

27
8-23-82
CONF-810399-31

LBL-11967
CONF-810399



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



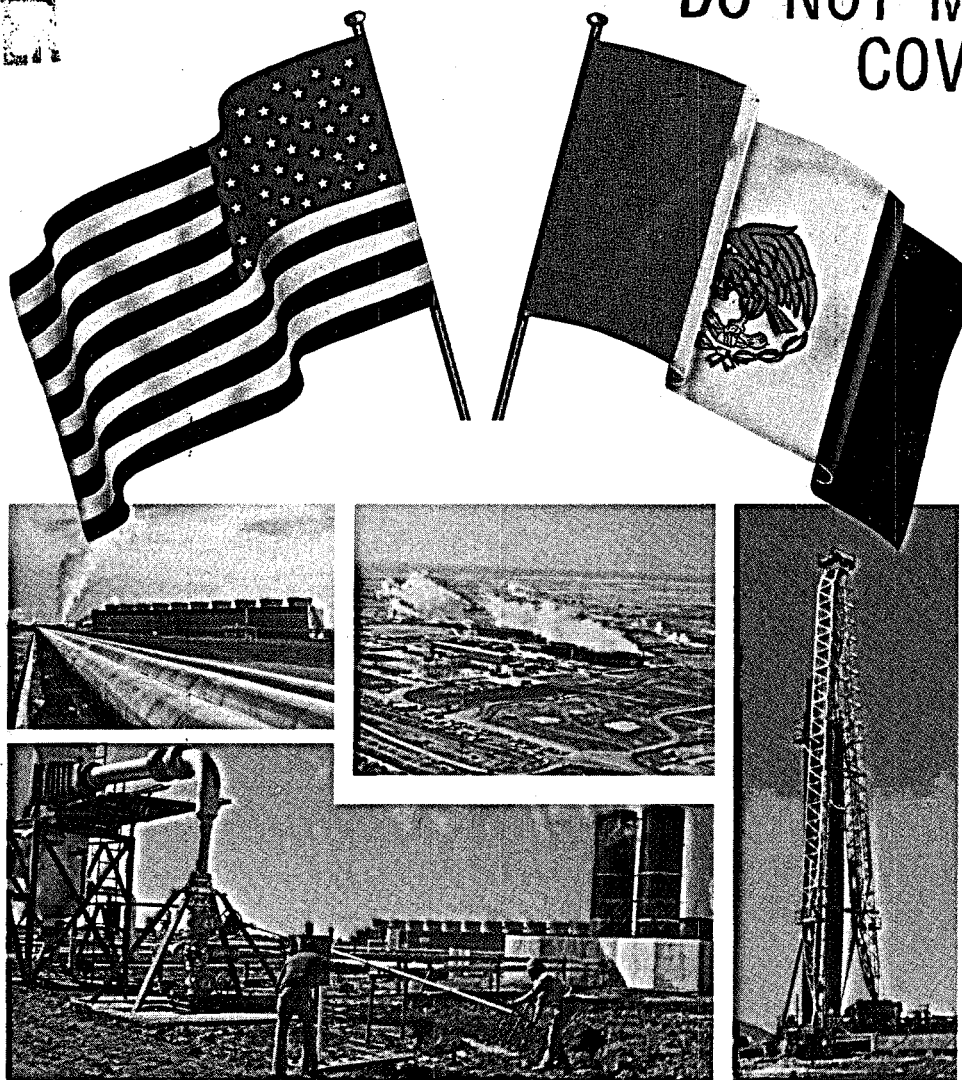
Sponsored by

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

COMPORTAMIENTO DE ADEMES EN POZOS PRODUCTORES DE CERRO PRIETO

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

Resumen

La conclusión a la que se ha llegado después de analizar con todo detenimiento los distintos ademes que desde 1964, a la fecha, se han utilizado en el Campo Geotérmico de Cerro Prieto, como tuberías de producción, y que han sido de 7 5/8" Ø, J-55, 26 lbs/pie, 7 5/8" Ø, K-55, 45.3 lbs/pie, 5" Ø, K-55, 23.2 lbs/pie, y que se distinguen de otras utilizadas de igual diámetro pero de menores pesos, han dado un resultado particularmente impresionante, no obstante que en varios de los pozos en que se utilizaron dichas tuberías se presentaron graves problemas constructivos, y sobre todo, pérdidas de circulación al cementarlas, inclusive en varios de ellos se utilizó como elemento empacante de la tubería de ademe, arena fina colocada por gravedad, sin desconocer que los arreglos y la tubería de producción y la intermedia, han sido seguramente importantes para evitar daños por esfuerzos de tensión-compresión, y sobre todo, por corrosión interna o externa al paso del tiempo. Esta situación ha sido claramente evidente si comparamos los daños que han sufrido las tuberías de producción, cuando se han utilizado de grado N-80, sobre todo bajo aspectos corrosivos.

Del grupo total de pozos en que se utilizaron las tuberías antes mencionadas, se han detectado algunos daños que suponemos han sido más que todo por efectos de erosión en los liners de 5" Ø, pero el resto de los ademes se encuentran en óptimas condiciones; es indudable que el balance económico para instalar tuberías más pesadas de las convencionales y soportar esfuerzos mecánicos o de corrosión, deberá ser cuidadosamente evaluado, ya que también es importante el tipo, la capacidad en el material de los equipos de perforación, así como las profundidades a las que deben colocarse dichos ademes.

Son tan evidentes los resultados obtenidos, que consideramos como una posible solución el utilizar en la tubería de producción y terminaciones, tuberías de las que ya hemos mencionado, y que a la postre se verán compensadas con un balance económico en que se involucren todos los distintos aspectos que en pozos geotérmicos en Cerro Prieto se presentan.

Introducción

Habiendo transcurrido 15 años desde los primeros construidos en este Campo, y los diferentes cambios que sobre todo se han hecho en tuberías de

ademe, en diámetros, grados, pesos, y aún en roscas, ha permitido hacer un análisis comparativo entre los diferentes grupos de pozos en los que se instalaron ciertos tipos de tuberías, intentando distinguir si algunas de las tuberías, ya sea por sus características metalúrgicas, o por los arreglos, han dado resultados más favorables y precisamente dicho estudio es el que nos apoya en este trabajo.

Hemos confrontado las diferentes épocas y condiciones y los resultados son realmente interesantes.

Se ha dado especial énfasis al análisis y comparación de aquellas tuberías que se han utilizado en el papel de ademe, y además como tuberías de producción, dado que en esas circunstancias los esfuerzos mecánicos por efecto térmico, y la acción por efecto de los fluidos térmicos, son indudablemente más severos, y así, en ese tono se presenta la información.

Comportamiento de Tuberías en el papel de Ademe y como Tubería de Producción.

Hemos logrado establecer cuatro grupos que en cierta forma se ligan a eventos constructivos de pozos que coinciden con ciertas etapas transcurridas desde 1964 a 1980.

En el primer grupo A, se consideran aquellos pozos que precisamente se realizaron en 1964, en donde se utilizaron tuberías de anclaje de 11 3/4" Ø, J-55, 47 lbs/pie, y liners colgados de 7 5/8" Ø, J-55, 26.4 lbs/pie, en algunos casos con roscas buttress.

En casi el 100% de ese grupo de pozos, se detectaron fracturas, colapsos y corrosión. La vida útil se ha estimado en más o menos un año antes de requerir una reparación.

El grupo B se realizó en dos etapas, 1966-1968 y 1972-1974, para totalizar 29 pozos construidos; en este caso se instaló una tubería de anclaje de 11 3/4" Ø, y una de ademe y producción corrida desde el fondo hasta la superficie, de 7 5/8" Ø, J-55, 26.4 lbs/pie, rosca buttress.

En este grupo de pozos podemos reportar fracturas, colapsos y corrosión, siendo su vida útil de más o menos un año.

En el caso del Grupo C, corresponde a 18 pozos construidos de 1977-1978, con un arreglo semejante al grupo anterior, pero con profundidades que alcanzaron más de los 1,500 m., con tu-

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.

bería de ademe y producción de 7 5/8" Ø, K-55, 45.3 lbs/pie, rosca Hydril, super E.U.

En este grupo de pozos no se han detectado fracturas, colapsos ni corrosión incipiente. Se ha extendido una vida útil y en operación de dos años.

Por último, tenemos el grupo de pozos D y D1, que los resumimos como D. Aquí se ha tenido tubería de producción y ademe de 9 5/8" Ø, N-80, 47 lbs/pie, rosca Hydril, super E.U. de 2,000 m. a la superficie, y un liner de 7" Ø, N-80, 29 lbs/pie, rosca Hydril, Super E.U.

En este grupo se han detectado fracturas, colapsos y corrosión. Se estima su vida útil de más o menos seis meses. Esta información se resume en la Tabla No. 1, y los arreglos tubulares entre las distintas tuberías utilizadas en cada grupo, se indican en la Fig. No. 1.

Número de pozos y tipos de daños en Ademes

En la Tabla No. 2 se indica la simbología que más adelante se utiliza para señalar daños en pozos específicos que se comentarán, pero además la tabla es asimismo un resumen de la cantidad de pozos en los que con toda certeza se han podido detectar problemas específicos, y se destaca con toda claridad que el principal problema han sido incrustaciones en primer lugar, colapsos en el segundo, y colapso-fracturas en el tercero.

Se analizan un total de 85 pozos, y de éstos, se han tenido que reparar 33 pozos, que prácticamente nos dan un 40% de daños en los pozos construidos, cifra que consideramos elevada y, en consecuencia, de incremento substancial en los costos respectivos.

Pozo M-3

Un ejemplo típico con el cual consideramos se puede ilustrar toda la serie de daños que en un caso dado pueden coincidir en un pozo geotérmico, se ilustra en la Fig. No. 2, en donde se presentan tres esquemas constructivos del pozo M-3.

Este pozo se terminó de construir en mayo de 1964; fue un pozo exploratorio que llegó prácticamente a la roca basal a los 2,624.34 m., en este caso, la tubería de 11 3/4" Ø, quedó hasta los 971.34 m., y de ahí se colgó y cementó una tubería de ademe de 7 5/8" Ø. El pozo se disparó de 600 a 900 m. coincidiendo con la anomalía térmica, y taponó la mayor parte de la tubería de 7 5/8" Ø. En este pozo, habiendo transcurrido un período de casi 15 años, se encontraron incrustaciones, colapsos y fracturas, degradación de cemento, una concentración de agua caliente, prácticamente a nivel del terreno, corrosión y pérdida de metal interior en varias secciones, y corrosiones externas, así como escape de fluido geotérmico del reservorio hacia la superficie, agrupando en esta forma los diferentes daños y problemas que pueden encontrarse en pozos geotérmicos.

Después de una revisión y reparación consistente en un taponamiento por inyecciones de lodo y lechadas de cemento, en el reservorio, así como tapones puente de cemento inmediatamente

arriba del mismo, y un tapón mecánico, se considera que ha quedado en observación y bajo control. Consideramos que éste es un ejemplo típico de a que grado de daño se puede llegar en algunos de los pozos de Cerro Prieto.

Parámetros que se relacionan con daños en Ademes

Haciendo una revisión detallada de los distintos parámetros que de una forma u otra afectan de manera significativa los ademes, podemos señalar los que se resumen en la Tabla No. 3, y que son:

Temperatura. A medida que ésta se eleva, tal parece que los daños tanto por esfuerzos mecánicos como por corrosión, son más graves. La temperatura puede asociarse a la presión que lógicamente se incrementa al elevarse la condición térmica.

Si existen una o dos anomalías térmicas dentro de un sistema, y esto asociado a la condición constructiva de un pozo en particular, seguramente se aumentarán las posibilidades de corrosión exteriores.

La erosión por sólidos, sobre todo por la arena, que en nuestro caso es prácticamente sílice, arena sumamente fina, y que con gran facilidad es arrastrada por el fluido geotérmico, pudiendo llegar a velocidades críticas, fácilmente erosiona sobre todo las secciones tubulares interiores en las que existe algún cambio en diámetros que favorezca dicho fenómeno.

El tiempo es el factor con el que se asocia claramente la acción corrosiva interior o exterior. Cuando un pozo superó todas las operaciones y etapas de su desarrollo, evaluación e integración al sistema, sin que se detecten fallas mecánicas, opera, después de cierto tiempo que se ha observado, en más o menos dos o dos y medio años, la acción corrosiva, sobre todo la corrosión electroquímica.

A la circunstancia del tiempo también puede asociarse el desarrollo de incrustaciones, tanto en las zonas de expansión súbita (flasheo), como en los cambios de diámetro cuando existe un liner colgado que tal parece favorece la deposición de sales en ese lugar.

La corrosión electrolítica, la acción del ácido sulfhídrico y bióxido de carbono, fácilmente provocan fragilizaciones, corrosiones concentradas, perforaciones de la tubería de ademe, y aún la pérdida total de la tubería de revestimiento.

Un fenómeno que es indudablemente asociativo con lo anteriormente señalado, es la alteración o degradación que sufren los cementos utilizados a la fecha, ya que se ha podido confirmar que en un período de dos a tres años, el cemento pierde su condición cementante, transformándose en un material pulverulento, lo que indudablemente favorece la acción electroquímica y las corrosiones exteriores en general, en los ademes.

Una consecuencia lógica del fenómeno anterior es sin duda las filtraciones y/o escurrimientos

que con toda facilidad se establecen de estratos superiores, hacia la zona del reservorio, y/o escapes de fluidos del reservorio hacia estratos superiores; este fenómeno favorece sin duda el desarrollo de incrustaciones en las ranuras de los liners y/o el interior de los mismos.

Por último, recordamos que como consecuencia del efecto térmico se generan esfuerzos mecánicos de compresión-tensión, que siempre van a manifestarse inmediatamente después de la primera etapa de calentamiento de un pozo, y es aquí cuando se pueden presentar fallas por este tipo de situaciones, pero que ya habiéndose logrado establecer la elongaciones axiales y radiales en los ademes, así como la probable liberación o escape de "bolsas" de lodo o agua, normalmente se elimina el riesgo y solamente al transcurso del tiempo como ya se ha señalado, puede operar el daño por factores corrosivos.

Tubería de Ademe y Producción de 7 5/8" Ø, Grado K-55, 45.3 lbs/pie, rosca Hydril S.E.U.

Consideramos que es evidente el resultado positivo que a esta fecha se ha obtenido en la tubería de ademe cuyo grado es de acero suave y un peso relativo más alto que todos los que anteriormente se han utilizado, y este resultado se resume en la Tabla No. 4, que contiene los aspectos básicos que se pueden considerar en relación a esta clase de tubería.

Se instaló en 16 pozos construidos entre 1977-1978; la mayoría de estos pozos se han desarrollado y conectado al sistema, 12 en total, así podemos indicar que tienen operando de dos a tres años; en este período y a la fecha, no se han detectado en los registros de calibración y/o temperatura/presión, daños en relación a la estructura constructiva de esos pozos y solamente podemos reportar algunos problemas de incrustación que se han localizado en los liners ranurados, pensamos que este fenómeno probablemente se deba a ciertas filtraciones de aguas de estratos superiores que han llegado a los mismos.

Uno de los factores que probablemente es el responsable en mayor grado de los daños mecánicos, han sido las deficientes cementaciones que por pérdidas de circulación o fallas en los accesorios de las tuberías de ademe, se han tenido en diferentes ocasiones.

En el grupo de pozos que antes hemos mencionado, también se han tenido algunos problemas realmente severos y así, en la Fig. 3 se presentan los esquemas tubulares y terminaciones de los pozos M-48 y M-84. En el primero, la pérdida de circulación fue tan grave que prácticamente la cima de cemento quedó abajo de la zapata de la tubería de anclaje de 11 3/4" Ø; en el pozo M-84 fué menos grave, sin embargo, la cima de la lechada quedó abajo del nivel del terreno en forma significativa; en ambos casos, se tomó la determinación de utilizar arena de sílice, de granulometría 16/20 para llenar por gravedad los espacios anulares en los que no se logró la cementación y de esta manera, se subsanó en cierta medida dicha deficiencia. No obstante dicho problema,

no se han detectado daños a la fecha, y en cambio sí ha podido confirmarse el buen funcionamiento de la solución que se dió ante la emergencia presentada.

Así como en este caso que mencionamos, la aplicación de arena de sílice ha sido en 12 pozos, por pérdidas de circulación, fallas en las cementaciones en mayor o menor grado de severidad; en todos ellos el resultado del comportamiento ha sido muy satisfactorio.

Costos de la Construcción de Pozos

Creemos que es importante el aspecto económico que se involucra tanto en construcciones como en reparaciones de los pozos, y que en una u otra forma está ligado a las fallas constructivas y/o a los daños que por una u otra circunstancia llegan a presentarse; así en la Tabla No. 5 se señalan por grupos el monto de la construcción de cada uno de los principales pozos de los grupos A, B, B y B1; a este respecto debemos hacer las siguientes observaciones:

Los pozos de los arreglos tubulares del tipo A, cuyo costo es el menor, corresponden a aquellos casos en los que únicamente se instala una tubería de anclaje de 11 3/4" Ø, K-55, 65 lbs/pie, rosca buttress, y una tubería de ademe y producción de 7 5/8" Ø, K-55, 45.3 lbs/pie y rosca super E.U., corrida desde el fondo a 2,000 m. hasta la superficie.

En el arreglo tubular del grupo B, se tienen también una tubería de anclaje de 13 3/8" Ø, K-55, 61 lbs/pie, rosca buttress, y una tubería de ademe y de protección de 9 5/8" Ø, N-80, 43.5 lbs/pie, rosca Hydril Super E.U., y un liner colgado de 7" Ø, N-80, 29 lbs/pie, rosca Hydril, super E.U. En este arreglo, el costo fue de 24.3 millones de pesos, arreglo tubular que de acuerdo a los datos que aquí se reportan, ha sido necesario en un tiempo relativamente corto reparar, instalándole y cementando en forma oportuna y adecuada, una tubería extra de 7" Ø, N-80, 29 lbs/pie, rosca Hydril super E.U., dentro de la tubería de 9 5/8" Ø, para dar seguridad al sistema y continuar explotando el pozo dañado. (Fig. No. 4).

En estas circunstancias, el costo total que resulta de su construcción y reparación, alcanza el monto de 30.5 millones de pesos, que implica un aumento del 30% en costo, con respecto al valor correspondiente al primer arreglo tubular A, en donde se utilizó una tubería de mayor peso que da una mayor vida útil y confiabilidad, según nuestros datos estadísticos, siendo evidente que el arreglo constructivo anterior, es sin duda el más ventajoso y seguro.

Conclusiones y Recomendaciones

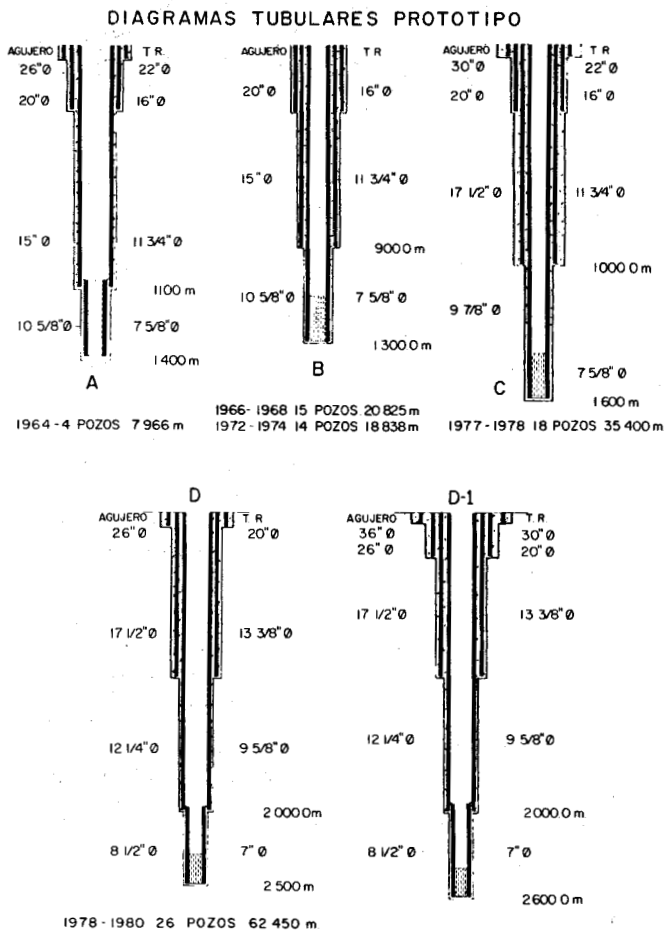
De acuerdo a todo lo expuesto y después de un análisis detallado de la información técnica, que a la fecha se ha podido recabar, se llega a una conclusión que se resume en la Tabla No.6, pudiendo señalar que la alternativa en donde se han utilizado tuberías de grado K-55, extra pesada, soportan mejor, indudablemente, tanto los esfuerzos mecánicos ocasionados por las elevadas temperaturas del reservorio de Cerro Prieto, así

como los efectos corrosivos. De éstos, los del tipo electroquímico han sido indudablemente mejor soportados alargando la vida útil y segura de los pozos en que se instalaron dichas tuberías.

Por otro lado, y después de analizar aquellos casos en los que por los daños detectados en pozos en los que se instalaron tuberías de grados L-80, N-80 y pesos normales, de acuerdo al diseño, por colapsos y tensión, a la postre han sufrido graves deterioros por la acción de los fluidos geotérmicos, sobre todo la corrosión exterior que consideramos del tipo electroquímico, ya que en los casos severos llegó a desaparecer el 100% en algunos tramos el ademe, y en otros el adelgazamiento de las paredes fue notoriamente excesivo,

y obligó a una revisión y reparación adecuada para poder utilizar con seguridad los pozos construidos en dichas circunstancias, y así la inversión inicial con tuberías extrapesadas, ha sido a la postre la más conveniente.

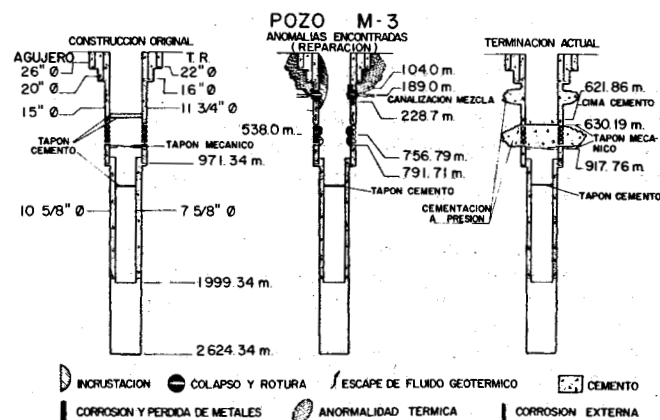
Es indudable que deberá proseguir la vigilancia y el análisis de toda la serie de pozos construidos con tuberías extrapesadas para confirmar su vida útil; asimismo, esperar la evaluación y resultados de aquellos pozos en los que se instalaron tuberías de grado C-75, y que son de construcción relativamente reciente y, por lo tanto, a la fecha no se han podido apreciar cambios importantes.



XBL 824-9303

Figura 1. Perfiles tubulares para los grupos de pozos descritos en el trabajo.

Figure 1. Casing profiles of the different groups of wells.



XBL 824-9304

Figura 2. Comparación de perfiles tubulares y daños detectados.

Figure 2. Comparison of casing profiles and damage observed in well M-3.

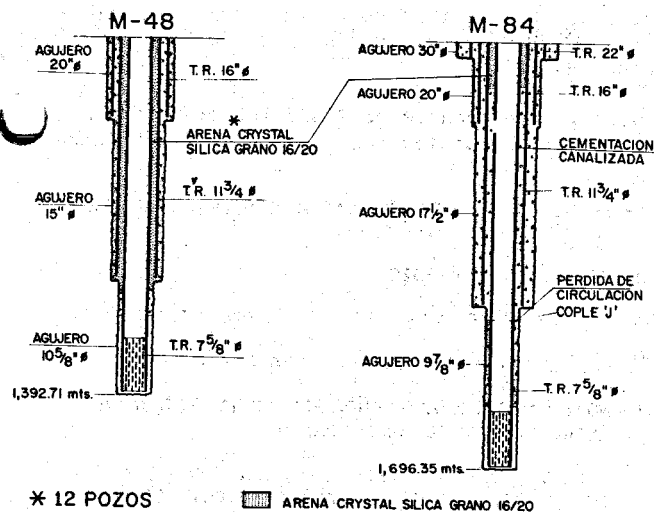


Figura 3. Perfiles tubulares de terminaciones con tubería de producción extrapesada.

Figure 3. Profiles of wells M-48 and M-84, where extra-heavy casings were used.

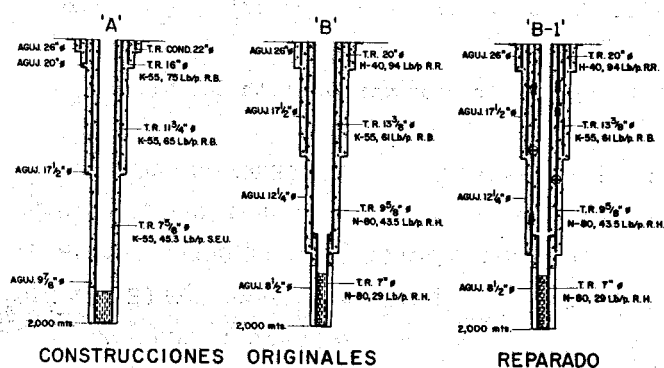


Figura 4. Esquemas comparativos entre grados, pesos y arreglos tubulares.

Figure 4. Comparison of different casing designs by weight, grade, and arrangement.

Tabla 1. Comportamiento de los ademes como tuberías de producción en el campo geotérmico de Cerro Prieto.

Table 1. Performance of production casings at the Cerro Prieto geothermal field.

TIPO DE TERMINACION	ESPECIFICACIONES	ROSCA	RESULTADOS	VIDA UTIL
B	GRADO	PESO		
A	11 3/4" J-55 47 Lb/p.	BUTTRES	FRACTURAS COLAPSOS CORROSION	1 AÑO
B	7 5/8" J-55 26.4 Lb/p.	BUTTRES	FRACTURAS COLAPSOS CORROSION	1 AÑO
C	7 5/8" K-55 45.3 Lb/p.	HYD. S.E.U.	NO FRACTURAS NO COLAPSOS NO CORROSION	2 AÑOS
D	9 5/8" N-80 47 Lb/p.	HYD. S.E.U.	FRACTURAS COLAPSOS CORROSION	6 MESES
D-1	9 5/8" C-75 47 Lb/p.	HYD. S.E.U.	RECIENTE INSTALADAS	
	7" C-75 29 Lb/p.	HYD. S.E.U.		

Tabla 2. Número de pozos y tipos de daños en ademes, área de Cerro Prieto.

Table 2. Number of wells and type of casing damage experienced at Cerro Prieto.

SIMBOLOGIA	TIPO DE PROBLEMA	NUMERO POZOS
◐	INCRUSTACION	12
○	COLAPSO	10
⊖	COLAPSO - ROTURA	7
⚡	ESCAPE DE FLUJO GEOTERMICO	2
⊗	ANORMALIDAD TERMICA	PROBABLE
⊠	CORROSION INTERIOR	3
⊡	CORROSION EXTERIOR	3
⊢	CEMENTO	PROBABLE
⊣	PENETRACION DE H ₂ S	PROBABLE
⊤	EROSION	PROBABLE
	TOTAL POZOS CONSTRUIDOS	85
	TOTAL POZOS REPARADOS	33

Tabla 3. Parámetros que se relacionan con daños en los ademes.

Table 3. Factors associated with casing damage.

1. TEMPERATURA	7. CORROSION GALVANICA
2. PRESION	8. CORROSION ELECTROLITICA
3. ANORMALIDAD TERMICA	9. ACIDO SULFHDIRICO (H ₂ S)
4. EROSION POR ARRAS- TRE DE ARENA	10. DEGRADACION DE CEMENTO
5. TIEMPO	11. MEZCLA AGUA-VAPOR
6. INCRUSTACION	12. INFILTRACION DE AGUA
14. DEFICIENCIAS CONSTRUCTIVAS	13. COMPRESION - TENSION

Tabla 5. Costo de construcción de pozos con diferentes ademes.

Table 5. Construction costs of wells where different casings were used (in Mexican pesos).

<u>TIPO</u>	<u>COSTO</u>
A	21.5 MILLONES
B	24.3 MILLONES
B⇒B1	30.5 MILLONES (CONSTRUCCION + REPARACION)

Tabla 4. Comentarios sobre la tubería de producción de 7 5/8" diam., Grado K-55, Peso 45.3 lb/pie, roscas Hydril.

Table 4. Performance of 7 5/8-in. diameter, K-55 45.3 lb/ft production casing with Hydril threads.

- 1.- SE INSTALO EN LOS POZOS CONSTRUIDOS EN LA ETAPA DE PERFORACION DE 1977 A 1978
- 2.- SE INSTALO EN 16 POZOS
- 3.- LA MAYORIA SE HAN CONECTADO AL SISTEMA PLANTA (12 POZOS)
- 4.- LOS POZOS CONECTADOS HAN OPERADO 2 ó 3 AÑOS
- 5.- NO SE HAN DETECTADO DAÑOS RELACIONADOS CON LA ESTRUCTURA DE SU CONSTRUCCION
- 6.- SOLO SE HAN TENIDO PROBLEMAS OCASIONADOS POR EL COMPORTAMIENTO DE LA ZONA DE PRODUCCION DONDE SE HAN DESARROLLADO INCRUSTACIONES

Tabla 6. Conclusiones.

Table 6. Conclusions.

DE ACUERDO A LO EXPUESTO SE CONCLUYE:

QUE AL HABER UTILIZADO TUBERIAS DE GRADO K-55, 45.3 lb/pie ROSCA HYDRIL S.E.U. SOPORTARON MEJOR LOS ESFUERZOS MECANICOS Y EFECTOS CORROSIVOS, NO OBSTANTE LAS DEFICIENCIAS CONSTRUCTIVAS DE ALGUNOS DE LOS POZOS.

POR OTRA PARTE DE ACUERDO A LOS COSTOS AL UTILIZAR DICHAS TUBERIAS RESULTAN MAS ECONOMICAS QUE POZOS CONSTRUIDOS CON ADEMES DE GRADOS DE MAYOR CAPACIDAD MECANICA, PERO DE UN PESO MENOR Y CONGRUENTE AL DISEÑO REQUERIDO, PERO QUE APARENTEMENTE SON MAS SENSIBLES A LOS DISTINTOS TIPOS DE CORROSION, SOBRE TODO A LA ELECTROQUIMICA

PERFORMANCE OF CASINGS IN CERRO PRIETO PRODUCTION WELLS

TRACT

A careful evaluation of different production casings used at Cerro Prieto from 1964 to date has shown that the following casings have yielded particularly impressive results: 7 5/8-in. diameter, J-55, 26 lb/ft; 7 5/8-in. diameter, K-55, 45.3 lb/ft; and 5-in. diameter, K-55, 23.2 lb/ft. These casings differ from others of the same diameter but lighter weight which were also used at the field. The results are favorable in spite of severe construction problems, especially the loss of circulation during cementing operations, which we encountered in some of the wells where these casings were used. The use of gravity-fed fine sand as packing material and the arrangement of the production and intermediate casings were important in avoiding damage due to tension-compression stresses and, above all, damage due to internal or external corrosion over time. This situation is clearly evidenced if we compare the damage to the above casings with that experienced by grade N-80 production casings, especially in a corrosive environment.

Some damage, which has been detected in the group of wells using these casings, is probably due to erosion of the 5-in. diameter liners used. The rest of the casings still appear to be operating optimally. The decision to install heavier-than-conventional casings capable of withstanding mechanical and corrosion stresses must be carefully evaluated from an economic point of view because it is also important to consider the type of casing, the capability of the drilling equipment, and the depth to which these casings must be placed.

The results obtained with these casings have been so encouraging that we believe their extended use could be a possible solution to our production, casing, and well-completion problems. The use of these heavier casings will ultimately be justified by an economic analysis that considers all the aspects involved in the drilling of geothermal wells at Cerro Prieto.

INTRODUCTION

The various changes made in casing diameter, grade, weight, and threads at the Cerro Prieto field over the last 15 years have enabled us to make a comparative study of different groups of wells in which the various types of casings were installed. This study attempts to distinguish which casings have given the most favorable results because of either their metallurgical characteristics or their arrangement within the well. We have compared different drilling periods and conditions, and the results are truly interesting. The analysis of intermediate and production casings was emphasized because thermally induced mechanical stresses and the action of the geothermal fluids are most severe in these casings.

BEHAVIOR OF INTERMEDIATE AND PRODUCTION CASINGS

Wells were classified into four groups, according to the construction practice followed. These groups also correspond to certain time periods between 1964 and 1980.

The first group, A, included wells drilled in 1964. These used 11 3/4-in. diameter, J-55, 47 lb/ft intermediate casings and 7 5/8-in. diameter, J-55, 26.4 lb/ft hanging liners. Buttress threads were used in some cases.

In almost all of the wells in this group casing fractures, collapses, and corrosion were detected. The useful life has been estimated to be one year, more or less, before requiring repairs.

Group B, drilled during two periods, 1966 to 1968 and 1972 to 1974, includes a total of 29 wells. In this case, 11 3/4-in. diameter intermediate casings were used with a 7 5/8-in. diameter, J-55, 26.4 lb/ft production casing with Buttress threads extending from the bottom of the hole to the surface. In this group of wells, casing fractures, collapses, and corrosion were observed; their useful life was one year, more or less.

In the case of group C, the 18 wells drilled between 1977 and 1978, a casing arrangement similar to that used by group B was used. However, depths were reached beyond 1500 m, using a 7 5/8-in. diameter, K-55, 45.3 lb/ft production casing, with super E.U. Hydril threads. In this group of wells, no casing fractures, collapses, or incipient corrosion have been detected. Their useful life under operating conditions is estimated to be more than two years.

Finally, we have the D and D1 groups of wells, which we summarize as group D. A 9 5/8-in. diameter, N-80, 47 lb/ft production casing with super E.U. Hydril threads was used, extending from 2000 m to the surface, with a 7-in. diameter, N-80, 29 lb/ft liner with super E.U. Hydril threads. In this group, casing breaks, collapses, and corrosion have been observed. A useful life of 6 months, more or less, is estimated. This information is summarized in Table 1. Figure 1 shows the casing profiles for each of these groups.

NUMBER OF WELLS AND TYPE OF CASING DAMAGE

Table 2 shows the symbols which will be used to describe the damage to certain wells. The table also presents a summary of the number of wells with specific problems that have been positively identified. From this table, it can be seen that the principal problem have been scaling, collapses, and collapse-fractures.

A total of 85 wells were analyzed; 33 of these have had to be repaired. This represents a damage rate of almost 40 percent for all the wells con-

structed. We consider this figure to be high, reflecting a substantial increase in well-construction costs.

WELL M-3

A typical example of the types of damage that can occur in a geothermal well is given in Figure 2, which shows three schematic casing profiles for well M-3. Construction of well M-3 was completed in May 1964. It was an exploratory well that reached basement at 2624.34 m depth. In this case, the 11 3/4-in. diameter casing reached 971 m depth. From there, a 7 5/8-in. diameter casing was hung and cemented. The well was completed with gun perforations between 600 and 900 m, opposite the thermal anomaly. Most of the 7 5/8-in. diameter casing was plugged. In this well, after almost 15 years, we found scaling, collapses and fractures, cement deterioration, concentration of hot water almost at ground surface, corrosion and internal loss of metal in several sections, external corrosion, and leakage of geothermal fluid from the reservoir to the surface. Thus, this well exhibited all the different types of damage to be found in geothermal wells.

After the inspection, the well was repaired by plugging it, using injections of mud and cement slurry at the level of the reservoir and by using cement bridge plugs immediately above the reservoir. A mechanical plug was also used. The well is now under control and is under observation. We consider this well to be a practical example of the degree of damage that can occur in some Cerro Prieto wells.

PARAMETERS RELATED TO CASING DAMAGE

A detailed review identified the following different factors, summarized in Table 3, which significantly affect the casings in some manner.

Temperature. As temperature rises, damage caused by both mechanical stresses and corrosion seem to increase. Temperature can be associated with high pressure, which logically rises with the temperature. If there are one or two thermal anomalies within the system, depending on the particular construction features of a well, the probability of external corrosion will increase.

Solids. erosion is also caused by solids, especially sand, which in our case is a very fine, almost 100 percent silica sand, easily carried by the geothermal fluids. This flow, which may reach critical speeds, easily erodes casing interiors, especially where there are diameter changes.

Time. Time is a factor clearly associated with internal and external corrosion. Once a well has been successfully developed and evaluated, it is integrated into the system. If no mechanical failures occur, it has been noticed that corrosion, especially electrochemical corrosion, will become apparent after about two and one half years. Time is also associated with scaling, both in zones where flashing takes place and where there are diameter changes, such as where liners are hung.

This favors the precipitation of salts at these locations.

Electrolitic Corrosion. The action of sulphuric acid and carbon dioxide weaken the casings, concentrate corrosion, pierce casings, and even cause total loss of the casings.

A phenomenon, undoubtedly associated with the above, is the alteration or degradation experienced by the cements that have been used to date. It has been possible to confirm that, after two or three years, the cement loses its cementing properties and becomes a pulverulent material. This surely favors electrochemical action and external corrosion of the casings in general. A logical consequence is the leakage from shallow to deeper aquifers and/or the escape of fluids from the reservoir towards the higher strata. This phenomenon certainly contributes to scaling of the slots and/or the interior of the liners.

Finally, we must recall that, as a consequence of the thermal effects, tension-compression mechanical stresses are generated in the casing immediately after the first warm-up stage. At this time, failures may occur; but, after radial and axial strains have been established and after the loss of mud or water pockets has occurred, the risk of this type of failure is normally eliminated. Thereafter, and as discussed above, corrosion damage may occur with time.

7 5/8-IN. DIAMETER, K-55, 45.3 lb/ft
PRODUCTION CASINGS WITH S.E.U. HYDRIL THREADS

The positive results we have obtained, using softer steel casings of greater weight than those used before, are evident. Our results are summarized in Table 4, which describes the basic properties of this type of casing.

This casing was installed in 16 wells drilled between 1977 and 1978. Most of these wells have been developed, and 12 of them have been connected to the power plant. They have been on line for 2 to 3 years; and, to date, our caliper and/or temperature and pressure logs have not detected any damage. We can only report some scaling in the slotted liners, which we believe is due to the downward leakage of water from upper strata that has reached these liners.

One of the probable factors responsible for the greatest number of mechanical failures has been occasional defective cementing caused by circulation losses or by failures of casing accessories.

The previously mentioned group of wells also has experienced severe problems. Figure 3 shows the completion diagrams of wells M-48 and M-84. In well M-48, the circulation losses were so severe that the top of the cemented zone ended below the shoe of the 11 3/4-in. diameter intermediate casing. In well M-84, the problem was not quite so bad; however, the top of the cement was significantly below the ground surface. In both cases, was decided to use 16/20-grain-size silica sand fed by gravity to fill the annular space that had not been cemented, thus remedying this situation to

some extent. In spite of this problem, no damage has been detected to date. This has confirmed the good performance of the procedure used for this emergency. We have also used silica sand in 12 wells to correct for circulation losses and cementing problems. In all cases, the performance has been quite satisfactory.

WELL CONSTRUCTION COSTS

We believe that the economic factors involved in the construction and repair of wells, whether due to construction or other source of damage, are important. Table 5 shows the construction costs associated with representative wells of groups A, B, B, and B1. In this regard, we make the following observations:

In wells with casing arrangements of the A type, whose cost is lower, intermediate casings with only a 11 3/4-in. diameter, K-55, 65 lb/ft with Buttress threads were installed, with a 7 5/8-in. diameter, K-55, 45.3 lb/ft production casing with super E.U. threads extending from the bottom hole at 2000 m to the surface.

For the casing arrangement of group B, a 13 3/8-in. diameter, K-55, 61 lb/ft intermediate casing with Buttress threads, was used, with a 9 5/8-in. diameter, N-80, 43.5 lb/ft, production casing with super E.U. Hydril threads and a 7-in. diameter, N-80, 29 lb/ft hanging liner with super E.U. Hydril threads. This arrangement, costing 24.3 million Mexican pesos, needed repairs after a relatively short time. Repairs consisted of the installation and cementing of an extra 7-in. diameter, N-80, 29 lb/ft casing with super E.U. Hydril threads within the 9 5/8-in. diameter casing to provide some safety to the system and to continue the exploitation of the damaged well (Figure 4).

Under these circumstances, the total construction and repairs costs reached 30.5 million Mexican

pesos, implying a 30 percent increase, compared to the initial cost of the A wells where a heavier casing with a greater reliability and useful life was used. According to our statistical data, it is evident that the Type A construction arrangement is undoubtedly safer and more advantageous.

CONCLUSIONS AND RECOMMENDATIONS

Based on a detailed analysis of the technical information which has been collected to date, we have reached the conclusions summarized in Table 6. The data indicate that the K-55 extra heavy casings withstand better both the mechanical stresses caused by the high Cerro Prieto reservoir temperatures and the corrosion of this environment. Electrochemical type corrosion is better withstood, thereby making it possible to extend the useful life and ensure the safety of the wells in which these casings were installed.

On the other hand, after analyzing the damage to wells where casings of normal weights of grades L-80 and N-80 were used, it was found that an initial investment in extra-heavy casings is more economical in the long run. Wells where lighter casings were used experienced collapses and tension damage; ultimately grave deterioration occurred due to the action of the geothermal fluids, especially external electrochemical corrosion which, in severe cases, resulted in the disappearance of entire sections of casing. In other instances, the thinning of casing walls was excessive and required appropriate repairs to permit the safe operation of the wells.

The surveillance and analysis of all the wells built with extra-heavy casings must be continued to confirm that they have a long useful life. Furthermore, we must await the result of the evaluation of those recently built wells in which C-75 grade casings were used. To date, we have not noted any important changes.