

27
8-23-82
CONF-810399-30

LBL-11967
CONF-810399



① I-4966
**THIRD SYMPOSIUM
ON THE CERRO PRIETO GEOTHERMAL FIELD,
BAJA CALIFORNIA, MEXICO**



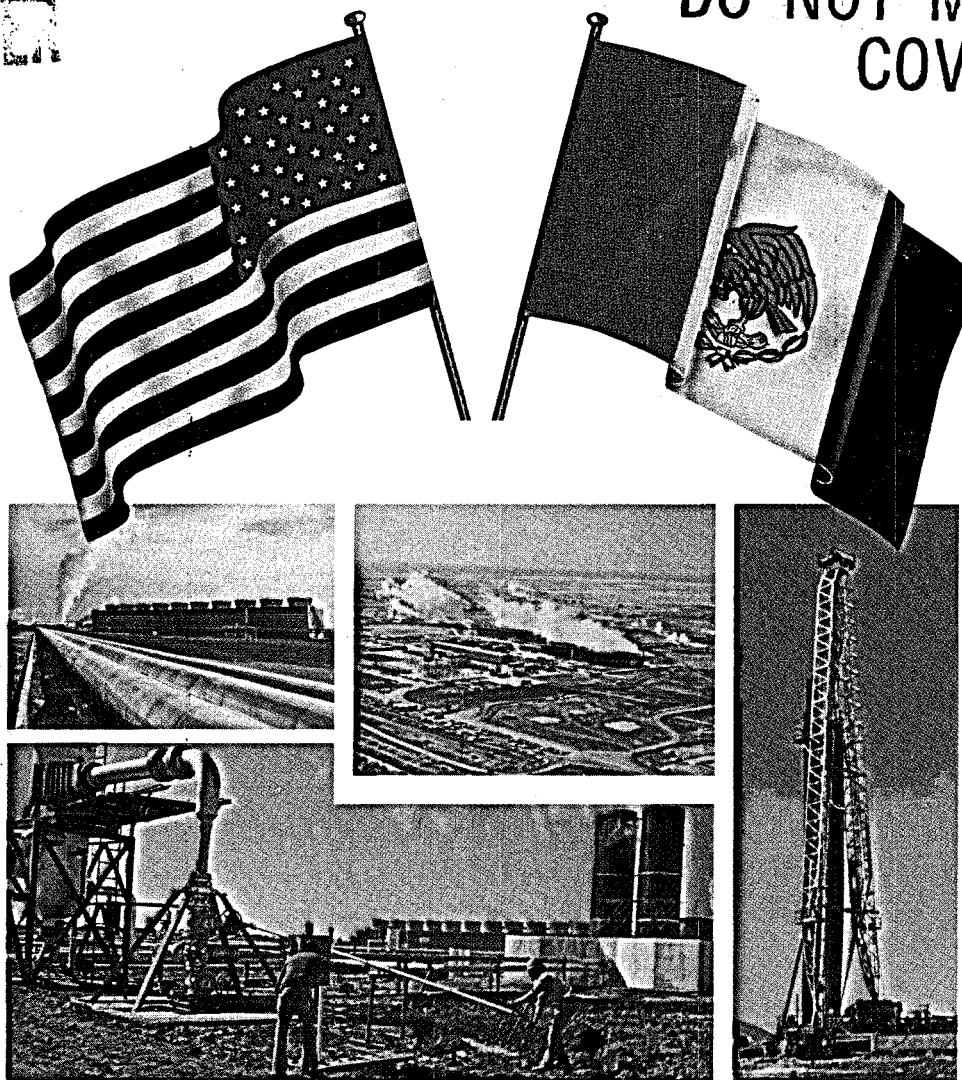
Sponsored by

United States Department of Energy, Office of Renewable Technology
Geothermal and Hydropower Technology Division

in Cooperation with
Comisión Federal de Electricidad de México

MASTER

DO NOT MICROFILM
COVER



PROCEEDINGS/ACTAS

March 24 - 26, 1981
San Francisco, California



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



Coordinadora Ejecutiva
de Cerro Prieto
Mexicali, Baja California,
México

Prepared for the U.S. Department of Energy under Contract DE-AC03-76SF00098

DISTRIBUTION OF THIS DOCUMENT IS UNLIMITED

COMENTARIOS DE ALGUNOS PROBLEMAS DE PERFORACION Y TERMINACION DE POZOS GEOTERMICOS EN CERRO PRIETO

B. Domínguez A. y G. Sánchez G.
Comisión Federal de Electricidad
Coordinadora Ejecutiva de Cerro Prieto
Mexicali, Baja California, México

Resumen

De 1960 a la fecha, se han perforado en Cerro Prieto 85 pozos, con un total que excede a 160,000 m., cifra modesta si se compara con las perforaciones realizadas en pozos petroleros. Esta actividad se ha desarrollado en cinco etapas, distinguiéndose cada una por cambios y modificaciones para resolver problemas diversos, tanto en la perforación como en la terminación de los pozos perforados.

Inicialmente, los procedimientos técnicos se ajustaron a los utilizados en la perforación de pozos petroleros, sin embargo, surgieron varios problemas que en esencia tenían como origen las temperaturas relativamente elevadas que en este campo se han detectado en el reservorio geotérmico.

En forma resumida, los distintos problemas detectados se pueden referir a: fluidos de perforación, cementos y cementaciones, características litológicas y contenido de fluidos geotérmicos, tuberías de ademe y sus accesorios.

En forma similar, los criterios para la terminación de los pozos inicialmente siguieron los habituales en pozos petroleros, pero a medida que se entendió mejor la importancia de la temperatura y las características de los fluidos geotérmicos contenidos en el reservorio, se modificó dicho criterio para optimizar las terminaciones, lográndose a la fecha resultados muy satisfactorios.

Las soluciones logradas para la mayor parte de los problemas, consideramos que son razonablemente satisfactorias, no obstante que deberán optimizarse algunas y encontrar respuesta más conveniente para otras, como es el caso de los daños por corrosión en las tuberías de ademe.

En cuanto a las terminaciones, deberá optimizarse el criterio, sobre todo para la discriminación de formaciones impregnadas de agua caliente, por medio de análisis litológicos y mineralógicos, así como petrográficos, relativo a minerales hidrotermales y metamórficos, auxiliándose tal vez con geoquímica de rocas y aún análisis de rayos X, pensamos que este sistema dará a la postre las soluciones más satisfactorias para obtener la mayor cantidad de energía almacenada en el reservorio.

Introducción

El desarrollo de la perforación en el Campo Geotérmico de Cerro Prieto, ha sufrido diferentes cambios; estos cambios siempre han sido ocasionados por problemas y deficiencias detectadas en cada una de las etapas de perforación, tratando de evitar o resolver dichas deficiencias.

Podemos distinguir cinco etapas principales en las que ha habido modificaciones substanciales a lo largo de 15 años en que se han realizado perforaciones en Cerro Prieto, partiendo de 1964.

Los cambios más significativos se pueden resumir en: utilización de roscas especiales, ya que en un principio se utilizaron roscas redondas normas API, 8 hilos por pulgada, cuya capacidad mecánica fue insuficiente; diferentes arreglos en los elementos tubulares y dentro de ese aspecto modificaciones por el grado de los aceros en las tuberías, que en algunos casos significó un incremento importante en el espesor de la pared de los ademes, diferentes tipos de mezclas en cemento y aditivos químicos que han modificado esas mezclas, la utilización de distintos modelos y diseños en accesorios para tuberías de ademe, y aún modificaciones a lo largo del desarrollo en el tipo de anclaje de árboles de navidad, así como ciertos ajustes en los diseños de cruces bridadas y aún ciertas características de las mismas válvulas con las que se han integrado los árboles de válvulas.

Las causas de dichas modificaciones podemos agruparlas en dos: fallas mecánicas en los ademes, ocasionadas por esfuerzos de tensión y compresión debidas a las elevadas temperaturas habituales en el reservorio geotérmico. Un segundo grupo han sido incrustaciones tanto dentro de la tubería de producción como en algunos casos en las tuberías cortas ranuradas, y el problema más grave, habiendo transcurrido cierto tiempo después de la construcción de los pozos, ha sido la corrosión en los ademes, asociado a la degradación de los cementantes que en su oportunidad se utilizaron.

Sin embargo, las soluciones que paulatinamente se han ido intentando para resolver los distintos problemas que en cada una de las etapas se presentaron, han permitido obtener una mejoría constructiva y resultados generales que en conjunto estimamos ventajosos; no obstante, deberán optimizarse algunos de los sistemas, procedimientos, equipo y materiales que actualmente se aplican, y en algunos casos deberán intentarse nuevas soluciones o más adecuadas, ya que a la fecha los resultados han sido modestos, como por ejemplo: las pérdidas de circulación al cementar los ademes profundos, y buscar aleaciones metalúrgicas que sean más capaces de soportar el fenómeno de corrosión externa, tipo electroquímico, que de mo-

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.

mento está acortando en forma muy drástica la vida útil de los pozos productores.

Valle de Mexicali

El Valle de Mexicali se encuentra localizado al Noreste del Estado de Baja California, México; forma parte del Delta del Río Colorado que ha originado, además del Valle de Mexicali, los Valles de Imperial y Yuma, en los Estados de California y Arizona, respectivamente, en los Estados Unidos. (Fig. 1)

Se considera que la génesis geológica de estos valles es el resultado del relleno de materiales aluviales que en su oportunidad han sido arrastrados por el Río Colorado, relleno de la fosa tectónica que actualmente forma el Golfo de California y cuyo lineamiento en la parte Continental es el Mar Salton en los Estados Unidos.

El Campo Geotérmico de Cerro Prieto se encuentra aproximadamente a unos 30 km. al Sureste de la ciudad de Mexicali, Baja California. En dicho lugar existe un volcán pequeño llamado Cerro Prieto, que se considera asentado sobre la falla principal de Cerro Prieto, y que pudiera ser el origen de los focos hidrotermales que alimentan el reservorio de Cerro Prieto, cuya magnitud es de más o menos 12 km².

Sensiblemente al Sur del Volcán de Cerro Prieto y aproximadamente a 10 km, existe una zona conocida como Laguna Volcano, ya registrada en planos geológicos de 1905, y en donde existen algunas fumarolas, manantiales de agua hidrotermal, lodo hirviendo y aún el desarrollo de pequeños volcanes de lodo que en ocasiones alcanzan una altura de 2 m. De inmediato se piensa en una poderosa recarga de agua geotérmica que en forma natural se ha estado liberando en esta zona y que con toda facilidad hace pensar en las posibilidades energéticas del subsuelo del área de Cerro Prieto.

Pozos Perforados

A la fecha se han perforado 85 pozos, tanto del tipo exploratorio como de explotación y de ampliación, con una profundidad total acumulativa que excede los 160,000 m. perforados; estos pozos se han realizado en tres áreas que se denominan el Bloque de Cerro Prieto I, Bloque de Cerro Prieto II y el Bloque de Cerro Prieto III.

Podemos agrupar a estos pozos como se indica en la Tabla 1: 68 pozos de explotación, 18 pozos de exploración, 3 pozos abandonados, y dentro del total de esos pozos, 4 pozos han sufrido graves descontrol.

Las profundidades del reservorio y que lógicamente corresponden a la profundidad perforada, ha variado entre los 1,300 - 3,000 m.

Antes de continuar, deseamos dar énfasis a los aspectos particulares que consideramos típicos de los pozos geotérmicos y que en una u otra forma los distinguen de los pozos convencionales petroleros, factores que en ocasiones son la causa de problemas y sobre todo, de la implementación técnica para resolver las características distintivas del pozo geotérmico; esto

se resume en la Tabla No. 2.

Asimismo, consideramos importante no perder de vista las características litológicas que prevalecen en todo el campo geotérmico de Cerro Prieto y que si bien tienen variaciones en sus características físicas generales, así como en sus espesores y profundidades, sin embargo, en todos los casos podemos hacer un agrupamiento en tres secciones principales de la columna litológica. La primera y más superficial, materiales aluviales de granulometría fina y media, prevaleciendo arcillas plásticas arenosas; este primer cuerpo se ha presentado entre los 600 y 1,300 m. de profundidad. Enseguida un cuerpo más o menos metamorfozido por temperatura y fluidos hidrotermales que originan una cierta consolidación en los primeros metros más superiores, pasando a materiales francamente compactos hacia el fondo; el espesor de este cuerpo varía entre 100 y 250 m. dependiendo de la posición del pozo dentro del área de Cerro Prieto. En la mayoría de las fases son materiales lutíticos con cierta intercalación de areniscas. Finalmente, tenemos las formaciones que almacenan agua caliente, formadas por alternancias de lutitas compactas de color gris y negro, dependiendo del grado térmico en cada caso, y areniscas de grano fino a medio con cementación variable; de estas areniscas se tienen las aportaciones más significativas de agua caliente. En este caso el espesor de estas alternancias varía de 150 a 300 m.

La profundidad del reservorio varía dependiendo de su posición; en el Bloque I que como decíamos, era del orden de 1,300 - 1,500 m.; en el Bloque II puede variar entre 2,700 - 3,000 m., y en el Bloque III puede variar entre 2,000 - 2,500 m.

En la Figura No. 2 se ilustra con cierto detalle la columna litológica que representa, en términos generales, las características en el subsuelo de Cerro Prieto.

La localización de los pozos perforados para cada una de las áreas en que se ha subdividido el campo, se indican en la Figura No. 3. Indudablemente, la zona más densamente perforada es la que se denomina Cerro Prieto I, que tiene la parte Norte, donde se inició la explotación del campo para alimentar las primeras dos turbinas de la Planta Geotermoeléctrica y Cerro Prieto I Sur, en donde el espaciamiento de los pozos ha sido de 400 a 500 m.; en Cerro Prieto I Norte, fue de 250 m., situación que a la postre ha provocado una tendencia a formar una área de depresión. Los espaciamientos entre pozos, tanto de Cerro Prieto II como de Cerro Prieto III, también son con un mínimo de 400 m.

Hasta la fecha, tanto las presiones al cierre que en Cerro Prieto I fueron de 800 lbs/plg², en Cerro Prieto II han llegado a 1,250 lbs/plg², situación que se asocia lógicamente a la posición del reservorio, que a su vez implica una mayor temperatura y consecuentemente, una mayor producción por pozo. En Cerro Prieto I Sur, la presión al cierre se incrementó a más o menos 900 lbs/plg², obteniendo en pozos como el M-51 hasta 140 ton/hr. de vapor y una temperatura de

reservorio arriba de los 320°C. Recordemos que en Cerro Prieto I, la producción máxima fue de pozos como el M-8 y el M-5, que dieron 80 ton/hr. de vapor y las temperaturas de fondo fueron prácticamente 300°C. En los pozos perforados en Cerro Prieto II, en los que el reservorio quedó situado entre los 2,700 - 3,000 m., se han obtenido producciones de hasta 300 ton/hr. de vapor y temperaturas en el reservorio de prácticamente 350°C., en cambio en Cerro Prieto III, en donde la profundidad del reservorio está entre los 2,000 - 2,500 m., las temperaturas de fondo se han detectado de 300 a 320°C., y las producciones obtenidas han sido arriba de las 100 ton/hr. de vapor.

Ademes y Tuberías de Producción

Correlacionando los diferentes eventos de las cinco etapas en que se han realizado las perforaciones de Cerro Prieto, podemos destacar las características de las tuberías que se han ido utilizando, ya sea para revestimiento de los pozos o para la producción de los mismos. Esta información se resume en la Tabla No. 3; en ésta fácilmente apreciamos que ha habido cambios por diámetros de los ademes, en los grados, en los pesos y en las roscas.

En cada etapa, como ya antes hemos mencionado, se trató de evitar el problema asociado a los revestimientos que en las etapas anteriores se presentaron; esto se vincula con los arreglos de los ademes y las profundidades que también han sufrido variaciones. El primero de estos cambios fue para incrementar las capacidades mecánicas tanto en roscas como en los cuerpos de las tuberías para soportar mejor los esfuerzos que por efecto térmico se llegaron a presentar. Posteriormente, y después de haber transcurrido un cierto tiempo y al apreciar la gravedad de las corrosiones que en los ademes operaron, se ha intentado evitar este problema haciendo modificaciones tanto en grados como en espesores de los ademes utilizados en la producción.

Problemas Principales durante la Perforación y Terminación de Pozos.

En forma breve y específica, podemos señalar que los problemas más severos presentados a lo largo de los años de perforación en Cerro Prieto, (Tabla No. 4), son:

1.- Pérdidas en los fluidos de perforación, sobre todo al penetrar los primeros cuerpos lutíticos con alternancias de areniscas, y ya vecinos a las zonas más calientes del reservorio. En ocasiones este problema fue tan agudo que ha sido necesario perforar con circulación totalmente perdida utilizando 'batches' previamente tratados, penetrando tramos cortos en tanto el bache utilizado se pierde, y así sucesivamente hasta penetrar en ocasiones los 100 m.; el sistema ha funcionado satisfactoriamente con un mínimo de problemas.

2.- Derrumbes durante la perforación y/o corridas de las tuberías de ademe. Este problema en algunos de los pozos ha sido extremadamente grave, y al parece que es el resultado de dos causas: una mecánica, asociada a fracturas, fallas o trituración de cuerpos lutíticos y areniscas, sumada a cierta dosis de filtración de fluidos, y sobre todo, a un aparente efecto de choque térmico

entre las zonas relativamente calientes y la invasión de filtrados. Todo esto sumado y dentro de un período de tiempo relativamente corto, han provocado, en ocasiones, derrumbes exagerados y que únicamente se han podido controlar recementando todo lo perforado en la zona afectada, para que después de un fraguado razonable, limpiar el cemento y confirmar el buen equilibrio de las formaciones; en caso contrario, habrá que repetir la operación. Por supuesto, que esta tarea se ha desarrollado después de incrementar en lo posible el peso del lodo de perforación, ya que si se exagera este peso, con facilidad se inducen las pérdidas de circulación ya antes mencionadas. Más que un atrapamiento de barrenas de perforación, se han tenido "pegaduras" por presión diferencial, ya que la influencia térmica del lodo de perforación, junto a las pérdidas de circulación, tal parece que propicia dicho tipo de problemas, éstos se han resuelto agregando aditivos al fluido de perforación para liberar las herramientas con buenos resultados.

3.- Altas temperaturas en zona productora. Este lógicamente, es el objetivo y la razón de construir los pozos geotérmicos; sin embargo, podemos juzgar que gran parte de fallas en materiales, equipos, empacamientos, problemas de corrosión, tanto en ademes como en instalaciones superficiales, están necesariamente asociadas a las temperaturas elevadas, y entre más elevadas sean éstas, los problemas son mayores. De hecho, el mayor riesgo surge al penetrar los acuíferos calientes, ya que las pérdidas de circulación comúnmente son totales; no se pueden recuperar muestras; es casi imposible obtener registros eléctricos, ya que los cables y las sondas no siempre soportan las temperaturas del reservorio, y aún es posible que en estas circunstancias se presenten problemas graves de pesca como enseguida se indican.

4.- Problemas de pesca. Como es habitual en la perforación de pozos petroleros, pueden ocurrir accidentes mecánicos que requieran la aplicación de técnicas de pesca, y como es común, los recursos son el aplicar las herramientas y los procedimientos habituales; sin embargo, y precisamente cuando el problema se presenta en la vecindad o enfrente de los estratos impregnados de agua caliente, la situación se torna sumamente peligrosa, ya que los detectores de coples, de punto libre, herramientas de disparo para provocar el desenroscado de los elementos de la sarta de perforación, etc., se encuentran casi inútiles precisamente por el daño que sufren los cables y las cabezas de las sondas, que impiden la operación debida de cada herramienta; consecuentemente, la casi imposibilidad de organizar y sostener las operaciones básicas en la pesca.

A medida que los estratos calientes quedan en reposo sin establecer una circulación adecuada para refrigerarlos, el incremento de temperatura contra el tiempo es muy rápido y cada vez se torna más difícil operar los equipos y las herramientas habituales, en lugar de recuperar los "pescados", es frecuente perder más equipo o herramientas por atrapamientos o por imposibilidad de recuperar los elementos mecánicos en tales circunstancias.

Por lo anterior, si no existe un mecanismo o un medio para poder circular con una cierta eficiencia, será casi imposible dar cometido exitoso a las pescas, tornándose así en un problema grave y que debe planearse a futuro con sistemas propios a las circunstancias habituales de pozos geotérmicos.

5.- Pérdidas de circulación al cementar tuberías de ademe. Este tipo de problemas está también asociado a aquellos ademes que se instalan, sobre todo los de producción, cuando ya se ha perforado el reservorio y para dar cumplimiento al programa de la terminación del pozo. Las pérdidas se originan con mucha facilidad puesto que en este tipo de pozos deben cementarse los ademes desde su profundidad total hasta la superficie; de no hacerlo así, fácilmente se originan colapsos y aún fracturas de los mismos. Dado que la debilidad de las formaciones asociadas a los reservorios geotérmicos es excesiva, si además consideramos una cierta canalización o disolución de ciertas formaciones que ocasionan fluidos hidrotermales, se entiende la facilidad con la que las lechadas, dada su densidad, rompen las formaciones o simplemente se pierden, impidiendo en forma definitiva el lograr una cementación satisfactoria que cumpla con los requerimientos técnicos, dejando así comprometida la capacidad mecánica de los ademes.

Además de las pérdidas que ya señalamos, es frecuente que las zapatas, los coples flotadores, los coples especiales, tapones, etc., que son necesarios para realizar las cementaciones, sufran con gran frecuencia daños o alteraciones que finalmente impiden su operación para la que fueron diseñados; por esto, y como ya es muy conocido dentro de la perforación petrolera, cementaciones de dos, tres o más etapas han sido poco eficaces, ya que se estiman las fallas de las mismas en por lo menos de un 60% a 70%, y solamente cementaciones en una etapa han operado con mejores resultados; sin embargo, cuando es necesario realizar cementaciones de columnas de ademes a 2,000 m. de profundidad, es materialmente obligado planear cementaciones en dos etapas.

Un cambio importante ha sido la utilización de lechadas de cemento más ligeras que las habituales y que se han estado aplicando en fechas recientes, y así se ha podido operar en varias ocasiones, en cementaciones profundas en una sola etapa; sin embargo, las soluciones para un control eficaz en las cementaciones deben optimizarse en forma significativa.

6.- Fallas mecánicas en la tubería. Este tipo de problema ha tenido dos épocas; fallas mecánicas por esfuerzos en pozos recién construidos y precisamente en la etapa de calentamiento, desarrollo y evaluación, asociados a los choques térmicos, problemas constructivos y sobre todo, a causas operacionales durante la evaluación de los pozos. En los primeros años de perforaciones en Cerro Prieto, el primer grupo de 20 pozos que se construyeron sufrieron colapsos y fracturas que debieron oportunamente repararse para poder utilizarlos con seguridad. Sin embargo, después de haber entendido el problema, mejorado los sistemas constructivos, utilizado grados y sobre todo

espesores más adecuados en las tuberías, y asimismo realizado las operaciones de calentamiento, desarrollo y evaluación con gran cuidado, se han reducido al mínimo este tipo de contingencias.

No obstante, y después de algunos años de producir varios de los pozos, se empezó a detectar otro tipo de problema en ademes, que se resume como corrosión interior y exterior de los mismos, sobre todo en las tuberías de producción. El daño más grave se considera por corrosiones electroquímicas por migración del acero del exterior de los ademes hacia las formaciones y este fenómeno está asociado a la zona transicional, poco antes de entrar francamente al reservorio caliente.

De los estudios y análisis realizados, los pozos geotérmicos de Cerro Prieto reúnen por lo menos cinco de los factores principales que pueden fácilmente originar diferencia de potencial natural, que en una forma u otra vienen a colaborar en el fenómeno que antes hemos mencionado. A esta fecha, la única solución práctica que se tiene es la utilización de una tubería de sacrificio y una tubería de producción; claro que esto ocasiona un incremento significativo en los costos por pozo; por lo tanto, deberán buscarse aleaciones más capaces que soporten los fenómenos antes descritos y sistemas de producción económicos o efectivos que eviten o reduzcan los daños electroquímicos, que en muchos casos prácticamente "desaparecen" los ademes en un período de dos a dos y medio años, después de haberse terminado el pozo.

7.- Invasión con lodo o con cemento de la zona productora. Este problema en algunas ocasiones se llega a presentar sobre todo cuando el diseño de la terminación implica utilizar un solo diámetro desde el nivel natural del terreno hasta el fondo del pozo, ya que son necesarias las cementaciones precisamente desde la cima de la zona productora a la superficie, y esto puede provocar con gran facilidad las pérdidas de circulación que ya antes hemos mencionado, provocando invasiones con lechada de cemento o lodo de circulación, generando un daño que ocasionalmente puede ser grave y el menoscabo de la capacidad productiva del reservorio.

La solución a este respecto, es por una parte cementaciones parciales pequeñas para formar un empaçado con cemento, y por otra, perforar hasta inmediatamente arriba del reservorio, en donde se coloca y cementa el ademe previsto para posteriormente limpiar y cementar coples y zapatas, prosiguiendo con la perforación franca del reservorio y en forma adecuada colocar y cementar en ocasiones una tubería corta ranurada.

Ambos sistemas se han utilizado con resultados satisfactorios.

Diagramas Prototipos Tubulares

Dentro de las etapas de perforación, y como ya lo habíamos mencionado, uno de los aspectos que más han cambiado, ha sido el diseño del conjunto de tuberías de ademe y de producción, que en cada una de las etapas se han utilizado. Podemos resumirlos como se indica en las Figuras Nos. 4 y 5, en arreglos principales o básicos.

- a) el primero que se utilizó de 1964 a 1965, y que fue el diseño inicial, era muy sencillo, compuesto por un conductor de 22" Ø, en agujero de 26" Ø, tubería de grado B soldada; una tubería superficial de 16" Ø, rosca redonda, una tubería de ademe y anclaje de 11 3/4" Ø en agujero de 15" Ø, una tubería corta, ranurada y de 7 5/8" Ø, en agujero de 10 5/8" Ø.
- b) Los prototipos de 1976 a 1978, tuvieron como característica distintiva, el instalar una tubería de producción de un solo diámetro desde el nivel natural del terreno hasta el fondo, ranurando parte de la misma para situar la enfrente del reservorio; con esta solución se trataba de evitar las incrustaciones exageradas que se detectaron en el primer arreglo tubular; además ya en este diseño se trató de instalar una tubería de anclaje y de protección a la tubería de producción, para evitar colapsos en esta segunda tubería.
- c) Por último con el prototipo B1 se trató de solucionar en parte, fallas del primero y de los segundos, dado que en este caso las profundidades totales previstas excedían con mucho las profundidades de los primeros pozos construidos, así en los primeros 1,000 m. se colocó una tubería de protección y anclaje; de los 1,000 a 2,000 m. ha quedado una sola tubería para hacer funciones de ademe y producción, y de ella se han dejado suspendidas las tuberías cortas parcialmente ranuradas en congruencia a los reservorios detectados en cada caso; este arreglo tubular prevee que en el momento en que por efectos corrosivos la tubería de 9 5/8" Ø, se dañe gravemente, pueda ser reforzada instalando y cementando en forma adecuada una tubería extra de 7" Ø.

Los arreglos, profundidades, diámetros y características de ademes se han diseñado pensando en resolver problemas mecánicos y/o de corrosión, y al mismo tiempo hacer la inversión más económica, dejando en un caso dado, previstas las mejorías para invertir lo necesario en reparación y seguir aprovechando los pozos construidos.

Propiedades Típicas del Lodo de Perforación

El lodo de perforación es determinante en el desarrollo y resultados satisfactorios, cuando el fluido de perforación conserva las propiedades tixotrópicas durante toda la ejecución del trabajo. En nuestro caso, el fluido de perforación ha tenido algunos cambios, sin embargo, el programa más económico y eficaz a la postre ha sido el lodo base bentonita con lignosulfonatos, para poder soportar el incremento de temperaturas y al perforar el reservorio geotérmico inclusive se requiere la aplicación de polielectrolito orgánico.

En la Tabla No. 5 se indican los valores límites que debe cumplir el lodo de perforación para obtener resultados óptimos. En la misma Tabla se indica la clase de equipo que se ha usado para el control de sólidos y altas temperaturas. En la Tabla No. 6 se enlistan los aditivos químicos más importantes y que a lo largo del desarrollo de la perforación, y en congruencia con las formaciones o con las temperaturas, es necesario dosificar.

En cuanto a la incidencia de problemas por pérdidas de circulación, también en dicha Tabla se mencionan los materiales que se han llegado a utilizar, incluyendo cemento, cloruro de calcio, silicato de calcio, etc. Estos elementos siempre han dado resultados razonablemente satisfactorios; pero necesariamente baja la eficiencia en el trabajo, incrementando, consecuentemente, los costos.

Problemas frecuentes durante la Cementación de las Tuberías de Revestimiento

Podemos hacer un resumen en donde se agrupen los problemas principales, los efectos que se manifiestan y algunas de las soluciones que se han intentado en los pozos de Cerro Prieto.

Dentro del grupo de problemas podemos básicamente señalar tres subgrupos:

- 1) Pérdidas de circulación, parciales o totales.
- 2) Fallas mecánicas en coples, zapatas, coples múltiples, etc.
- 3) Fallas en canastas metálicas para soportar las cementaciones y evitar daños sobre todo a la zona impregnada de agua caliente.

Dentro de los efectos podemos señalar:

- 1) Canalización de cemento.
- 2) Ausencia total de cemento en los espacios anulares.
- 3) Poca efectividad en aquellos casos en que se han intentado las cementaciones forzadas.

Las soluciones adoptadas a la fecha han sido:

- 1) Uso de lechadas de cementos ligeros en zonas de alta permeabilidad, sobre todo, y/o cementaciones en dos etapas; en este caso los éxitos han sido aproximadamente un 60% de las operaciones intentadas, o sea que existe un cierto riesgo en que la operación no quede totalmente controlada.
- 2) Nuevos tipos de coples cementadores y canastas que se han estado probando y que prometen un mejor funcionamiento.

Estos comentarios se resumen en la Tabla No. 7.

Pozos Perforados

En esta parte haremos los comentarios de algunos de los pozos que se han perforado en Cerro Prieto y que tienen ciertas características distintivas, representando a un cierto grupo de pozos que fueron relativamente semejantes al que aquí comentamos.

Pozo M-21A

Este pozo se perforó a fines de 1973. El criterio general de proyecto contemplaba utilizar una tubería superficial de 16" Ø, abajo de los 250 m., una tubería intermedia y de anclaje de 11 3/4" Ø, a más o menos 1,000 m. de profundidad, y una tubería de producción de 7 5/8" Ø de la superficie, hasta 1,300 m. de profundidad. Los últimos 100 m. de dicha tubería deberían quedar ranurados para permitir el ingreso de la mezcla

agua-vapor al pozo.

Si analizamos la gráfica de penetración, sobre todo en las etapas de perforación de 20" Ø primero, y después en 15" Ø, para alojar las primeras dos tuberías, claramente se aprecia que fue un trabajo bastante satisfactorio, ya que prácticamente se desarrolló en un período de casi 25 días, incluyendo la instalación y cementación de la tubería superficial.

Atendiendo a las condiciones litológicas encontramos materiales clásticos no consolidados, con temperatura no mayor de 100°C. en los primeros 500 m., a continuación una zona de transición con temperaturas de hasta 150°C., ligeramente compacta por efecto de metamorfismo. A continuación de la zona de transición entramos a la zona francamente metamórfica, sobre todo de las intercalaciones de lutitas y areniscas claramente definidas, con una temperatura de 150 - 210°C., en la zona del reservorio.

La colocación y cementación de la tubería intermedia representó casi el 17% del tiempo total empleado en la perforación de este pozo, y a partir de esta profundidad hasta llegar a la total, se empleó un 25%; en esta etapa la penetración fue bastante más moderada que en las etapas anteriores, sin tener graves problemas al perforar en dicha zona. La colocación y cementación de la tubería de 7 5/8" Ø nos representó el 13.43% del tiempo total empleado, pudiendo considerarse en conjunto que la construcción de este pozo fue normal sin incidentes, ya que el conjunto total de la gráfica de tiempos y penetraciones, así nos lo señala (Fig. No. 5). Hacemos énfasis en que las temperaturas en este caso, fueron relativamente moderadas.

Por otro lado, el criterio de terminación en este pozo se apoyó principalmente en registros eléctricos, columna litológica y registros de temperatura.

Pozo M-150

Este pozo se localiza en el bloque Cerro Prieto III, y aproximadamente a unos 400 m. del pozo M-53, que en 1974 confirmó la existencia de un reservorio importante en esta zona. El pozo M-150 se construyó de Septiembre a Diciembre de 1978. Su profundidad total fue de 2,104.15 m. y prácticamente se necesitaron 87 días para terminarlo.

El diseño tubular en este caso, consideró un conductor superficial de 20" Ø en agujero de 26" Ø, en los primeros 50 m., una tubería de ademe y anclaje del tipo intermedia hasta 992.35 m., tubería de 13 3/8" Ø alojada en un agujero de 17 1/2" Ø, una tubería de producción y ademe de 9 5/8" Ø, alojada parte en agujero de 12 1/4" Ø, y el resto dentro de la tubería de 13 3/8" Ø, esta tubería llegó a la profundidad de 1,837.95 m. y por último un liner de 7" Ø, colgado de la tubería de 9 5/8" Ø, a partir de los 1,812.39 m., y hasta los 2,104.15 m. Este liner quedó alojado en una perforación de 8 1/2" Ø.

Cuando analizamos la gráfica de penetraciones, tanto la instalación del conductor como la tube-

ría intermedia, que penetraron sedimentos clásticos no consolidados, fue normal y sin mayores dificultades; sin embargo, la etapa de perforación en 12 1/4" Ø, penetró tanto sedimentos clásticos no consolidados como una zona de transición y aún formaciones típicas del reservorio.

Esta perforación llegó hasta los 1,890.15 m. representando el 11% del tiempo total empleado en el pozo, y de hecho hasta este evento los problemas fueron prácticamente nulos o mínimos; sin embargo, y precisamente al llegar a la profundidad antes mencionada, se presentaron pérdidas de circulación que obligaron a realizar inyecciones forzadas de lechada y precisamente, al cementar el ademe de 9 5/8" Ø se agudizaron los problemas por las pérdidas de circulación y las deficiencias al cementar dicho ademe. Todo esto absorbió el 52.80% del tiempo total requerido para la construcción de este pozo, esto pone de manifiesto la gravedad del problema ante formaciones litológicas con temperaturas entre 190 y 280°C., situación que como en varios otros casos similares acrecentaron significativamente las dificultades y sobre todo el tiempo total requerido.

La perforación en 8 1/2" Ø, para colocar la tubería corta, y su instalación, se pudo desarrollar razonablemente bien pero absorbiendo en conjunto el 14% del tiempo total.

En este ejemplo hemos querido destacar los problemas más significativos que como antes se ha señalado, se deben a pérdidas de circulación, derrumbes, cementaciones, sobre todo en zonas calientes del reservorio. En la Figura No. 6 se resumen los datos técnicos asociados a la construcción de este pozo.

Terminación de Pozos Geotérmicos

Para poder apoyar el criterio de terminación en los pozos actuales, se consideran los parámetros físicos siguientes:

- 1) Columna litológica
- 2) Registros eléctricos
- 3) Temperatura del lodo de perforación en circulación
- 4) Registros de temperatura
- 5) Porcentaje de areniscas en muestras de canal
- 6) Análisis mineralógico con microscopio

En un principio se tomaron en cuenta para las determinaciones, los parámetros que se señalan con los números 1, 2 y 3, y parcialmente 4. Sin embargo, nunca se pudo tener una seguridad total en las decisiones que se tomaron para hacer las terminaciones de los pozos y en ocasiones, los pozos fueron terminados en zonas moderadamente calientes, con alto contenido de sales y gases que indudablemente, y ya en la etapa de explotación, dieron origen a incrustaciones, problemas de corrosión y una relativa modesta producción.

Además de tener las señales de los registros eléctricos, ha sido necesario definir con el máximo cuidado los porcentajes de areniscas a través de las muestras de canal colectadas; así-

mismo, los análisis mineralógicos de dichas muestras para definir el tipo de cementante y el tipo de mineral contenido en los cortes de la barrena; además se considera indispensable la obtención de por lo menos tres registros de temperatura tomados de manera sucesiva con el pozo sin circular, y en un período de 24 horas.

Con esos parámetros, fácilmente se distinguen dentro del reservorio penetrado, las zonas de máxima temperatura y permeabilidad; así se han incrementado las producciones de varios de los pozos en forma significativa; en algunos de ellos se han obtenido cerca de 100 ton/hr. de vapor separado, cuando anteriormente se obtenían entre 50 y 60 ton. En el caso de pozos que han penetrado el reservorio a las profundidades de 2,700 - 3,000 m., se han llegado a encontrar temperaturas de casi 350°C., y así, hay pozos que producen arriba de las 200 ton/hr. de vapor separado, lo que nos demuestra que la optimización en el criterio de terminación de los pozos, ha sido particularmente importante.

En la Tabla No. 8, se resumen dichos parámetros. Además en la Figura No. 7 que corresponde al pozo T-366, se hace una comparación gráfica entre la columna litológica, atendiendo al color de las lutitas que puede variar de gris oscuro a negro, en relación a las menores o mayores temperaturas del reservorio: dicha información se compara con los contenidos de arena, información que se establece en una gráfica de porcentajes, y de igual manera se hace una comparación con los cementantes y minerales contenidos precisamente en el reservorio. En este caso, se encuentran pirita, cuarzo blanco, carbonato de calcio, sílice y epidota; precisamente estos dos últimos minerales son los que con toda propiedad nos definen cuales son las formaciones que tienen la más alta temperatura. Asimismo, la gráfica de temperatura de lodo en circulación, nos da una diferencial entre la entrada y salida al pozo que de hecho es un valor importante, en relación a los aspectos cualitativos y no cuantitativos. En este caso la zona con cementaciones de sílice y pirita corresponde con toda claridad, a la zona de mayor diferencial en las temperaturas de lodo de circulación.

En este pozo se obtuvieron tres registros, uno a las 7 horas de reposo, otro a las 10 y media horas y otro a las 13 y media horas. Las tres gráficas que se obtuvieron con estos registros también fácilmente se pueden correlacionar con los datos anteriores, confirmando sin lugar a duda que la zona de máxima temperatura se encuentra abajo de los 2,118 m.

Finalmente, también se correlacionaron los registros eléctricos que de dicha zona se obtuvieron, registros que con toda claridad definen cada uno de los cuerpos porosos permeables, y confrontan claramente las señales eléctricas con los porcentajes de arenisca que en el laboratorio de geología ya se habían definido. De esta manera, se pudo con toda seguridad programar la colocación del liner ranurado entre los 2,118.40 m. a los 2,985 m., intervalo excesivamente largo, para asegurar que la producción total fuera adecuada; en este caso, rebasó con mucha amplitud las 200 ton/hr. de vapor.

Este criterio es el que se sigue a la fecha, para definir las terminaciones de los pozos que actualmente se construyen, y en pozos que actualmente se han perforado en zonas que ya anteriormente habían sido construidos pozos, se han podido incrementar las producciones al aplicar el criterio antes descrito, en comparación a las producciones que anteriormente se tuvieron.

Conclusiones y Recomendaciones

En la Tabla No. 9 se hace un resumen de las conclusiones y recomendaciones a las que se han llegado, después de los diferentes eventos realizados en estos últimos 15 años. Se piensa que varias de las soluciones y ajustes obtenidos dentro de la perforación de pozos geotérmicos de Cerro Prieto, son razonablemente satisfactorios, aunque algunos aspectos deben optimizarse, sobre todo buscar cementos más capaces que soporten mejor la degradación por fluidos geotérmicos y nuevas aleaciones de aceros menos vulnerables a las corrosiones.

En las operaciones de pesca, que es uno de los capítulos más difíciles y peligrosos debido a las altas temperaturas en el reservorio de Cerro Prieto, deben adoptarse sistemas más eficientes para la recuperación de los "pescados".

Las barrenas, etc., sufren desgastes y pérdidas de calibración con gran rapidez; si las barrenas son del tipo con elementos de empaque o sello en sus rodamientos, este tipo es excesivamente vulnerable por las altas temperaturas, y ésta es una de las causas más frecuentes de "pescados", por lo tanto, debe optimizarse la clase y tipo de barrenas que deseen utilizarse en el futuro.

Asimismo, y dado que las pérdidas de circulación, sobre todo al cementar, han dado un exceso en tiempos de ejecución, que en ocasiones como el que hemos comentado llega al 50% del total, deberán adoptarse otros sistemas y procedimientos para reducir al mínimo este tipo de contingencias.

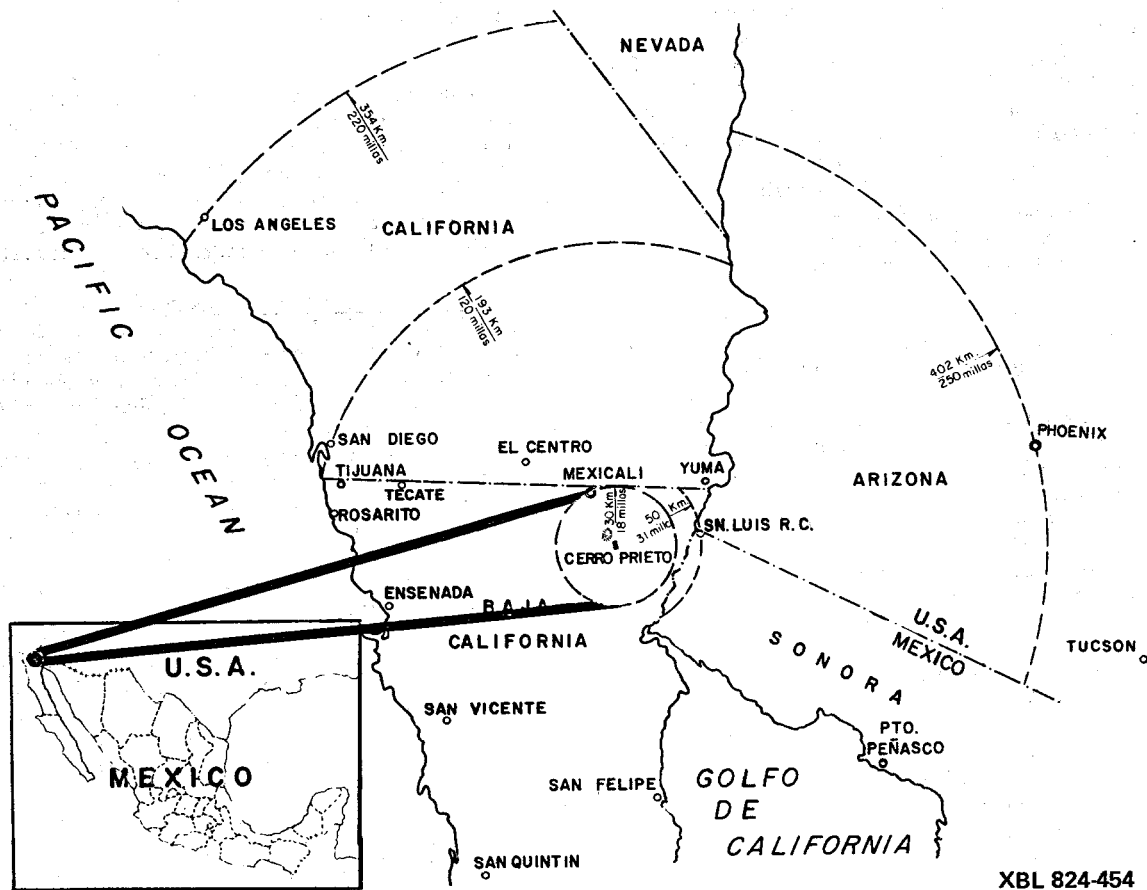
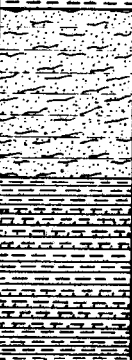


Figura 1. Localización del valle de Mexicali y campo geotérmico de Cerro Prieto.

Figure 1. Map showing the location of the Mexicali Valley and the Cerro Prieto geothermal field.

COLUMNA ESTRATIGRAFICA AREA GEOTERMICA DE CERRO PRIETO					
ERAS	PERIODO	EPOCA	PETROLOGIA	ES-PESOR	DESCRIPCION LITOLOGICA
CENOZOICA	CUATERNARIO	PLEISTOCENICA		500 A 2 300 m.	ANDESITAS, ARCILLAS, ARENAS Y ESCASAS GRAVAS, DIQUES DE DIABASA.
				0.0 A 100 m.	LODOLITAS DE COLOR CAFE CON INTERCALACIONES DE ARENA Y ARENISCA DE COLOR CREMA.
	TERCIARIO			100 m.	LUTITAS Y LIMOLITAS DE COLOR CAFE, INTERCALADAS CON ARENISCAS DE COLOR CREMA.
				MAYOR DE 2,200 m.	LUTITAS Y LIMOLITAS DE COLOR GRIS A NEGRO CON ALTERNANCIA DE ARENISCAS DE COLOR BLANCO Y BLANCO GRISACEO.
MESOZOICA	CRETACICO	SUPERIOR		?	GRANITO DE BIOTITA.

XBL 824-452

Figura 2. Columna estratigráfica del área geotérmica de Cerro Prieto.

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

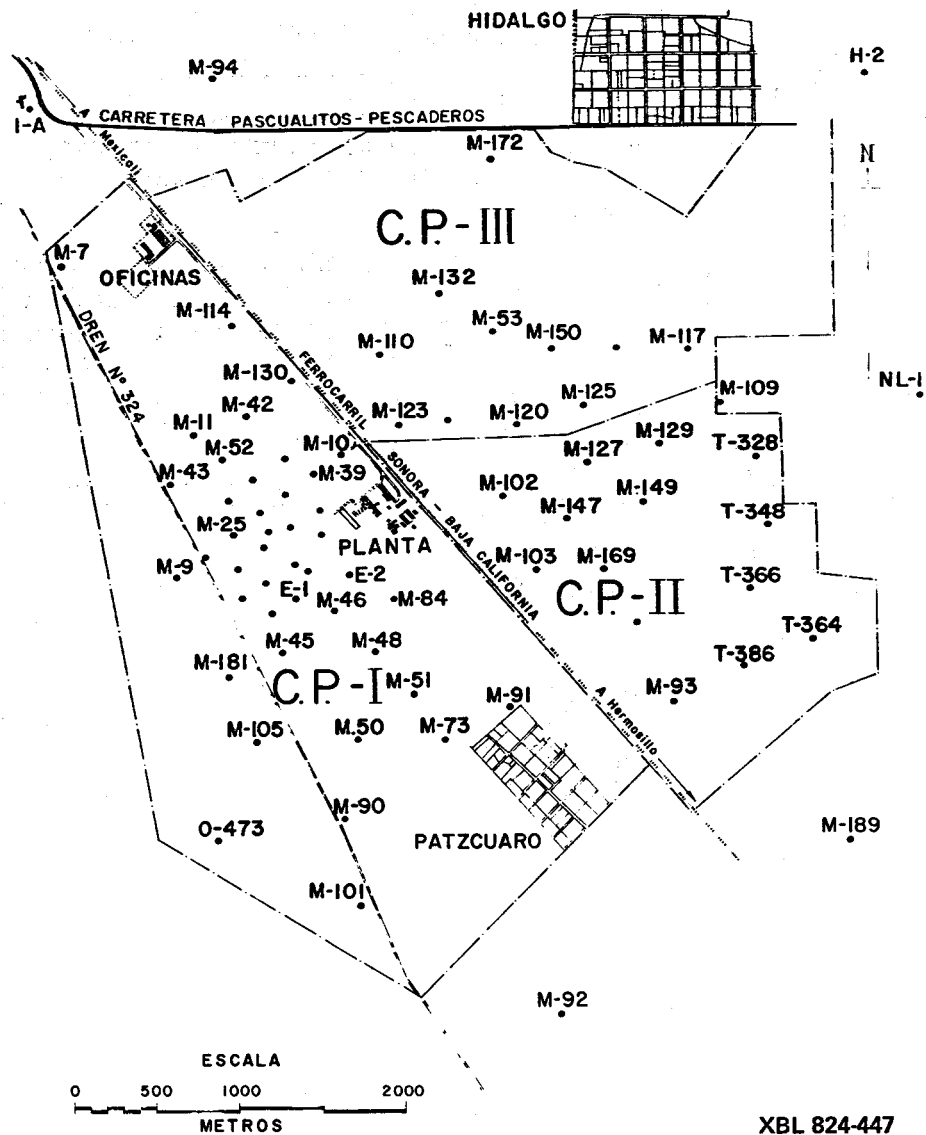
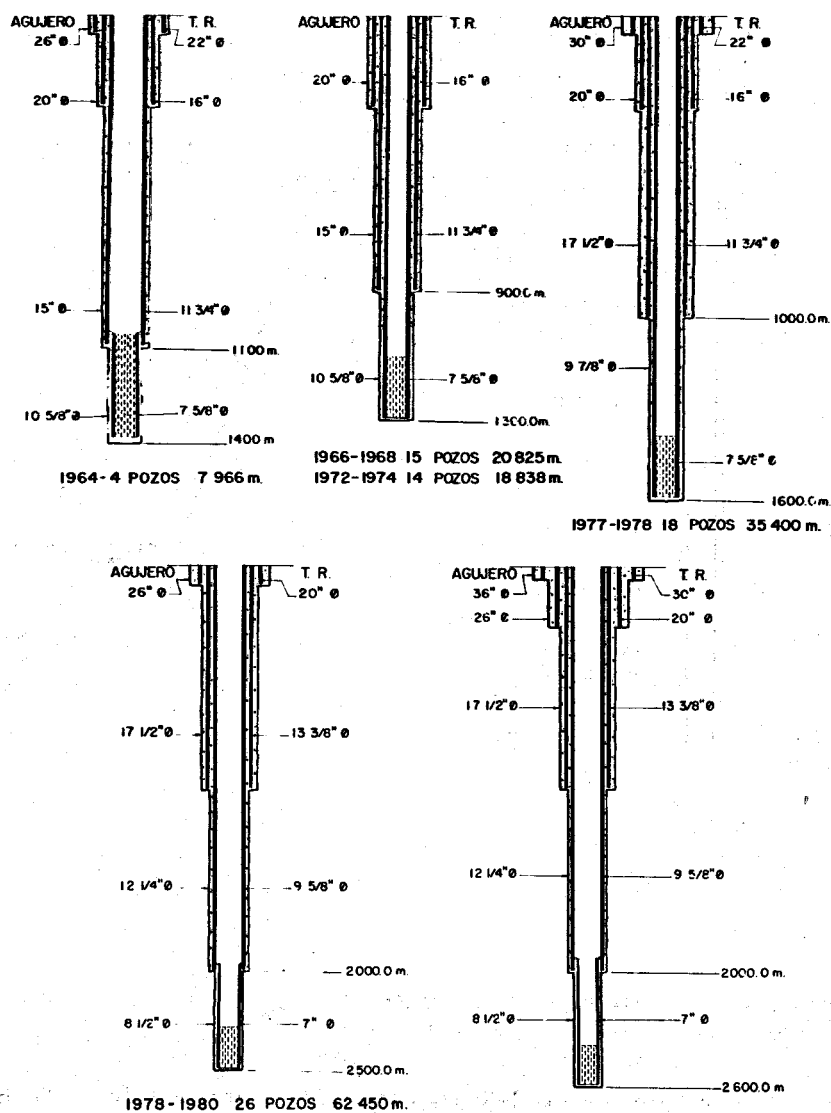


Figura 3. Localización de pozos perforados.

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



XBL 824-453

Figura 4. Diagramas tubulares prototipo.

Figure 4. Prototype casing profiles.

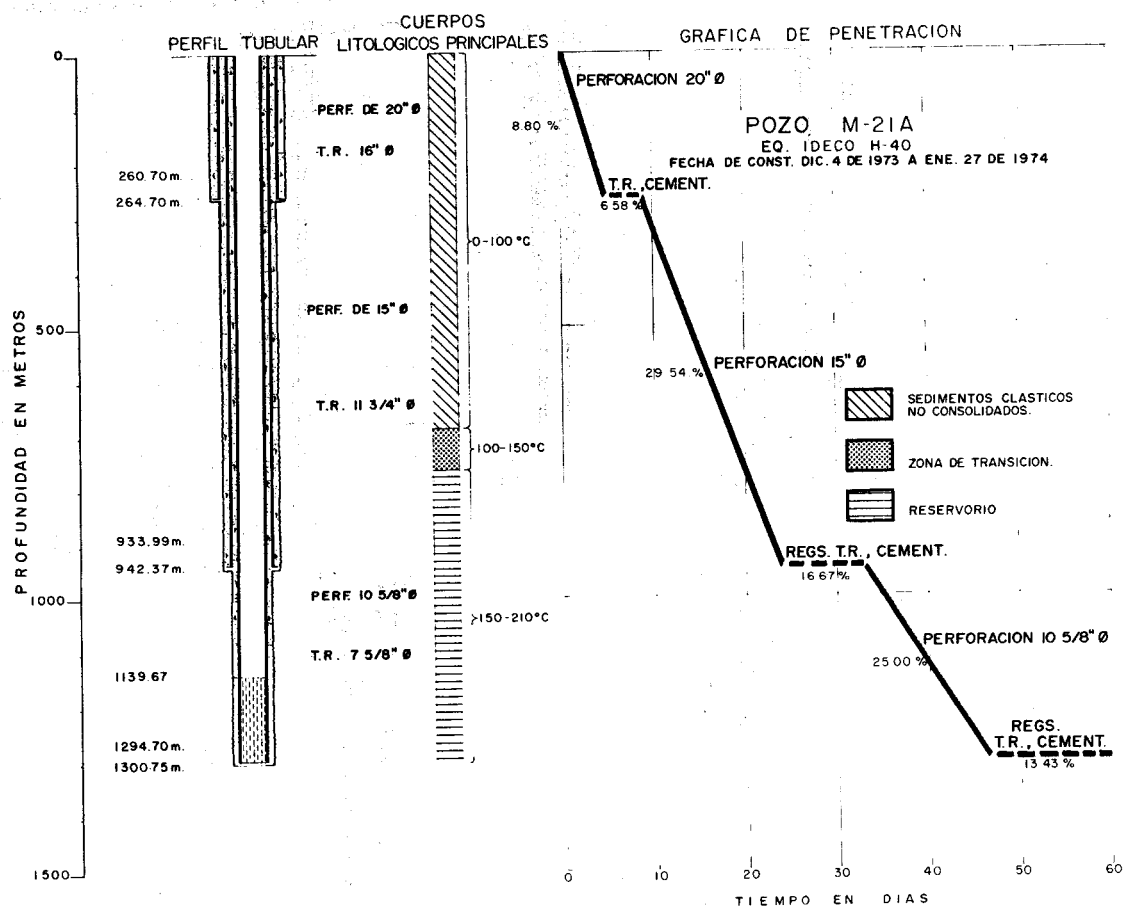


Figura 5. Perfil tubular, litología penetrada y gráfica de penetración para el pozo M-21A.

Figure 5. Casing profile, lithology, and drilling progress for well M-21A.

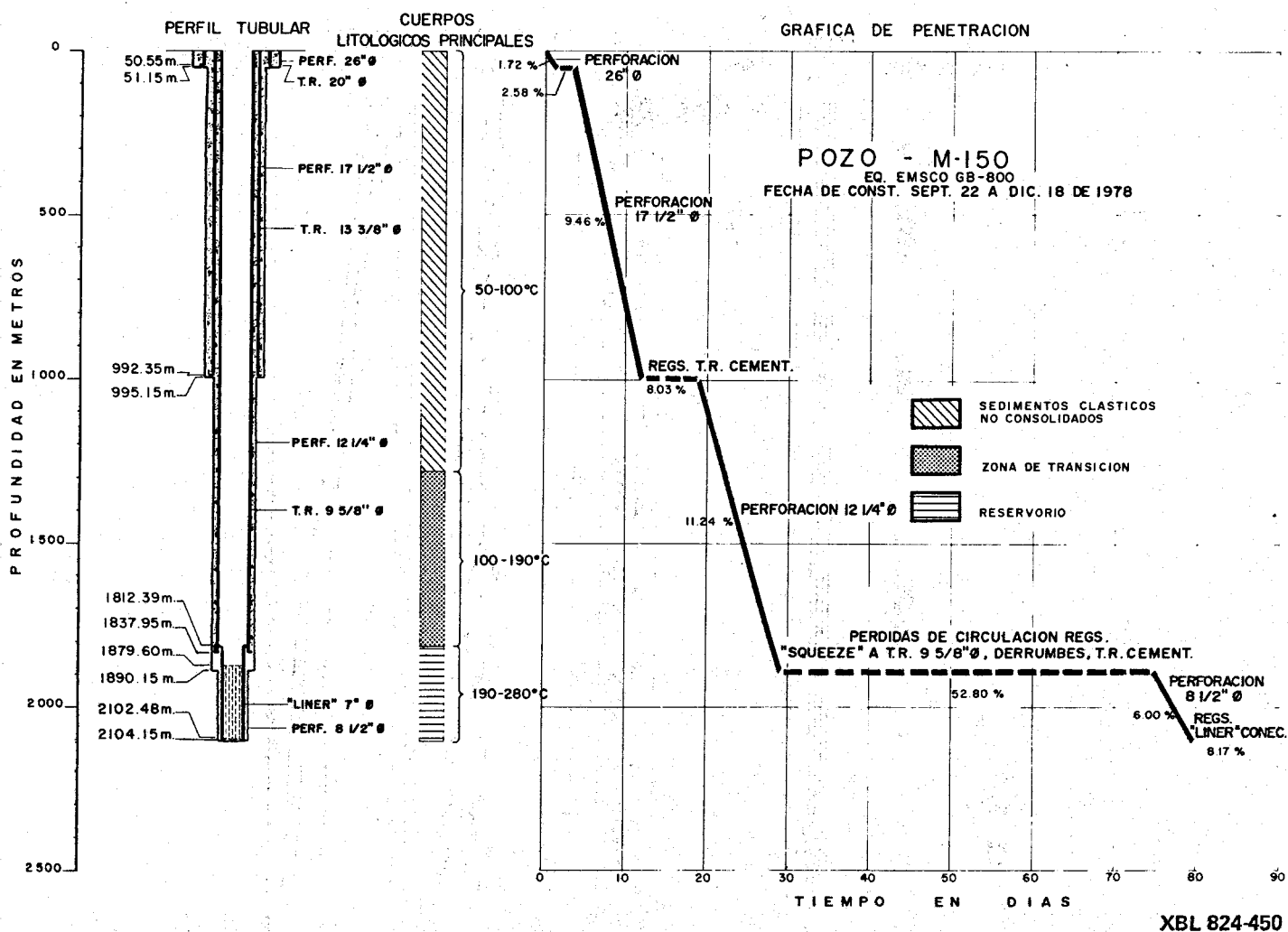


Figura 6. Perfil tubular, litología penetrada y gráfica de penetración para el pozo M-150.

Figure 6. Casing profile, lithology, and drilling progress for well M-150.

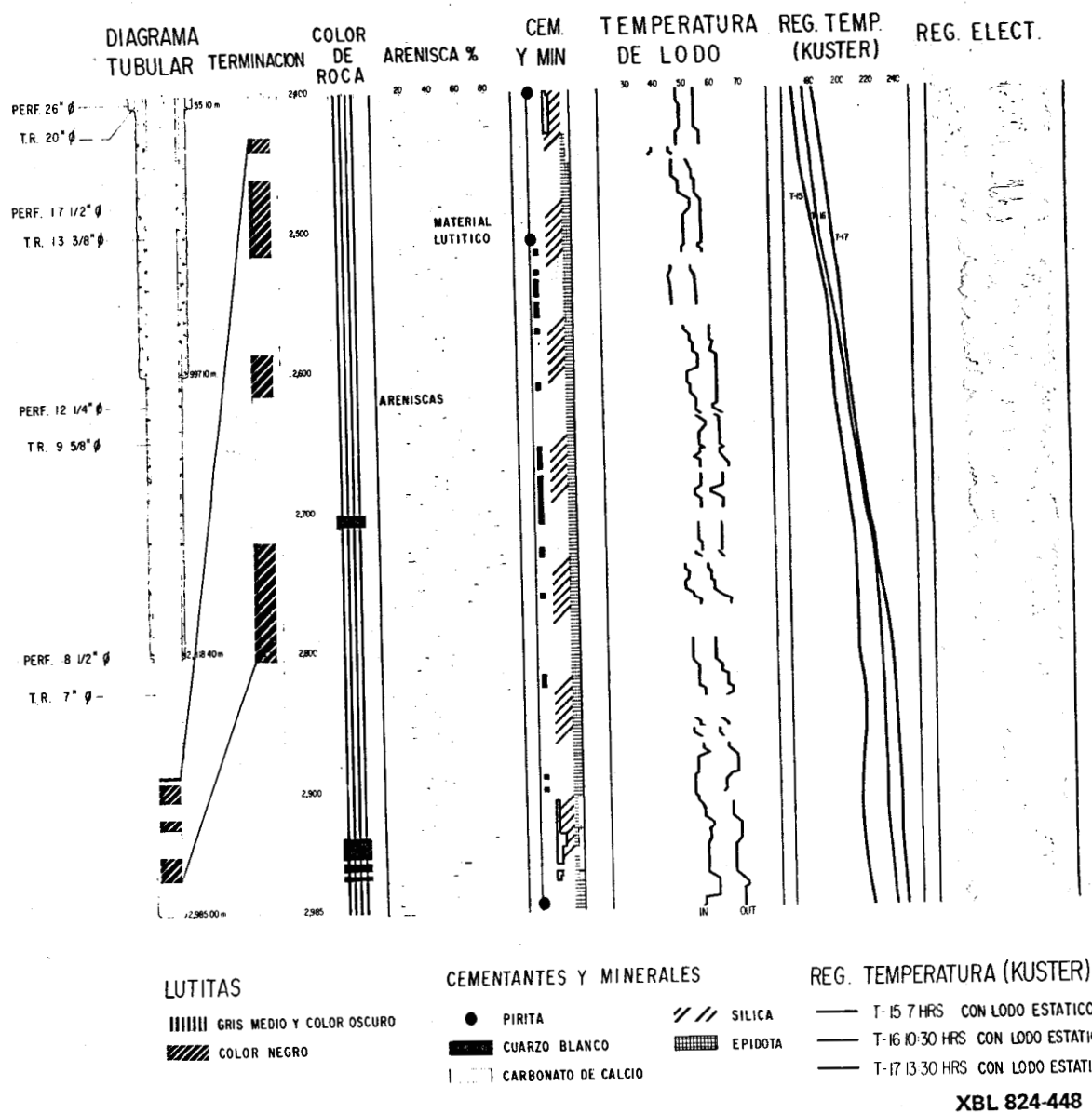


Figura 7. Correlación gráfica de parámetros que definieron la terminación del pozo T-366.

Figure 7. Graphical correlation of the parameters which defined the completion of well T-366.

Tabla 1. Pozos perforados en el campo geotérmico de Cerro Prieto.

Table 1. Wells drilled at the Cerro Prieto geothermal field.

TOTAL POZOS PERFORADOS	85
TOTAL METROS PERFORADOS	162, 638 mts.
1. POZOS DE EXPLOTACION	68
2. POZOS DE EXPLORACION	18
3. POZOS ABANDONADOS	3
4. POZOS DESCONTROLADOS	4

Tabla 2. Pozos geotérmicos. Aspectos particulares.

Table 2. Geothermal wells. Particular aspects.

1. PROYECTO CONSTRUCTIVO	a) TEMPERATURA b) CORROSION c) VOLUMEN MASA d) ROSCAS ESPECIALES (T R)
2. PERDIDAS DE CIRCULACION	a) ALTA PERMEABILIDAD PRIMARIA Y SECUNDARIA b) LAVADO HIDROTHERMAL c) ZONAS DE CONTACTO LITOLOGICO
3. REGISTROS ELECTRICOS	EQUIPO ESPECIAL PARA ALTA TEMPERATURA
4. REGISTROS TERMICOS	EQUIPO KUSTER, AMERADA
5. CEMENTOS MODIFICADOS	PERLITA, PUZOLANA ACTIVADA, SILICE.
6. CEMENTACIONES	EN EL TOTAL DE LAS TUBERIAS INSTALADAS, ACCESORIOS ESPECIALES.
7. TERMINACION	a) COLUMNA LITOLOGICA b) ANALISIS MINERALOGICO c) REGISTRO DE TEMP. DEL LODO DE CIRCULACION d) REGISTROS KUSTER (TEMP) e) REGISTROS ELECTRICOS
INICIO PRODUCCION	a) ESTIMULACION b) CALENTAMIENTO c) DESARROLLO d) EVALUACION

Tabla 3. Datos de las tuberías de revestimiento utilizadas de 1964 a 1980.

Table 3. Data on the casings used between 1964 and 1980.

FECHA DE CONST.	TUBERIA CONDUCTORA			TUBERIA SUPERFICIAL			TUBERIA INTERMEDIA			TUBERIA DE PRODUCCION			LINER RANURADO (PRODUCCION)		
	Ø PULG	PESO LB/PIE	GRADO DE JUNTA	Ø PULG	PESO LB/PIE	GRADO DE JUNTA	Ø PULG	PESO LB/PIE	GRADO DE JUNTA	Ø PULG	PESO LB/PIE	GRADO DE JUNTA	Ø PULG	PESO LB/PIE	GRADO DE JUNTA
1964	22	65.24	B	SOLD	16	65	H-40	CCRR	11 3/4	47	J-55	R.B.			
1966-1974					16	65	H-40	CCRR	11 3/4	47	J-55	R.B.	7 5/8	26.4	K-55
1977-1978	22		CED-40	SOLD	16	75	K-55	R.B.	11 3/4	65	K-55	R.B.	7 5/8	45.3	K-55
1978-1980					20	94	H-40	CCRR	13 3/8	61	K-55	R.B.	9 5/8	43.5	N-80
1980	30	98.93	B	SOLD	20	106.5	J-55	R.B.	13 3/8	68.0	K-55	R.B.	9 5/8	47	C-75

Tabla 4. Problemas principales durante la perforación y terminación.

Table 4. Main problems with drilling and well completion.

- PERDIDAS DE FLUIDO PERFORACION AL ESTAR PERFORANDO.
- DERRUMBES DURANTE PERFORACION O CORRIDAS DE T.R.
- ALTAS TEMPERATURAS EN ZONA PRODUCTORA.
- PROBLEMAS DE PESCA.
- PERDIDAS DE CIRCULACION AL ESTAR CEMENTANDO T.R.
- FALLAS MECANICAS EN T.R.
- INVASION CON LODO O CON CEMENTO A LA ZONA PRODUCTORA

Tabla 5. Propiedades típicas de lodos de perforación. Equipo para control de sólidos y temperatura.

Table 5. Typical drilling mud properties. Equipment for the control of solids and temperature.

DENSIDAD g/c.c.	1.08 - 1.20
VISCOSIDAD EMBUDO MARSH Seg/Lt.	38 - 45
GEL a 0 y 10 min. (Lbs/100 Ft ²)	0 - 6
PUNTO DE CEDENCIA Lb/100 Ft ²	0 - 5
FILTRADO c.c. 30 min.	6 - 10
ESPESOR DEL ENJARRE m.m.	1 - 2
P.H.	8 - 9.5
CONTENIDO DE SÓLIDOS %	8 - 12
CONTENIDO DE ACEITE %	5 - 8
CONTENIDO DE AGUA %	83 - 90
CONTENIDO DE ARENA %	2 ó MENOS

EQUIPO PARA CONTROL DE SÓLIDOS
Y TEMPERATURA

TIPO	INTERVALO
UNA SARANDA VIBRADORA TIPO "TANDEM" CON DO- BLE MALLA.	0.0 A PROF. TOTAL
DOS SEPARADORES DE A- RENA TIPO SWECO CON 8 HYDROCYCLONS.	00 A PROF. TOTAL
UNA TORRE DE ENFRIAMEN- TO PARA MANEJAR 2 650 L/min. T > 40 °C	

Tabla 6. Materiales para lodo de perforación. Materiales para pérdida de circulación.

Table 6. Materials used in the drilling mud. Materials used to control circulation losses.

MATERIALES PARA LODO
DE PERFORACION

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

MATERIALES PARA PERDIDA
DE CIRCULACION

GRANULAR
FIBROSO
HOJUELAS
CEMENTO
SILICATO DE SODIO Y
CLORURO DE CALCIO

Tabla 7. Problemas frecuentemente encontrados durante la cementación de tuberías, efectos, y soluciones actuales.

Table 7. Frequently encountered casing cementing problems, their effects, and present solutions.

- 1._ PERDIDAS DE CIRCULACION PARCIAL O TOTAL
- 2._ FALLAS MECANICAS EN COPLES DE CEMENTACION
- 3._ FALLAS EN CANASTAS DE CEMENTACION

EFFECTOS

- 1._ CANALIZACION DE CEMENTO
- 2._ AUSENCIA TOTAL DE CEMENTO
- 3._ INEFECTIVIDAD DE CEMENTACION FORZADA.

SOLUCIONES ACTUALES

- 1._ EL USO DE CEMENTOS LIGEROS EN ZONAS DE ALTA PERMEABILIDAD Y / O CEMENTACION EN DOS ETAPAS
- 2._ NUEVOS TIPOS DE COPLES CEMENTADORES Y CANASTAS.

Tabla 8. Parámetros utilizados para definir la terminación.

Table 8. Parameters used to design the completion of a well.

-
- 1._ COLUMNA LITOLÓGICA
 - 2._ REGISTROS ELÉCTRICOS
 - 3._ TEMPERATURA DEL LODO DE PERFORACIÓN EN CIRCULACIÓN
 - 4._ REGISTROS DE TEMPERATURA
 - 5._ PORCENTAJE DE ARENISCAS EN MUESTRAS DE CANAL
 - 6._ ANÁLISIS MINERALÓGICO CON MICROSCOPIO
-

Tabla 9. Conclusiones y recomendaciones.

Table 9. Conclusions and recommendations.

Consideramos que han sido satisfactorias las soluciones y métodos utilizados en la perforación de los pozos de Cerro Prieto, pero deberán optimizarse, sobre todo la calidad de los ademes, clase de cementos y cementaciones.

La operación de "pesca" es en nuestro caso lo más difícil, esto por las altas temperaturas en el reservorio.

La clase y tipo de barrenas deberán ser más adecuadas a las condiciones erosivas y formaciones que habitualmente se penetran en las zonas productoras; las fallas en los tipos de barrenas actuales es una de las causas frecuentes de las operaciones de "pesca".

Deberán optimizarse los procedimientos para reducir el tiempo de perforación, sobre todo los correspondientes a la penetración del reservorio.

COMMENTS ON SOME OF THE DRILLING AND COMPLETION PROBLEMS IN CERRO PRIETO GEOTHERMAL WELLS

ABSTRACT

From 1960 to the present, 85 wells with a total drilling length exceeding 160,000 m have been constructed at Cerro Prieto, a modest figure compared to an oil field. This activity took place in five stages, each characterized by changes and modifications required by various drilling and well-completion problems.

Initially, the technical procedures followed were similar to those used in the oil industry. However, several problems emerged as a result of the relatively high temperatures found in the geothermal reservoir.

Stated briefly, the various problems that have been encountered can be considered to be related to drilling fluids, cements and cementing operations, lithology, geothermal fluid characteristics, and casings and their accessories.

Similarly, the criteria used for well completion initially followed those commonly used in oil wells. However, as the importance of high temperatures and the characteristics of the geothermal reservoir fluids were better understood, the criteria were modified to optimize well-completion operations, and very satisfactory results have been achieved to date.

We consider that reasonably satisfactory solutions have been found to most of the problems. Nonetheless, some of the solutions need to be further optimized, and other problems need better answers, as in the case of corrosion damage to the casings.

With regard to well completions, the criteria need to be improved, especially to identify formations saturated with hot waters. We think that a systematic lithologic and mineralogic analysis, as well as petrographic analysis of hydrothermal and metamorphic minerals combined perhaps with rock geochemistry and x-ray analysis, would ultimately yield better methods of maximizing the extraction of the energy stored in the reservoir.

INTRODUCTION

The development of drilling operations at the Cerro Prieto geothermal field has undergone various changes. These changes developed in response to problems and deficiencies encountered in each of the drilling stages. Over the last 15 years, starting in 1964, we have been able to distinguish five main stages in which substantial modifications were made to the drilling operations at Cerro Prieto.

The most significant changes can be summarized as follows:

- a. Use of special threads because, at the begin-

ning, round threads following API norms were used, with 8 threads per inch and of insufficient mechanical capacity.

- b. Use of different casing arrangements. The grade of steels used was also modified, which in some cases meant a significant increase in the casing wall thickness.
- c. Use of different types of cement mixtures and chemical additives to modify these mixtures.
- d. Use of different models and designs of casing accessories. This included modifications in the type of anchoring used for the Christmas trees, as well as some adjustments in the designs of flanged crosses and even of the characteristics of the valves used in the valve trees.

Two groups of problems led to the modifications. The first were mechanical failures of the casings caused by tension-compression stresses brought about by the high temperatures commonly found in the geothermal reservoir. The second group included scaling, both in the production casings and, in some instances, in the short slotted casings. The worst problem of this sort encountered, one which was only noticed some time after the construction of the wells, was the corrosion of the casings associated with the degradation of the cements used at that time.

However, solutions, which were gradually attempted to resolve the various problems appearing in each of the stages, improved construction methods. The general results, on the whole, we consider positive. Nevertheless, some of the systems, procedures, equipment, and materials currently used will have to be improved further. In some cases, new solutions will have to be found because some of the results obtained to date have been rather modest, for example, controlling circulation losses during the cementing of deep casings, and searching for metallurgical alloys capable of withstanding external electrochemical corrosion which drastically shortens the useful life of the producing wells.

MEXICALI VALLEY

The Mexicali Valley is located in the northeastern part of the state of Baja California, Mexico. It is part of the Colorado River delta, which has also formed the Imperial and Yuma Valleys in California and Arizona, respectively (Figure 1).

Geologically, these valleys were formed by the filling of the tectonic trough, presently forming the Gulf of California, with sediments carried by the Colorado River. The Salton Sea in the United States represents the extension of this trough on the continent.

The Cerro Prieto geothermal field is located approximately 30 km southeast of the city of Mexicali, Baja California. At this site, there is a small volcano named Cerro Prieto, which is considered to lie over the main Cerro Prieto fault. This volcano could be the source of the hydrothermal foci that feed the Cerro Prieto reservoir, which covers an area of about 12 km².

About 10 km south of the Cerro Prieto volcano, there is a zone known as Laguna Volcano, which appeared in geologic maps as far back as 1905. Here one can find fumaroles, hydrothermal springs, boiling mud, and even the formation of small mud volcanoes which occasionally reach heights of 2 m. These features bring to mind the presence of a powerful recharge of geothermal water, which has been discharging naturally in this area, and one can easily imagine the energy potential of the subsurface of the Cerro Prieto area.

WELLS DRILLED

To date, 85 wells have been drilled, for both exploration and development purposes. The cumulative drilling length exceeds 160,000 m. The wells are located in three areas named the Cerro Prieto I, II, and III blocks.

The wells can be grouped as shown in Table 1: 68 production wells, 18 exploration wells, 3 abandoned wells. Of the total, only 4 wells have gone badly out of control. The depth of the reservoir, which logically corresponds to the depth of drilling, varies between 1300 m and 3000 m.

Before continuing, we would like to emphasize those features that are typical of geothermal wells and that, in one form or another, distinguish them from conventional oil wells. These factors are occasionally the source of problems, especially in the implementation of technical measures to solve the unique problems of the geothermal wells. This is summarized in Table 2.

Furthermore, we think it is important not to lose sight of the lithologic characteristics that prevail across the whole Cerro Prieto geothermal field. Although there are some variations in general physical characteristics, thicknesses, and depths, the geologic column can be considered to consist of three principal units. The first and shallowest consists of fine- and medium-grained alluvial materials, with a prevalence of plastic sandy clays. This first unit occurs at depths between 600 and 1300 m. Immediately below, there is a unit that has been more or less metamorphosed by temperature and hydrothermal fluids. This caused a consolidation in the upper few meters and in highly compacted materials at the bottom. The thickness of this unit varies between 100 and 250 m, depending on the position of a well within the Cerro Prieto field. Most of the facies consist of shale materials with interbedded sandstones. Finally, there is the unit in which the hot water is stored. It is made up of alternating layers of compact shales gray to black in color, depending on the degree of thermal alteration, and fine- to medium-grain sandstones with varying degrees of cementation. These sandstones contribute the most significant amounts of hot water. In this case,

the thickness of these beds varies between 150 and 300 m.

The depth to the reservoir varies depending on location. In Cerro Prieto I, the depth is about 1300 to 1500 m. In Cerro Prieto II, the depth can vary between 2700 and 3000 m; and in Cerro Prieto III, the depth varies between 2000 and 2500 m. Figure 2 shows in some detail the geologic column which, in general terms, represents the subsurface at Cerro Prieto.

Figure 3 shows the location of the wells drilled in each of the three areas of the field. Without question, the most intensely drilled zone is Cerro Prieto I, which consists of Cerro Prieto I North, where production started and which fed the first two turbines of the power plant, and Cerro Prieto I South, where 400 to 500 m well spacings were used. The well spacing at Cerro Prieto I North was 250 m, a situation that has had a tendency to form a drawdown zone. Well spacings for both Cerro Prieto II and Cerro Prieto III will be at least 400 m.

To date, 800-psi shut-in pressures have been measured at Cerro Prieto I. At Cerro Prieto II, these pressures have reached 1250 psi. This condition is related to the depth of the respective reservoirs and implies, in turn, a greater temperature and consequently a greater steam-production rate per well. At Cerro Prieto I South, the shut-in pressure increased to about 900 psi, with well M-51 yielding up to 140 tons of steam per hour with a reservoir temperature exceeding 320°C. We should remember that at Cerro Prieto I the largest production came from wells such as M-8 and M-5, which produced 80 tons of steam per hour and where bottom well-temperatures were practically 300°C. In wells drilled at Cerro Prieto II, where the reservoir is located between 2700 and 3000 m, steam production rates of up to 300 tons per hour and reservoir temperatures of practically 350°C have been measured, whereas at Cerro Prieto III, where the reservoir is located from 2000 to 2500 m depth, the measured bottom well temperatures range from 300°C to 320°C, with steam production rates above 100 tons per hour.

WELL CASINGS

Correlating the different events of the five stages in which the drilling has been carried out at Cerro Prieto makes it possible to point out the characteristics of the casings that have been used. This information is summarized in Table 3. From this table it can easily be seen that there have been changes in the diameter, grade, weight, and threads of the casings.

At each stage, as already mentioned, we tried to avoid the casing problems encountered in the previous stage. This is also reflected by the changes in the arrangement of the casings and their depths. The first change was to increase the mechanical capacity or strength of the threads and tubing to enable them to withstand any stresses caused by thermal effects. After some time had elapsed and the extent and gravity of the corrosion of the casings had been realized, attempts were made to avoid this problem by making modifications

in both the grade of steel and the thickness of the casings used.

MAIN PROBLEMS ENCOUNTERED DURING PRODUCTION AND WELL COMPLETION

Briefly and specifically, the most severe problems encountered during drilling operations at Cerro Prieto over the years are (Table 4):

1. Loss of drilling fluids near the hottest zones of the reservoir, mainly upon penetrating the first shale bodies with interbedded sandstones. Occasionally, this problem was so acute that it was necessary to drill with total circulation loss, using previously treated batches, drilling through short intervals while the batch was being lost, and repeating the cycle. At times, it was possible to drill 100 m. In this way, the system has functioned satisfactorily with minimal problems.
2. Collapses during drilling and/or while placing the casings. This problem has been extremely serious in some of the wells and appears to have two causes: first, a mechanical effect, associated with fractures, faults, or crushed shale and sandstone layers, added to some amount of fluid filtration; and second, an apparent thermal shock effect between the relatively hot zones and the invasion of the filtrates. All of this, acting together over a relatively short period of time, has occasionally caused extensive collapses. The only way to control this is by recementing all of the affected section, letting the cement cure, redrilling the section, and checking to determine if the formations are stable. If this fails, the operation must be repeated. This practice was developed after increasing the weight of the drilling mud as much as possible; if the weight is increased too much, the previously mentioned circulation losses could be triggered. A related problem, which occurs more frequently than having the drill bit caught in the well, is caused when tools stick due to a differential pressure caused by the combination of thermal effects on the drilling muds and circulation losses, which seem to favor this occurrence. These problems have been resolved successfully by using additives in the drilling fluid to keep tools from sticking.
3. High temperatures in the production zone. This is, of course, the objective of drilling geothermal wells. However, in our judgment, corrosion problems and a great number of failures in material and equipment, both in casings and in surface installations, are associated with the high temperatures. The higher the temperatures, the higher the number of problems. In fact, the risk is greatest when the hot aquifers are penetrated because, commonly, there is a total loss of circulation at this point. It is then not possible to recover any samples and almost impossible to obtain electric logs because cables and logging tools cannot withstand the reservoir temperatures. Under these circumstances, it is even possible to encounter

serious fishing problems, as will be described next.

4. Fishing problems. As commonly occurs in oil wells, there may be mechanical accidents that require the use of fishing methods. When this happens, one resorts to the commonly used tools and techniques. When the problem occurs near or opposite layers saturated with hot water, however, the situation becomes extremely dangerous because the collar detectors and tools used to unscrew the elements in the drilling string are almost useless, due to the damage to the cables and the head of these probes impeding their proper functioning. Consequently, it is almost impossible to design and sustain basic fishing operations.

Because of the presence of hot strata, if there is no adequate circulation in the hole, the increase in temperature-vs-time is very rapid, and it becomes increasingly harder to operate conventional fishing equipment. Instead of recovering the "fishes," it is common to lose even more equipment or tools because they also stick or because it is impossible to recover them under those circumstances.

For these reasons, if there is no way of obtaining efficient circulation, it would be almost impossible to complete a fishing operation successfully. This is a serious problem which must be solved in the future with systems adapted to operate properly under the conditions commonly found in geothermal wells.

5. Loss of circulation during cementing of casings. This type of problem is also associated with those casings, especially production casings, that are installed after the reservoir has been reached and is part of the well completion operations. The losses start very easily because, in this type of well, the casings must be cemented from the bottom to the surface of the well. If this is not done, casing collapses and fractures can easily occur. Given the excessive weakness of the formations associated with geothermal reservoirs and the frequent channeling and dissolution of some formations caused by the geothermal fluids, one can understand the ease with which the cement slurries, given their density, break the formations or simply get lost. This keeps the cementing operation from being successful and thus may compromise the mechanical integrity of the casings.

In addition to the losses just described, the shoes, floating couplings, special couplings, plugs, etc., needed for the cementing operations frequently experience damage or changes that ultimately impede the operations for which they were designed. For this reason, as is well known in oil drilling, two-, three-, or several-stage cementation operations have not been very efficient. Their failure rate is estimated to be between 60 and 70 percent; on single-stage cementating operations have yielded better results. However, when it is necessary to cement a casing column 2000 m

long, it is absolutely necessary to plan the operation in two stages.

An important change in the cementing operations has been the use of lighter-than-usual cement slurries. On several occasions recently, this procedure has been used in single-stage deep-cementing operations. However, the solution for controlling these operations must be improved significantly in the future.

6. Mechanical failures of the casing. This problem has had two causes. The first has been mechanical failures due to stresses in recently constructed wells during their warm-up, development, and evaluation stages. These failures have been associated with thermal shock, construction problems, and, above all, with operational problems while the wells were under evaluation. During the early years of drilling at Cerro Prieto, the first set of 20 wells built experienced collapses and fractures that had to be repaired to enable the wells to operate safely. However, after understanding the problem better, the construction techniques were improved by using different grades and, especially, more suitable casing thicknesses. Also, the warm-up, development, and evaluation operations are carried out with greater care, thus reducing this type of contingency to a minimum.

However, after several years of production, the wells began to show another problem which affects mostly production casings. We have labelled this internal and external casing corrosion. The most severe of these problems is caused by electrochemical corrosion which produces the migration of the steel from the exterior of the casings into the formation. This phenomenon is associated with the transition zone, just above the hot reservoir zone.

From the studies and analysis made, it was concluded that there are at least five factors in Cerro Prieto wells that can easily cause a natural potential difference that, in one form or another, favors corrosion. To date, the only solution which has been found for this problem is to use separate sacrificial and production casings. This, of course, significantly increases the cost of a well. Therefore, we must search for alloys which will be better able to withstand corrosion and develop production systems which will economically and effectively remove or reduce the problem of electrochemical damage. In many cases, this problem is so serious that, in about two-and-a-half years after the well has been completed, the casings practically disappear.

7. Mud or cement invasion into the production zone. This problem occurs occasionally, especially when the well completion program uses a single-diameter casing from the surface to the bottom of the well because this requires cementing from just above the production zone all the way to the surface. This can easily cause circulation losses, as already mentioned, producing invasions by the cement slurry or the

drilling muds and causing formation damage that occasionally can be serious and can undermine the production capacity of the reservoir.

To solve this problem, one can either resort to small, partial cementing to form a cement packing or drill to a point just above the reservoir, then place and cement the proper casing. After cleaning and cementing in couplings and shoes, the drilling then proceeds through the reservoir itself, placing and occasionally cementing a short slotted casing. Both systems have given satisfactory results.

PROTOTYPE CASING PROFILES

One of the aspects that has changed the most during the stages of the drilling program has been the design of the group formed by the intermediate and production casings. This development can be summarized as follows (Figures 4 and 5):

- a. The initial design, used in 1964 and 1965, was a very simple arrangement, consisting of a 22-in. diameter casing of B grade welded tubing placed in a 26-in. hole; a 16-in. diameter surface casing, round threads, a 11 3/4-in. diameter intermediate casing placed in a 15-in. diameter hole, and a short, slotted 7 5/8-in. diameter casing placed in a 10 5/8-in. diameter hole.
- b. The prototypes used from 1976 to 1978 are characterized by the installation of a single diameter production casing extending from the surface to the bottom. Part of this casing was slotted opposite the reservoir. This arrangement was developed to avoid the problems of excessive scaling that were encountered with the first arrangement. In addition, an intermediate casing was installed to protect the production casing from collapses.
- c. Finally, prototype B1 was tried to solve in part the failures of the first two types. In this case, the total depths far exceeded that of the first wells built. In the first 1000 m, an intermediate casing was installed. From 1000 to 2000 m, a production casing was used. From this casing, a short casing, partially slotted opposite the reservoirs, was hung. This casing arrangement prevents the 9 5/8-in. diameter casing from suffering extensive corrosion damage. It can also be reinforced by suitably cementing an extra 7-in. diameter casing.

The arrangement, depths, diameters, and characteristics of the casings were designed for the purpose of solving the mechanical and corrosion problems as economically as possible, thus enabling the expenditure of whatever was necessary to repair the wells for continued use.

TYPICAL PROPERTIES OF THE DRILLING MUDS

To perform satisfactorily, drilling muds must retain their thixotropic characteristics throughout the entire drilling job. Although some changes

were made in drilling fluids, the bentonitic sulfonate lignitic type muds were found to be the most effective and economical to use. To withstand the temperature increases encountered when drilling into the geothermal reservoir, the use of organic polyelectrolytes is required.

Table 5 shows the limiting requirements which the muds must satisfy to yield optimal results. The table also shows the type of equipment used for the control of solids and high temperatures. Table 6 lists the most important chemical additives that must be used, depending on the type and temperature of the formation being drilled.

Table 6 also shows the materials used including cement, calcium chloride, calcium silicate, etc., used to control of circulation losses. Although these compounds have always yielded reasonably good results, they have made the work less efficient, thus increasing the costs.

FREQUENT PROBLEMS ENCOUNTERED DURING THE CEMENTING OF THE CASINGS

Below, we summarize the problems encountered in Cerro Prieto wells, their effects, and the solutions that have been attempted.

The problems can be basically divided into three groups:

1. Partial or total circulation losses.
2. Mechanical failures of couplings, shoes, multiple couplings, etc.
3. Failure of the metallic baskets used to support the cement applications and to avoid damages, above all, in the zone saturated with hot water.

Among the effects, we can distinguish the following:

1. Channeling of the cement.
2. Total absence of cement in the annular spaces.
3. Little effectiveness in those cases where forced cementing was attempted.

The solutions that were adopted to date are:

1. Use of lighter cement slurries in high permeability zones and/or two-stage cementing operations. In this case the success ratio has been 60 percent, indicating that there is some risk that the operation cannot be totally controlled.
2. Use of new types of cementing couplings and baskets. They have been tested and show promise of improved operation.

These comments are summarized in Table 7.

WELLS DRILLED

In this section we will comment on some of the wells drilled at Cerro Prieto that have unique characteristics and represent groups of relatively similar wells.

WELL M-21A

This well was drilled at the end of 1973. The general design contemplated the use of a 16-in. diameter surface casing down to 250 m. This was to be followed by a 11 3/4-in. diameter intermediate casing down to about 1000 m, and a 7 5/8-in. diameter production casing extending from the surface down to 1300 m. The final 100 m of this casing would be slotted to permit the entry of the steam-water mixture into the well.

If the drilling progress graph is analyzed, especially during the drilling of the 20 15-in. diameter holes for the first and second casings mentioned above, it is apparent that the results were quite satisfactory. The whole operation, including the installation and cementing of the surface casing, was performed in a period of almost 25 days.

In the first 500 m, unconsolidated clastic materials with temperatures below 100°C were encountered. This was followed by a transition zone lightly compacted due to metamorphism, with temperatures of up to 150°C. Below it, a clearly metamorphic zone was encountered with well defined sandstone and shale intercalations, reaching temperatures of 150°C to 210°C in the reservoir zone.

The placement and cementing of the intermediate casing took almost 17 percent of the total drilling time. From this depth, it took 25 percent of the drilling time to reach total depth. In this stage, the penetration rate was slower than in the previous stages, without any serious drilling problems. The placement and cementing of the 7 5/8-in. diameter casing took 13 percent of the time. On the whole, we consider the construction of this well to have been normal and without incidents, as shown by the drilling progress graph (Figure 5). In this case the temperatures were relatively moderate. The completion criteria used in this well were based primarily on the electric logs, the lithologic column, and the temperature logs.

WELL M-150

This well is located in the Cerro Prieto III area approximately 400 m from well M-53, which in 1974 confirmed the existence of an important reservoir in this zone. Well M-150 was built between September and December 1978. Its total depth was 2104.15 m; it took practically 87 days to complete.

In this instance, the casing arrangement consisted of a 50-m long, 20-in. diameter surface conductor placed in a 26-in. diameter hole, followed by a 13 3/8-in. diameter intermediate casing placed in a 17 1/2-in. diameter hole extending down to 992.35 m. It was followed in turn by a 9 5/8-in. diameter production casing placed in part in a

12 1/4-in. diameter hole, in part within the 13 3/8-in. diameter casing. The production casing reached a depth of 1837.95 m. Finally, a liner was hung from the 9 5/8-in. diameter casing, between 1812.39 and 2104.15 m. This liner was placed in an 8 1/2-in. diameter hole.

When we analyze the drilling progress graph, we see that the installation of both the conductor and the intermediate casing, which penetrated the unconsolidated clastic sediments, was normal and without great difficulties. The 12 1/4-in. diameter hole penetrated both the clastic unconsolidated sediments, the transition zone, and even formations typical of the reservoir.

This drilling stage reached a depth of 1890.15 m, representing 11 percent of the total well drilling time. Almost no problems were encountered down to this depth. Then, however, circulation losses were experienced that required the injection of cement slurry. The circulation losses became particularly acute while cementing the 9 5/8-in. diameter casing. All of this took about 52.8 percent of the well construction time and manifests the gravity of the problem of drilling into formations with temperatures between 190 and 280°C. This situation, as in similar cases, considerably increased the difficulties, and above all, the total well-construction time. The drilling of the 8 1/2-in. diameter hole to place and install the short casing proceeded reasonably well, taking about 14 percent of the total time.

This example illustrates the most significant problems encountered, which, as mentioned above, were the loss of circulation, sloughing, and cementing problems, especially in the hot reservoir zones. Figure 6 summarizes the technical details pertaining to the construction of this well.

COMPLETION OF GEOTHERMAL WELLS

The criteria used presently for well completion are based on the following physical parameters:

1. Lithologic column
2. Electrical logs
3. Temperature of the circulating drilling mud
4. Temperature logs
5. Percent sandstones in the cutting samples
6. Microscope mineralogic analysis.

Initially, only parameters 1-3, and partially 4 were taken into account. However, one was never totally sure of the well-completion decisions, and occasionally the wells were completed in moderately hot zones with a high salinity and gas content; this caused scaling and corrosion problems and a relatively modest production rate.

In addition to using the electrical logs, it has been necessary to determine with the utmost

care the percentage of sandstones found in cutting samples. It has also been necessary to make mineralogic analyses of those samples to define the mineralogy and the type of cementing mineral in the drill cuttings. Furthermore, it is essential to obtain at least three temperature logs taken consecutively in the well over a 24 hour period without circulation.

With these parameters, it is easy to distinguish within the reservoir the zones of maximum temperature and permeability. In this way, significant increases in production have been obtained. In some of the wells, nearly 100 tons/hr of separated steam have been produced where previously between 50 and 60 tons/hr had been obtained. In the case of wells that have penetrated the reservoir at depths of 2700-3000 m, temperatures of 350°C have been found, and there are wells that produce more than 200 tons/hr of separated steam, which shows that the optimization of the well completion criteria has been particularly successful. Table 8 summarizes these parameters.

Figure 7, corresponding to well T-366, shows a correlation between the color of the shales, which vary from dark gray to black, and reservoir temperature. This information is compared to sand content and to the cementing materials and minerals found in the reservoir itself. In this case, one can find pyrite, white quartz, calcium carbonate, silica, and epidote. It is precisely these last two minerals which indicate the highest temperature formations most accurately. The graph of circulating mud temperature gives the difference between the inlet and outlet temperatures, an important qualitative piece of information. In this case, the zone where silica and pyrite are the cementing minerals corresponds to the zone of greatest temperature differentials in the circulating mud.

In well T-366, three temperature logs were obtained: one after 7 hours of rest, another after 10.5 hours, and the third after 13.5 hours. The three graphs thus obtained can be easily correlated with the previous data, confirming without a doubt that the zone with the highest temperature is below 2118 m.

Finally, the electric logs obtained in that zone were also correlated. They clearly define each of the permeable porous bodies and clearly agree with the percentages of sandstones obtained in the geological laboratory. To insure an adequate total production rate, we were able to plan in this fashion with a great deal of certainty the placement of the slotted liner between 2118.40 and 2985.00 m depth, an excessively long interval. In this case, it went far above 200 tons/hr of steam.

To date, these criteria are still being used to design the completion of the wells presently under construction. In areas where wells already exist, we have been able to increase production by applying the above criteria, yielding higher production rates.

CONCLUSIONS AND RECOMMENDATIONS

Table 9 shows a summary of the conclusions and

recommendations we have reached based on the experience gained over the last 15 years. We believe that the various solutions and adjustments made in the drilling of the Cerro Prieto geothermal wells are reasonably satisfactory, although some aspects must be improved further. Especially, we must continue to look for cements that are better able to withstand degradation by geothermal fluids and for new alloys which will be less vulnerable to corrosion.

In fishing operations, more efficient systems for recovery of "fishes" must be adopted in response to the difficulties and dangers associated with the high Cerro Prieto reservoir temperatures.

The drill bits experience very rapid wear and calibration loss. Drills with sealed bearings are particularly vulnerable to high temperatures. This is one of the most common causes for "fishes." Therefore, the class and type of drill bit to be used in the future must be improved.

Given that circulation losses, especially during cementing operations, have increased the well construction time, reaching up to 50 percent of the total time as described above, new systems and procedures will have to be adopted to reduce this type of contingency to a minimum.