significant and increase the costs for this type of well. It should be pointed out, however, that the production of separated steam in this case easily surpassed 100 tons per hour, so there may be a reasonable trade-off to compensate for such costs, as long as significant production is obtained.

WELL COMPLETION

One of the most important stages in constructing a geothermal well is what we call well completion, which in our case refers to all the operations, procedures

and systems for defining the design of casings and/or liners that will specifically make it possible for geothermal water to flow from the reservoir to the surface and is thus of particular interest. It has been easy to define some methods and equipment and systems applications to specify the area or areas within a given well that offer the most suitable conditions for exploiting the reservoir in question.

Table 8 provides a summary of each and every parameter that we consider basic in designing the completion of a geothermal well. These parameters are: a lithologic column, taking into account the shades of grey, which in shales may almost reach black and are directly related with higher temperatures, that is, with greater or less metamorphism; the percentage of sand, which may be evaluated in the channel samples; a microscopic mineralogy analysis of both channel and core cuttings; and the form and size of cuttings, which indicates the presence of fractures or faults in the production area.

It is well known that the identification of cementing materials enables us to determine or specify the temperatures at their place or origin. Thus, calcium carbonate may be easily found in sandstone and indicates, in this case, low or moderate temperatures. A silica compound may also be found as a cementing material and would indicate a high temperature or, at least, a more favorable temperature than in the previous case. Temperature logs should be significantly taken into account when drilling as should drilling mud dragged to the surface, which provides us with values of a qualitative nature. The important information here is the difference between inlet and outlet temperatures of the drilling mud. Temperature logs obtained with Kuster equipment over a period of 24 hours, with at least two or three runs during that period of time, can provide us with extremely valuable information, since we can easily associate the fractured sandstone and/or shale bodies or strata with greater or less permeability. This information must necessarily be correlated with the data obtained from electric logs, in accordance with the thermal capacities of the probes, when such information is available.

When the above information has been duly analyzed and correlated it is possible to define the zone or zones of greatest permeability and temperature with a great deal of certainty and these zones, in brief, will produce the greatest volume

of hot water.

It has been clearly demonstrated that there are special materials whose origin is closely linked to the thermal levels in the reservoir. Figure 8 indicates the temperatures statistically obtained in the Cerro Prieto geothermal field, associated with the minerals that have been found, such as calcite associated with a temperature between 50°C and 120°C, pyrite associated with temperatures between 100°C and 300°C, quartz between 140°C and 300°C, chlorite from 180°C to 325°C and epidote from 230°C to 350°C. These minerals may be identified in channel samples and the thermal levels that must exist in the areas from which the samples came can be deduced. This information can be associated with data on greater or less permeability and we can refer to the thermal evolution obtained from the series of temperature logs made with Kuster equipment, as mentioned previously.

The basic objective of all the above considerations is only to identify the stratum or strata with the maximum favorable thermal conditions and to avoid the filtration or leaking of water mixtures whose temperature is lower, since that would cause several problems: first, the loss of thermal energy with the mixing of cooler water, second, the geochemical reactions that take place when waters of different qualities are mixed could easily cause scaling in the liner, in the formations and/or in the interior of the production casing and, as time elapses, block the normal flow that the production casing should have, in accordance with its diameter. From time to time, well maintenance, cleaning and repairs should be carried out, which is a costly investment, amounting on the average to about 30% of the total cost of a new well.

Two examples of the wells completed in Cerro Prieto are well M-51 and T-366, which will be considered here, since the parameters used for completing these two wells clearly illustrate the system and results achieved for each in the long run. At the time the first well was completed and analysis were made, there was insufficient knowledge to apply the mineral analysis that were mentioned above. In the related graph, however, such mineral data are included, although they are the result of sample studies of the well made subsequent to its completion and as a supplementary study.

In Figure 9, we can, first of all, note that the color of the shales was

light grey, dark grey and dark black, which is associated with greater or less metamorphosis related with higher or lower temperatures. The sand content varied, but on the average, the reservoir section was approximately 50%, which indicates good porosity and certainly good permeability. Of the minerals and cementing materials encountered, pyrite and chlorite with some calcium carbonate contamination could be mentioned. Silica, epidote and biotite were found in greater proportions from 1,400 m to the bottom, coinciding with the highest temperatures in the temperature logs, both as measured with the Kuster equipment and as the greatest difference in the inlet and outlet temperatures of drilling mud of the well.

Correlating this information with the electric logs confirmed permeability conditions in relation to bodies with a higher or lower percentage of sand as determined from the channel samples.

This well produced a volume greater than 140 tons of steam per hour, which tended to decrease over time to approximately 100 tons per hour. In other words, this well yielded good results, although results would have been more satisfactory if the well had been drilled a few meters deeper, since the characteristics detected in the last 150 m from the well bottom indicate that drilling had begun to cut into a stratum impregnated with hotter water; we reiterate that the criterion for using minerals to identify the formations of maximum temperature did not yet exist when this well was drilled.

In well T-366, the second example in this study, Figure 10, the situation is quite different from that in the previous example. This well was drilled to a depth of almost 3,000 m, while well M-51 only reached 1,600 m. Since the electric logs showed apparent poor porosity and, consequently, permeability, it was decided to exploit from 2,427 meters down to the bottom, selecting intervals that were fairly warm and fairly permeable. Three areas were thus detected and slotted casing was placed there with smooth casing in the rest. The shades of shale in this case varied from dark grey to outright black and the presence of faults, fractures and tectonic phenomena was clear in the shales, since cuttings indicated the presence of such situations. The average sand content in the samples was approximately 40%, in contrast to the mineral and cementing material content shown in Figure 10, which was pyrite in a moderate form, white quartz, silica and epidote prevailing throughout the production zone. The presence of the last

two minerals together indicated the enormous possibility of obtaining very high temperatures, although permeability remained an uncertain factor.

To obtain significant production, the drilling mud temperature logs at the inlet and outlet of the well reached between 60°C and 75°C and the difference between them was always more than 10°C, which is significant information for the thermal power of the strata crossed by drilling. The temperature logs obtained with Kuster equipment indicated reasonably favorable permeability and the temperatures obtained confirmed the conclusions drawn from the minerals and temperature differences in the drilling mud. In contrast, the electric logs showed poor porosity for the entire strata drilled through.

The results of this well and its evaluation were spectacular, since 300 tons of separated steam per hour was obtained, making this one of the wells with the highest capacity, not only in the Cerro Prieto field, but also in the other geothermal fields of the world. Sustained production to data has not shown any significant decrease, although we believe that there should logically be a normal decrease as time elapses. The parameters used and considerations based on observations in relation to the results obtained, however, confirmed that the method can produce excellent results if used with judgement and skill. This is supported by experiences obtained with other wells where the parameters mentioned have been applied for well completion with highly satisfactory results.

CONCLUSIONS

After having constructed more than 100 wells in the Cerro Prieto geothermal field, with different drilling and completion problems, we can reasonably conclude that the methods, procedures, equipment, tools, materials and so forth that have been applied in a manner consistent with their development have yielded encouraging results that we could classify as satisfactory, although they should undoubtedly be improved in an attempt to achieve better results. In summary, however, what we have learned throughout these years has made it possible to seek new solutions and to test alternatives for improvement, such as how to prevent problems during exploitation in the future, how to reduce maintenance costs due to scaling. Particular stress should be given to finding means for suitable control in all circumstances and events that could

present risks for staff, equipment and, especially, the central power plant, since partial or total lack of control could easily harm its operations.

We should study and optimize systems and solve problems that still exist, particularly in relation to cementing casings, and perhaps apply other types of alloys that would withstand corrosion. We should seek equipment, tools and systems that enable us to confront fishing problems more economically and effectively when they unfortunately arise.

In a word, we believe that the achievements attained are encouraging, but should be improved insofar as possible in order to make geothermal energy more economical.

FIGURES

Fig.1. Map showing the location of the Mexicali Valley.

Fig.2. Stratigraphic column of the Cerro Prieto geothermal area.

Fig.3. Map showing the location of wells drilled at Cerro Prieto.

Fig.4. Prototype casing profiles.

Fig.5. Wells completed with extra-heavy casings and the application of silica sand.

Fig.6. Drilling diagram and progress graph.

Table 5. Drilling mud materials.

Table 6. Materials used to control circulation losses.

Table 7. Frequently encountered casing cementing problems.

Table 8. Parameters used during well drilling and completion.

Fig.7. Drilling diagram and progress graph.

Fig.8. Hydrothermal minerals as a function of temperature in Cerro Prieto, Baja California.

Fig.9. Parameters used to complete well M-51.

Fig.10. Parameters used to complete well T-366.

TABLES

Table 1. Wells drilled in the Cerro Prieto geothermal field in Baja California, México.

Table 2. Problems during drilling.

Table 3. Typical mud properties.

Table 4. Equipment to control solids and temperature.

PERFORACION GEOTERMICA EN CERRO PRIETO

Bernardo Domínguez A.

Comisión Federal de Electricidad
Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos

El número y características de los distintos pozos que se han perforado hasta la fecha en el Campo Geotérmico de Cerro Prieto, nos permiten resumir aspectos fundamentales de la tecnología aplicada y establecer algunos resultados, mejoría en sistemas y procedimientos, la definición de aspectos que a la fecha, su resolución no ha sido satisfactoria aunque la existente sea la más favorable; prácticamente se han terminado 100 pozos perforados en las tres áreas o bloques en los que se ha dividido el Campo de Cerro Prieto. Se han ejecutado tanto pozos exploratorios como de producción, se han tenido problemas de descontrol, parcial y total, ha sido necesario abandonar algunos de esos pozos, ya que no ofrecieron seguridad para conservarlos en exploración o por lo menos de observación y/o estudio.

En la Tabla 1 se resumen algunas cifras que señalan los pozos y su tipo, como son el total de construídos, los metros acumulativos que en estos pozos se han perforado. De este grupo, 84 se ha dedicado para explotación. Se ha totalizado 19 exploratorios, de los cuales algunos pasaron a ser de producción. Asimismo, en esta tabla se señalan los pozos que definitivamente se debieron abandonar (7), ya que los daños en los ademes no ofrecían garantía ni seguridad.

POZOS PERFORADOS EN EL CAMPO GEOTERMICO DE CERRO PRIETO B.C. MEXICO

1.- TOTAL POZOS TERMINADOS	103
2.- TOTAL METROS PERFORADOS	203,423
3.- POZOS DE DESARROLLO	84
4.- POZOS EXPLORATORIOS	19
5.- POZOS ABANDONADOS	7
6.- POZOS DESCONTROLADOS	4

TABLA 1

Parte de esos daños se debieron en gran medida a ciertas deficiencias de construcción o a las capacidades mecánicas limitadas de los ademes, con los que fueron construídos, siendo esto críptico cuando se inicia el calentamiento y desarrollo del pozo; no podemos soslayar que a los factores anteriores, se ha sumado, en función del tiempo transcurrido, algunos problemas de corrosión, tanto anterior como exterior, agravándose por lo tanto, los daños en algunos de los pozos.

Después de las revisiones acuciones a que se sometieron, se consideró que la reparación no podría garantizar resultados satisfactorios y sobre todo seguros, debiendo taponarse dichos pozos. Cuatro pozos se descontrolaron, de ellos los pozos M-8 y M-13 fueron muy graves pero afortunadamente pudieron controlarse en forma satisfactoria.

LOCALIZACION

El Campo Geotérmico de Cerro Prieto está localizado en el Valle de Mexicali, aproximadamente a unos 30 km al Sureste de la ciudad del mismo nombre, como se indica en la Figura 1, en el estado de Baja California, por lo tanto, en la región más del Noroeste de nuestro país.

COLUMNA LITOLOGICA

En dicho Valle, dada su génesis geológica, encontramos materiales del tipo sedimentario que fueron depositados por las corrientes del Río Colorado, en una zona deltáica, precisamente esto originó lentes alternas de arcilla y arena en proporciones variables, así como en espesor y facies horizontal y vertical; sin embargo, se ha podido esquematizar la columna litológica, Figura 2, en una serie de cuerpos principales o característicos.

El primero, de la superficie hacia el fondo que varía entre los 500 y 1300m, formado con materiales arcillosos, plásticos muy saturados de agua, en esta parte existen acuíferos con gran capacidad dinámica, que ha tenido destacada influencia en algunos de los problemas mecánicos en los ademes superficiales.

El segundo cuerpo importante es un estrato transicional de materiales

LOCALIZACION DEL VALLE DE MEXICALI

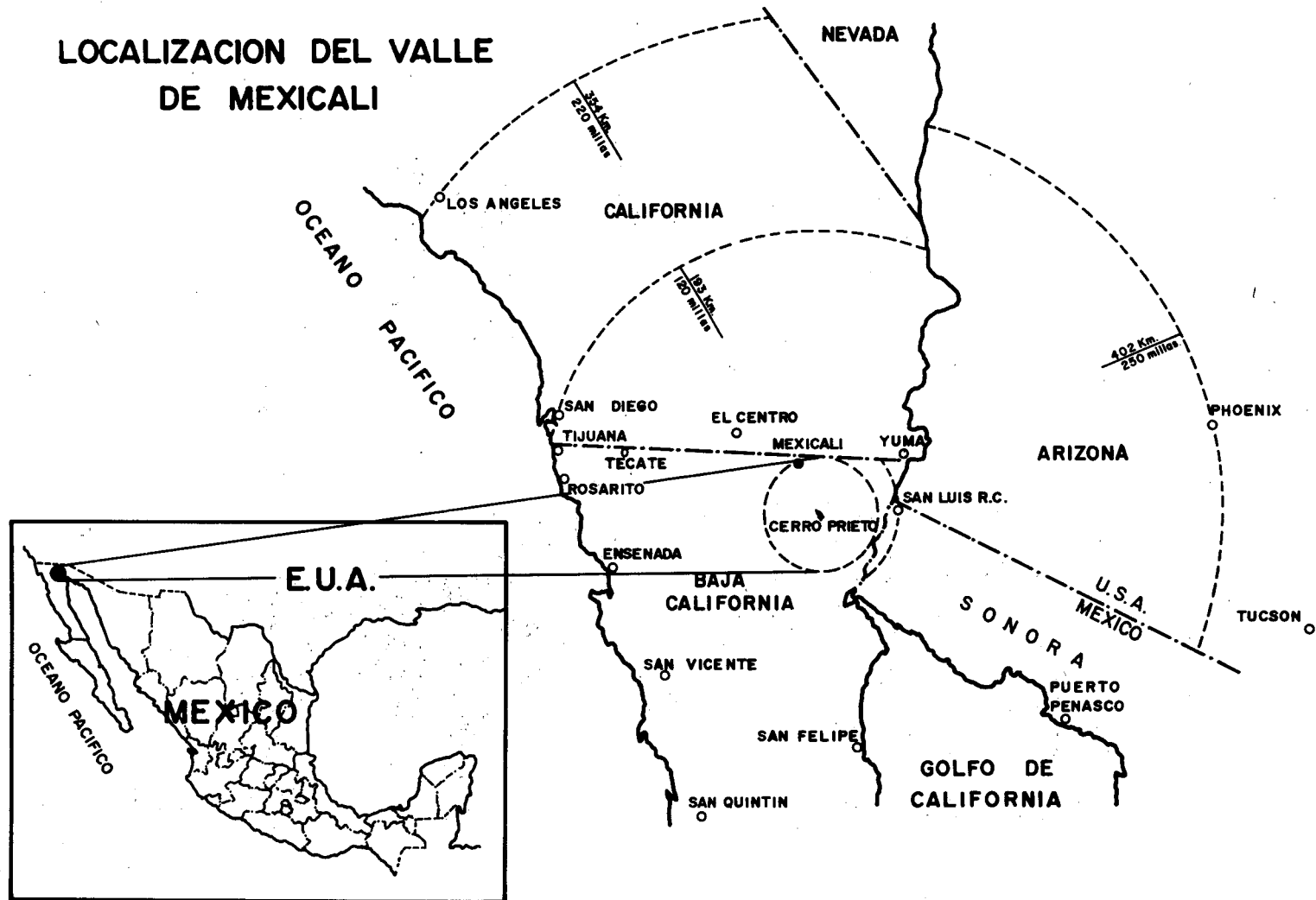


FIG. 1

plásticos arenosos que por metamorfismo térmico y geoquímico ha sufrido una consolidación parcial, formando cuerpos más o menos lutíticos. Estos cuerpos pueden extenderse de 100 a 300m de espesor; a continuación encontramos las formaciones o estratos que contienen el agua caliente, en donde se localizan las temperaturas más elevadas, ocasionando esto un metamorfismo enérgico que ha originado alternancias claramente definidas de lutitas a lutitas apizarradas y areniscas; de hecho, esto forma el reservorio que con la perforación de pozos se busca. El espesor varía de 200 a 400m aproximadamente asimismo sus temperaturas y capacidad productora. En algunos casos, se han cortado granitos que forman el basamento en este campo.

La columna litológica antes mencionada varía en espesores y profundidades pero se repite en los tres bloques del Campo de Cerro Prieto. La mayor profundidad del estrato contenedor del agua caliente, se ha localizado en el área de Cerro Prieto II, en este caso, la temperatura en el fondo ha llegado a 345°C, originando que las presiones en la cabeza de los pozos lleguen hasta 1250 lbs por pulgada cuadrada, la masa total de la mezcla producida se ha evaluado en más o menos 500 ton por hora, llegando a obtener en algunos casos 300 ton por hora de vapor separado.

Indudable que ante estos resultados se justifica enfrentar los problemas y los costos que implica el construir pozos en dicha zona para alcanzar y aún rebasar los 300m de profundidad; en este caso, los problemas de pérdida de circulación durante las cementaciones, han sido extremadamente severos, originando graves canalizaciones y/o carencia de cemento que a la postre involucra un riesgo excesivo en los daños que pueden originarse en las tuberías de revestimiento, se han intentado algunas soluciones como adelante se comenta.

POZOS PERFORADOS

La perforación exploratoria del Campo Geotérmico de Cerro Prieto se inició a principios de los sesentas; en 1964, se terminaron los primeros 4 pozos exploratorios, a profundidades que definieron con gran calidad un reservorio de agua caliente, en rocas del tipo sedimentario que se localiza en lo que se denomina bloque o área de C.P. I, extendiéndose posteriormente la perforación a las áreas de C.P. I Sur, C.P. II y C.P. III, como se ilustra en la Figura 3. La diferencia fundamental entre las distintas áreas de Cerro Prieto, está ligada a la mayor profundidad del reservorio,

consecuentemente mayor temperatura y aún mayor producción de mezcla agua/vapor, asociando a esta situación algunos problemas durante la etapa de perforación y sobre todo las cementaciones de los pozos, es el caso de los que se encuentran ubicados en el bloque de C.P. II, en donde la profundidad del reservorio varía entre 2700 y 3000m.

PERFILES TUBULARES

Podríamos referir la evolución que desde 1964 a la fecha se ha tenido en algunos aspectos de perforación, a las variaciones sufridas por los ademes en especificaciones, roscas, criterios en la cementación y terminación de los pozos, etc. a la forma en que se han proyectado los perfiles tubulares en las diferentes etapas, en grupos de pozos que en relación al tiempo se han ido construyendo, esto se ilustra en la Figura 4, en la que claramente se aprecia el incremento en profundidades a partir de los construídos en el área de C.P. I, en 1964; de más o menos 1200m, a los pozos construídos en el área de C.P. II y III, en donde se han alcanzado profundidades de 2600m o más en 1980, asimismo el número, disposición y profundidad de cada elemento tubular ha ido evolucionando, en algunos casos el espesor de la pared del tubo se ha

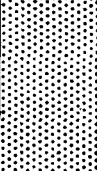
SECCION ESTRATIGRAFICA DE EL CAMPO GEOTERMICO DE CERRO PRIETO					
ERA	PERIODO	EPOCA	PETROLOGIA	ESPE-SOR	DESCRIPCION LITOLOGICA
CENOZOICA	CUATERNARIO	PLEISTOCENO		500 A 2300 mts.	ANDESITAS, ARCILLAS, ARENAS DE PINAS A GRUESAS, DE CUARZO, SILICE, FELDSPATOS Y ESCASAS GRAVAS, DIABASA.
				1 A 100m.	ARCILLA ARENOSA, ARENISCA
	TERCIARIO			100m.	LUTITA CAPE INTERCALADA CON ARENISCA
				MAYOR DE 2200 mts.	LUTITA GRIS A NEGRA ALTERNADA CON ARENISCA GRIS Y GRIS CLARO.
MESOZOICA	CRETACICO	SUPERIOR		?	GRANITO DE BIOTITA

FIG. 2

incrementado en forma significativa, como es el caso de los 18 pozos construidos en 1977 y 1978, grupo de pozos que a la fecha han dado los mejores resultados de todos los construidos en Cerro Prieto, en cuanto a la eliminación total de daños en los ademes, por problemas mecánicos y/o corrosivos que en otros casos han sido muy notorios.

En la misma figura se incluye un cuadro en donde se resumen en forma muy escueta las especificaciones de cada uno de los ademes utilizados durante las diferentes etapas, para cumplir con los diseños en que cada ocasión se decidieron, esto asociado a la evolución y resultados en contra del tiempo nos ofrece una base muy clara y firme para poder orientar diseños futuros, en beneficio de la economía geotérmica que con respecto a la perforación corresponde.

Podemos resumir que en casi todos los pozos en donde se instaló un solo ademe, para hacer función de producción y revestimiento, fallaron, detectándose colapsos, fracturas, invasión de arena, incrustaciones excesivas, aún conatos de descontrol, lo que originó mantenimientos y reparaciones con un costo aproximado del 30% del costo inicial del pozo.

Estos problemas fueron comunes en los pozos perforados de 1964 a 1974, pero la mayor incidencia fue en los primeros que se construyeron, ya que además de las condiciones mecánicas y constructivas dudosas, no se tuvo cuidado y refinamiento que posteriormente se siguió durante el calentamiento, evitando choques térmicos que agravaran los problemas mecánicos ya antes referidos. En el caso del grupo de pozos construidos con tuberías extrapesadas, comparándolos con los anteriormente construidos, los resultados han sido totalmente satisfactorios; esto nos permite concluir que una alternativa económica es en lugar de utilizar dos ademes, poder utilizar uno solo, siempre y cuando en igualdad de profundidades el diseño contemple un incremento de más o menos un 75% del espesor de la pared del tubo con que se puede aumentar la capacidad en contra de los colapsos y corrosiones.

Se decidió que en los pozos construidos de 1978 a 1980, se utilizaron ademes de peso standar pero de grado N-80 y/o L-80, a partir de dicho año a la fecha, se han instalado tuberías de producción, grado C-75.

En las tuberías de anclaje que han sido de 11 3/4"Ø y 13 3/8"Ø, se ha utilizado el grado K-55, material que supera en mejores condiciones los problemas corrosivos, en cambio las

aleaciones de grado N-80 y L-80, son extremadamente sensibles a las corrosiones por efecto del sulfhídrico y a la fragilización, por lo tanto, se encuentran en observación las tuberías C-75, que son las tuberías que más recientemente se han instalado en los pozos de Cerro Prieto.

PROBLEMAS DURANTE LA PERFORACION

Podemos resumir en forma general los problemas que con mayor o menor gravedad se han ido repitiendo desde los pozos construidos en C.P. U, a la fecha, pero a medida que la profundidad se fue aumentado, algunos de esos problemas se acrecentaron, tornándose en algunos casos casi incontrolables, siendo hasta el momento un limitante, cuyas consecuencias en ocasiones son desastrosas para un buen resultado económico. En la Tabla 2, se resumen los distintos problemas que repetimos son los más frecuentes, pérdida de circulación durante las perforaciones que se acrecentan en razón directa a la profundidad, derrumbes tanto durante la perforación como en la corrida de los ademes, este problema se asocia en cierta medida con una reacción geoquímica o choque térmico, ya que claramente en zonas de fallas o de fracturas, el fenómeno es más grave; aparentemente las temperaturas elevadas en las zonas productoras aceleran los problemas anteriormente señalados, sobre todo por presión diferencial e indudablemente, verdaderos atrapamientos por derrumbes.

Lo anterior da origen a uno de los problemas más graves, cuando por alguna circunstancia se provocan pescados, ya que la pesca adecuada se puede tornar casi imposible, en función del tiempo transcurrido se reducen o anulan las posibilidades de éxito, dado que el diseño de las herramientas utilizadas depende de características eléctricas, como son los detectores de coples, del punto libre, disparos, etc., que se afectan en razón directa al incremento de la temperatura. Esta situación impide organizar en forma adecuada la pesca tradicional, llegando en algunos casos a tener que abandonar el pozo.

Podemos mencionar problemas que han sido en ocasiones muy graves, es el caso de los derrumbes en aquellas formaciones en donde existen altas temperaturas, tritramientos de formación por movimientos tectónicos y/o tal vez una reacción geoquímica, estos derrumbes cuando se tornan extremadamente severos, la única solución ha sido recementar todo el tramo perforado y con problema, para después limpiar el centro, logrando así la estabilidad, también podemos mencionar

PROBLEMAS DURANTE LA PERFORACION

- 1.- PERDIDA DE CIRCULACION
- 2.- DERRUMBES DURANTE LA PERFORACION O DURANTE LA CORRIDA DE T.R.
- 3.- ALTAS TEMPERATURAS EN LA ZONA PRODUCTORA.
- 4.- PROBLEMAS DE PESCA.
- 5.- PERDIDA DE CIRCULACION DURANTE LOS TRABAJOS DE CEMENTACION
- 6.- FALLAS MECANICAS EN LA T.R.
- 7.- INVASION DE LODO O CEMENTO A LA ZONA PRODUCTO.

TABLA 2

las pegaduras por presión diferencial, ya que dada la naturaleza del lodo de perforación, es frecuente que no exista una columna homogénea, esto asociado con la tendencia a incrementarse la viscosidad favorece dicho problema, sin embargo, ha sido razonablemente controlado utilizando productos químicos especiales para este tipo de problema, o por lo menos "baches" de diesel. Cuando existen verdaderos atrapamientos por derrumbes y originan un problema de pesca, como ya lo hemos señalado anteriormente, este problema dependerá indudablemente de la capacidad máxima en la refrigeración efectiva del pescado, mientras esa refrigeración es eficaz, se podrá efectuar la pesca, en el momento en que la capacidad refrigerante disminuya, los resultados serán pobres hasta nulificar completamente las operaciones de pesca. Cuando se llega a esta situación, la única alternativa es abandonar y/o desviar el pozo, si la inversión y las circunstancias así lo aconsejan.

Queremos señalar que la desviación de pozo es una alternativa que involucra riesgos en la etapa de producción, ya que fácilmente se erosiona la tubería de producción. Estas erosiones se ocasionan por los sólidos que el fluido geotérmico arrastra en la etapa productora, además de incrementar esfuerzos de tensión-compresión por el efecto térmico; en resumen no es deseable la desviación en este tipo de pozos y solamente se recurre a ella como una solución desesperada, al no poder resolver un problema de pesca.

Otro de los problemas graves es la pérdida de circulación durante las cementaciones, esto puede originar la canalización o carencia total de cemento, favoreciendo colapsos y fracturas en las

tuberías de revestimiento; cuando se inicia el calentamiento para la evaluación del pozo en cuestión.

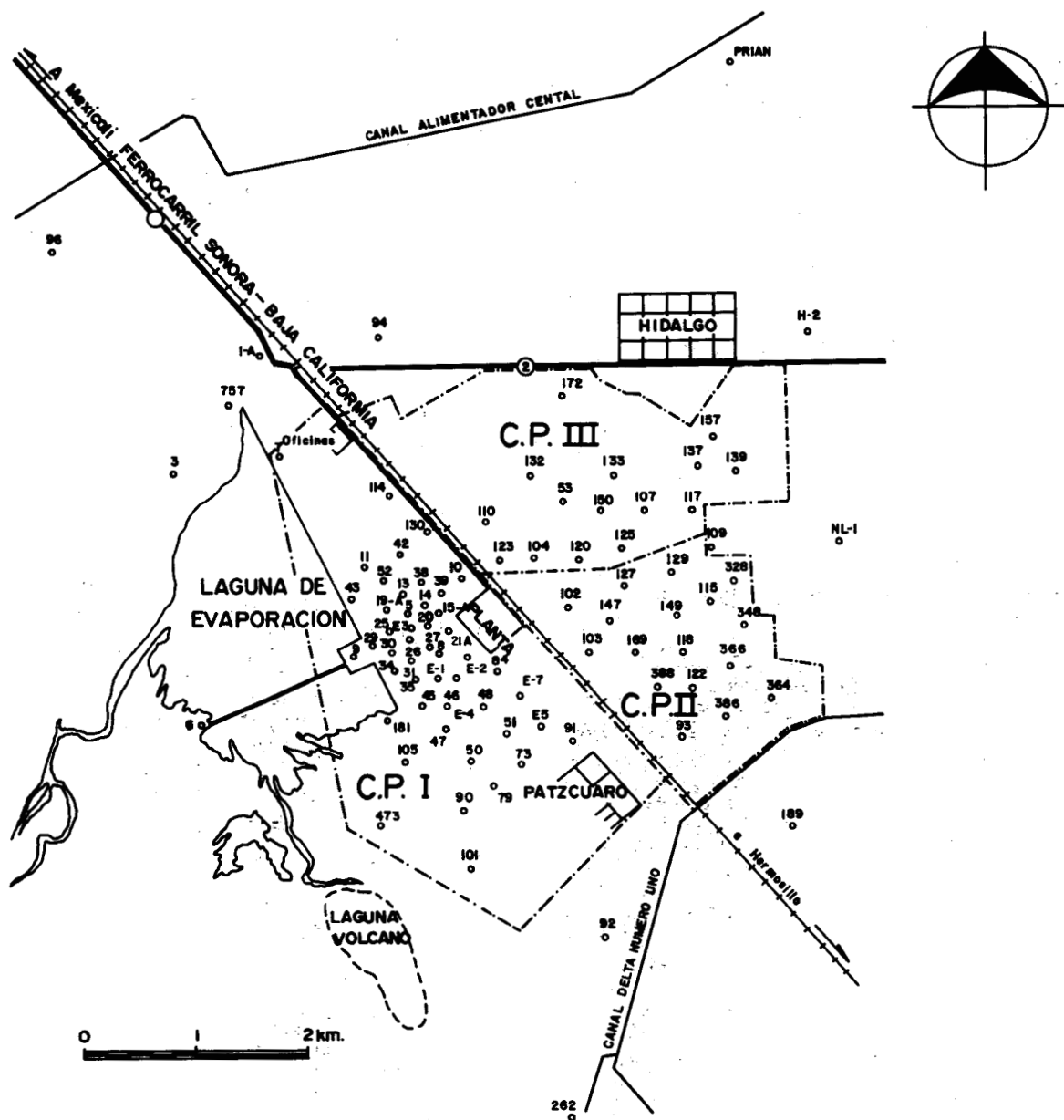
Finalmente, podemos referir como un problema más, asociado a las pérdidas de circulación, la invasión con lodo y/o lechada de cemento de las formaciones productoras, en este caso lógicamente, se origina una reducción en la capacidad productora del pozo en mayor o menor grado.

LODO DE PERFORACION

En la tabla 3 se indican las características o propiedades del lodo de perforación que de acuerdo a la experiencia de Cerro Prieto, se consideran más adecuadas, la vigilancia continua durante cada turno de trabajo para mantenerlas dentro de los valores que en dicha tabla se indican, debe ser la mayor preocupación para favorecer tanto la perforación como cualquier otra operación que se realice, un aspecto muy trascendente ha sido lograr un verdadero control de los sólidos en suspensión, y esto se ha logrado utilizando equipo especial, tal y como se indica en la Tabla 4. El control de sólidos y el de las temperaturas, utilizando torres de enfriamiento que permiten mantener la temperatura del lodo en circulación, en los límites adecuados, han sido indudablemente de gran trascendencia para el buen resultado de la perforación, en los diferentes casos.

En la Tabla 5 se resumen los diferentes materiales que en forma habitual se utilizan en la elaboración del lodo de perforación, que es un lodo bentonítico al que oportunamente se le agregan reactivos químicos para convertirlo en lodo, que en forma económica soporta cierta temperatura, obteniéndose resultados muy satisfactorios sin embargo, cuando la temperatura excede los 200°C, es indispensable utilizar un polímetro orgánico, que permite conservar las propiedades tixotrópicas dentro de los límites adecuados, no obstante que el lodo se encuentre estático por un período de hasta 40 horas, esto como es lógico es muy necesario, cuando se tiene programado obtener registros de temperatura, presión eléctricos, correr ademes y/o colocar tuberías cortas, permitiendo así realizar caso en forma normal las operaciones necesarias, sobre todo durante la terminación del pozo.

Por último, se ilustra en la Tabla 6, los materiales que en forma regular se han utilizado para el control de las pérdidas de circulación en los trabajos de perforación y/o cementación, en este aspecto también se ha utilizado otro



LOCALIZACION DE POZOS
CAMPO GEOTERMICO CERRO PRIETO

FIG. 3

DIAGRAMAS TUBULARES PROTOTIPO

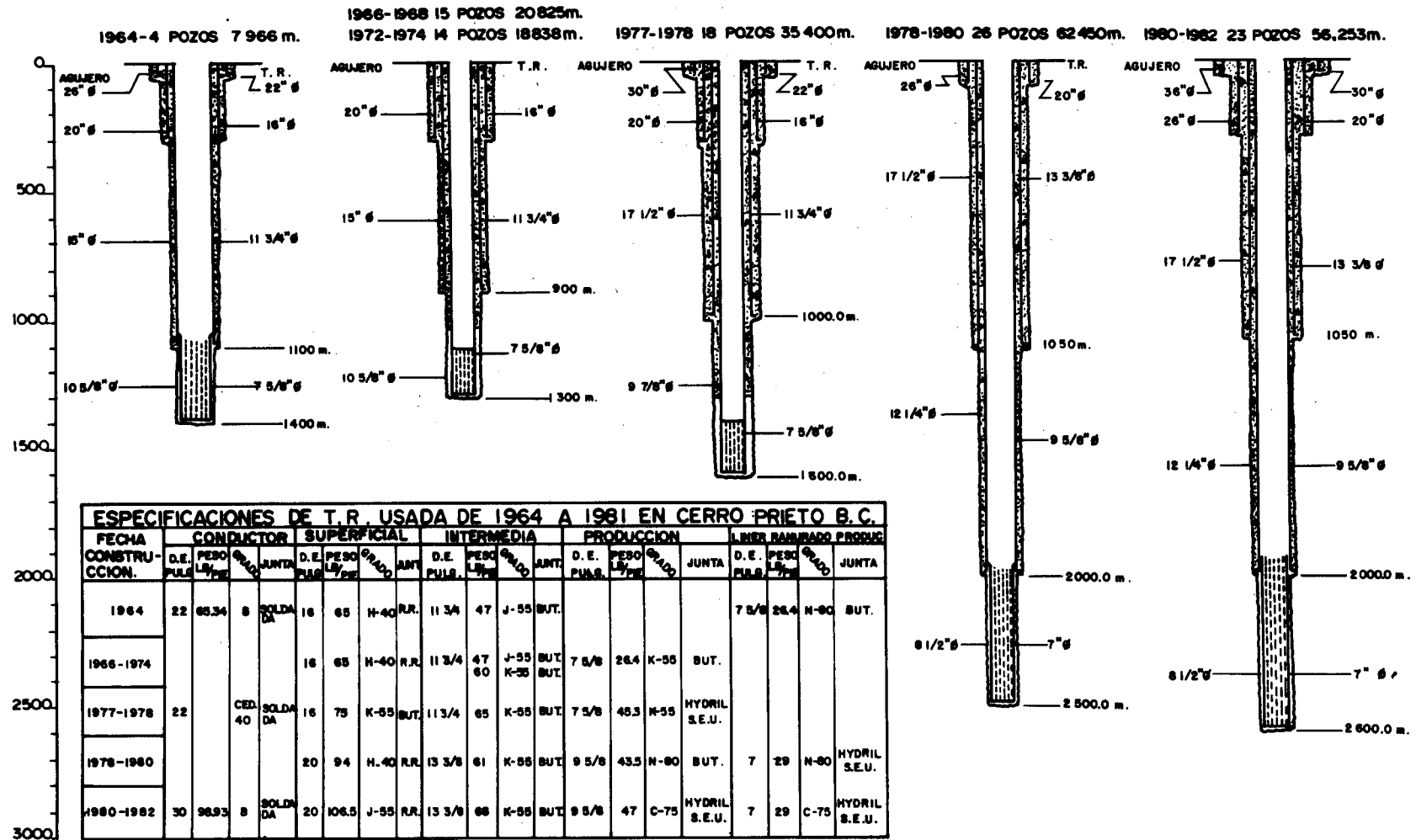


FIG. 4

polímero cuyo objetivo es favorecer el fraguado, casi instantáneo, con cloruro de calcio o con cemento y que en muchas ocasiones da resultados satisfactorios, sin embargo, en algunos casos la permeabilidad del reservorio es tal, que ni con tapones de cemento y este polímero, es posible controlar la pérdida de circulación.

CEMENTACIONES DE TUBERIAS DE REVESTIMIENTO

Ya hemos mencionado lo relativo a problemas que se presentan durante la cementación, pero además surgen problemas al correr la tubería, ya sea por derrumbes originando atrapamiento, o por la inducción de pérdidas de circulación; recordamos que en general todas las formaciones, ya sean sedimentarias o de rocas ígneas, son muy susceptibles a fracturarse y permitir las pérdidas de circulación, en ocasiones, después de colocar el ademe se mantiene normal, sin embargo, por cambio del ritmo de bombeo, fácilmente se generan ciertas sobrepresiones que inducen la pérdida.

La estadística nos muestra que el aspecto más frecuente y grave es la pérdida cuando ya se está bombeando, sobre todo, en el desplazamiento de la lechada,

en la Tabla 7 se resumen los casos más severos de pérdidas y efectos que las mismas originan, asimismo es frecuente asociar a este problema las fallas mecánicas de los coples, zapatas y accesorios en general, con los que va equipada la tubería de ademe, esto debido a las temperaturas elevadas que se generan en ademes colocados frente a las zonas por explotar. Como efectos de estas pérdidas parciales o totales de circulación, podemos señalar canalizaciones o total carencia de cemento en algunos tramos del espacio anular entre ademes y formación y/o ademe a ademe. Por otra parte, es muy difícil detectar las cimas de la lechada, debido a que ésta tiene un porcentaje elevado de retardador, para soportar los efectos térmicos, dado que la temperatura en el fondo puede ser muy alta, con respecto a la superficie, la lechada que pasa por el fondo llegando hasta la superficie, no encuentra las temperaturas tan altas como la que se previó, su fraguado requiere de un tiempo mayor que el deseable, por lo tanto, es muy difícil detectar la cima con registros de adherencia de cemento.

Una solución es obtener registros de temperatura en las siguientes ocho horas, de haber terminado la cementación, por este medio, en muchos casos se ha

LODO DE PERFORACION

PROPIEDADES TIPICAS DEL LODO

PESO (Lb/GAL)	9.0
VISCOSIDAD EMBUDO (SEG./LT.)	40
VISCOSIDAD PLASTICA (Cps)	15
PUNTO DE CEDENCIA (Lb/100ft ²)	5
GEL (Lb/100 ft ² 0' y 10')	0-4
FILTRADO (ml 30 min)	6
ENJARRE (mm)	1
P.H.	9
SOLIDOS (% x VOL.)	12
ACEITE (% x VOL.)	6
AGUA (% x VOL.)	82
ARENA (% x VOL.)	2máx.

TABLA 3

MATERIALES PARA LODO DE PERF.

BENTONITA
SULFATO DE BARIO
TANINOS MODIFICADOS
LIGNOSULFONATO DE SODIO
LIGNITA CAUSTICA
HIDROXIDO DE SODIA
CARBONATO DE SODIO
POLIELECTROLITRO ORGANICO

TABLA 5

EQUIPO PARA CONTROL SOLIDOS Y TEMPERATURA

TIPO	INTERVALO
UNA SARANDA VIBRATORIA TIPO TANDEM CON DOBLE MALLA	0.00 PROF. TOTAL
DESARENADORES CON 8 HIDROCICLONES C/U	0.00 PROF. TOTAL
TORRE DE ENFRIAMIENTO PARA MANEJAR 2 650 L/Min.	T 40° C

TABLA 4

MATERIAL PARA PERDIDA DE CIRCULACION

GRANULAR
FIBROSO
HOJUELAS
SILICATO DE SODIO Y CLORURO DE SODIO
CEMENTO

TABLA 6

determinado con cierta aproximación la cima del cemento, información muy importante, ya que deben analizarse las consecuencias futuras, al haber fallado la cementación proyectada y planear alguna solución que corrija dicha deficiencia; en ocasiones utilizando un tubing adecuado, por el espacio anular, hasta la cima a la que la lechada llegó, y por la circulación colocar el faltante; sin embargo, este método no siempre se puede aplicar por el escaso espacio anular que es común dentro de los programas de ademes utilizados. El método de disparos para establecer la circulación no siempre es efectivo, ya que de acuerdo a la estadística en el Campo de Cerro Prieto, apenas un 5% de los intentos realizados funcionó, por otra parte, las perforaciones en el ademe, favorecen al futuro las filtraciones o fugas del fluido geotérmico, en ocasiones puede ser preferible quedarse sin la cementación

PROBLEMAS FRECUENTES ENCONTRADOS DURANTE LA CEMENTACION DE T.R.

- | | |
|--|---------------------------------------|
| 1.-PERDIDA DE CIRCULACION TOTAL O PARCIAL CANALIZACION | |
| 2.-FALLAS MECANICAS EN COPLES | AUSENCIA TOTAL DE CEMENTO |
| 3.-FALLAS EN CANASTAS CEMENTADORAS | INEFECTIVIDAD DE CEMENTACION FORZADA. |
| 1.-USO DE CEMENTOS LIGEROS EN ZONAS DE ALTA PERMEABILIDAD Y/O CEMENTACION EN DOS ETAPAS. | |
| 2.-NUEVOS TIPOS DE COPLES CEMENTADORES Y CANASTAS ESPECIALES. | |

TABLA 7

a cambio de no perforar el ademe e intentar otra solución como enseguida se menciona.

De entre las soluciones que a la fecha se han podido implementar, una es el uso de lechadas más ligeras con respecto a las convencionales, utilizando mezclas con esfarelita, pudiendo así aproximar el peso de la lechada al peso del lodo de perforación, con este tipo de material siempre es posible intentar cementaciones primarias, como en varios de los pozos de Cerro Prieto se han podido lograr, cementaciones con columnas de hasta poco más 2000m sin pérdida de circulación.

Una solución después de haber tenido pérdidas de circulación de lechada, es la aplicación por gravedad de arena de sílice, que se suministra en forma intermitente para alojarla en el espacio anular que carece de cemento, para que con las vibraciones, al continuar la

perforación y por gravedad, se vaya acomodando en forma adecuada, hasta llenar el espacio anular en forma total; esto ha sido una solución que en muchos de los pozos de Cerro Prieto se ha ideado con excelentes resultados. En la Figura 5 se ilustran dos casos.

Dado los graves problemas que esta etapa del trabajo presentan, consideramos que deberán analizarse otras soluciones de diferente criterio técnico al que se utiliza en el presente. Se está estudiando un sistema distinto para que en forma oportuna se pruebe y y se pueda llegar a alguna conclusión práctica.

PENETRACION

Consideramos que a lo largo de toda la perforación de un pozo fácilmente se pueden establecer parámetros comparativos que nos permiten analizar los factores en una buena eficiencia en perforación, con la gráfica de penetración es muy objetivo apreciar esta situación; en este caso vamos a tomar dos ejemplos: uno corresponde al pozo M-21A, localizado en el bloque de Cerro Prieto I, que se perforó a más o menos 1300m de profundidad, el otro es el pozo M-150, situado en el área de Cerro Prieto III, con una profundidad de poco más de 2000m, consideramos que estos ejemplos nos pueden ilustrar ampliamente los resultados en la perforación propiamente dicha.

El primer pozo se perforó en 1973, Figura 6, utilizando 57 días, el diseño tubular para este pozo contempló una tubería superficial de 20"Ø, más o menos a 260m, una tubería intermedia de 11 3/4"Ø, hasta casi 1000m, y una tubería de producción de 7 5/8"Ø, desde la superficie hasta la zona productora, todas ellas cementadas.

Consideramos que la penetración en todas las etapas que hemos señalado, fueron satisfactorias, como fácilmente se aprecia en la gráfica de la Figura 6.

En este caso, el cuerpo de material plástico arenoso se encontró desde el nivel natural del terreno hasta casi los 700m, para enseguida encontrar un cuerpo litológico de transición, de más o menos 120m de espesor. Finalmente, el cuerpo de lutitas y areniscas intercaladas, claramente definido, en donde se encontró el almacenaje de agua caliente. Este último cuerpo litológico se extendió hasta la profundidad total y con un espesor de más o menos 450 m, las temperaturas fueron moderadas, ya que la máxima obtenida al fondo alcanzó el nivel de 210°C.

POZOS TERMINADOS CON T.R. EXTRA PESADA Y APLICACION DE ARENA DE SILICE

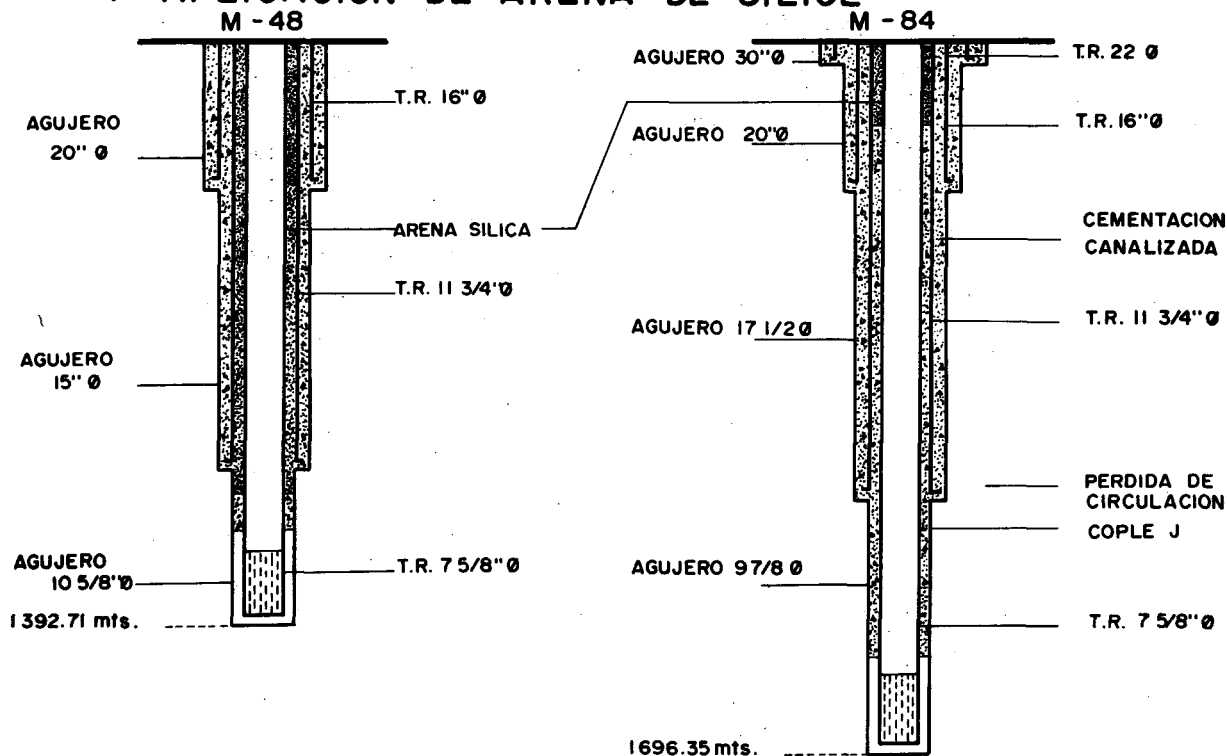


FIG. 5

En este caso, el cuerpo de material plástico arenoso se encontró desde el nivel natural del terreno hasta casi los 700m, para enseguida encontrar un cuerpo litológico de transición, de más o menos 120m de espesor. Finalmente, el cuerpo de lutitas y areniscas intercaladas, claramente definido, en donde se encontró el almacenaje de agua caliente. Este último cuerpo litológico se extendió hasta la profundidad total y con un espesor de más o menos 450 m, las temperaturas fueron moderadas, ya que la máxima obtenida al fondo alcanzó el nivel de 210°C.

En conjunto, podemos decir que en este caso este pozo se perforó en condiciones normales, aunque también hay que señalar la temperatura relativamente moderada, que aquí se encontró, dando como resultado una producción de vapor, menor de las 100 ton por hora, requiriendo en total 55 días hasta la terminación del pozo.

En cuanto al segundo ejemplo, correspondiente al pozo M-150, se perforó en 1978, a una profundidad ligeramente mayor a 2000m, Figura 7. En este pozo

se emplearon 87 días para perforación y terminación, el diseño tubular para este caso, fue el de un conductor de escasos 50m de largo y 26" de diámetro, un ademe superficial de 13 3/8" Ø, hasta casi los 1000 m de profundidad, una tubería de producción de 9 5/8" Ø, hasta casi los 1900m, para terminar el pozo con una tubería de 7" Ø, con una longitud de más o menos 200 m de liner combinado, liso y ranurado. Los materiales no consolidados se encontraron desde el nivel natural del terreno hasta casi 1300 m de profundidad, para encontrar desde este punto hasta los 1800m, un cuerpo de material semi-consolidado, transicional; finalmente, intercalaciones de lutitas apizarradas y areniscas, desde la profundidad anterior hasta el fondo; en estas intercalaciones de lutitas y areniscas se encontró el almacenaje de agua caliente. Las temperaturas en este pozo fueron mayores en general con respecto a las temperaturas que se detectaron en el pozo M-21A, y así en el fondo encontramos una temperatura de 254°C.

Al observar con detenimiento la gráfica de penetración, encontramos

condiciones muy normales hasta la profundidad de más o menos 1800m, o sea que en los materiales no consolidados, y en la zona de transición, no se presentó ningún tipo de problema, se obtuvo un rendimiento en la penetración muy satisfactorio, sin embargo, al penetrar las lutitas apizarradas y areniscas, las dificultades fueron importantes, originándose diversas pérdidas de circulación, derrumbes, atrapamientos, etc., así, esta etapa absorbió casi el 53% del tiempo total requerido para terminar este pozo, fue necesario controlar las pérdidas y los derrumbes, para evitar problemas mayores de pesca, fácilmente podemos asociar esta problemática con las temperaturas relativamente elevadas que en esta parte del campo se encuentran.

Después de haber estabilizado los derrumbes y pérdidas de circulación, se perforó la última parte del fondo, para colocar sin mayores dificultades el liner, que en este caso se diseñó para la terminación del pozo.

En resumen, que a medida que las temperaturas se acrecentan, se aumentan los problemas y dificultades, sobre todo para la terminación; esto origina incremento en los tiempos, que como el caso presente es muy significativo, en consecuencia, aumento en los costos de este tipo de pozo, por otra parte, debemos aclarar que en este caso la producción de vapor separado excedió fácilmente las 100 toneladas por hora, o sea puede existir una compensación razonable de los costos, siempre y cuando las producciones que se obtengan sean importantes.

TERMINACION

Es indudable que uno de los aspectos más trascendentes en la construcción de un pozo geotérmico, es la etapa que denominamos terminación, que en nuestro caso nos referimos a todas aquellas operaciones, procedimientos y sistemas, para definir el diseño de los ademes y/o liners que específicamente van a permitir el flujo de agua geotérmica del reservorio a la superficie, por lo tanto, esta etapa reviste particular interés, ha sido fácil idear algunos métodos o aplicaciones de equipos y sistemas que permiten precisar la zona o zonas que en un pozo determinado, ofrecen las condiciones más convenientes para explotar el reservorio que se determine.

En la Tabla 8 se hace un resumen de todos y cada uno de los parámetros que consideramos básicos en el diseño de la terminación de un pozo geotérmico. Estos parámetros son: una columna

litológica, tomando en cuenta los tonos de gris que pueden llegar al color casi negro en las lutitas, que en forma directa están relacionados con mayores temperaturas, o sea un mayor o menor metamorfismo, el porcentaje de arena que se puede evaluar en las muestras de canal, un análisis mineralógico con microscopio tanto en los recortes del canal como en núcleos, forma y tamaño de recortes que nos indican la presencia de fracturas o fallas, en la zona productora.

Es conocido que de acuerdo a los cementantes, podemos determinar o precisar una cierta temperatura en su origen, así en areniscas podemos encontrar fácilmente carbonato de calcio, en este caso nos indicarán una temperatura pobre o moderada, podemos también encontrar un compuesto de sílice como cementante, que nos indicaría una temperatura elevada, o por lo menos más favorable que en el caso anterior; debemos tomar muy en cuenta los registros de temperatura al perforar, que el lodo de perforación arrastra a la superficie, en este caso los valores son del tipo cualitativo, lo importante son las diferencias térmicas entre la entrada y la salida del lodo de perforación, los registros de temperatura obtenidas con equipo Kuster, en un período mínimo de 24 horas, por lo menos con 2 ó 3 corridas en dicho período, nos va a dar una información sumamente valiosa ya que con facilidad podemos asociar a

PAMETROS USADOS DURANTE LA PERFORACION Y TERMINACION DE POZO

COLUMNA LITOLOGICA

COLORACION EN LA LUTITA

PORCENTAJE DE ARENISCAS EN LAS MUESTRAS EN LINEA DE FLOTE.

ANALISIS MINERALOGICO CON MICROSCOPIO

CORTES EN BLOQUE

FALLAS

*CEMENTANTE DE LA ARENISCA

CARBONATO DE CALCIO

SILICE

*MINERALES HIDROTERMICOS

TEMPERATURA DE LODO ENTRADA Y SALIDA

REGISTROS DE TEMPERATURA

REGISTROS ELECTRICOS

* APLICADO DE 1978 A LA FECHA

TABLA 8

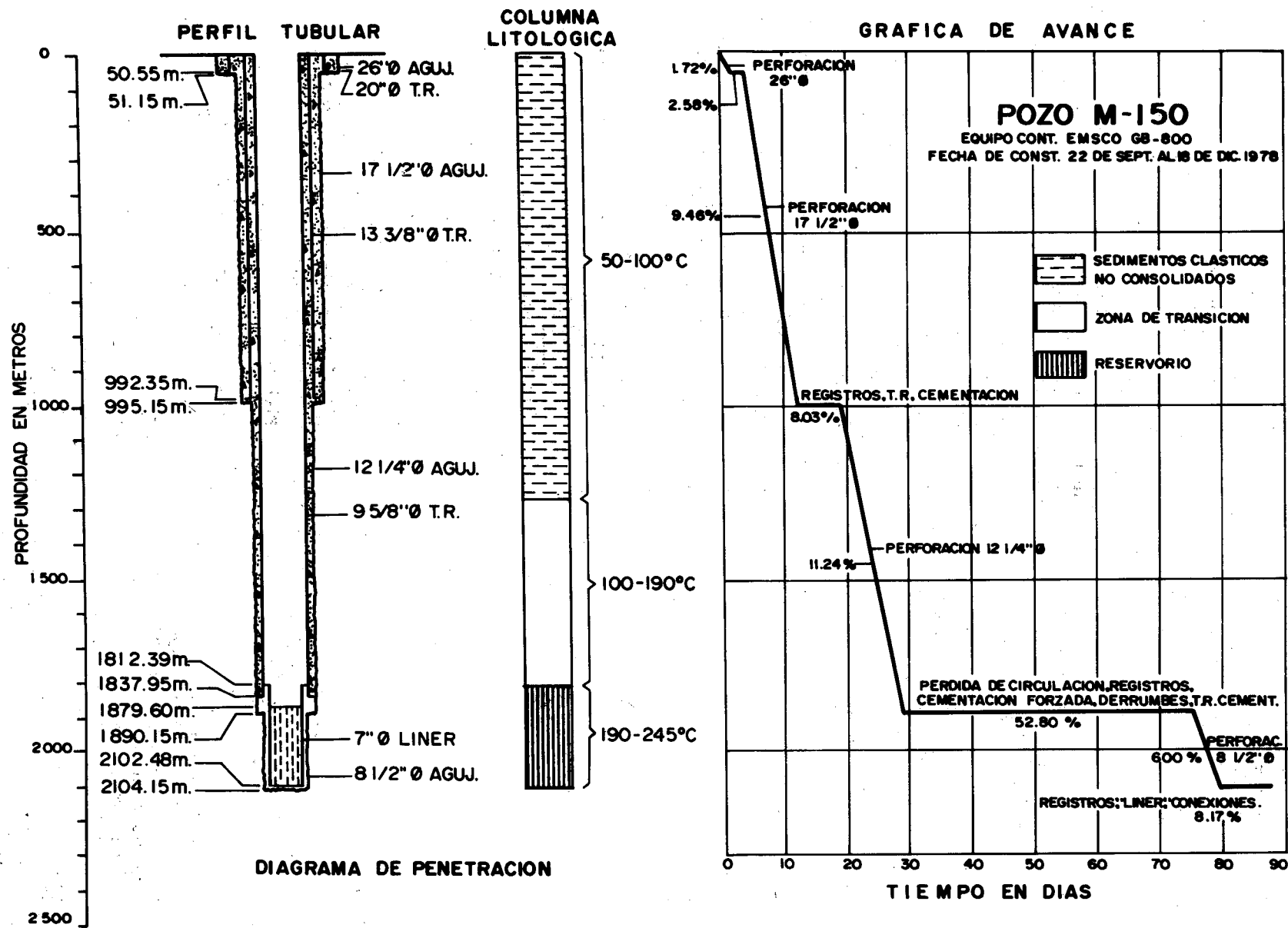


FIG. 7

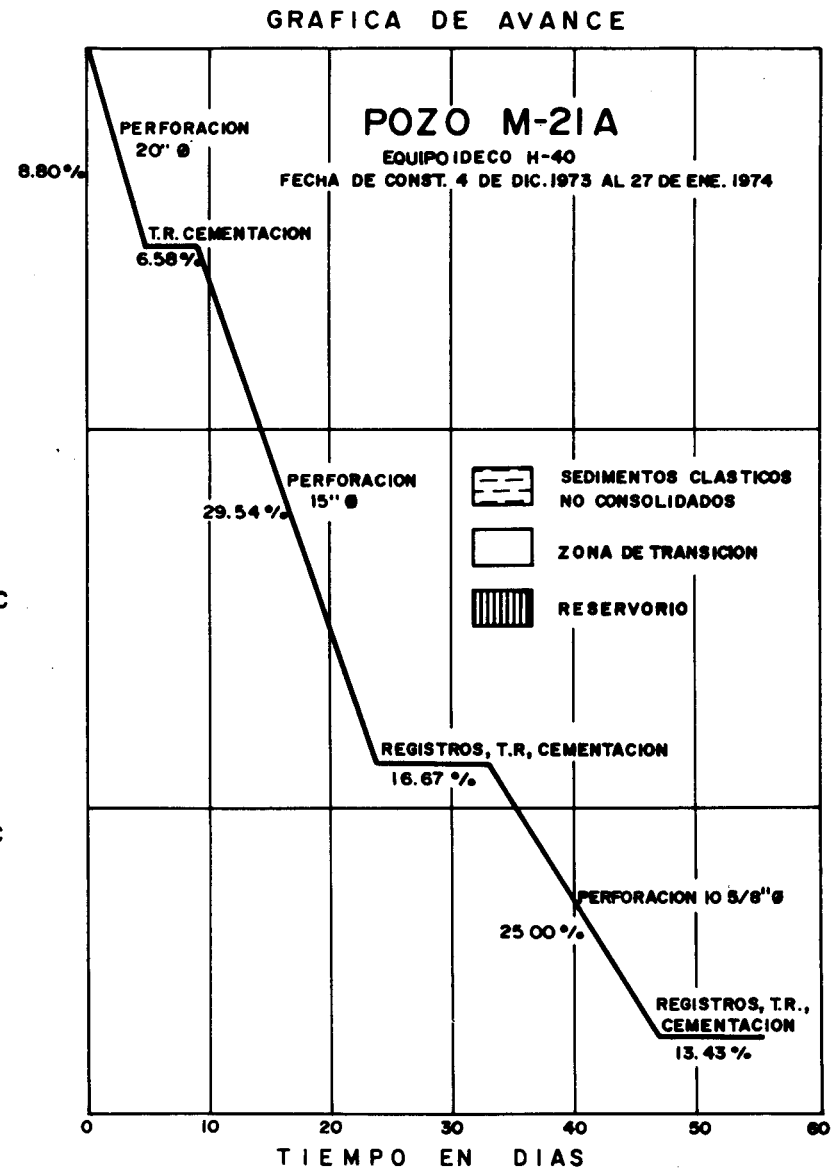
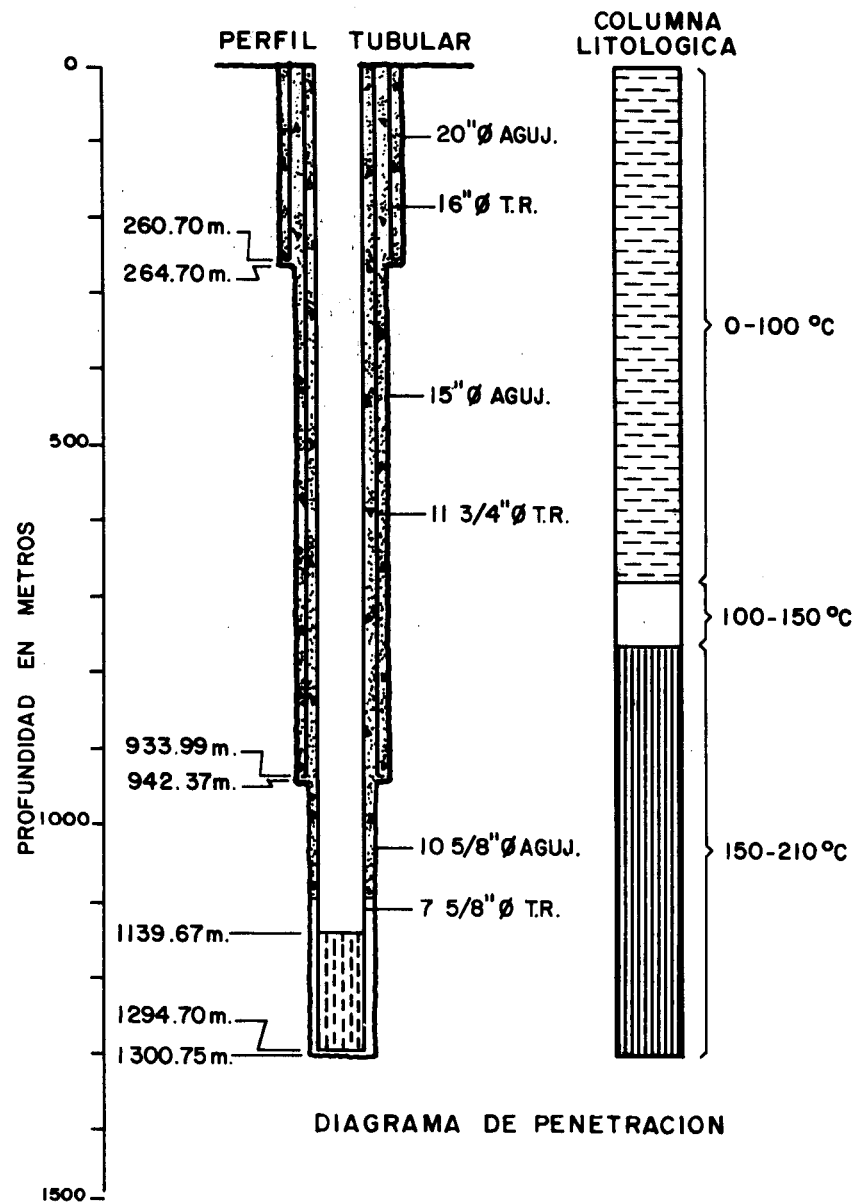


FIG. 6

los cuerpos o estratos arenosos y/o lutitas fracturadas una mayor o menor permeabilidad, esta información debe necesariamente confrontarse con la que se obtenga de los registros eléctricos, de acuerdo a las capacidades térmicas de las sondas, cuando sea posible de obtener.

MINERALES HIDROTERMALES EN FUNCION DE LA TEMPERATURA EN CERRO PRIETO B.C.

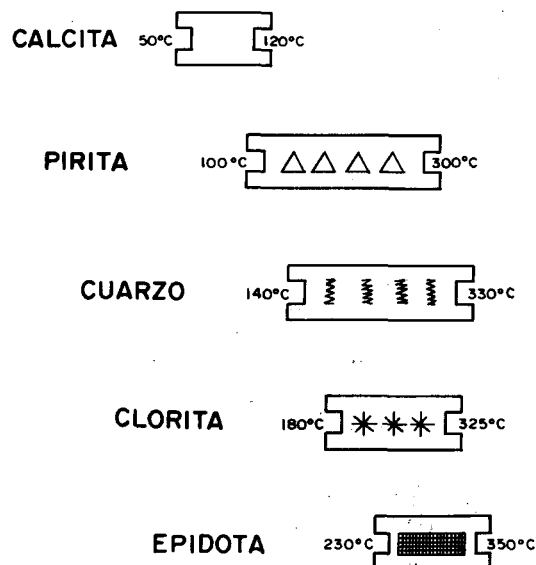


FIG. 8

Con la información anterior debidamente analizada y correlacionada, es posible definir con gran propiedad la zona con mayor permeabilidad y temperatura que en resumen serán las que produzcan el mayor volumen de agua caliente.

Ha sido claramente determinante la presencia de materiales especiales, cuya génesis está íntimamente ligada con los niveles térmicos en el reservorio. En la Figura 8 se indican las temperaturas estadísticamente obtenidas en el Campo de Cerro Prieto, asociados a los minerales que se han encontrado, como la calcita que está asociada a una temperatura entre 50 y 120°C, la pirita la encontramos asociada a niveles térmicos de 100 a 300°C, el cuarzo entre 140 y 300°C, la clorita de 180 a 325°C, y la epidota que se asocia a temperaturas de 230 a 350°C, dichos minerales se pueden determinar en las muestras de canal, deduciendo niveles térmicos que deben existir en la zona de donde proviene la muestra, así asociar esta información con la mayor o menor permeabilidad, que podemos referir a la evolución térmica que se obtiene de la

serie de registros de temperatura, corridos con herramienta Kuster, que ya hemos mencionado.

El objetivo fundamental de todo lo anterior, es definir únicamente aquel estrato o estratos que ofrezcan las máximas condiciones térmicas favorables y evitar que se filtren o escurran mezclas de aguas, cuya temperatura sea menor, ya que esto originaría varios problemas: primero, la pérdida de energía térmica con la mezcla de agua menos caliente, segundo, las reacciones geoquímicas al mezclarse aguas de diferentes calidades, que originan fácilmente incrustaciones en el "liner", en las formaciones y/o en el interior de la tubería de producción, bloqueando al paso del tiempo, el flujo normal que de acuerdo al diámetro del ademe de producción debe obtenerse, debiendo por lo tanto, hacer de tiempo en tiempo, trabajos de mantenimiento, limpieza y reparación de los pozos; inversión muy costosa, ya que en promedio es de aproximadamente el 30% del costo total de un pozo nuevo.

De las terminaciones realizadas en Cerro Prieto, se van a considerar en este caso dos ejemplos, el primero el pozo M-51, y el segundo el T-366, ya que los parámetros que se utilizaron para la terminación en estos dos ejemplos, nos ilustran con bastante claridad el sistema y los resultados que a la postre se obtuvieron en cada uno. En la época en que se hicieron los análisis y la terminación del primer pozo, no se contaba con el conocimiento adecuado para aplicar los análisis de minerales que ya antes hemos mencionado, sin embargo, en la gráfica respectiva, se incluyen dichos minerales, como resultado del estudio de las muestras de dicho pozo en fecha posterior a su terminación, y como estudio complementario.

En la figura 9 podemos destacar primero que el color de las lutitas fue gris claro, gris oscuro y negro oscuro, esto asociado con una menor o mayor metamorfosis relacionada a una menor o mayor temperatura, el contenido de arena vario, pero el promedio en el tramo del reservorio fue más o menos de un 50%, indicándose en esta situación una buena porosidad, y seguramente una buena permeabilidad; de los minerales y cementantes que en este caso se encontraron, podemos señalar la pirita y clorita con algunas contaminaciones de carbonato de calcio; sílice, epidota y biotita, se encontraron en mayor proporción de los 1400m hacia el fondo, congruentemente con ellos, los registros de temperatura acusaron las mayores temperaturas, tanto con el equipo Kuster como una mayor diferencial de la

del lodo de perforación, entre la entrada y la salida del pozo.

Confrontando dicha información con los registros eléctricos confirmaron las condiciones de permeabilidad en función de los cuerpos con mayor o menor porcentaje de arena y que se habían obtenido de las muestras de canal.

De este pozo se obtuvo, en su producción, un volumen mayor de las 140 ton/hr de vapor, volumen que tendió a declinar al paso del tiempo a más o menos 100 ton/hr; o sea este pozo dió buenos resultados, aunque claramente se deduce que si se hubiera perforado unos metros más, los resultados hubieran sido más satisfactorios, puesto que las características detectadas en los últimos 150m del fondo, nos indicaban la penetración inicial de un estrato impregnado de agua más caliente; repetimos que cuando este pozo se terminó no existía el criterio de la aplicación de minerales para precisar formaciones de máxima temperatura.

Con respecto al segundo ejemplo que en este estudio hemos tomado, corresponde a la terminación del pozo T-366, Figura 10 encontramos una situación bastante distante a la anterior, en este caso el pozo se perfora casi hasta los 3000m, en cambio en el pozo M-51, se llegó a los 1600m solamente, como los registros eléctricos acusaron una aparente pobreza de porosidad, y en consecuencia, permeabilidad, se determinó someter a explotación desde los 2427m hasta el fondo, haciendo una selección de intervalos más o menos calientes o más o menos permeables, así se detectaron tres zonas en donde se colocó tubería ranurada, el resto ciega. Las coloraciones de las lutitas en este caso fueron de gris oscuro a francamente negro, pero además fue clara la presencia de fallas, fracturas o fenómenos de tectonismo en dichas lutitas, ya que los recortes indicaron la presencia de dichas situaciones, el promedio del contenido de arenas en las muestras, fue alrededor del 40%, en cambio el contenido de minerales y cementantes, como se indica en la Figura 10, fue de piritita en forma moderada, cuarzo blanco, sílice y epidota, en forma preponderante en toda la zona productora, la presencia de estos dos últimos minerales en forma simultánea nos indicó una enorme posibilidad de obtener temperaturas muy elevadas, quedando únicamente la permeabilidad en incertidumbre.

Para lograr así una producción importante, los registros de temperatura de lodo de perforación a la entrada y salida del pozo se elevaron entre los 60 y 75°C., la diferencia fue siempre arriba

de 10°C., información significativa del poder térmico de los estratos perforados, los registros de temperatura obtenidos con equipos Kuster nos dieron una evolución indicativa de una permeabilidad más o menos favorable y las temperaturas obtenidas confirmaron lo que ya por minerales y diferencia de temperaturas en el lodo de perforación se había conluido, en cambio los registros eléctricos acusaron una pobre porosidad en todo el estrato perforado.

Los resultados de este pozo en su evaluación fueron espectaculares, obteniéndose 300 ton/hr de vapor separado, o sea uno de los pozos más capaces, no únicamente del Campo de Cerro Prieto, sino de otros campos geotérmicos del mundo. La producción sostenida a la fecha, no acusó descenso importante; creemos que deberá haber alguna declinación lógica y normal al paso del tiempo, sin embargo, de acuerdo a los parámetros utilizados, las consideraciones hechas a lo observado, en relación a los resultados obtenidos, nos confirmó que el método, siempre y cuando se utilice con criterio y con habilidad, puede dar resultados excelentes; esto se respalda con las experiencias obtenidas en otros pozos, en donde también se han aplicado para su terminación, los parámetros ya mencionados con resultados muy satisfactorios.

CONCLUSION

Después de haber construido más de 100 pozos en el Campo Geotérmico de Cerro Prieto, con diferentes problemas en la perforación y terminación de dichos pozos, podemos razonablemente concluir que los métodos, procedimientos, equipo, herramientas, materiales, etc., que se han aplicado en forma evolutiva, han dado resultados alentadores, y pudiéramos decir satisfactorios, que deben mejorarse indudablemente con el ánimo de obtener mejores resultados, pero en resumen lo que hemos aprendido a lo largo de estos años, ha permitido buscar nuevas soluciones e intentar alternativas con objeto de mejoría, como evitar problemas en el futuro durante la explotación, reducir costos de mantenimiento por incrustaciones y sobre todo, los medios para un control adecuado, en todas las circunstancias y eventos que pudieran originar riesgos para el personal, equipo, y sobre todo, a la central eléctrica, ya que un descontrol parcial o total podría fácilmente vulnerar la operación de la misma.

Deberemos estudiar y optimizar sistemas, o resolver problemas todavía existentes, sobre todo en la cementación de ademes, tal vez aplicar otros tipos de aleaciones que soporten la corrosión,

buscar equipos, herramientas o sistemas que nos permitan enfrentar en forma más económica y efectiva las pescas, cuando éstas por desgracia se presentan.

En una palabra, consideramos que los logros obtenidos son alentadores, pero deberán mejorarse en lo posible para lograr una energía geotérmica más económica.

REFERENCIAS

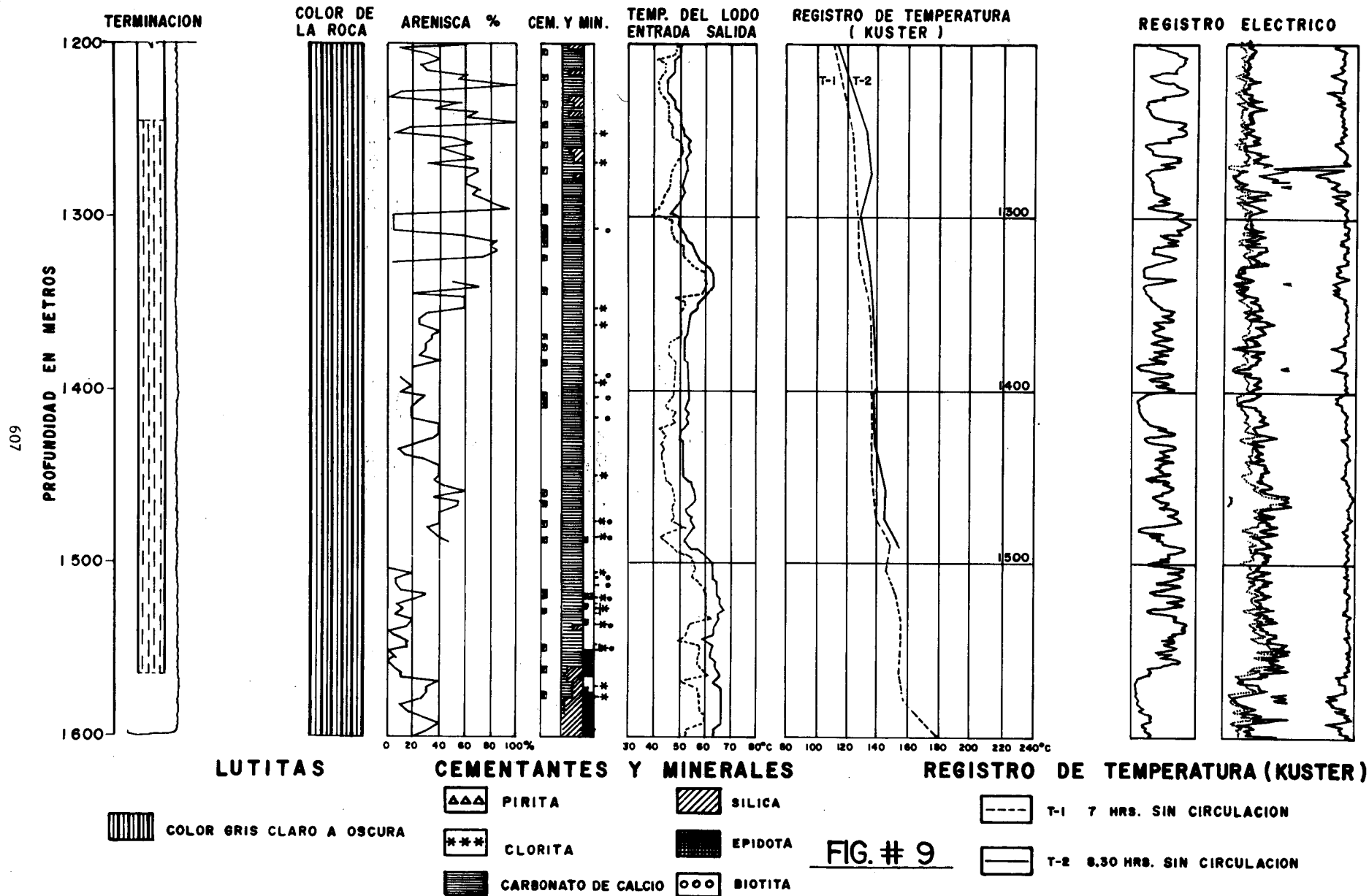
D. Dench, Casing String Desig for Geothermal Wells Primer Simposio de Desarrollo y Aplicación de Energía Geotérmica- PISA 1970.

Héctor G. Rivera. Como Proteger Tuberías de Ademe. Petróleo Interamericano.- 1962.

Jim Vohs. Interpretación del registro "Casing Collar Locator and Cement Bond Log" del Pozo M-45, Schlumberger, 1977.

B. Domínguez, Terminación y Desarrollo de Pozos Geotérmicos en Cerro Prieto. Primer Simposio sobre el Campo Geotérmico de Cerro Prieto, CFE 1978.

PARAMETROS USADOS PARA TERMINACION DE POZO M-51



PARAMETROS USADOS PARA TERMINACION DE POZO T-366

