

DEGRADACION DE CEMENTOS Y CORROSION DE TUBERIAS EN POZOS GEOTERMICOS EN CERRO PRIETO

Bernardo Domínguez y Francisco Vital
Comisión Federal de Electricidad
Coordinadora Ejecutiva de Cerro Prieto
Mexicali, B. C.

INTRODUCCION

En Cerro Prieto se han construido hasta la fecha 71 pozos, con un total acumulativo de 124000 m aproximadamente, cifra modesta ante las perforaciones petroleras en campos mexicanos. Sin embargo, en la construcción de estos pozos se han presentado diversos problemas y han sido tan graves en algunos casos como para abandonarlos.

Los más graves han sido las fracturas y los aplastamientos de las tuberías de ademe, así como incrustaciones en pozos sujetos a explotación. Estas incrustaciones, han llegado después de cierto tiempo y en algunos casos, a obturar las tuberías ranuradas y sobre todo a desarrollar verdaderos taponamientos dentro de la tubería de producción.

Se considera que los aplastamientos y fracturas son el resultado de esfuerzos de tensión y compresión íntimamente ligados a las elevadas temperaturas de nuestros pozos. Sin embargo, algunos de estos problemas han tenido como antecedente tanto corrosiones interiores como exteriores, problemas que han podido agravarse cuando por efectos del fluido hidrotérmico se origina una degradación o cambio en las propiedades del cemento utilizado, aumentando así las posibilidades de corrosiones exteriores.

Al degradarse el cemento, colocado entre la formación y las tuberías, permite el escurrimiento de agua de estratos superiores hacia la zona productora; al mezclarse agua de distintas calidades se provocan depósitos de sales que pudieran alterar, en un momento dado, tanto la permeabilidad de las zonas productoras como el ranurado de la tubería de producción, desarrollando también taponamientos en el interior de dichas tuberías.

En este trabajo se expondrá el análisis de varios casos en los que los problemas de corrosión y degradación de cemento han sido particularmente severos y que, en un momento determinado, provocaron un daño grave a dichos pozos, requiriendo una acusosa revisión y adecuada reparación para su explotación.

Por la información recabada, proveniente de po-

zos petroleros, se concluye que en los mencionados en particular ha operado la corrosión, tanto interior como exterior de las tuberías de ademe en general, y de producción en particular, cuyos resultados finales podrían ser antieconómicos.

La acción conjunta de corrosiones y la degradación de los cementos pueden establecer a la postre el límite de la vida útil de los pozos geotérmicos de Cerro Prieto.

ANTECEDENTES

En los pozos aquí estudiados ha sido detectado claramente el problema de corrosión, incrementándose en razón directa al tiempo transcurrido. Ha sido importante analizar no tanto la situación final, en un momento dado, sino la evolución que en algunos de ellos fue posible seguir, como es el caso del pozo M-45. En algunos, al revisarse para su utilización, se detectaron alteraciones sufridas (Pozo M-3). Se incluyen los pozos M-5 y M-8, comparativamente, ya que no han acusado daños, no obstante sus 15 años de vida.

CORROSION EN POZOS PETROLEROS

En la literatura técnica relativa a pozos petroleros se han reportado diferentes tipos de corrosión que, en conjunto, pueden resumirse como se indica en la tabla 1, habiéndose presentado corrosiones de varios tipos y magnitudes en las tuberías de ademe y de producción. De hecho se han podido evaluar apoyándose en las calibraciones hechas, permitiendo así la programación oportuna tanto del mantenimiento como de su reparación.

Los daños más severos se han asociado a corrosiones y erosiones, detectándose en el interior de la tubería de producción, en el espacio anular, entre la tubería de producción y la tubería de ademe y, finalmente, en el interior de la tubería de ademe. Se ha establecido que la corrosión se ha originado tanto por un ataque químico como por fenómenos electroquímicos. En la mayoría de los casos el problema se inició con picaduras que con el tiempo aumentaron de tamaño desarrollán-

dose verdaderas oquedades, las que a su vez llegaron a unirse originando graves problemas. Los factores que se consideran determinantes para este tipo de problemas están indicados en la tabla mencionada.

De las experiencias observadas pueden señalarse los pozos M-3, M-45 y M-53, etc., que han sufrido daños muy severos tanto de corrosión como probablemente fragilización.

Del estudio realizado en pozos petroleros se ha esquematizado la mecánica de cómo opera la corrosión electroquímica (Fig. 1), relacionándose dos formaciones de características litológicas distintas frente a la tubería de revestimiento, para originar desplazamiento de moléculas en un sentido y concentración en otro sentido. Dichos ataques podrían clasificarse de la siguiente manera:

1. Electrólisis causada por la diferencia de potencial en tuberías que están en contacto con formaciones diferentes
2. Electrólisis causada por corrientes parásitas que bajan por la tubería desde la línea de descarga
3. Electrólisis debida a la diferencia de potencial entre la tubería en contacto con la formación y la película formada por los lodos de perforación
4. Electrólisis causada por la diferencia de potencial de las diferentes calidades del acero empleado en la fabricación de la tubería de ademe al estar ésta en contacto con diferentes formaciones
5. Posible concentración en ciertas formaciones de gas sulfhídrico y agua salina.

FALLAS MECANICAS EN LOS ADEMES

Los problemas detectados inicialmente en varias de las tuberías de revestimiento correspondientes a los primeros 20 pozos en el campo geotérmico de Cerro Prieto se asociaron principalmente a problemas mecánicos causados por esfuerzos de tensión y compresión, originados por las elevadas temperaturas que en algunos de ellos se encontraron. Este tipo de falla se manifestó prácticamente al arrancar los primeros pozos y cuando el manejo de los mismos no reunió todo el cuidado necesario, dándose un tiempo razonable para el calentamiento en las distintas tuberías de revestimiento. Estos problemas se resumen en la tabla 2 y fueron expuestos en 1975, en el II Simposio de las Naciones Unidas en San Francisco, California, analizándose las diferentes circunstancias en que dichos fenómenos se presentaron. Sin embargo, este problema se considera completamente diferente al problema detectado después de algunos años, independientemente de la forma en que se calentó, desarrolló y sometió a explotación, ya que la corrosión necesariamente operará en función del tiempo transcurrido.

COSTOS PROMEDIO DE REPARACION DE POZOS

En la tabla 3 se relaciona, en forma escueta, la inversión promedio que se requiere para construir y reparar los pozos. Este valor indudablemente es importante; sin embargo, no se puede soslayar otro tipo de consecuencias como son el costo que representa el dejar de utilizar un pozo por revisión y reparación durante 30 o 60 días; además, y de acuerdo a los resultados obtenidos, cuando un pozo se repara casi siempre requiere un ademe nuevo, debidamente cementado, reduciendo la capacidad productiva inicial hasta en un 30%. Este pudiera ser uno de los factores más significativos si se toman en cuenta los años en que este pozo estará operando.

El porcentaje de pozos abandonados por problemas graves y cuya reparación no garantizaba su seguridad ha sido un poco más del 10%, en relación a los reparados pero, en última instancia, es porque el costo de reponer dicho pozo es muy elevado.

CAUSAS PRINCIPALES DE COLAPSOS Y FRACTURAS EN TUBERIAS DE ADEME

Para resumir las causas que se consideran más significativas de los daños en las tuberías de ademe, ya sea por aspectos constructivos, mecánicos, manejo de pozos, corrosiones, etc., se presenta la tabla 4.

Considerando que los aspectos mecánicos, como ya se mencionara han sido comentados en otros trabajos, en éste únicamente se especifican aquellos casos que con toda claridad pueden ejemplificar daños graves en las tuberías, atribuidos a corrosión, y principalmente del tipo de corrosión electroquímica.

Se han tomado 7 pozos como ejemplo, situados en las distintas áreas del campo geotérmico, tratando así de indicar que este problema se presenta totalmente independiente de profundidades, características litológicas y temperaturas más o menos elevadas. La posición de dichos pozos se ilustra en la figura 2.

CORROSION DE TUBERIAS EN POZOS GEOTERMICOS DE CERRO PRIETO

En la figura 3 se muestran los esquemas de los perfiles tubulares de los pozos M-3, M-5, M-7, M-8, M-45, M-46 y M-53; en este grupo se han presentado los problemas de corrosión que aquí se mencionan, con excepción de los pozos M-5 y M-8.

Analizándose detenidamente las terminaciones se encuentran diferentes profundidades: de acuerdo al área en que fueron aplicadas, con dos tuberías o con una sola, con disparos, con liners colgados, y aún con tuberías ranuradas; en otras palabras, que los ejemplos representan los distintos tipos de terminaciones que a

través del tiempo se han utilizado en Cerro Prieto. En la tabla 5 se indican las especificaciones de cada una de las tuberías que se usaron, su aplicación en cada caso, señalando los años transcurridos entre su terminación y la detección de los daños o el momento en que se manifestaron síntomas de dichos problemas.

En esta tabla se observa que el grado prevaleciente es el J-55, por ser menos sensible al ataque químico, asimismo se considera más sensible el Grado N-80; sin embargo, tal parece que la acción electroquímica ha sido determinante y ha dañado tanto las tuberías J o K-55 y las N-80. Debe aclararse que, al no existir un patrón perfectamente controlado en tiempos y calidades de tubería frente a la acción electroquímica, no puede darse como definitiva la aseveración antes expuesta sino como probable puesto que todo dependerá del tiempo.

En la figura 4 se presenta alguna simbología que, en forma sencilla y clara, indica la gama de problemas asociados a las tuberías de ademe y/o a las cementaciones. Esta simbología se utilizará en cada una de las figuras siguientes relativas a los pozos aquí comentados.

POZO M-45

Este pozo se terminó y lavó en abril de 1973, no se calentó y desarrolló, sino que quedó esperando su aplicación. Por registros de calibración, en diciembre de 1975, se detectó una reducción en el diámetro interior de la tubería de producción, tal como se indica en la tabla 6. Problema que evolucionó hasta aplastarse totalmente el ademe, verificándose tanto por calibraciones mecánicas como eléctricas y pruebas hidráulicas. Se encontró corrosión y pérdida total de metal a los 132 m, y de ahí hacia el fondo varios colapsos y fracturas, hasta los 1090.64 m; asimismo fue claramente detectada la degradación y pérdida de cemento en los espacios anulares al confirmarse el flujo de presión de las fracturas del fondo hacia las superiores por detrás de la tubería de producción. En la figura 5 se muestran los tres esquemas comparativos entre su terminación original, los daños que se detectaron y la reparación que se realizó. Esta consistió en recalibrar con "roladores" todos los colapsos, operación relativamente fácil por el adelgazamiento que había sufrido el ademe.

Después de varias inyecciones de lechada en las zonas fracturadas, se corrió una tubería corta de 5" ϕ , que desafortunadamente se atoró entre los 434.84 y los 1148.51 m; sin embargo, cubrió los daños de la tubería de 7 5/8" ϕ , cementándose en dicho lugar, en forma satisfactoria, y permitiendo así la aplicación de este pozo.

POZO M-53

El pozo M-53 se construyó en 1978, del tipo semiexploratorio, localizado en el Bloque III. Se apoyó en los estu-

dios geofísicos-geológicos realizados en dicha zona, al oriente del campo y casi al norte de la planta geotérmica.

La perforación y terminación fue prácticamente normal, el extremo inferior de la tubería de producción de 7 5/8" ϕ quedó aproximadamente a 1571 m, de ahí se suspendió un liner cuya boca quedó situada a 1474.54 m, y el fondo a 1995.69 m.

La columna litológica en esta área es semejante a la encontrada tanto en el Bloque I como en el II; sin embargo, los espesores y desarrollo de los cuerpos, en general, son más potentes. Se incrementó la temperatura a partir de los 1850 m, excediendo los 300°C en el fondo.

Este pozo está situado en una zona de cultivos; para su desarrollo y evaluación se utilizaron dos silenciadores, en cada uno se abrió una línea de 2" ϕ , obteniéndose un volumen total de vapor de casi 100/ton/h.

Dada la posición y distancia de este pozo, con respecto a la planta existente no se utilizó, por el momento, y solamente quedó fluyendo por una purga de 1/4" ϕ para mantenerlo caliente.

A los tres años se detectaron irregularidades en el diámetro interior del liner y la tubería de producción, encontrándose en la tubería de 7 5/8" ϕ un colapso a los 518 m y corrosión, pérdida de metal y degradación de cemento aproximadamente a 1623 m, o sea, unos 100 m abajo de la posición relativa a la zapata de la tubería de 11 3/4" ϕ y finalmente incrustaciones en la boca del liner. Del análisis de los daños detectados se definió un programa de reparación, iniciándolo con el "rolado" de la tubería de producción, pudiendo recalibrarla al diámetro original. Se inyectó lechada a presión y se colocó un liner de 5" ϕ para cementarlo y cubrir la zona dañada. La reparación de este pozo se terminó en abril de 1978, pudiéndose así iniciar su explotación, obteniéndose una producción de vapor de 49.5 tons/h.

POZO M-46

Este pozo quedó terminado en 1977, con mínimos problemas durante su construcción y su terminación. El diseño de entubamiento contempló la idea de colocar una tubería de 7 5/8" ϕ desde la superficie hasta los 1415 m, que fue la máxima profundidad perforada, cuidando que al cementarla no se invadieran los estratos impregnados de agua caliente. Todas las cementaciones fueron normales.

Al momento de lavarlo, después de eliminar el lodo de perforación, ya que la temperatura y el contenido de gases de ácido carbónico era tan alto que provocó una rápida elevación del agua con la que se lavó el pozo. No se detectó daño alguno en la válvula maestra, pero

cuando quiso cerrarse no operó satisfactoriamente provocando un conato de descontrol, fluyendo agua-vapor, situación que rápidamente fue dominada. Sin embargo, entre las operaciones que se realizaron quedó un tubing nuevo de 2 3/8" ϕ , en el fondo del pozo, en espera de una oportunidad para su pesca. Cuando al cabo de 4 años de haberse construido se revisó este pozo para pescar el tubing se encontraron dos colapsos: uno a 221.71 m y otro a los 356.71 m (Fig. 7). Después de haber rolando los colapsos con facilidad se concluyó un posible adelgazamiento de la pared de la tubería de 7 5/8" ϕ . La pesca del tubing fue difícil y lenta, ya que los daños por fragilización en el mismo únicamente permitieron, en cada operación de pesca, recuperar fragmentos. Esta experiencia puso en evidencia los daños ocasionados por el sulfhídrico.

La detección de los colapsos fue con sellos de plomo; también se hicieron análisis químicos y metalúrgicos que confirmaban las condiciones del daño de la tubería de ademe y, sobre todo, del tubing mencionado.

Considerando que el daño en la tubería de producción no era extremadamente grave, sobre todo con el soporte de la tubería de ademe de 11 3/4" ϕ , se decidió utilizar este pozo.

POZO M-7

Este pozo se construyó dentro de la segunda etapa y fue terminado en 1964. Prácticamente fue el primer pozo de la etapa mencionada y se programó para llegar a 1000 m de profundidad. El objetivo era explotar la zona de agua caliente que se había detectado en el M-3, al que era relativamente vecino, pero en este caso la terminación se planeó para explotar el reservorio con una tubería de 11 3/4" ϕ (Fig. 8).

La terminación se hizo con disparos entre los 600 y 900 m aproximadamente y este pozo, como ya se sospechaba, resultó con una temperatura moderada pero semejante al M-3. Permaneció prácticamente en observación ya que se decidió desarrollar el área vecina al M-5; siempre estuvo fluyendo por una línea de 2" ϕ estrangulada.

Usando un equipo de pulseta, en 1969-1970, se intentó desincrustarlo dejando un pescado. Cuando en 1979 se planeó la recuperación de este pozo se recuperó el pescado y se eliminaron incrustaciones; con sellos de plomo y registros de calibración, cementación y pruebas hidráulicas se detectaron varios daños severos en la tubería de 11 3/4" ϕ , que pueden resumirse en: corrosión interior a 176.9 m, 291.6 m y 564 m; corrosión exterior a los 655.8 m; un colapso a los 685.6 m; incrustaciones de la boca del pozo a los 378 m, así como frente a la zona de los disparos y casi al fondo de los mismos. Este pozo tenía 12 años cuando se revisó; en

este caso también se apreciaron degradación de cemento en las zonas dañadas de las tuberías de ademe y comunicación por la parte exterior del ademe de 11 3/4" ϕ . Ante estas circunstancias se hicieron diferentes inyecciones de lechada; pruebas hidráulicas posteriores confirmaron el éxito relativo del sellado.

Se profundizó el pozo con una perforación de 6 3/4" ϕ , hasta los 1705 m, sin embargo, con toda la gama de registros tanto eléctricos como térmicos, no se obtuvo un resultado satisfactorio taponándose para dejar únicamente en explotación la zona que originalmente estaba disparada. Además, se colocó una tubería de 7 5/8" ϕ , cementándose para dar protección y cubrir las zonas corroídas en la tubería de 11 3/4" ϕ , con la intención de poder explotar aunque fuera en forma moderada este pozo, operación satisfactoria. Ahora bien, volviendo a los daños detectados estos fueron graves no obstante las calidades de las tuberías usadas.

POZO M-3

Este pozo fue el primero de la serie de pozos profundos que se perforaron en 1964. En su proyecto inicial se planeó del tipo exploratorio, por esta razón llegó a la profundidad total de 2500 m encontrándose, a lo largo de toda la perforación, materiales del tipo aluvial, con excepción del fondo, en donde se cortó la roca basal del tipo granítica. De las diferentes evaluaciones a través de registros de temperatura se apreció la pobre calidad térmica del fondo, no obstante que la suposición inicial era que en esta parte debía estar la máxima temperatura. En realidad las condiciones térmicas favorables se encuentran entre los 600 a 900 m, zona que quedó abierta al final para explotación.

El programa de entubamiento fue dejar una tubería de 11 3/4" ϕ , hasta casi los 1000 m, grado J-55, rosca buttress, y a partir de ésta se colgó otra tubería de 7 5/8" ϕ que quedó prácticamente hasta los 1999.34 m, quedando libre hasta el fondo y sin ademe (Fig. 3). Cuando se confirmó que la temperatura se encontraba concentrada en los primeros 1000 m se decidió taponar el fondo de la tubería de 11 3/4" ϕ para abrir con disparos la zona más caliente. Este pozo permaneció en observación y estudio. La presión en la cabeza fue de 500 lb/pulg², con una temperatura moderada de 220°C. Así permaneció fluyendo por diferentes diámetros restringidos para conservarlo caliente.

Para utilizarlo se decidió su revisión después de 15 años de terminado. En la figura 9 se indican tres esquemas: el primero corresponde a la terminación original, el segundo a los daños y el último al taponamiento definitivo.

Resumiendo, los daños han sido extremadamente severos: se encontraron graves incrustaciones en los pri-

meros 500 m y frente a la zona disparada; colapso y fractura de la tubería a 189 m, o sea, algo así como 100 m abajo de la zapata de la tubería de 20" ϕ ; corrosión interior y pérdida de metal exterior a los 104 m; corrosiones externas a los 228 m; concentración peligrosa de agua caliente prácticamente al nivel del terreno natural. Este problema, que se detectó a través de registros de temperatura, en un principio fue difícil de entender; sin embargo, posteriormente, confirmando la degradación del cemento que había entre la tubería de ademe y las formaciones, se entendió que la filtración de fluidos geotérmicos hacia la superficie pudo favorecer un descontrol. Los trabajos de investigación, revisión y reparación se tornaron difíciles y peligrosos por las explosiones y proyecciones de lodo caliente que en diferentes ocasiones se manifestaron, no obstante la protección de equipo especial instalado en la cabeza del pozo. Se hicieron inyecciones de lechada en varias ocasiones con empacadores y sin empacador, pero fue pobre el fraguado de la lechada inyectada, o tal vez ninguno, reduciendo el control efectivo de los fluidos hacia la superficie.

Se llegó a la conclusión que los daños que existían tanto en la tubería de 11 3/4" ϕ como en el cemento impedían asegurar una condición constructiva satisfactoria que ofreciera seguridad para su explotación, estudio o investigación; por esta razón se decidió taponar este pozo.

Se eliminaron con escariadores los remanentes de tubería de ademe que se habían colocado enfrente de la zona disparada, para inyectar cemento en la zona productora, se utilizó un empacador Baker para asegurar así que la inyección de los volúmenes de lechada fueran suficientes para un sellado eficaz, al mismo tiempo se procuró dejar una cima de cemento a 621 m para en forma sistemática y oportuna revisar el pozo y detectar cualquier posible escape o fuga del reservorio hacia la superficie, por detrás de la tubería de ademe. En caso de presentarse esa contingencia habría que volver a limpiar el taponamiento del fondo y restituir o renovar dicho tapón.

Este pozo, dada la edad y condiciones en las que se encontró, resume con toda claridad los daños, tanto en la tubería de ademe, en su exterior y en su interior, como la alteración o degradación de los cementos, ya sea tipo G o tipo H, con harina de sílice, perlitas o puzolanas. En todos esos casos, surge de inmediato la duda de la adecuada calidad de estos materiales para poder utilizarlos en forma conveniente en esta clase de pozos.

Con respecto a la reparación del pozo M-46 se estimó el costo en aproximadamente el 20% del costo total de su construcción.

Haciendo referencia a este aspecto se encontró que el mayor costo fue el del pozo M-7; sin embargo, aquí hay que distinguir entre reparación y profundización del pozo, que ya se había mencionado, además de que este caso que no es representativo. El más significativo de los costos fue el del M-3, de un 75% pero, si se toman en cuenta los años, la edad del pozo y la serie de daños, se explicaría razonablemente lo alto del costo. En resumen, este aspecto puede ser discutible pero, dependiendo de las condiciones económicas de su demanda, pueden justificarse los trabajos de reparación cuando al final ofrecen seguridades y una realización satisfactoria.

FACTOR TIEMPO

En la tabla 8 está resumido lo que se denomina factor tiempo. Es decir, en relación a fallas que al cabo de cierto número de años se han detectado precisamente en razón directa al tiempo transcurrido entre la terminación del pozo y su evolución y hasta la detección del daño. Los problemas mecánicos por esfuerzos de tensión-compresión siempre están relacionados al calentamiento, desarrollo y producción del pozo inmediato a su terminación; en cambio, para daños por corrosión transcurren un cierto número de años. Aparentemente es menos acelerada cuando el pozo fluye a toda su capacidad, como el caso de los pozos testigos M-5 y M-8, que han cumplido 15 años y aparentemente el daño ha sido mínimo. Por lo tanto, este daño puede presentarse y debe preverse, después de cierto tiempo transcurrido, para anticipar daños mayores y, sobre todo, realizar la intervención más oportuna y económica.

CONCLUSIONES

En la tabla 9 se resumen los grados y calidades de las tuberías diseñadas para pozos petroleros, que habitualmente se encuentran en el comercio y que no son aparentemente las más adecuadas para soportar los fluidos geotérmicos. La mezcla de cementos puzolánicos con harina de sílice es una solución poco útil, tal como queda ilustrado con los ejemplos reportados. La inseguridad y riesgo en que se colocan los pozos que están contruidos con este tipo de elementos, podrían provocar descontrol en los mismos. Al tratar de reparar un pozo, cuando la cementación ha sufrido grave deterioro, es más peligrosa.

La mezcla de cementos y aditivos antes indicados son casi inútiles para cementaciones a presión, pues no fraguan e impiden una aplicación eficaz. Es indispensable utilizar un equipo especial de control para proteger tanto al personal como a las instalaciones de superficie. Es claro que en cierta etapa y en función de la capacidad energética del yacimiento puede justificarse plenamente la reparación cuando el costo de la misma frente a la erogación por construcción de uno nuevo es ventajosa y de resultados satisfactorios y seguros.

Por último, no debe olvidarse que el taponamiento para abandonar un pozo será eficaz cuando se realiza a nivel del reservorio y no dentro de las tuberías de ademe, como se ha visto en el caso del M-3, no garantiza el control de flujo a la superficie, pudiendo originar un problema que no se detecta de momento, cuando existe un taponamiento e impide cualquier inspección a través de registros de temperatura; en pocas palabras, la idea es taponar el yacimiento y al mismo tiempo dejar libre el paso para hacer investigaciones con registros de temperatura de las condiciones que prevalecen detrás de las tuberías de ademe.

RECOMENDACIONES

Una de las principales recomendaciones es buscar aleaciones de acero que soporten mejor los efectos corrosivos de los fluidos geotérmicos y en igual forma probar nuevas mezclas o tipos de cementos que soporten más tiempo la degradación que actualmente se ha detectado.

Otra alternativa para proteger los ademes de la corrosión sería investigar sistemas de protección catódica eficaces y de un costo razonable; esto evidentemente no es fácil por las condiciones prevalecientes en las formaciones sedimentarias del valle de Mexicali y su impregnación de aguas salobres.

De lograr resultados positivos con los factores anteriormente señalados, seguramente resultaría en beneficio del costo de la energía geotérmica, haciéndola tal vez más atractiva.

BIBLIOGRAFIA

- Boyle G., William, *An introduction to corrosion and caliper*, 1 de octubre de 1977.
- Dench D., "Casing string design for geothermal wells", *Primer Simposio de Desarrollo y Aplicación de Energía Geotérmica*, PISA, 1970.
- Domínguez Aguirre, Bernardo y Francisco Vital Blanco, *Reparación y control de pozos geotérmicos en Cerro Prieto*, San Francisco, mayo de 1975.
- Mercado González, Sergio, *Reporte técnico interno CFE, pozo M-5*, SMG-89/67, 16 de mayo de 1967.
- Rivera G., Héctor, *Cómo proteger tuberías de ademe*, Petróleo Inter-americano, 1962.
- Smith, H. J., "Casing Failures in Geothermal Bores at Wairakei", *Actas de la Conferencia en Roma, de Nuevas Fuentes de Energía*, 1960.
- Vital Blanco, Francisco, *Reporte interno CFE, del pozo M-45*, FVB-74/76, 8 de septiembre de 1976.
- Vohs, Jim, *Schlumberger. Interpretación del registro "Casing collar locator and cement bond log"*, del pozo M-45, 1 de marzo de 1977.

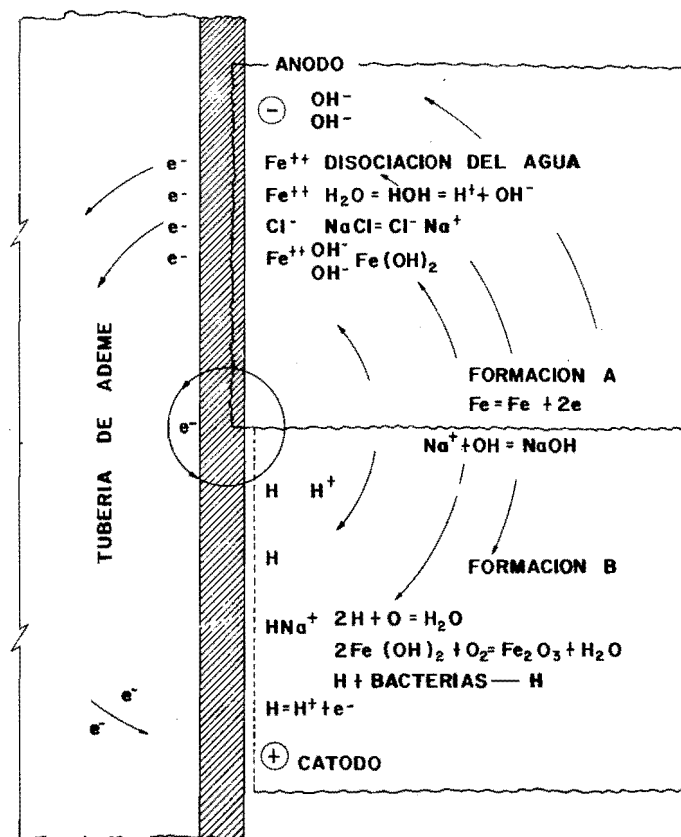


Figura 1. Corrosión electroquímica entre dos formaciones y la pared de la tubería de ademe.

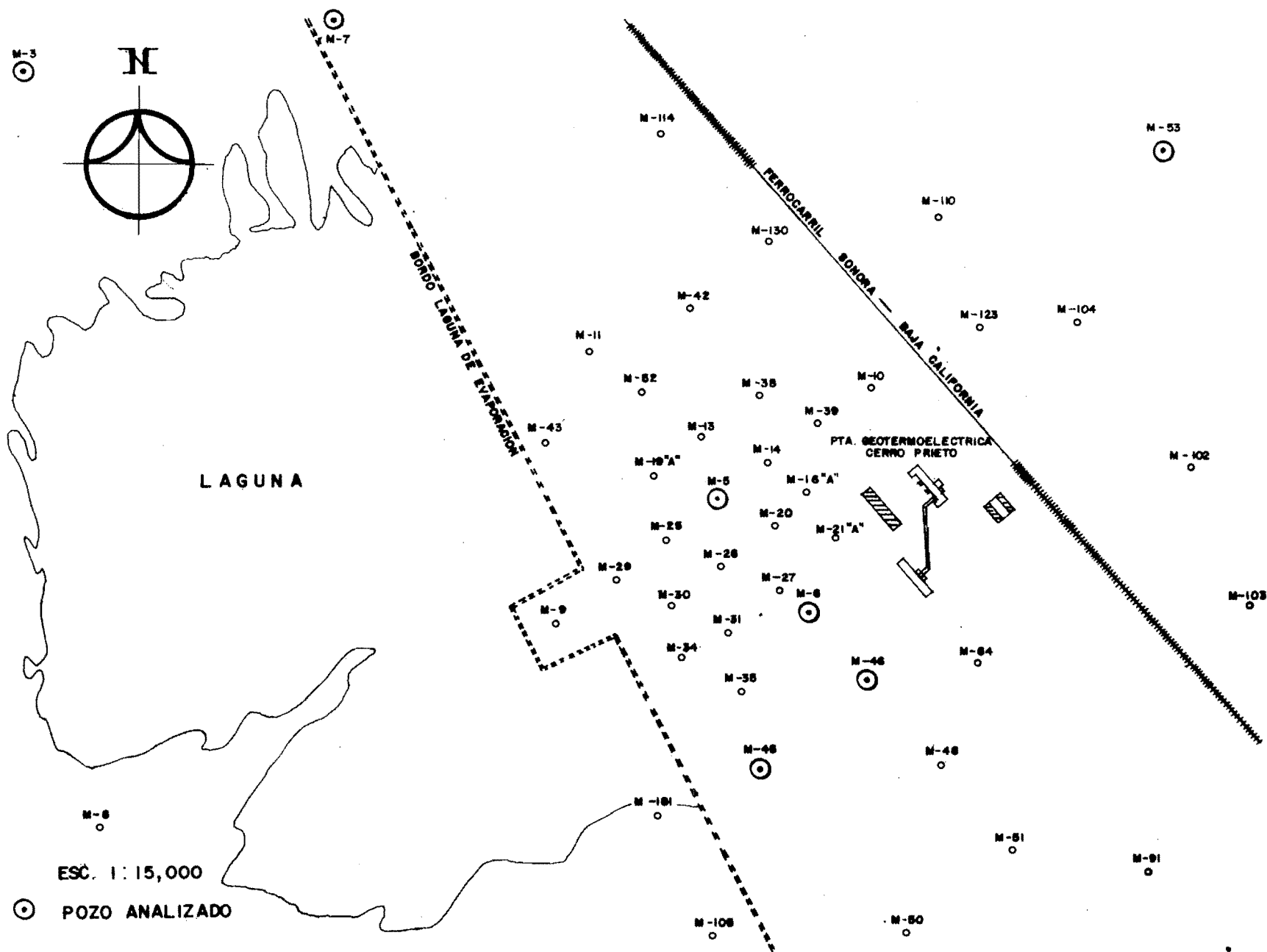


Figura 2. Localización de pozos analizados.

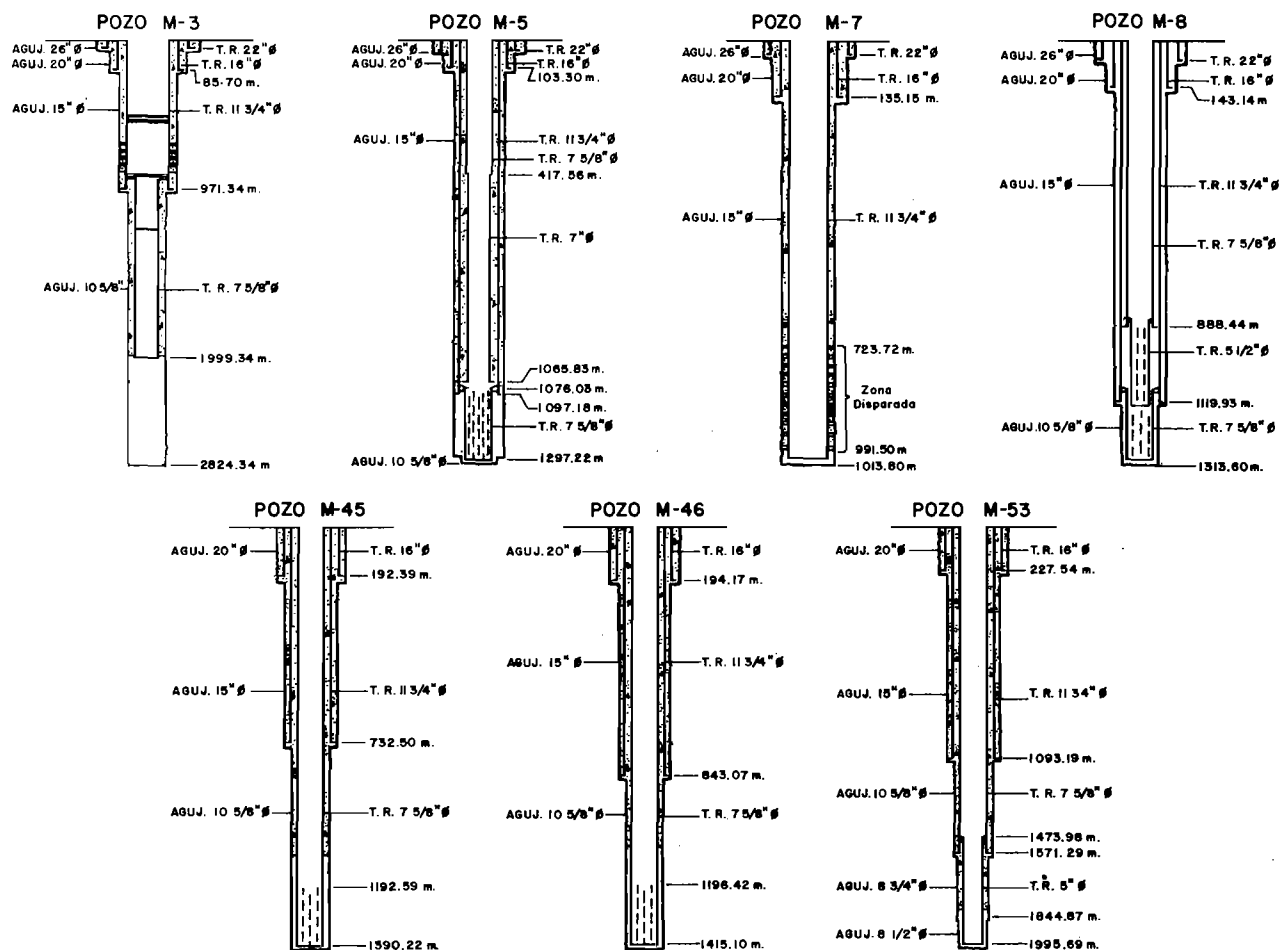


Figura 3. Perfiles tubulares de pozos estudiados.



Figura 4. Simbología de los problemas detectados en ademe y cemento.

P O Z O M - 4 5

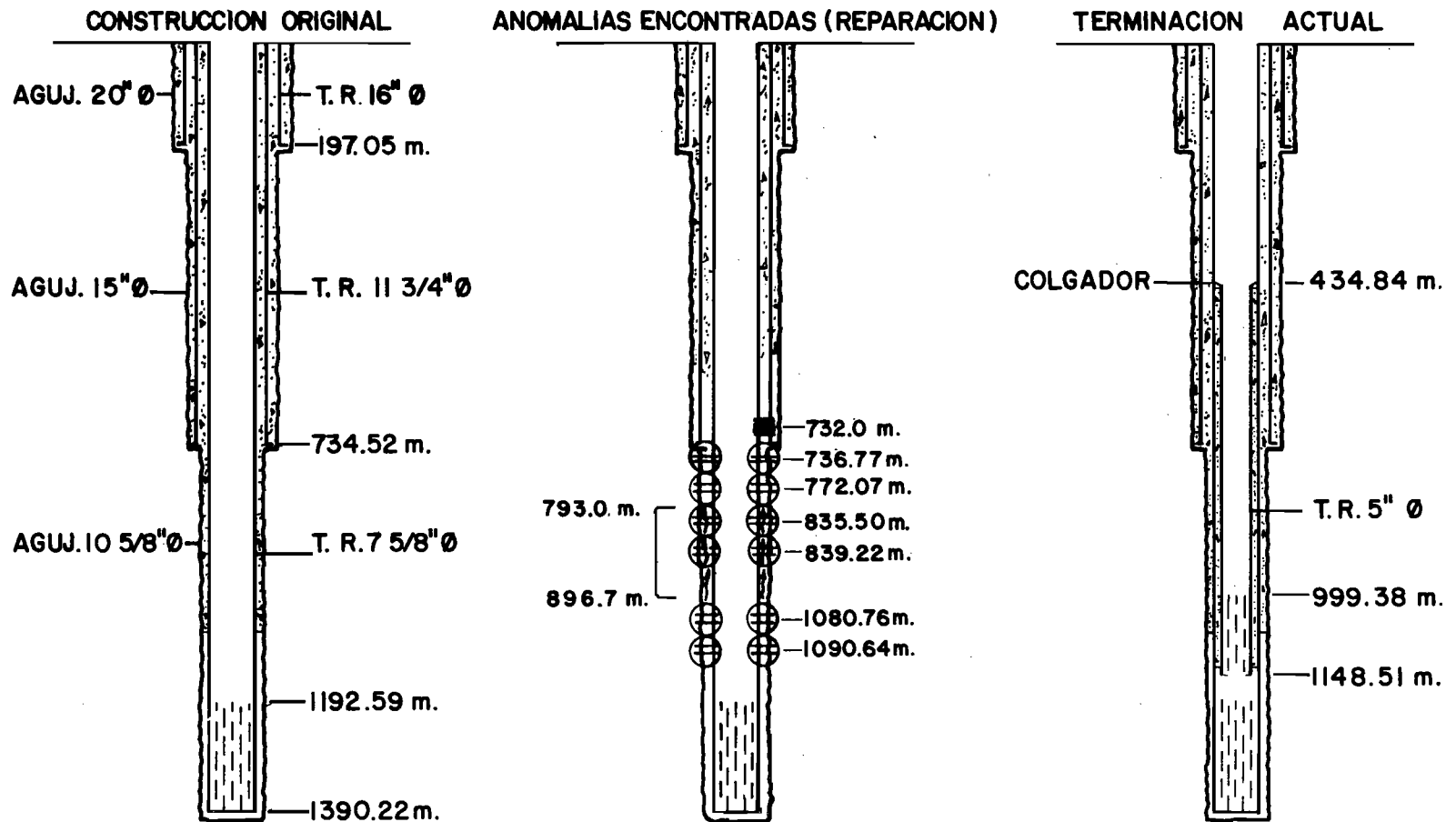


Figura 5. Comparación de perfiles y daños detectados.

POZO M-53

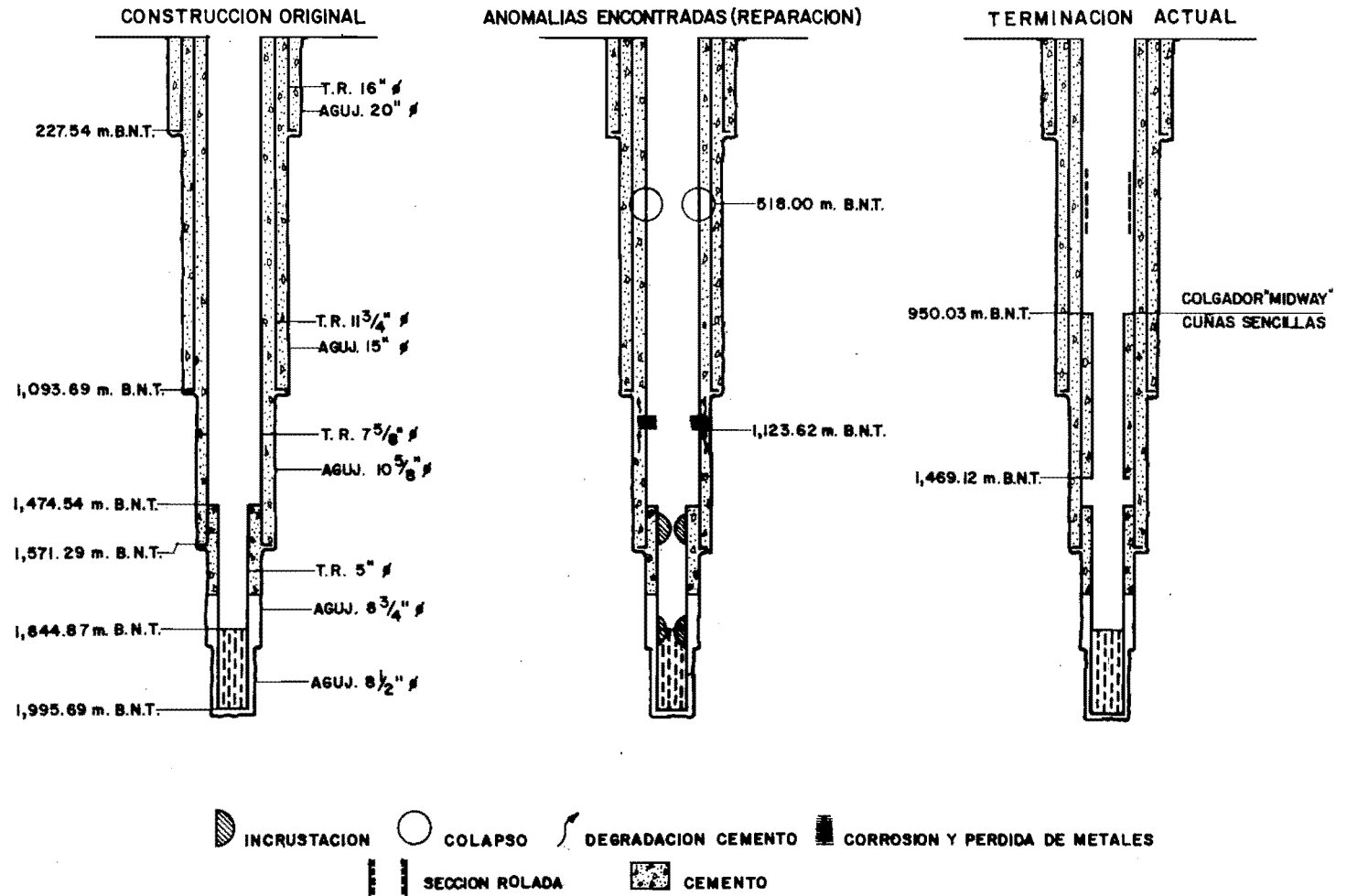


Figura 6. Comparación de perfiles tubulares y daños detectados.

P O Z O M - 4 6

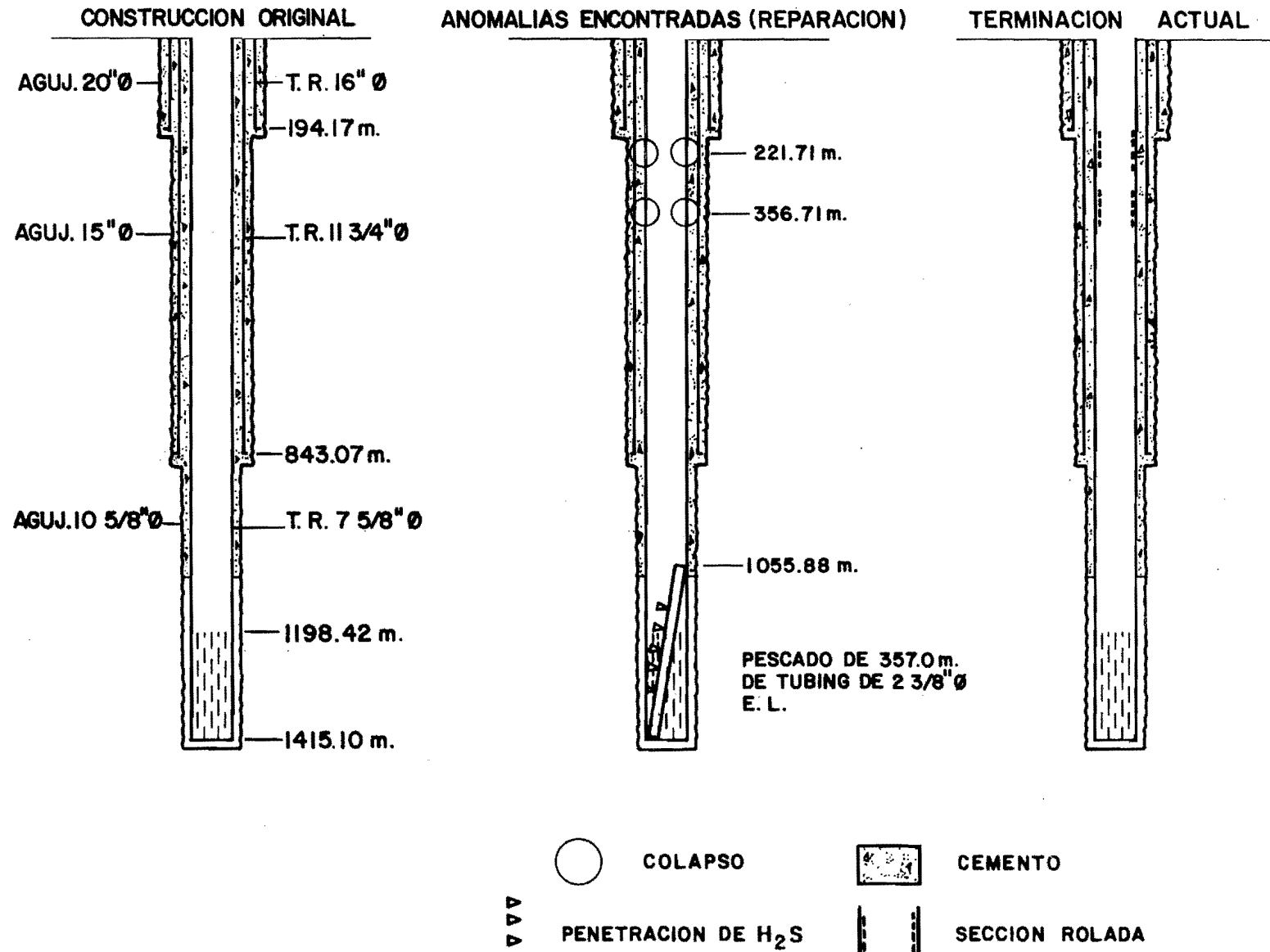


Figura 7. Comparación de perfiles tubulares y daños detectados.

P O Z O M - 7

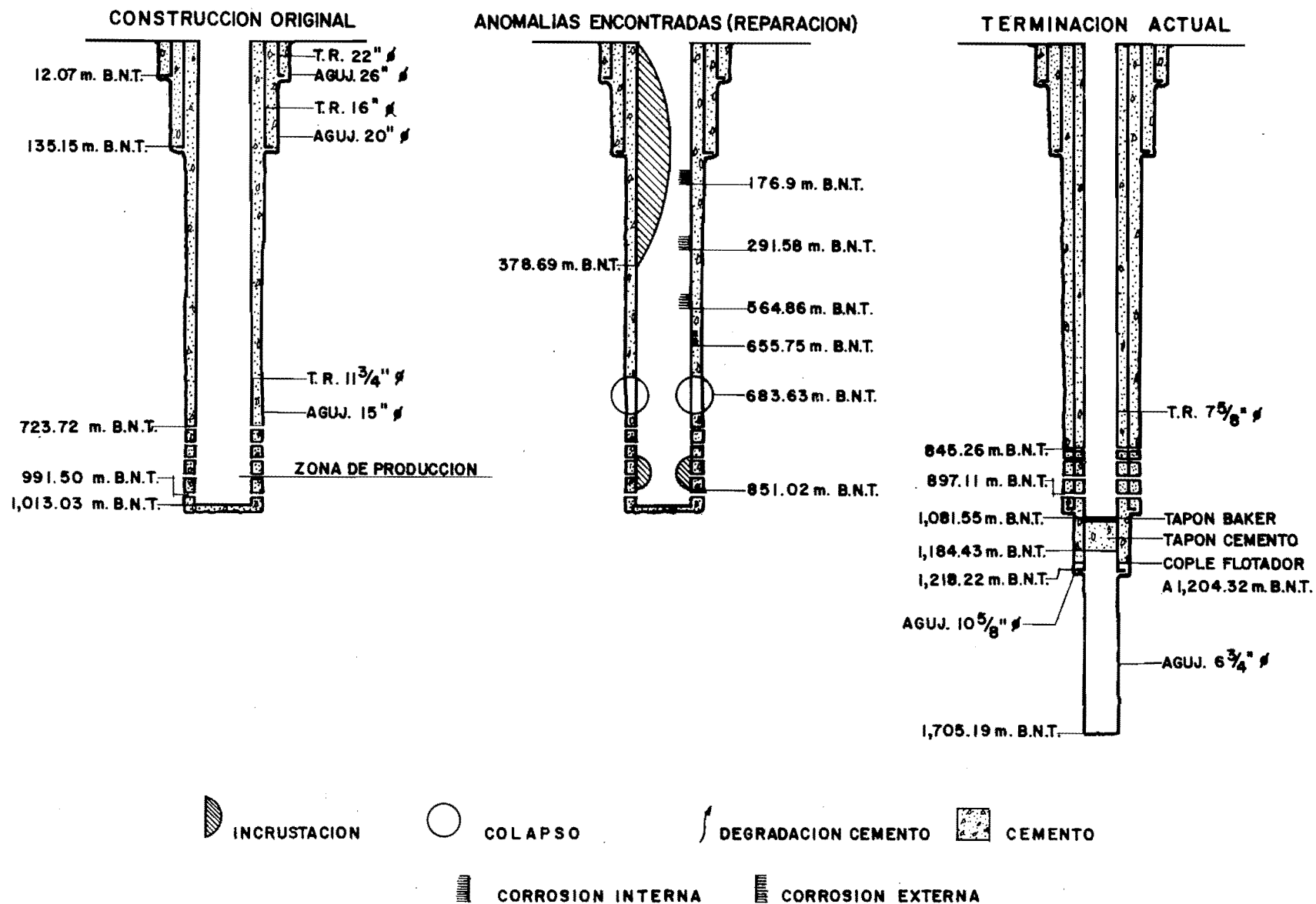


Figura 8. Comparación de perfiles tubulares y daños detectados.

P O Z O M - 3

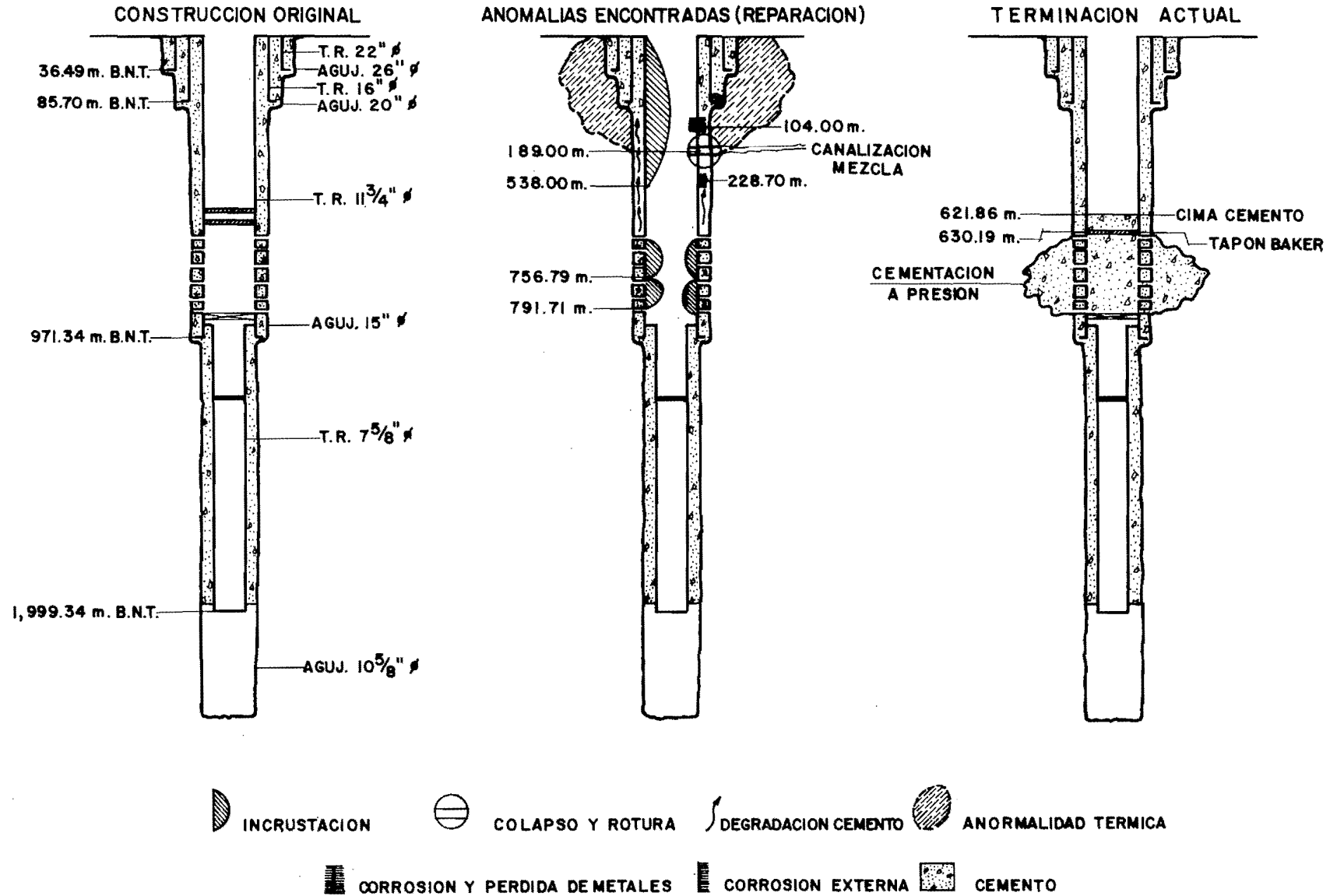


Figura 9. Comparación de perfiles tubulares y daños detectados.

TABLA 1. CAUSAS DE CORROSION EN POZOS PETROLEROS

1._ ATAQUE QUIMICO Y FENOMENO ELECTROLITICO.
2._ CAMBIOS METALURGICOS DE ELEMENTOS MECANICOS EN ADEMES.
3._ PRESIONES DIFERENCIALES
4._ TEMPERATURAS DIFERENCIALES CON PRESENCIA DE AGUA.
5._ EROSION ASOCIADA A MAYORES O MENORES TURBULENCIAS.
6._ FRAGILIZACION DE LAS TUBERIAS DE REVESTIMIENTO POR LA ACCION DEL ACIDO SULFIDRICO.

TABLA 2. CAUSAS DE FALLAS EN ADEMES POR ESFUERZOS DE TENSION-COMPRESION

1._ TEMPERATURA._ TEMPERATURAS EN EL YACIMIENTO MAS DE 300°C
2._ LITOLOGICA._ EN LOS PRIMEROS 500 METROS SE ENCUENTRAN ACUIFEROS FRIOS.
3._ CONSTRUCCION._ SE UTILIZAN TUBERIAS COMO ADEME PRODUCCION AUNADO A PEGADURAS, PERDIDAS DE CIRCULACION, CANALIZACION EN CEMENTACIONES Y BOLSAS DE AGUA Y LODO.
4._ CAPACIDAD MECANICA._ ESCASA CAPACIDAD PARA SOPORTAR ESFUERZOS DE TENSION, COMPRESION Y SOBRE TODO APLASTAMIENTO, ORIGINADOS POR EL EFECTO TERMICO.
5._ ARRANQUE DE LOS POZOS._ CUANDO EL CALENTAMIENTO ES RAPIDO SE CAUSA UN CHOQUE TERMICO INCONVENIENTE PARA LOS ADEMES.

TABLA 3. PROMEDIOS GENERALES EN RELACION A POZOS CONSTRUIDOS

a)._ POR CONSTRUCCION SU COSTO.	24,000,000.00 P/POZO
b)._ COSTO PROMEDIO DE REPARACION	4,000,000.00 P/POZO
c)._ TIEMPO PROMEDIO EMPLEADO PARA REVISION Y REPARACION.	30-60 DIAS
d)._ PORCENTAJE DE LA DISMINUCION DE LA PRODUCCION.	30 %
e)._ POZOS ABANDONADOS A LA FECHA.	3 POZOS - M-3 M-15 Y M-21
f)._ N° DE POZOS REPARADOS A LA FECHA.	36

TABLA 4. FACTORES CAUSANTES DE COLAPSOS Y FRACTURAS EN TUBERIAS DE ADEME

1._ ASPECTOS CONSTRUCTIVOS._ PERDIDA DE CIRCULACION CEMENTACIONES DEFECTUOSAS, PEGADURAS DE LA TUBERIA DE ADEME ETC.
2._ CAUSAS MECANICAS._ ESFUERZOS DE TENSION Y COMPRESION POR EFECTO TERMICO.
3._ DESARROLLO DE GRIETAS O FISURAS._ EN EL CEMENTO, POR DILATACION AXIAL Y RADIAL DE LOS ADEMES.
4._ DEGRADACION Y LAVADO DEL CEMENTO._ FLUIDOS HIDROTERMALES.
5._ CORROSION DEL INTERIOR DE LA TUBERIA DE PRODUCCION-ADEME._ POR CONTENIDO QUIMICO DE LA MEZCLA AGUA-VAPOR.
6._ CORROSION EXTERIOR DE LOS ADEMES._ TANTO POR ATAQUE QUIMICO COMO GALVANICO ENTRE FORMACION Y TUBERIA.
7._ FRAGILIZACION DE LA TUBERIA DE PRODUCCION._ CAUSADA POR LA PENETRACION DEL H ₂ S EN LA ESTRUCTURA CRISTALOGRAFICA DEL ACERO.
8._ EROSION INTERIOR._ POR EL ARRASTRE DE SOLIDOS SOBRE TODO ARENA.

TABLA 5. ESPECIFICACIONES DE ADEMES INSTALADOS Y SU APLICACION

APLICACION DE LA TUBERIA DE ADEME	POZOS						
	M-3	M-5	M-7	M-8	M-45	M-46	M-53
CONDUCTOR	22" H-40 59 Lb/PIE SOLDADA	22" SOLDADA	22" B 65.24 Lb/PIE SOLDADA	22" B 65.24 Lb/PIE SOLDADA			
SUPERFICIAL	16" H-40 65 Lb/PIE REDONDA	16" H-40 65 Lb/PIE REDONDA	16" H-40 65 Lb/PIE REDONDA	16" H-40 65 Lb/PIE REDONDA	16" H-40 65 Lb/PIE REDONDA	16" H-40 65 Lb/PIE REDONDA	16" H-40 65 Lb/PIE REDONDA
INTERMEDIA	11 3/4" J-55 47 Lb/PIE BUTTRESS	11 3/4" J-55 47 Lb/PIE	11 3/4" J-55 47 Lb/PIE BUTTRESS	11 3/4" J-55 47 Lb/PIE BUTTRESS	11 3/4" J-55, N-80 47.60 Lb/PIE BUTTRESS	11 3/4" J-55, N-80 47.60 Lb/PIE BUTTRESS	11 3/4" K-55 47.60 Lb/PIE BUTTRESS
PRODUCCION	7 5/8" N-80 26.4 Lb/PIE BUTTRESS	7 5/8" N-80 26.4 Lb/PIE 7" N-80 26.0 Lb/PIE S. L.		7 5/8" J-55 26.4 Lb/PIE BUTTRESS	7 5/8" K-55 26.4 Lb/PIE BUTTRESS	7 5/8" K-55 26.4 Lb/PIE BUTTRESS	7 5/8" K-55 26.4 Lb/PIE BUTTRESS
" LINER "		7 5/8" N-80 26.4 Lb/PIE		5 1/2" J-55 16.87 Lb/PIE SECURITY 7 5/8" N-80 26.4 Lb/PIE BUTTRESS			5" P-110 18 Lb/PIE S. L.
PERIODO ENTRE SU TERMINACION Y DETECCION DE FALLA	14 AÑOS	15 AÑOS	12 AÑOS	13 AÑOS	3 AÑOS	4 AÑOS	3 AÑOS
" NOTA " PARA CADA T.R. SE INCLUYE DIAMETRO, GRADO, PESO Y TIPO DE JUNTA							

TABLA 6. CALIBRACIONES EFECTUADAS EN T. R. 75/8" ϕ POZO M-45 – PERIODO DE OBSERVACION Y CALENTAMIENTO

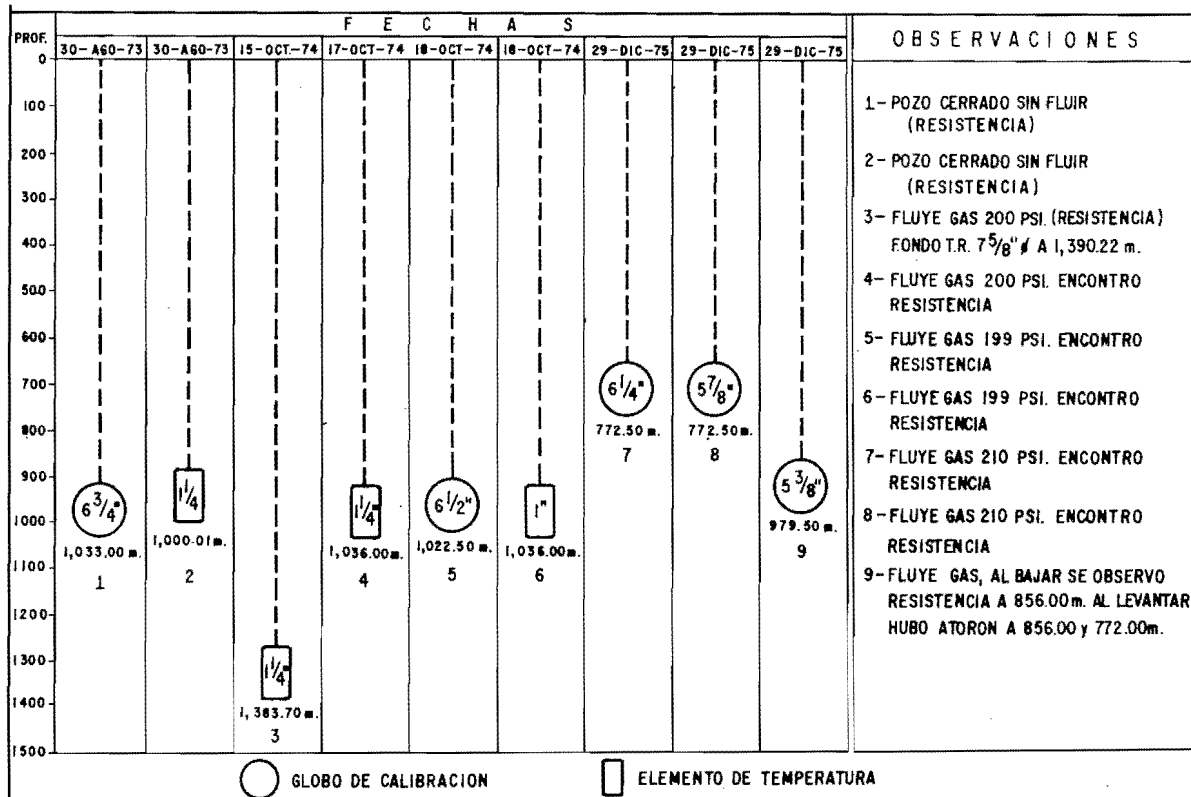


TABLA 7. DATOS DE POZOS REPARADOS.

POZO Nº	CONDICION DEL POZO ANTES-REPARACION	DETECCION	FECHA-REPARACION		REPARACION EFECTUADA	ANOMALIAS ENCONTRADAS Y TUBERIA DAÑADA	PROFUNDIDADES	DETECCION	RESULTADOS Y OBSERVACIONES DESPUES DE LA REPARACION	COSTO DE REP. COMPARATIVO CON LA CONST.
			INICIO	TERMINO						
M-3	INCRUSTACION EN LA T.R. 11 3/4" Ø ANORMALIDAD TER- MICA SUPERFICIAL	REGISTROS DE TEMPERATURA Y CALIBRACION	27-III-78	14-VII-79	DESINCRUSTACION, REVI- SION Y PRUEBAS T.R. 11 3/4" Ø SE AISLO LA ZONA DE PRODUCCION.	DEGRADACION DE CEMENTO CORROSION EXTERIOR E INTERIOR SEVERA PERDIDA DE METAL EXTERIOR COLAPSO Y ROTURA EN T.R. 11 3/4" Ø	DE 538.30 A LA SUP. DE 100.60 A 103.70 DE 222.00 A 228.70 A 189.00 m.	ANALISIS QUIMICOS REGISTROS ELECTRICOS PRUEBAS A PRESION REGISTROS DE INSPECCION Y CALIBRACION	SE TRATO DE SELLAR ROTURA A 189.00m SELLO ZONA DE PRODUCCION, MANTIENE POZO EN OBSERVACION Y ESTUDIO	75 %
M-7	INCRUSTACION EN LA T.R. 11 3/4" Ø PESCADO Y DAÑOS EN LA MISMA	REGISTROS DE TEMPERATURA Y CALIBRACION	27-VI-78	25-I-79	DESINCRUSTACION, REVISION DE T.R. 11 3/4" Ø, RECUPERO PES- CADO, SELLO ZONA PRODUCCION PROFUNDIZO POZO E INSTALO T.R. 7 5/8" Ø, ABRIO NUEVA ZONA DE PRODUCCION	INCRUSTACIONES CORROSION INTERIOR Y PERDIDA DE METAL CORROSION EXTERIOR Y PERDIDA DE METAL CORROSION Y PERDIDA SEVERA DE METAL EN CORROSION EN TUB. CABEZA POZO SUP. COLAPSO EN T.R. 11 3/4" Ø	DE 0.00 A 378.69 m. 176.90 - 291.58 - 564.86 m. A 655.75 m. DE 728.34 A 744.20 m. EN CONTRA POZO A 683.63 m.	REGISTROS DE CALIBRACION ANALISIS QUIMICOS REG. DE CEMENTACION Y COUPLE REGISTROS DE INSPECCION Y CALIBRACION VISUAL AGUA EN TUBERIA	PERFORO POZO HASTA 1,705.19 m. PARA CONOCER ZONAS PRODUCTORAS DE MAYOR RANGO DE TEMP. ENCONTRO LA MAYOR APO- TACION DE TEMP. DE 844.00 A 966.00 m. Y DE 1,100.00 m. AL FONDO ZONA DE BAJA TEMP.	141 %
M-45	POZO EN OBSERVACION Y CALENTAMIENTO COMPORTAMIENTO ANORMAL	REGISTROS DE TEMPERATURA Y CALIBRACION	28-VII-76 19-I-77	12-IX-76 11-IV-77	REVISO T.R. 7 5/8" Ø, REPARO COLAPSOS, INSTALO TUBERIA NUEVA 5" Ø DE RESPALDO EN LA PROFUNDIDAD DAÑADA DE 7 5/8" Ø	CORROSION Y PERDIDA DE METAL EN T.R. 7 5/8" Ø COLAPSOS Y ROTURAS EN T.R. 7 5/8" Ø	A 732.00 m. DE 736.77 A 772.07 m. DE 835.50 A 839.22 m. DE 1,080.76 A 1,090.64 m.	REGISTRO ELECTRICO DE TUBERIA Y CEMENTACION IMPRESIONES SELLOS DE PLOMO	POZO EN PRODUCCION U-1 Y U-2	35.2 %
M-46	COLAPSOS EN LA TUB. DE PRODUCCION 7 5/8" Ø PESCADO (TUBING 2 3/8" Ø)	REGISTROS DE CALIBRACION CILINDROS DE PLOMO	23-V-77	11-VII-77	AMPLIO COLAPSOS RECUPERO PESCA- DO REVISION Y PRUEBAS A T.R. 7 5/8" Ø	CONFIRMO COLAPSOS EN T.R. 7 5/8" Ø EN TUBING RECUPERADO ENCONTRO CORROSION EVIDENTE Y FRAGILI- ZACION	A 221.71 y 356.71 m. EN FONDO DEL POZO	IMPRESIONES DE SELLOS DE PLOMO ANALISIS METALURGICOS Y QUIMICOS	POZO EN PRODUCCION U-1 Y U-2 HASTA SEP. 5 DE 1979, SACO DEL SISTEMA (POR DESCENSO DE PRESION (ESPERA REPA- RACION))	20 %
M-53	POZO EN OBSERVACION Y CALENTAMIENTO COMPORTAMIENTO ANORMAL	REGISTROS DE TEMPERATURA Y CALIBRACION CALIBRACIONES SELLOS DE PLOMO	5-XII-77	5-IV-78	REVISO T.R. 7 5/8" Ø, REPARO COLAPSOS, PRUEBAS A T.R. 9 5/8" Ø, INSTALO TUBERIA NU- EVA DE 5" Ø DE RESPALDO EN LAS PROFUNDIDADES DAÑADAS	COLAPSO EN T.R. 7 5/8" Ø DEGRADACION DE CEMENTO, CORROSION Y PERDIDA TOTAL DE METAL INCRUSTACIONES	A 518.00 m. DE 1,118.70 A 1,123.62 m. DE 1,475.00 Y 1,843.00 m.	IMPRESIONES SELLOS DE PLOMO Y DE PARED PRUEBAS A PRESION REG. DE CEMENTACION Y COUPLE REGISTROS DE INSPECCION Y CALIBRACION	POZO EN PRODUCCION U-1 Y U-2	30 %

TABLA 8. FACTOR TIEMPO

1. LAS FALLAS EN EL ADEME POR ESFUERZOS DE TENSION-COMPRESION, SE MANIFIESTAN EN POZOS RECIEN CONSTRUIDOS Y EN LOS PRIMEROS MESES DE HABER INICIADO SU PRODUCCION, A VECES EN EL DESARROLLO DEL POZO.
LAS MUESTRAS DE CEMENTO FRAGUADO, QUE ARROJA EL POZO NO EXPONEN ALTERACION DEL CEMENTO.

2. LAS FALLAS EN EL ADEME POR CORROSION SE MANIFIESTA EN POZOS CON MAS DE DOS Y MEDIO AÑOS, DESPUES DE HABERSE TERMINADO, EN POZOS NO FLUYENTES CON POCO FLUJO, O FLUJO INTERMITENTE, A MAS AÑOS EL DAÑO ES MAS SEVERO. TANTO EN EL ADEME COMO EN EL CEMENTO, SUS MUESTRAS ACUSAN GRAVES ALTERACIONES, PERDIENDO COHESION TORNANDOSE PULVERULENTO.

TABLA 9. CONCLUSIONES GENERALES

1. GRADOS EN LAS TUBERIAS DE ADEME Y CEMENTOS EN USO NO SON LOS MAS ADECUADOS PARA POZOS GEOTERMICOS.
2. RIESGO LATENTE DE DESCONTROL.
3. ACELERACION EN LA CORROSION EXTERIOR DEL ADEME.
4. RIESGO DURANTE LAS REPARACIONES Y REVISIONES DE LOS POZOS.
5. INCAPACIDAD DE FRAGUA DEL CEMENTO EN CEMENTACIONES A PRESION.
6. REQUERIMIENTO DE EQUIPO ESPECIAL DE CONTROL.
7. JUSTIFICACION ECONOMICA DE LA REPARACION.
8. PROYECTAR UN TAPONAMIENTO EFICAZ PARA ABANDONAR UN POZO.

CEMENT DEGRADATION AND CASING CORROSION IN CERRO PRIETO GEOTHERMAL WELLS

INTRODUCTION

To date, 71 wells have been drilled at Cerro Prieto, for a total of about 124 000 meters, a modest amount when compared to oil wells drilled in Mexico. However, in the construction of these wells several problems have been encountered, in some cases these were so serious that the wells had to be abandoned.

The fracture and collapse of casings and the scaling of production wells have been the most serious problems. After a certain amount of time, scaling plugs the slotted liner and especially the production casings of some wells.

Casing collapse and fracture are considered to be the result of tensional and compressional stresses which are closely related to the high temperatures of our wells. However, some of these problems have been initiated by internal as well as external corrosions. The problems might have become more serious because of the degradation or change in the properties of the cement used. This phenomenon caused by the hydrothermal fluids, increases the possibility of external corrosion.

As the cement between the formation and casing

degrades, there is leakage of water from shallower layers towards the production zone. As the different types of water mix, there is deposition of salts which could eventually change the permeability of the production zones as well as alter the slots in the production casing, and result in the development of plugs within the casings.

In this paper a number of cases will be discussed in which it is clear that the corrosion and cement degradation problems have been particularly severe. This eventually resulted in severe damage of the well, requiring a careful inspection and proper repair before the well resumed production.

Based on the data obtained from oil wells, we conclude that in our wells there has been internal as well as external corrosion of the casings, especially of the production casings.

The combination of casing corrosion and cement degradation could, in the end, limit the useful life of the Cerro Prieto geothermal wells.

ANTECEDENTS

In the wells discussed in this paper, the problem of corrosion clearly has been detected, and has been proven to increase with time. It is therefore important to study the evolution of the conditions of some of the wells, as was possible in the case of well M-45, and not so much their final condition. Some wells (e.g. M-3) were checked before starting production and some changes were observed. Wells M-5 and M-8 have been included for comparison purposes since they have no evident damage in spite of being completed in 1964, 15 years ago.

CORROSION IN OIL WELLS

In the oil well literature, different types of corrosion have been reported. These are summarized in Table 1. Different types and degrees of corrosion have been observed in the intermediate and production casings. By evaluating the conditions of the casings using wireline logs, it is possible to prepare an appropriate maintenance and repair program.

The most serious damages have been related to corrosion and erosion. These have been detected in the interior of the production casing, in the annular space between the production and intermediate casings and, finally, in the interior of the intermediate casing. It has been determined that the corrosion is caused by chemical attack as well as electrochemical phenomena. In most cases the process begins by the appearance of small pits which, in time, grow into cavities. When these cavities join together it creates a severe problem. The decisive factors in these types of problems are given in Table 1.

Based on our experience, we can point out that wells M-3, M-45 and M-53 have suffered severe corrosion and possible embrittlement problems.

The electrochemical corrosion process, based on results of studies carried out in oil wells, is sketched in Figure 1. Behind the casing two formations with different lithological characteristics induce the displacement of molecules in one direction and concentration in the other direction. Those attacks result from:

1. Electrolysis caused by potential differences in casings which are in contact with different formations.
2. Electrolysis caused by parasite currents descending through the casings from the discharge line.
3. Electrolysis caused by potential differences between the casing in contact with the formation and the film formed by the drilling muds.
4. Electrolysis caused by the potential differences created by the different types of steel used in the manufacture of casings when in contact with different formations.
5. Possible concentration of H_2S and brines in some formations.

MECHANICAL FAILURE OF CASINGS

The problems which originally were detected in several of the casings of the first 20 wells drilled in the Cerro Prieto geothermal field, were associated mainly with mechanical problems. These problems were caused by tensional and compressional stresses resulting from the high temperatures encountered in some of those wells. This type of failure was observed almost immediately upon the onset of production of the first wells, and when the wells were not operated with all the proper care, not allowing enough time for the different casings to heat up. In Table 2 these problems are summarized. In 1975, during the Second United Nations Symposium at San Francisco, California, these problems were discussed, analyzing the different circumstances under which these phenomena occurred. However, we consider this problem to be totally different from the one detected after some years, which does not depend on how the well was heated up, developed and placed under production, since corrosion occurs as time passes.

AVERAGE COST OF WELL REPAIRS

Table 3 describes in a concise way the average investment needed in our case to build and repair a well. Certainly these numbers are important, however, we cannot forget other types of consequences such as the cost involved in not using a well for 30 or 60 days due to its inspection and repair. Also, when a well is repaired it almost always requires a new, properly cemented, casing which reduced the original production capacity of the well up to 30%.

This could be one of the most significant factors if the number of years this well has been in operation is taken into consideration.

The percentage of wells abandoned because of very serious problems whose repair would not guarantee their safety, is a little more than 10% of the number of repaired wells. Ultimately, the cost of replacing the well certainly will be higher than its repair.

MAIN CAUSES OF COLLAPSE AND FRACTURE OF CASINGS

Table 4 summarizes the most significant causes of casing damage, because of their construction and mechanical characteristics, well operation, corrosion, etc.

As mentioned above, the mechanical characteristics have been discussed in other papers. Here we will analyze specifically those cases which can be used as examples of serious corrosion damage in casings, especially where we consider electrochemical corrosion was important.

Seven wells located in different areas of our geothermal field are used as examples, trying to show that this problem is independent of depth, lithological characteristics and more or less high temperatures. The location of these wells is given in Figure 2.

CASING CORROSION IN CERRO PRIETO GEOTHERMAL WELLS

Figure 3 shows the casing profiles of wells M-3, M-5, M-7, M-8, M-45, M-46 and M-53. In this group of wells, with the exception of M-5 and M-8, corrosion problems have been detected.

A careful analysis of these casing profiles shows that through time different types of well completions have been used at Cerro Prieto. We observe different depths (according to the area), one or two casings, gun-perforated casings, hanging liners, and even slotted casings. Table 5 gives the characteristics of all the casings used, their application, the number of years between well completion and the detection of damages, or the appearance of symptoms of damage.

Table 5 shows that casings of grade J-55 are dominant, because they are less sensitive to chemical attack; grade N-80 is considered to be more sensitive. However, it seems that the electrochemical action has been unmistakable and has damaged casings of grades J-55, K-55 and N-80. We want to clarify that this statement is not definite, it is only probable, since there is no electrochemical action pattern perfectly controlled with respect to time and casing quality.

In Figure 4 are shown the symbols used to indicate

the different casing and cementing problems. These will be used in the following figures discussing the problems of various wells.

WELL M-45

In April 1973 this well was completed and cleaned, it was neither heated nor developed, but it was left waiting for future use. In December 1975 caliper logs showed a reduction of the internal diameter of the production casing, as shown in Table 6. Finally, the casing completely collapsed. This was verified using mechanical calipers, wireline logs and hydraulic tests. At 132 m depth, corrosion and total loss of metal was detected; below it till 1090.64 m depth, several collapses and fractures were observed. Also, the degradation and loss of cement in the annular spaces were clearly detected by the flow under pressure behind the production, between deep and shallow fractures. In Figure 5 three diagrams are describing the original completion, the damages observed and the repairs made in this well. The repairs consisted of recalibration of all the collapses using rollers, a relatively easy operation because of the thinning of the casing.

After several injections of cement slurry into the fractured zones, a short 5-in. -diam. casing was lowered into the well. Unfortunately, it got stuck between 434.84 and 1148.51 m, however it covered the damages in the 7 5/8-in.-diam. casing. The casing was cemented satisfactorily at that depth, allowing the well to be placed into production.

WELL M-53

The semi-exploratory well M-53 was built in 1978 in Block III of Cerro Prieto. It was located based on geological and geophysical surveys carried out east of the field and almost north of the power plant.

The drilling and completion of this well was practically normal, the bottom of the 7 5/8-in. -diam. production casing was set at about 1571 m. A liner was hung from it, its top at 1474.54 m and its bottom at 1995.69 m depth.

In this area the lithologic column is similar to those of Blocks I and II, however the thickness and development of the layers in general are greater. The temperature increased below 1850 m, exceeding 300°C at the bottom.

This well is located in a cultivated area, for its development and evaluation two separators were used. In each of them, a 2-in. -diam. line was discharged; almost 100 ton/h of steam was produced.

Because of its location and distance from the power plant the well was temporarily not used. To keep the well

warm it was left producing through a 1/4-in. -diam. purger.

After three years, some irregularities in the internal diameter of the liner and production casing were detected. The following was found: a) in the 7 5/8-in. -diam. casing, a collapse at 518 m depth, b) corrosion, loss of metal and cement degradation at about 1623 m, that is about 100 m below the shoe of the 11 3/4-in. -diam. casing, and c) scaling at the mouth of the liner.

Based on the damages detected, a repair program was prepared. It begun by "rolling" the production casing, recalibrating it to its original diameter. Cement slurry was injected under pressure, and a 5-in. -diam. liner was installed to cover the damaged zone. In April 1978 the repair of this well was concluded, allowing to start its exploitation. It produced 49.5 ton/h of steam.

WELL M-46

This well was completed in 1977 with minimal problems during drilling and completion operations. The design of this well specified the installation of a 7 5/8-in. -diam. casing from the surface to 1415 m (total depth), the careful cementing of the casing to avoid the damage of the hot aquifers. All cementing operations were normal.

After eliminating the drilling mud, the well was cleaned by a rapid rise of water level caused by the high temperature and CO₂ content of the fluids. No damage was detected in the master valve, however when trying to close it, it did not work properly resulting in the beginnings of a well control loss. The flow of steam and water was quickly controlled. However, during the ensuing emergency operations a new 2 3/8-in. -diam. tubing was left at the bottom of the hole to be fished out later.

Four years after its construction the well was inspected to fish out the tubing. Two collapses were found, at 221.71 m and 356.71 m depth (Figure 7). After easily "rolling" the collapses, a possible thinning of the 7 5/8-in. -diam. casing wall was detected. The fishing operations for the 2 3/8-in. -diam. tubing were difficult and slow because of embrittlement of the tubing. Only pieces of it could be recovered in each fishing operation. This case made evident the damages caused by the H₂S.

The collapses were detected using lead impressions. Chemical and metallurgical analyses also confirmed the damage sustained by the casing and the tubing.

Since the damage of the production casing was not too serious and especially considering the support provided by the 11 3/4-in. -diam. casing, it was decided to use this well.

WELL M-7

This well was completed in 1964 during the second construction stage. It was practically the first well of this stage and was planned for a depth of 1000 m. The purpose of this well was to tap the hot aquifer found in M-3 which was relatively near. The completion called for a 11 3/4-in. -diam. casing to reach the reservoir (Figure 8).

The well was completed by perforating the casing between approximately 600 and 900 m depth. The well was moderately hot, similar to M-3, as had been suspected. The well was kept under observation since it was decided to develop the area around M-5. It always was kept flowing through a throttled 2-in. -diam. line.

In 1969-1970 a percussion rig was used to remove scales; junk ("fish") was left in the well. In 1979 the junk was recovered, the scaling was removed from the casings, and serious damage in the 11 3/4-in. -diam. casing was detected through lead impressions, caliper logs, during the cementing process and hydraulic tests. The following damages were detected: a) internal corrosion at 176.9 m, 291.6 m and 564 m, b) external corrosion at 655.8 m, c) collapse at 685.6 m, d) scaling from the wellhead to 378 m depth, and e) scaling in front of and within the gun-perforated zone. The well was 12 years old when it was inspected. Degradation of the cement where the 11 3/4-in. -diam. casing was damaged, and communication behind this casing was also detected. Under these circumstances several injections of cement slurry were made; hydraulic tests carried out later confirmed the relative success of the sealing operation.

The well was deepened by drilling a 6 3/4-in. -diam. hole to 1705 m depth. A complete set of wireline and thermal logs did not indicate satisfactory results. The well was plugged leaving only the original gun-perforated zone open. In addition, a 7 5/8-in. -diam. casing was installed and cemented to protect and cover the zones corroded in the 11 3/4-in. -diam. casing, to allow the exploitation, even though on a moderate scale, of this well.

The repair operations were satisfactory, even though the damage of the casing was severe, in spite of the casing quality used.

WELL M-3

This well was the first of a group of deep wells drilled in 1964. Originally it was planned as an exploration well, the reason why it reached a total depth of 2500 m. Almost along the entire borehole alluvial materials were found; at the bottom the well penetrated granitic basement. Contrary to the initial assumption that the highest temperature would be found at greater depth, the bottomhole temperature was low. Actually, the best temperatures

were found between 600 and 900 m depth. This zone was left open for production.

The casing program for this well included the installation of a 11 3/4-in.-diam., J-55 casing with buttress threads, to almost 1000 m. From this casing a 7 5/8-in.-diam. casing was hung to a depth of 1994.34 m. Below it, the hole was left open (Figure 3). After confirming that the high temperature was restricted to the upper 1000 m of the well it was decided to plug the bottom of the 11 3/4-in.-diam. casing, and to open the hottest zone using gun perforations. The well was left under observation. The wellhead pressure was about 500 psi, and the temperature about 220°C. The well was kept hot by letting it flow through different restricted diameters.

After 15 years of completing the well, it was decided to inspect it for its possible exploitation. In Figure 9 three diagrams are shown for this well: the original completion, the damages detected, and its final plugging.

The following serious well damages were detected: a) serious scaling was observed in the upper 500 m, and opposite the gun-perforated zone, b) casing collapse and fracture at 189 m; about 100 m below the shoe of the 20-in.-diam. casing, c) internal corrosion and loss of external metal at 104 m, d) external corrosion at 228 m, and e) dangerous concentration of hot water almost at ground level. The last problem was detected using temperature logs. At the beginning it was difficult to understand how it happened. Later it was explained by the degradation of the cement between the casing and the formation which allowed the seepage of geothermal fluids towards the surface. This eventually could have resulted in the loss of well control.

The inspection and repair operations became difficult and dangerous because of the occasional explosion and gushing of hot mud, in spite of the special protective equipment installed at the wellhead. Several injections of cement slurry were made, sometimes using packers. However, the curing of the cement was poor or did not occur at all. This reduced the effective control of the flow of fluids towards the surface.

It was decided to plug the well because of the extent of the damage in the 11 3/4-in.-diam. casing and in the cement, which would endanger the safety of the well when used for production or observation.

The remains of the casing installed opposite the gun-perforated zones were reamed out to allow, using a Baker packer, the injection of sufficiently large volumes of cement slurry into the production zone to ensure an effective seal. The top of the cement plug was left at 621 m depth, to allow the periodic inspection of the well to check

for possible seepage of geothermal fluids towards the surface, behind the casings. In that case the cement plug would have to be cleaned out and replaced by a new one.

Because of its age and the conditions in which it was found, this well clearly summarizes the internal and external damages of the casings, as well as the alteration or degradation of the type G or H cements (with silica flour, perlite or pozzolan). In all these cases the doubt immediately arises concerning the appropriate quality of these materials for use in this type of wells.

With respect to well M-46, it was estimated that its repair cost about 20% of its total construction cost.

Referring to this point, we find that well M-7 cost the most, however in this case we have to distinguish between repairing and deepening the well. Its cost is not representative.

If the most representative repair cost is given by well M-3, about 75% of the construction cost, we will have to consider the age of the well and the types of damage. This would explain the high cost. In short, this aspect could be debatable but depending on the economic conditions of its demand, the repair work could be justified if it ensures a safe and productive well.

TIME FACTOR

Table 8 summarizes what we call the time factor. With respect to failures which are detected after a certain number of years it can be said that these failures are in direct relation to the time elapsed between the completion and development of the well, and the detection of the damage. The mechanical problems caused by tensional-compressional stresses always are related to the heating, development and production of the well immediately after its completion. On the other hand, corrosion damage takes place over a number of years; apparently this damage progresses slower when the well is producing at full capacity. This is shown by wells M-5 and M-8 which are 15 years old and apparently present minimal damage. Therefore, this type of damage might appear and should be anticipated after a certain amount of time, to avoid greater damage and especially to carry out adequate and economic repairs.

GENERAL CONCLUSIONS

In Table 9 are shown the casing grades and qualities usually available in the market. They were designed for oil wells and apparently are not the most adequate to withstand geothermal fluids. The mixture of pozzolan cements with silica flour is not a useful solution as is shown by the examples discussed above. Wells construct-

ed with these materials could be unsafe and some control losses could result. To try to repair wells where the cement is seriously damaged is very dangerous.

The mixture of cement with the additives mentioned above is almost useless for pressure cementing because it does not cure. It is essential to use special control equipment to protect personnel and surface equipment. It is clear that in certain stages, depending on the energy capacity of the field, the repair work could be fully justified if its costs compares favorably with the cost of constructing a new well, and if it gives satisfactory and safe results.

Finally, it should be remembered that plugging a well in order to abandon it will be effective only if it is done at reservoir level. As shown by well M-3 plugging the casing alone does not guarantee the stopping of the flow towards the surface. It could create a problem which at first will not be detected if there is a plug preventing the inspection of the well using temperature logs. The idea is to plug the reservoir and at the same time leave open the well so that temperature logs can be run to study the conditions behind the casings.

RECOMMENDATIONS

We believe that one of the fundamental recommendations is to look for steel alloys which better withstand the corrosive effects of the geothermal fluids, and to test new mixtures or types of cements which do not degrade as fast as the ones presently being used.

Another possible alternative to protect casings against corrosion is to look into cathodic protection sys-

tems which are efficient and not very costly. We do not consider that this will be easy because of the conditions prevalent in the sedimentary formations of the Mexicali Valley and their saturation with saline waters.

If positive results are obtained in the development of new steel alloys and cement types it certainly will reduce the cost of geothermal energy and make it more attractive.

FIGURE AND TABLE CAPTIONS

- Figure 1. Electrochemical corrosion between two formations and the casing wall.
- Figure 2. Location of the studied wells.
- Figure 3. Casing profiles.
- Figure 4. Symbols used for the different casing and cement problems.
- Figure 5. Well M-45. Comparison of casing profiles and detected damages.
- Figure 6. Well M-53. Comparison of casing profiles and detected damages.
- Figure 7. Well M-46. Comparison of casing profiles and detected damages.
- Figure 8. Well M-7. Comparison of casing profiles and detected damages.
- Figure 9. Well M-3. Comparison of casing profiles and detected damages.
- Table 1. Causes of corrosion in oil wells.
- Table 2. Causes of tensional-compressional casing failures.
- Table 3. Average values for completed wells.
- Table 4. Factors producing casing collapse or fracture.
- Table 5. Specifications of installed casings.
- Table 6. Well M-45, 7 5/8-in.-diam. casing - Results of inspections.
- Table 7. Data on repaired wells.
- Table 8. Time factor.
- Table 9. General conclusions.