

COMPORTAMIENTO DE LAS PRESIONES Y SUS REPERCUSIONES EN EL CAMPO GEOTERMICO DE CERRO PRIETO

F. J. Bermejo M., F. X. Navarro O., C. A. Esquer P., F. Castillo B., y F. C. de la Cruz D.

Comisión Federal de Electricidad
Coordinadora Ejecutiva de Cerro Prieto
Mexicali, Baja California, México

El Campo Geotérmico de Cerro Prieto, está localizado en la parte noroeste de la República Mexicana, vecino a los estados de California y Arizona, de los E.U.A.

El Campo está constituido litológicamente por tres capas:- La primera, superficial, formada por sedimentos deltaicos no consolidados integrados por arcilla, limo, arena y grava. La segunda inferior a la anterior, está formada también por sedimentos deltaicos semiconsolidados y consolidados, metamorfisados por efectos geohidrotermales, siendo su estratificación generalmente lenticular, integrada por alternancia de lutitas, limolitas y areniscas. La tercera y última capa está formada por basamento granítico fracturado, perteneciente en su base a la Sierra Cucapah.

En la segunda capa es donde se lleva a cabo el almacenamiento del fluido hidrotermal, que por efecto de los gases y convecciones de fluido de las regiones profundas, que a través del basamento fracturado permitió el calentamiento del agua, provocando el intercambio térmico en su ascenso y distribuyéndose en los estratos según su grado de permeabilidad, así como también a través de los fracturamientos provocados por los afallamientos que cruzan este Campo y que son la causa de la formación de esta zona geotérmica con excelentes resultados de explotación.

Basados en la información recopilada desde los primeros estudios desarrollados en el Campo los cuales se iniciaron en el año de 1959 en varias etapas principiando con la exploración, perforación y estudios hasta tener los pozos suficientes y necesarios para alimentar la primera planta geotermoeléctrica, la cual en abril de 1973 inició su operación en su primera etapa con 75 MW y la segunda de la misma capacidad en abril de 1979. Actualmente (enero de 1981) se tienen 85 pozos perforados, los cuales han contribuido a ampliar la información que ha hecho posible la elaboración del presente trabajo.

Debido a los movimientos convectivos que se originan en el reservorio geotérmico por efecto de las transferencias de calor en el agua, además de las corrientes hidráulicas en la primera capa, se crean gradientes de potencial hidráulico entre las diferentes capas del yacimiento, los cuales varían dependiendo de su permeabilidad, así como del menor o mayor fracturamiento ocurrido en el reservorio; ocasionando todo esto que varíe dicho potencial hidráulico entre las diferentes zonas

del campo geotérmico, creándose infiltraciones de las capas superiores con agua de menor temperatura hacia las zonas calientes constituyéndose así un equilibrio natural. Este equilibrio puede ser roto por el hombre al perforar dichas capas entre unas y otras, estableciéndose así un nuevo equilibrio en el cual se puede ocasionar un flujo de fluidos entre los estratos y esto se presenta con más posibilidades si por extracción del fluido se depresiona alguno de los estratos.

Como consecuencia de la continua extracción de mezcla agua-vapor que se ha llevado a cabo en el Campo¹, la cual se ha estado incrementando de acuerdo a las necesidades de vapor para la planta geotermoeléctrica, se han originado abatimientos de presión en los estratos productores reflejándose en cada uno de los pozos y por lo tanto también, un abatimiento en el reservorio del campo geotérmico. Esto ha dado lugar a que se observe como dentro de la columna hidráulica del pozo, existen comportamientos algo "anormales", obedeciendo en la mayoría de los casos a que en los diversos estratos atravesados en la perforación de un pozo y si de alguna manera quedan interconectados, se generan descompensaciones de presión hidráulica las cuales provocan movimientos de fluidos entre los mismos estratos. Como ejemplo de estos fenómenos de descompensación hidráulica en el cual se origina un movimiento de fluidos que ocurre de una zona superior a una inferior, se escogió el pozo Nuevo León 1 con el objeto de mostrar este desequilibrio de una manera macroscópica, cuando ocurre entre regiones distantes entre sí a 600 m., ya que en regiones cercanas 0-200 m., se confunde con los movimientos de convección propia del fluido.

En el pozo Nuevo León 1, localizado al noreste del campo (Fig. 1), se llevó a cabo su perforación a 3347 m. de profundidad, la temperatura se incrementó al iniciar la perforación de las lodolitas, continuando este aumento hasta que el cementante sílice alcanzó a predominar 100% aproximadamente, condición que normalmente se presenta en la mayoría de los pozos. Los registros de temperatura efectuados (Fig. 2), muestran con los diferentes tiempos de reposo, que la temperatura se incrementa con una buena transferencia de calor de los estratos hacia el lodo de perforación, en el interior del pozo, comprobando esto que la temperatura es alta. La perforación del pozo fue normal hasta llegar al fondo en donde hubo una pérdida grande de

circulación de lodos y en la colocación y cementación de la tubería de 7" Ø, de 1923 a 2644m. hubo una pérdida de circulación de cemento, sin embargo, se pensó que no quedó comunicación del interior del pozo con la formación.

Terminado el pozo se procedió a efectuar cambio de lodo por agua limpia, y en un término de 10 días se efectuó el primer registro de temperatura dando como resultado que la temperatura en vez de aumentar a 300°C como se esperaba, disminuyó; por lo cual se procedió a efectuar una serie de registros con tiempos de reposo de 13, 17, 30 y 60 días, observándose (Fig. 3) que esta disminución de temperatura, continuaba desde la profundidad de 1923 m., observándose además, por las curvas de temperatura, que presentaba conformación de flujo por lo que confirmó que existía un paso abierto de 1923 m. hacia el fondo del pozo por auto reinyección, por descompensación hidráulica y esto es debido a que una vez que se cambió el lodo de enjarre a las paredes de la formación del pozo que evitaba el flujo entre los diferentes estratos, hubo la facilidad de comunicación entre los mismos.

Con el objeto de estudiar el comportamiento de este pozo, se procedió a iniciar la inducción extrayéndose 2500 m³ de agua. (300 veces el volumen contenido en el pozo), sin lograr hacerlo fluir. Durante estos intentos se observó extracción de gran cantidad de arena, por lo cual se tomó en consideración la teoría de que había entrada de agua a la profundidad de 1923 m., por no haber obturación con cemento, y se procedió a efectuar su reparación aplicando cemento en esta región abierta.

Efectuada la cementación del pozo se observó que la temperatura inició su incremento como lo muestran los registros con tiempos de reposo de 10, 40, 200 y 700 hrs. (Fig. 4). Además muestra que en la zona de ranurado, el incremento de temperatura fue menos por la gran cantidad de agua de menor temperatura (140°C) que se introdujo por término de 8 meses que duró con este fenómeno de auto reinyección.

Después de este período de observación, se procedió a efectuar la inducción con el objeto de hacer fluir el pozo extrayéndole para tal fin 250 m³ de agua, lográndose rápidamente que fluyera, iniciando por lo tanto su calentamiento como lo muestran las curvas de registros de temperatura (Fig. 5). Efectuando un análisis de dichos registros de presión en el pozo, se comprobó esta descompensación hidráulica que existe entre los estratos no consolidados y los estratos semiconsolidados o consolidados, en donde predominan las lutitas y areniscas con temperaturas mayores a los 300°C, los registros de presión (Fig. 6), efectuados cuando el pozo tenía comunicación con la formación a la profundidad de 1923 m. y existía la "auto reinyección", la presión era la equivalente a una columna teórica de agua cuyo gradiente de presión es calculado en base al que se encuentra en la mayoría de los pozos en la zona de los no consolidados, apreciándose en el registro de 11 días de reposo, ligeras desviaciones debidas a la presencia de la contaminación de lodos que

varían la densidad de la columna de agua. Al efectuarse la reparación del pozo taponando esta zona de 1923 m., se aprecia que la presión del pozo disminuye por sí sola lentamente al no entrar más agua de menor temperatura que recargue los estratos, estos por lo tanto, tienden a llegar a su presión natural. Los registros de presión efectuados posteriormente a la reparación y una vez efectuada la inducción e iniciado el calentamiento del pozo extrayéndose agua de la formación, se aprecia que la disminución de la presión en el yacimiento se incrementa conforme se le extrae ésta con respecto al tiempo. Ahora bien, se espera que esta disminución pueda deberse en parte a algún taponante de los estratos por efecto de lodos de perforación y falta de permeabilidad (Figs. 7 y 8).

Otro pozo en donde se encuentran evidencias de que existe este fenómeno de "auto reinyección" es el pozo M-172, como lo muestran la conformación de las curvas de temperatura (Fig. 9). Pensándose que existía la posibilidad de flujo de agua, de la profundidad de 2700 m. al fondo del pozo, no presentando evidencia de rotura de tubería o bien, desacoplamiento para que pudiera existir flujo por dentro de las tuberías; se estudió el esquema constructivo del pozo, observándose que se dejó sin cemento precisamente de 2700 m., que es el fondo del pozo, por lo cual es posible esta comunicación con flujo a través del espacio anular atrás de la tubería sin cemento transmitiéndose este comportamiento de flujo al interior del tubo por conducción de temperatura. La aportación de agua a la porción inferior del pozo hace que igualmente recarguen los estratos incrementando la presión en los mismos como lo muestran los registros de presión (Fig. 10), los cuales indican que la presión en la zona de los consolidados es menor a la presión teórica que la del gradiente de presión, encontrado en diversos pozos perforados en la zona de los materiales no consolidados o penetrando a los semi consolidados.

Los fenómenos de auto equilibrio dentro los estratos pueden ocurrir durante la perforación enmascarando las temperaturas, dando como resultado el incremento de temperaturas menores a las normales y esto puede ocurrir principalmente en los pozos profundos por ser mayor la columna hidráulica. Con respecto a la formación en la región del fondo del pozo, estos fenómenos de auto equilibrio entre los estratos sucede también cuando deja de producir el pozo cerrándolo; también se presenta cuando se rompen las tuberías de un pozo poniendo en contacto nuevas zonas no explotadas con explotadas, o bien romper cemento en la parte inferior de la zona abierta del pozo poniendo en contacto estas zonas, dando por resultado incremento de presión en el fondo del pozo, por lo tanto si estos pozos se toman como referencia para detectar interferencias con apertura con otros pozos, darán resultados erróneos si no se toman en cuenta estos factores de auto equilibrio como ocurre en el pozo M-46 o bien, pozos con dos zonas de producción como son los pozos M-26, M-42 ó M-20. Así también como el pozo Nuevo León 1.

Las depresiones del campo Cerro Prieto 1, en explotación desde 1973 a 1979, detectaron una disminución de 21.09 Kg/cm^2 en base a los registros de presión, aunque en algunos estratos pudieran ocurrir depresiones mayores, pero por efecto de este reequilibrio no se detectan en los registros.

Como se ha explicado en este trabajo, deberá tenerse mucho cuidado para explicar las presiones registradas en el pozo, para la aplicación en los diferentes modelos de simulación de campo tanto hidráulica como térmica, o de interferencia entre los pozos, con el objeto de no llegar a resultados erróneos.

B I B L I O G R A F I A

1.- Bermejo F.J., Navarro F.X., Castillo F., Esquer C.A., Cortez C. "Variación de presión en el yacimiento de Cerro Prieto durante su explotación". Segundo Simposio sobre el Campo Geotérmico de Cerro Prieto, Baja California, México

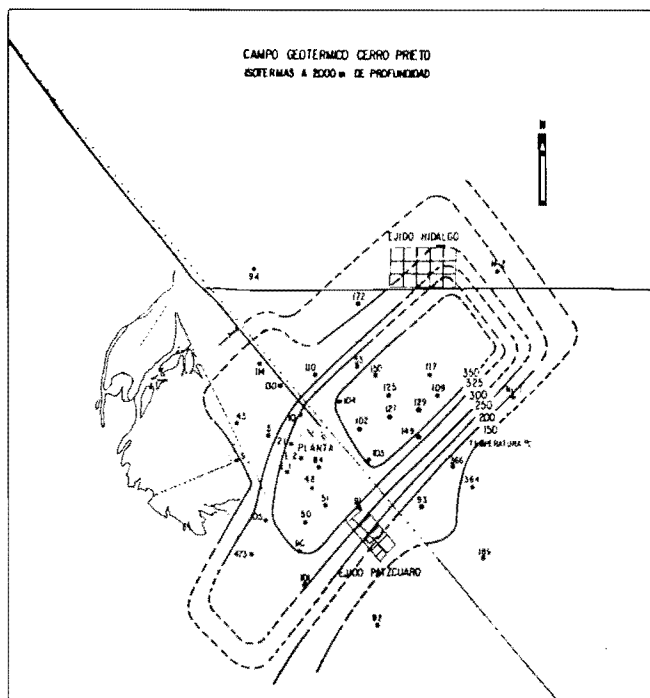
2.- Bermejo F.J. "Interpretación de Registros de Temperatura y Presión". Primer Intercambio Técnico sobre Geotermia. San Felipe, B.C., México 1977.

3.- Bermejo F.J., Cortez C., Aragón A. "Cambios Físicos y Termodinámicos Observados en el Yacimiento Geotérmico de Cerro Prieto". Primer Simposio sobre el Campo Geotérmico de Cerro Prieto, Baja California, México. San Diego, California E.U.A. 1978.

4.- Comisión Federal de Electricidad, Coordinadora Ejecutiva de Cerro Prieto. Superintendencia General de Explotación. "Reportes Internos de Pozos".

5.- Comisión Federal de Electricidad, Coordinadora Ejecutiva de Cerro Prieto. Superintendencia de Producción. "Reportes Internos de Presión y Temperatura".

6.- Castillo F., Bermejo F.J. Domínguez B., Navarro F.X., Esquer C.A. " Distribución de las temperaturas en el Campo Geotérmico de Cerro Prieto". Tercer Simposio del Campo Geotérmico de Cerro Prieto, B.C., México. San Francisco, California, E.U.A., 1981.



XBL 823-8229

Figura 1. Campo geotérmico de Cerro Prieto. Isothermas a 2000 m de profundidad.

Figure 1. Cerro Prieto geothermal field Isotherms at 2000 m depth.

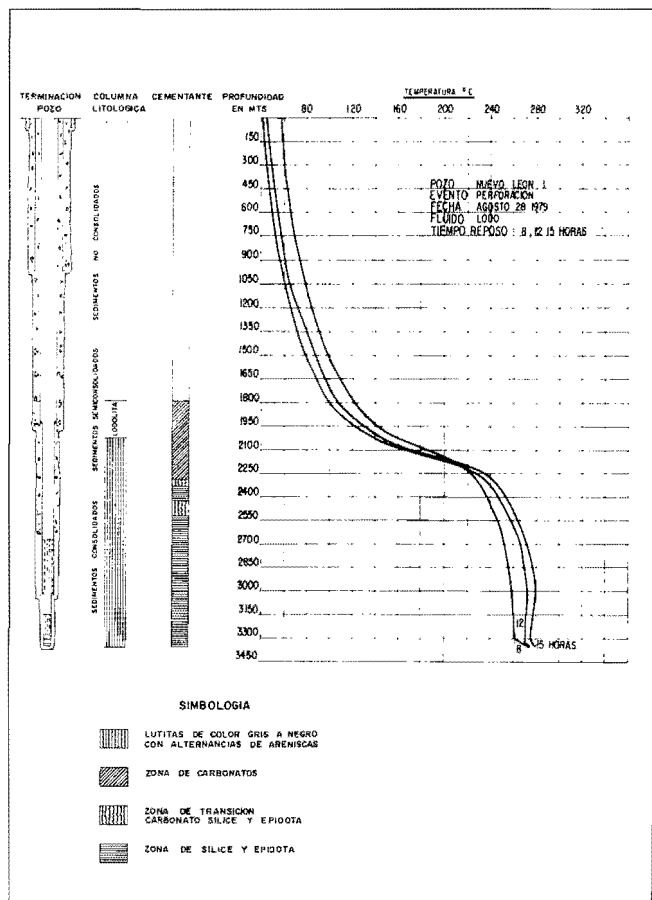


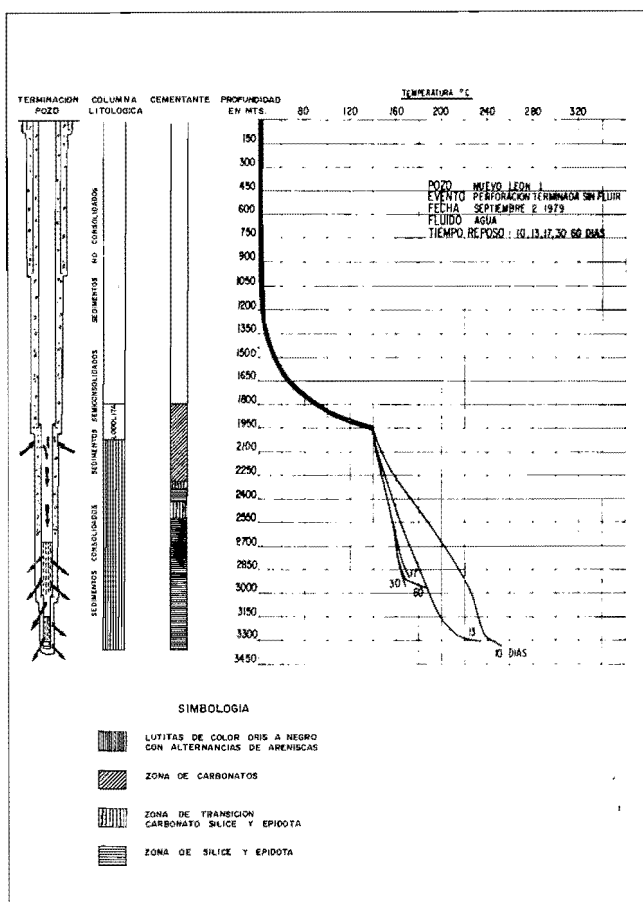
Figura 2. Registros de temperatura del pozo Nuevo León 1 después de su perforación.

Figure 2. Temperature logs of well Nuevo León 1 after drilling.

XBL 823-8330

Figura 3. Registros de temperatura del pozo Nuevo León 1 después de eliminar el lodo de perforación.

Figure 3. Temperature logs of well Nuevo León 1 after cleaning out drilling mud (not flowing).



XBL 823-8231

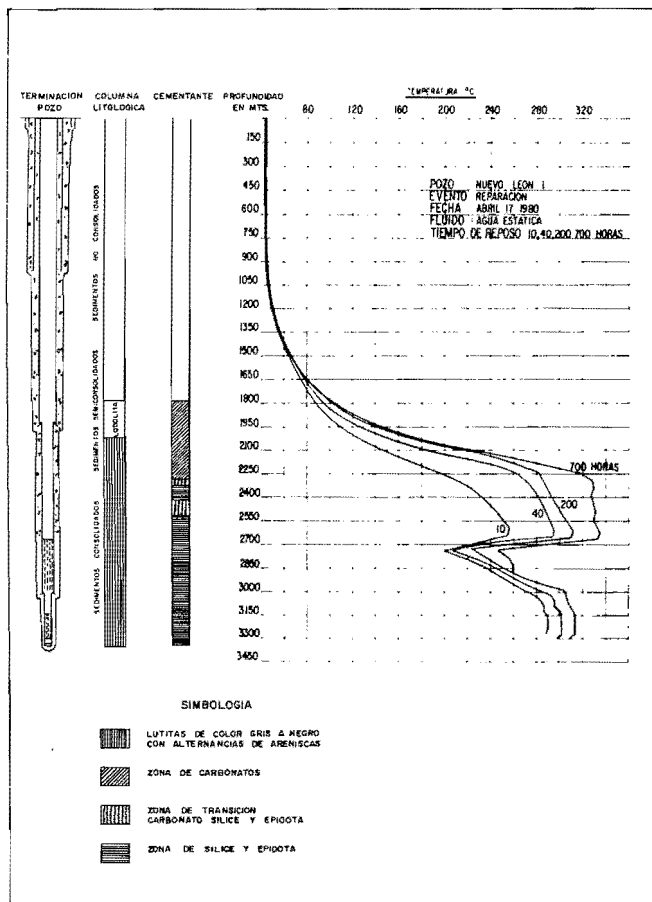


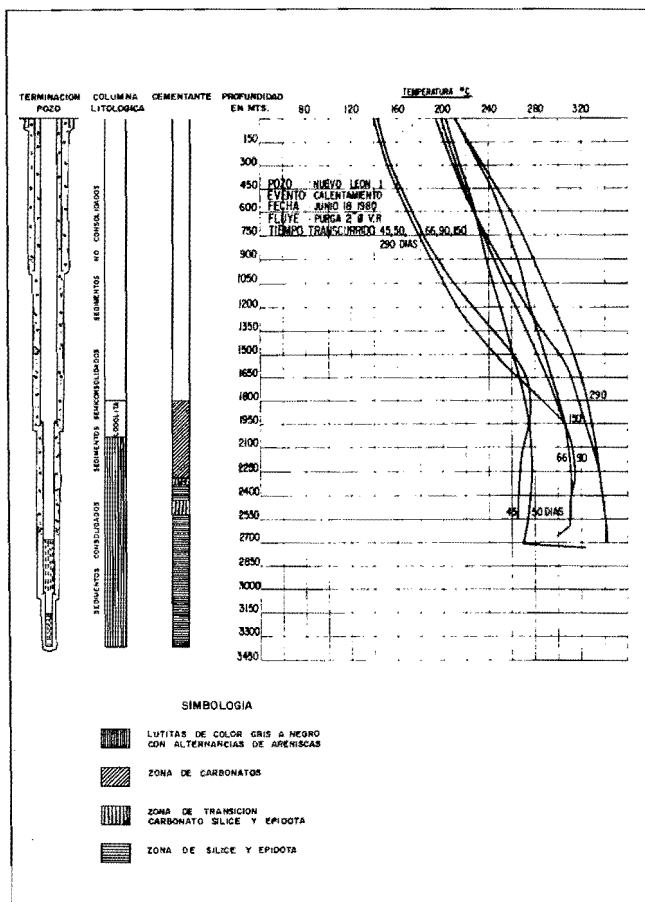
Figura 4. Registros de temperatura del pozo Nuevo León 1 después de su reparación.

Figure 4. Temperature logs of well Nuevo León 1 after undergoing repairs.

XBL 823-8232

Figura 5. Registros de temperatura del pozo Nuevo León 1 durante su calentamiento.

Figure 5. Temperature logs of well Nuevo León 1 during warm-up period, flowing through a 2-in. diameter purger.



XBL 823-8233

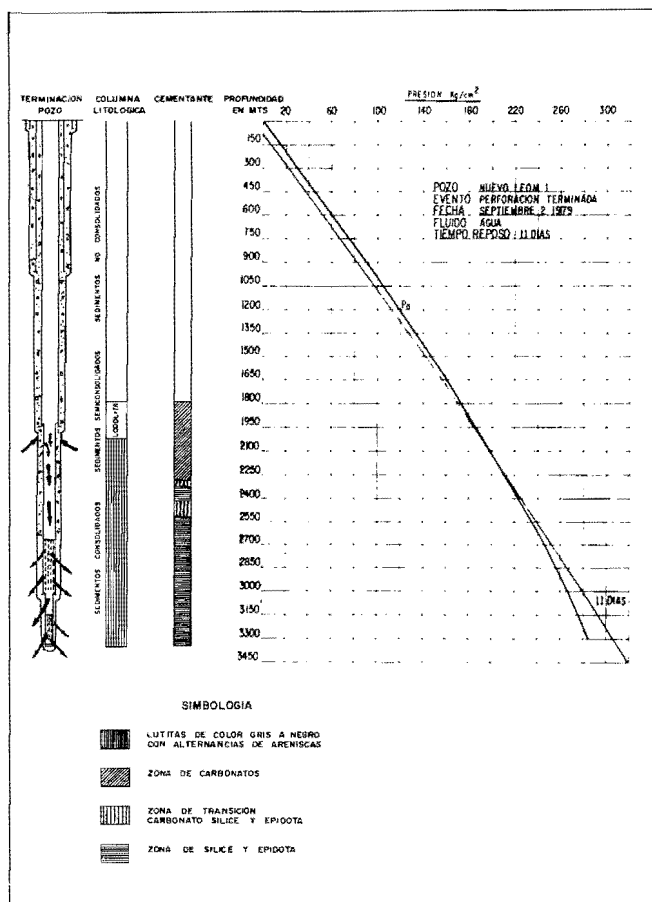


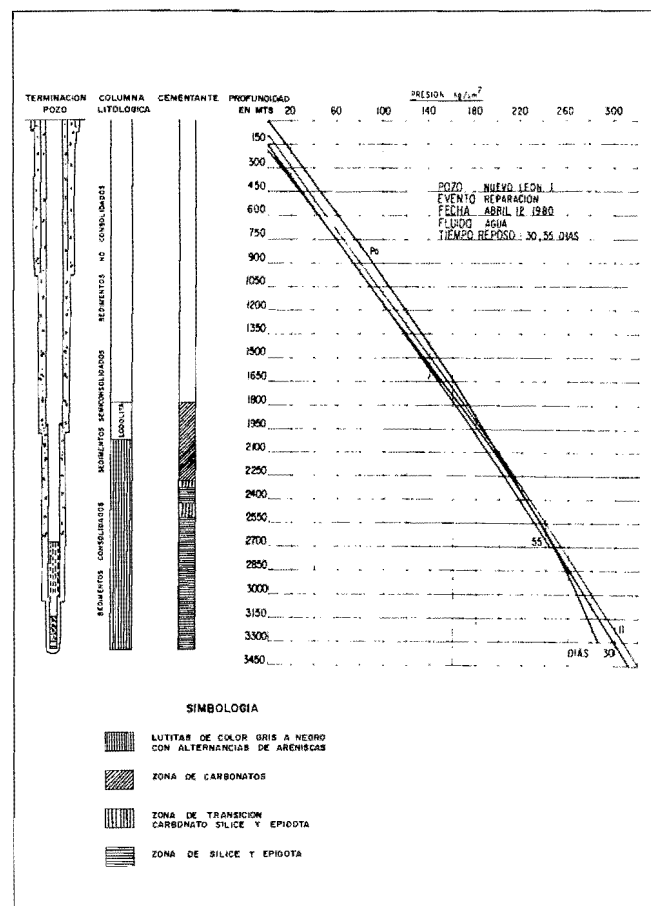
Figura 6. Registros de presión del pozo Nuevo León 1 después de ser perforado.

Figure 6. Pressure logs of well Nuevo León 1 after drilling.

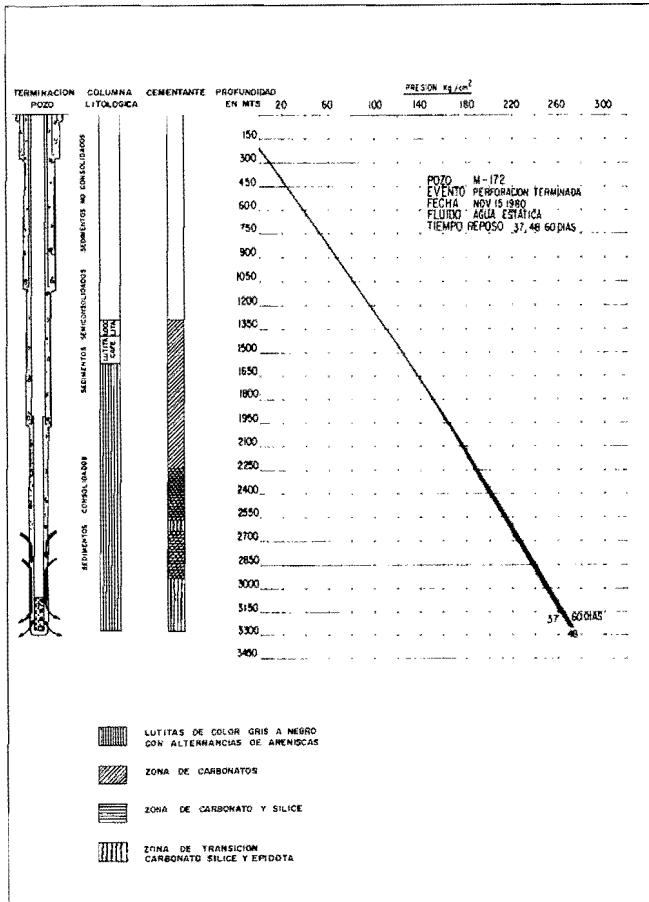
XBL 823-8234

Figura 7. Registros de presión del pozo Nuevo León 1 después de su reparación.

Figure 7. Pressure logs of well Nuevo León 1 after undergoing repairs.



XBL 823-8235



XBL 823-8238

Figura 10. Registros de presión del pozo M-172 después de su terminación.

Figure 10. Pressure logs of well M-172 after completion.

PRESSURE CHANGES AND THEIR EFFECTS ON THE CERRO PRIETO GEOTHERMAL FIELD

The Cerro Prieto geothermal field is located in northwestern Mexico, near the states of California and Arizona, U. S. A. Lithologically, the field consists of three units. The first and shallowest unit is composed of unconsolidated deltaic clays, silts, sands, and gravels. The second unit, below the first, is composed of semiconsolidated and consolidated deltaic sediments, hydrothermally metamorphosed. Its stratification is generally lenticular, made up of the alternation of shales, siltstones and sandstones. The third and lowest unit corresponds to the fractured granitic basement which outcrops at the Cupapa Range.

Hydrothermal fluids are stored in the second unit. The fluids were originally heated at great depths; due to the effects of convection and the presence of gases, they rose through the fractured

basement exchanging heat along the way and flowing into the various strata, depending on their permeability. The fluids also rose through the fractures associated with the various faults crossing the field that brought about this very productive geothermal zone.

This paper is based on information gathered since 1959 when the first studies of the field were made. Those studies were carried out in several stages, beginning with exploration, drilling, and the analysis necessary to determine the number of wells that would be needed to supply geothermal steam to the first 75 MW power plant, which came into operation in April 1973. A second plant, of equal capacity, went on line in April 1979. Presently (January 1981), 85 wells have been drilled in the field.

Hydraulic potential gradients are created between the different reservoir layers by water flows in the first unit and convective fluid movements taking place in the geothermal reservoir. These convective fluid movements are the effects of fluid and heat transfers. These potentials and their gradients vary, depending on the permeability and the degree of fracturing in the reservoir and in the different zones of the geothermal field. This results in the infiltration of cooler waters from the upper layers into the hotter zones, thus creating a natural equilibrium. This equilibrium is disturbed by man who, when drilling through these layers, establishes a new equilibrium which may cause fluids to flow between strata. This flow is more likely to occur if the pressure within one of the strata has been lowered by fluid production.

Continuous extraction of the water-steam mixture at the field¹ has been increasing to fulfill the steam requirements of the power plant. As a result, pressure declines have been observed in the producing strata in all of the wells, as well as in the geothermal reservoir as a whole. "Anomalous" behaviors that have been observed in the wells' hydraulic columns in most cases are due to the interconnection of the various strata penetrated by the well. When this occurs, unbalanced hydraulic pressures cause the movement of fluids between the strata. As an example of this hydraulic imbalance causing the flow of fluids from an upper to a lower zone, we chose well Nuevo León 1 where this effect occurs between regions 600 m apart. We used this example because, in regions less than 200 m apart, the movement could be confused with normal fluid convective motions.

Well Nuevo León 1, located in the northeastern part of the field (Figure 1), was drilled to a depth of 3347 m. The temperature increased when the drilling through the mudstones and continued to increase until about 100 percent of cementing silica was reached. This is the normal pattern in most wells. Temperature logs (Figure 2) taken after different rest periods show that temperature increases because of good heat transfer from the rock strata to the drilling muds inside the well, confirming the existence of high temperatures. The drilling operations were normal until total depth was reached, when there was a large mud circulation loss. During the placement of the 7-in. diameter casing between 1923 and 2644 m, there was also a cement circulation loss. However, it was believed that there was no communication between the inside of the well and the formation.

After the well was completed, the mud was washed out using clean water. Ten days later, the first temperature log was made, showing that instead of increasing to 300°C as expected, the temperature decreased. It was decided to run a series of temperature logs with 13-, 17-, 30-, and 60-day rest periods (Figure 3). It was observed that the temperature continued to decrease at depths below 1923 m. Furthermore, the shape of the temperature curves confirmed there was flow "self-reinjection" from 1923 m depth to the bottom of the well because of pressure imbalance. This came about when the borehole mud coating, which impeded the flow between the different layers, was removed; this made the communication between these

strata possible.

With the goal of studying the behavior of this well, we induced it by extracting 2500 m³ of water (300 times the wellbore volume) without making it flow. During these attempts, it was noticed that a large amount of sand was being extracted, which led to speculation that water was entering at 1923-m depth. Since the cement did not appear to be sealing this area, repairs were made by cementing this open zone.

After the repairs, the temperature started to increase, as shown by the temperature logs made with 10-, 40-, 200-, and 700-hour rest periods (Figure 4). This figure also shows that the temperature increase in the slotted interval was lower, due to the large amount of cooler (140°C) water that had been introduced in this region during the 8 months of "self-reinjection."

After this observation period, the well was induced in order to make it flow, by extracting 250 m³ of water; it flowed quickly thus initiating the warm-up period shown by the temperature logs curves given in Figure 5. An analysis of the corresponding pressure logs showed that there was a hydraulic pressure imbalance between the unconsolidated and the semiconsolidated and consolidated strata, the latter dominated by shales and sandstones at 300°C. The pressure logs (Figure 6), made while the well was open to the formation at 1923-m depth and "self-reinjection" was going on, showed that the pressure was equivalent to a theoretical water column whose pressure gradient could be calculated based on the gradient found in most of the wells open in the unconsolidated sediment unit. After a rest period of 11 days, it was noticed that there were slight deviations due to the presence of contaminating muds which caused the density of the water column to vary. After repairing the well by plugging the 1923-m zone, the pressure slowly decreased because there was no longer an entry of cold water recharging the strata. These layers, therefore, tend to attain their natural pressure. Pressure logs made after repairs and after the induction and warm-up periods (Figures 7 and 8), when water had been produced from the formation, showed that pressure decreases with time as water is extracted. It is considered that this decrease is due in part to some sealing of the strata by the drilling muds and to low permeability.

Well 172 is another well that shows evidence of this "self-reinjection" phenomenon, as shown by the shape of the temperature logs in Figure 9. It was thought that there was a possibility that water was flowing from a 2700-m depth to the bottom of the well. There was no evidence of a break or an uncoupling of the casing that would permit flow inside the casing. The casing profiles were studied, noting that precisely this zone, from 2700 m to the bottom of the well, had not been cemented. This allowed water to flow in the uncemented annular space behind the casing. The cooler temperatures are felt inside the well because of conduction through the casing walls. The inflow of water into the bottom region of the well also recharges the lower strata and increases their pressure, as shown by the pressure logs in Figure 10. These logs show that the pressure in the zone of consolidated sediments is lower than the expected theoret-

ical pressure computed on the basis of pressure gradients found in several of the wells drilled into the zone of unconsolidated and semiconsolidated sediments.

The phenomena of self-equilibrium between strata can occur during drilling, thus masking the temperatures and resulting in lower-than-normal temperature increases. This can occur mainly in deep wells because they have a higher hydraulic column. In formations at the bottom of a well, this self-equilibrium phenomenon between strata can also take place when a well is closed and taken out of production. It is also present when the casings break, bringing new unexploited zones into contact with producing zones. It can also occur if there is a break in the cement in the region below the open production interval, putting those zones in contact with each other and resulting in an increase in bottomhole pressure. Therefore, if

these wells are taken as a reference for detecting interference caused by the opening of other wells, erroneous results will result unless these self-equilibrium factors are taken into account. This occurs in well M-46, well Nuevo León 1, or in wells with two production zones, such as M-26, M-42, or M-20.

Based on pressure logs,¹ between 1973 and 1979, the Cerro Prieto I field showed a pressure decline of 21.09 kg/cm². Although the drawdown may be higher in some strata due to the re-equilibration, this effect cannot be detected from the logs. As explained above, to avoid erroneous results, great caution must be exercised in explaining the pressures recorded in a well before using the values in either hydraulic or thermal field simulation models or in well interference tests.