

33
2ej



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO**

FACULTAD DE INGENIERIA

**CARACTERIZACION DE ZONAS
PERMEABLES EN POZOS GEOTERMICOS**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

LUIS ENRIQUE VALDES GIJON

DIRECTOR: DR. EDUARDO GONZALEZ PARTIDA.



MEXICO, D. F.

1996.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-1-019

SR. LUIS ENRIQUE VALDES GIJON
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Dr. Eduardo González Partida y que aprobó esta Dirección, para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

CARACTERIZACION DE ZONAS PERMEABLES EN POZOS GEOTERMICOS

- I INTRODUCCION
- II ANTECEDENTES
- III PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA
- IV DESARROLLO DE LA METODOLOGIA
- V APLICACIONES A CASOS DE CAMPO
- VI ANALISIS DE RESULTADOS
- CONCLUSIONES
- REFERENCIAS

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, a 15 de abril de 1998
EL DIRECTOR


ING. JOSÉ MANUEL COVARRUBIAS SOLÍS

JMCS*RLLR*919

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

TESIS:

CARACTERIZACION DE ZONAS PERMEABLES EN POZOS GEOTERMICOS

REALIZADA POR:

LUIS ENRIQUE VALDES GIJON

No. DE CUENTA:

8531116-7

JURADO DE EXAMEN PROFESIONAL:

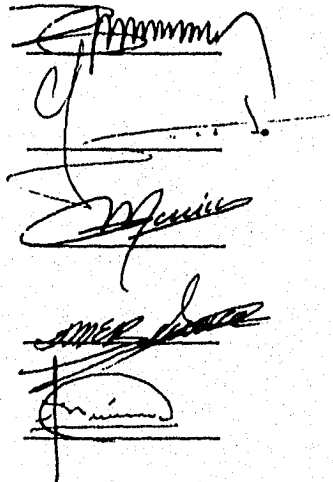
PRESIDENTE: ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS

VOCAL: DR. EDUARDO GONZALEZ PARTIDA

SECRETARIO: ING. SALVADOR MACIAS HERRERA

1er SUPLENTE: ING. MARIO BECERRA ZEPEDA

2do. SUPLENTE: ING. NESTOR MARTINEZ ROMERO

The image shows five handwritten signatures, each written over a horizontal line. The signatures are: 1. A signature that appears to be 'M. Villamar' for the President. 2. A signature that appears to be 'E. Gonzalez' for the Vocal. 3. A signature that appears to be 'S. Macias' for the Secretary. 4. A signature that appears to be 'M. Becerra' for the 1st Suplente. 5. A signature that appears to be 'N. Martinez' for the 2nd Suplente.

Cd. Universitaria a 24 de septiembre de 1996.

AGRADECIMIENTOS.

A MIS PADRES.

Por haberme dado la vida y por su apoyo.

A MI TIA CONSUELO.

Por darme todo en esta vida sin pedir nada a cambio; por su apoyo y comprensión, ya que sin ti no hubiera logrado lo que hasta ahora he podido realizar. MUCHAS GRACIAS.

A TODAS MIS TIAS Y TIOS.

Los que nunca me negaron su apoyo cuando se los solicitaba y con los que siempre podía contar.

AL DR. EDUARDO GONZALEZ P. Y AL ING. ALFONSO ARAGON A.

Por las facilidades y el profesionalismo recibido en la dirección del presente trabajo.

A MIS ABUELOS.

Por recibir todo su apoyo en el momento en que más lo necesitaba; por su comprensión y cariño. gracias.

A MIS HERMANOS:

Los cuales de alguna manera contribuyeron en mi forma de ser y de pensar.

A MARI:

Ya que contigo he compartido estos últimos años de mi vida, recibiendo tu apoyo y aliento para terminar los estudios.

A MIS COMPAÑEROS EN C.F.E.

Por la ayuda recibida.

CONTENIDO

CAPITULO I	INTRODUCCION	1
	Velocidades de perforación	3
	Análisis de los minerales de alteración en las muestras de recortes	3
	Análisis químico de los lodos de perforación	4
	Análisis de los perfiles de presión y temperatura	4
CAPITULO II	ANTECEDENTES	5
	Mediciones durante la perforación	6
	Mediciones de temperatura	6
	Mediciones de presión	7
	La terminación del pozo	8
	Pruebas de aceptación	9
	Pruebas de permeabilidad en forma elemental	15
	Inyectividad	15
	Permeabilidad - Espesor	17
	Calentamiento	18
	Presiones durante el calentamiento	19
	Temperaturas durante el calentamiento	20
	Campos explotados	22
	Flujos internos	23
	Corriente descendente en el pozo	26
	Corriente ascendente en el pozo	27
	Correlación del pozo y las presiones del yacimiento	30
	Celdas de convección	33
	Identificación de zonas permeables	33
	Presión transitoria	34
	Pruebas de inyección	36
	Pruebas de producción	37

CAPITULO III	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	39
	Pérdidas de circulación durante la perforación	39
	- Zonas permeables indeseables	40
	- Zonas permeables útiles para producción	40
	- Zonas permeables útiles para reinyección	40
	Análisis de los minerales de alteración hidrotermal	41
	Dimensión del yacimiento	41
	Estructura de las rocas que contiene el yacimiento	42
	Condiciones físicas y químicas	42
	Tipos de alteración	42
	Análisis de los perfiles de presión y temperatura	43
	Análisis químico de los fluidos de la formación	43
	Muestreo de gases y presentación de datos	47
	Gradientes de presión	48
	Indices de recuperación térmica	48
	Pruebas de aceptación	49
	Pruebas de presión	49
	Pruebas de presión durante la perforación	50
	Pruebas de presión en pozos de producción	50
	Pruebas de presión en pozos de inyección	51
CAPITULO IV	DESARROLLO DE LA METODOLOGIA	52
	Indice de recuperación térmica	52
	Gradiente de presión	53
	Gradiente de temperatura	54
	Pruebas de presión para la determinación de las características del yacimiento	55
	Transmisibilidad	55
	Coefficiente de almacenamiento	56
	Factor de daño	57

CAPITULO V	APLICACIONES A CASOS DE CAMPO	59
	Análisis de los registros de temperatura (pozo AZ-61)	59
	Análisis de los registros de presión	62
	Análisis de los registros simultáneos de presión y temperatura	66
	Análisis geológicos	67
	Análisis de datos de perforación	68
	Análisis de datos geoquímicos	70
	Análisis de los minerales de alteración	71
	Análisis de los registros de presión y temperatura (pozo AZ-62)	73
	Análisis geológico	76
	Análisis de datos de perforación	77
	Análisis de pérdidas de circulación	78
	Análisis geoquímico	78
	Análisis de los minerales de alteración hidrotermal	80
	Conclusión de los análisis	81
	Gráficas utilizadas por la metodología	82
CAPITULO VI	ANALISIS DE RESULTADOS Y CONCLUSIONES	117
	Conclusiones	117
	Referencias	120

INTRODUCCION.

La determinación de zonas permeables, es de gran importancia desde el punto de vista geotérmico, debido a que para definir la terminación de un pozo, es necesario evaluarlas en función de la capacidad de producción o por la aceptación de fluido para reinyección de agua geotérmica. Su utilidad radica principalmente en conocer la capacidad óptima de generación de vapor de dicha zona, explotable en forma comercial o en su defecto, por la aceptación de fluidos hacia la formación para recarga del yacimiento, o bien, como zona de aceptación de los fluidos condensados geotérmicos .

La principal manera de determinar las zonas permeables en un inicio es mediante la perforación de un pozo, el cual es el primer paso para conocer en forma real las condiciones bajo las cuales se rige un yacimiento. Las zonas permeables, en primer instancia, se pueden determinar mediante la pérdida del fluido de control durante la etapa de perforación; para esto, la pérdida de circulación se define como la pérdida total o parcial del fluido de control (lodo de perforación) hacia una formación permeable. Este problema es muy común en la perforación de pozos y se manifiesta cuando por el espacio anular no retorna parte o todo el lodo de perforación bombeado a través de la tubería de perforación; una manera de percatarse de que tal acontecimiento está sucediendo, es mediante la observación del nivel de las presas de lodo, siendo ésta, una manera física; otra manera de comprobarlo es en forma electrónica mediante una boya flotante, la cual genera una señal en una consola y nos determina el nivel en el que se encuentra en ese momento, siendo así que se obtiene cuantitativamente el volumen real de pérdida.

Para que las pérdidas de circulación se presenten, es condición necesaria la existencia de una zona permeable, ambos conceptos no pueden desligarse uno del otro, debido a que las pérdidas de circulación se encuentran de manera directa ligadas a zonas permeables, es decir, para que exista la transmisión de fluidos ya sea del pozo a la formación o viceversa, se necesita invariablemente la comunicación efectiva entre los poros de la roca (permeabilidad), aunado a la existencia de una presión diferencial a favor del pozo como en el caso de las pérdidas de circulación, o en contra (aporte de fluidos de la formación hacia el pozo). Visto de la misma manera, para el primer caso, en donde la presión hidrostática sea mayor que la presión de formación para producir el flujo hacia la formación, o en el caso contrario, el flujo de la formación hacia el pozo, cuando ésta es menor; bajo ciertas condiciones en pozos geotérmicos, las pérdidas de circulación se presentan de manera constante durante la perforación.

Introducción.

Cabe mencionar que las pérdidas de circulación, se pueden presentar no sólo de manera natural, en donde se involucra la geología regional, condiciones de depósito, la hidrotermalización sufrida por la roca, etc., sino también pueden ser inducidas, como son los fracturamientos por exceso en la presión de bombeo, por el incremento en la presión hidrostática; ésta es mucho mayor que la presión de formación, y llega a superar la presión de fractura de la misma a la profundidad a la cual se esté perforando.

Para evitar inducir una pérdida de circulación (cuando así convenga en caso de zonas someras en donde pueden existir acuíferos o mantos freáticos, los cuales son un obstáculo para continuar la perforación hacia la zona de interés.) por fracturamiento de la formación, se debe emplear el lodo de perforación con la densidad mínima requerida para controlar el flujo de fluidos de la formación hacia el pozo. Además de vigilar constantemente las propiedades del lodo de perforación; evitar introducir la tubería en forma rápida para prevenir el efecto de pistoneo sobre las paredes del pozo y aprovechar la información de las zonas permeables de pozos vecinos los cuales hayan tenido pérdidas de circulación.

Las zonas permeables se pueden clasificar de acuerdo a la cantidad de lodo que se pierde a través de ellas en:

- Zonas de baja permeabilidad, en donde sólo tenemos pérdidas parciales de circulación.

- Zonas con alta permeabilidad, en donde se tiene una pérdida total del fluido de perforación.

De acuerdo a la profundidad a la que se localicen estas zonas, es la importancia que se les pueden atribuir como más adelante lo mencionaremos.

Es importante analizarlas por los problemas que causan, pero también la importancia que reviste localizarlas, dado que son la finalidad del proceso de búsqueda por donde van a fluir el vapor y líquido, para la generación de energía eléctrica.

Las herramientas que son de utilidad para conocer la posibilidad de una zona permeable son:

- Las velocidades de perforación del pozo.

Por lo general, si se mantienen constantes las condiciones de presión de bombeo, velocidad de rotación, peso sobre barrena, gasto de bombeo, etc., y se empieza a realizar un menor tiempo por metro perforado, existe la posibilidad de encontrar alteraciones en la formación atravesada, siendo así un indicio de la existencia de cierta permeabilidad asociada a este tipo de roca.

Las causas del incremento en la velocidad de perforación son:

- La existencia de alteraciones hidrotermales en las rocas que se están atravesando, haciéndose menos resistentes a la disgregación.

- Los cambios litológicos importantes en donde se encuentran cuerpos de rocas desde no consolidadas hasta altamente fracturadas.

- Con la ayuda de las condiciones hidráulicas, como son el impacto del chorro del fluido de perforación sobre la formación, (en este caso por la ayuda del fluido aireado utilizado para perforar los pozos examinados, en la zona de interés para evitar contaminar la zona permeable con el fluido normal de perforación.), el cual además de mantener el fondo del pozo limpio, ayuda a evitar el derrumbe de éste, y por consiguiente el no continuar triturando los mismos recortes haciendo disminuir el avance efectivo.

Por otra parte, la velocidad de perforación disminuye por la existencia de rocas compactas compuestas con cuarzo y/o en algunas ocasiones con granito lo cual las hace difícil de cortar.

- Análisis de los minerales de alteración en las muestras de recortes.

Al recuperar las muestras en superficie y mediante su análisis, se puede determinar si el material que se está obteniendo se encuentra alterado, ya sea por las condiciones geológicas de depósito propias del lugar, y/o el hidrotermalismo que se encuentra asociado a los lugares de explotación geotérmica, creando materiales de una menor resistencia, aumentando por consiguiente la permeabilidad en la zona.

- Análisis químicos de los lodos de perforación.

Mediante el análisis químico de los lodos podemos obtener la cuantificación de gases totales como son el H₂S, CO₂, etc. los cuales son un indicio de zonas permeables

Introducción.

como es el caso del H_2S para zonas de alta temperatura; si dichos elementos son encontrados en cantidades considerables y con un marcado incremento con respecto a los demás intervalos perforados.

- Análisis de los perfiles de presión y temperatura.

Por lo que respecta a los perfiles de presión y temperatura, éstos son de gran ayuda, debido a la gran cantidad de datos obtenidos de su lectura, como son grado de saturación de los líquidos dentro del pozo, índices de calentamiento del pozo, etc., los cuales ayudan a determinar o definir los intervalos permeables.

Aún cuando la aplicación de este concepto a casos prácticos de campo es útil, no existe una metodología básica escrita.

El objetivo del presente trabajo es plantear una formulación con la cual analizar las zonas permeables. En la República Mexicana, existen campos geotérmicos en diferentes zonas, Cerro Prieto, Los azufres, Los humeros, Los Negritos, etc., en donde naturalmente las zonas permeables juegan un papel predominante. Una de las zonas representativas de la geotermia en México (heterogénea y de alto fracturamiento) ocupa nuestra atención, siendo éste el Campo Geotérmico de Los Azufres, Michoacán.

ANTECEDENTES.

El campo de Los azufres, Michoacán, produce vapor en forma comercialmente explotable de un sistema de rocas fracturadas con baja permeabilidad intrínseca, debido a que está conformada por rocas ígneas. Sus pozos geotérmicos muestran una variedad de efectos de flujo interno, causados por el movimiento de agua, vapor o ambos entre distintas zonas permeables. Estos efectos de flujo interno se describen y se muestra como pueden ser reconocidos dentro de los perfiles de presión y temperatura tomados en varios pozos de algunas partes del mundo para su comparación con lo observado en este campo.

Se realiza una breve descripción de ciertos parámetros involucrados con el presente trabajo.

Las propiedades de los fluidos de gran interés son:

- 1) Las condiciones del fluido (presión, temperatura, entalpía, etc.).
- 2) Las condiciones del yacimiento (líquido dominante, vapor dominante).
- 3) La química del fluido (gases principalmente, salinidad, etc.).
- 4) El contenido de gases no condensables.

Las características asociadas al pozo incluyen:

- 5) La localización de las zonas permeables en el pozo (objetivo del presente trabajo).
- 6) Los cambios en la permeabilidad alrededor del pozo (factor de daño).
- 7) Las condiciones físicas de las tuberías de revestimiento, liner o agujero descubierto.

Como característica principal:

- 8) La permeabilidad del yacimiento.

Los datos obtenidos en el agujero reflejan las propiedades del yacimiento sólo en forma indirecta, inclusive un concepto tan simple como la propiedad física del yacimiento; la temperatura, puede ser obtenida con dificultad de las mediciones realizadas en el pozo. En general el pozo no se encuentra en equilibrio con el yacimiento que penetra, o sólo puede estar en equilibrio en algunos puntos. Para obtener los parámetros correctos del yacimiento se requiere una interpretación cuidadosa.

MEDICIONES DURANTE LA PERFORACION.

Tan pronto como se abre un camino o perforación a través del yacimiento, el flujo y la convección que ocurre tienden a distorsionar tanto la presión como la temperatura local. Así la presión y la temperatura medidas en un pozo terminado pueden no coincidir con aquellas que hubieran existido en la misma profundidad si el pozo no se estuviera en ese lugar. La mejor oportunidad (y posiblemente la única) para observar un perfil verdadero de la presión y temperatura del fluido del yacimiento puede ser mientras se está perforando el pozo.

MEDICIONES DE TEMPERATURA.

La temperatura puede medirse durante la perforación y cualquier suspensión en la misma, permite observar la recuperación térmica. Es posible estimar la temperatura final la cual pudiera obtenerse considerando la falta de circulación del fluido dentro del pozo durante este período y además, la zona de recuperación observada no se encuentre en una región de pérdida de circulación. La técnica es análoga a la recuperación de la presión.

Un ejemplo clásico del uso de la medición de la temperatura en pozos que se están perforando es el obtenido en los pozos exploratorios en el Parque Nacional de Yellowstone. Su perforación no se realizó por tiempos continuos, sino descansando por las noches y tomado un día libre. Usualmente sólo se tomaron las temperaturas del fondo del pozo, siendo la circulación restringida en ese momento. Como un ejemplo de los resultados, los datos de temperatura para el pozo Y-4 en Yellowstone, se muestran en la figura (2.1a), se debe notar la marcada diferencia que existe entre las temperaturas estacionarias en el fondo del pozo de aquellas medidas en agujero descubierto 10 meses y medio después de la terminación del mismo. Se concluye entonces que utilizando ciclos de 8 horas de perforación y 16 horas de recuperación, se obtienen mediciones de temperatura de alrededor de 2 °C de diferencia con respecto a la temperatura original del yacimiento.

Actualmente en México no es posible utilizar tal horario de perforación, debido al alto costo que representa pagar la cuota horaria del equipo de perforación operando, o en espera al tener a la contratista suspendida temporalmente para obtener los registros de presión y temperatura. La geotermia en México, realiza todas sus perforaciones mediante empresas contratistas dedicadas a esa actividad, las cuales perforan continuamente las 24 horas del día cobrando por hora la utilización de su equipo.

En la actualidad es una práctica normal en algunos campos estimar la recuperación térmica final, observando el comportamiento de la presión transitoria usando la gráfica de Horner, aunque esto ya no sea parte de este trabajo, es bueno mencionarlo.

MEDICIONES DE PRESION.

El perfil de presión del fluido dentro de la roca de la superficie hacia el fondo es usualmente no hidrostática. En regiones de líquido dominante (como es la región de Los Azufres, Mich., lugar en donde se está realizando el estudio), el gradiente vertical puede exceder el hidrostático o pueden existir acuíferos asociados o regiones de vapor dominante. Los pozos que responden a la presión a diferentes profundidades reflejaran tales desviaciones de un perfil de presión completamente estático.

Algunas estimaciones de la presión del yacimiento con los perfiles de presión, pueden ser obtenidos de una interpretación cuidadosa de mediciones en los pozos que estén abiertos a un gran espesor dentro del yacimiento. Los mismos datos son más fácilmente obtenidos con mediciones de presión estacionarias. Por ejemplo una zona de vapor dominante con una zona de líquido dominante arriba y abajo es fácilmente detectada comparando las presiones en el pozo que encuentren zonas permeables arriba de la zona de vapor con los mismos datos que se encontraron debajo.

Los datos de presión en el fondo del pozo, en uno parcialmente perforado, es sujeto a tener el mismo problema que si estuviera terminado; los datos pueden estar relacionados a la profundidad de la zona permeable principal. Asumiendo que el lodo bentonítico es el fluido de perforación (debido a la utilización de fluido aireado para la perforación en la etapa final de los pozos en estudio), y considerando que el yacimiento no estaba bajopresionado, la presión en la primera pérdida localizada puede ser determinada con el peso requerido del lodo para prevenir un brote. Esta información está normalmente contenida en el registro de perforación.

La figura (2.1b) muestra las mediciones de presión en estaciones obtenidas durante la perforación del pozo OW-1 en Olkaria, Kenya. La presencia de distintos acuíferos en el sistema se muestra claramente en la gráfica.

Antecedentes.

LA TERMINACION DEL POZO.

La perforación normalmente se realiza con agua, lodo o fluido aerado. Al final de la perforación, el pozo se encuentra "frío" y contiene una columna de agua con un nivel de agua real o virtual dentro del mismo. Dejándolo sin ninguna intervención, el pozo comenzará su calentamiento y el fluido en el, se ajustará a la presión a algún estado estabilizado, probablemente se encuentre una diferencia significativa con respecto a la que existió en el yacimiento antes de la perforación.

Debido a que las profundidades de producción no pueden ser anticipadas antes de cementar la tubería de revestimiento, y por el costo de "correrla" a mayor profundidad, un pozo normalmente se termina con un espesor considerable de agujero descubierto entre 500 y 1000 m, algunas veces más. Este gran intervalo de agujero descubierto significa que los fluidos contenidos en el pozo no pueden estar en equilibrio con aquellos encontrados en el yacimiento. El pozo debe de actuar como un corto circuito en el sistema de flujo, por lo cual se distorsionarán los perfiles de presión y temperatura locales.

En un pozo que contenga una columna de agua, el gradiente de presión es necesariamente hidrostático. Es imposible para la columna de agua en el pozo alcanzar ambos equilibrios en la presión y la temperatura con el yacimiento circundante sobre el intervalo abierto completamente. Si el pozo se calienta cercanamente a la temperatura del yacimiento, la densidad del agua en el pozo será insuficiente para reproducir el perfil de presiones del yacimiento. El inevitable desequilibrio permanente entre el pozo y el yacimiento, induce y mantiene alguna circulación del fluido en el pozo en cierta parte o sobre todo el intervalo abierto. Este flujo en turno distorsiona el perfil de temperatura del pozo. De aquí la presión y temperatura "estable" final se puede encontrar lejos de las condiciones reales.

En la mayoría de los pozos geotérmicos, se coloca un "liner" ranurado al finalizar la perforación, para prevenir el derrumbe de alguna formación delesnable dentro del pozo durante la producción. Este liner debe estar completamente ranurado o alternar con tubería ciega y ranurada. Esta última combinación no es recomendable debido a la formación de celdas de circulación local (su mecanismo se mencionará posteriormente), las cuales se pueden estabilizar en la región de tubería ciega dentro del pozo. En rocas duras no es necesario la colocación del liner. Para minimizar la posibilidad de un colapso del pozo debido a cambios repentinos en la distribución de la presión en la formación que rodea al pozo, se deben de tener ciertos cuidados para asegurar que los gastos de salida de tales pozos no cambien repentinamente por largos periodos de tiempo.

Caracterización de zonas permeables en pozos geotérmicos.

Las mediciones del fondo del pozo tienden a ser restringidas exclusivamente por los registros de presión y temperatura, debido a la indisponibilidad de las técnicas de medición por su costo y forma de operación.

Para identificar las zonas potencialmente permeables para producción, se realiza una prueba de terminación del pozo obteniendo y estimando la permeabilidad efectiva total del mismo. En algunos casos es posible localizar esta permeabilidad entre múltiples zonas de alimentación. En yacimientos de líquido dominante, dicha prueba se realiza mediante la inyección de agua fría. Cuando el pozo encuentra sólo una zona de alimentación, la localización de ésta y su permeabilidad son inequívocos. Sin embargo, la mayoría de los pozos encuentran áreas de permeabilidad secundaria. Cuando encontramos zonas múltiples de alimentación aún con permeabilidades de tan sólo una fracción de la zona permeable principal, se complica grandemente la interpretación de las mediciones, principalmente debido al flujo en el pozo el cual está asociado con cambios en la densidad del fluido.

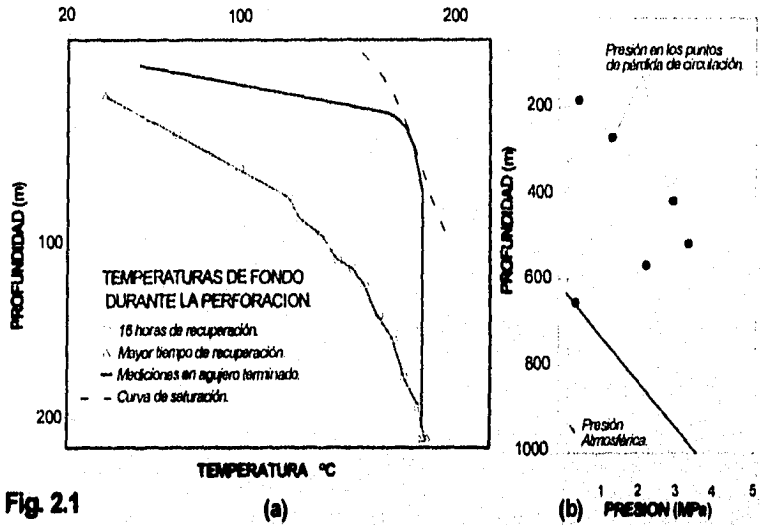
Cualquier programa de estas pruebas está diseñado para recolectar la mayor cantidad de datos posible en el tiempo disponible. Esto significa que se deben tener cambios mínimos tanto como sea posible en el gasto de inyección de agua fría, para minimizar cualquier movimiento en el frente de temperatura en el pozo.

Se registran dos mediciones básicas durante el bombeo:

1. *Pérdida de agua.* Los puntos en los cuales el fluido se pierde o se recupera por el pozo, son determinados por los perfiles de temperatura o flujo obtenidos durante la inyección en condiciones de gasto constante.
2. *La permeabilidad.* Esta se obtiene mediante el análisis de la presión después de un cambio en el gasto de flujo. El cambio estable en la presión después de cada cambio en el gasto nos da la inyectividad, siendo la forma más simple de obtener la permeabilidad total del pozo.

PRUEBAS DE ACEPTACION.

En una prueba de aceptación exitosa, el perfil de temperatura obtenido durante la inyección, nos localiza los horizontes permeables. En muchas situaciones es posible inclusive localizar la zona de aceptación de agua entre diferentes niveles (zonas de pérdida, zonas de alimentación).



(a) Temperaturas medidas durante la perforación y terminación del pozo Y-4 en el Parque Nacional de Yellowstone. (White y colaboradores., 1975) (b) presiones medidas durante la perforación y terminación del pozo OW-1 Oikaria, Kenia (Dench, 1980).

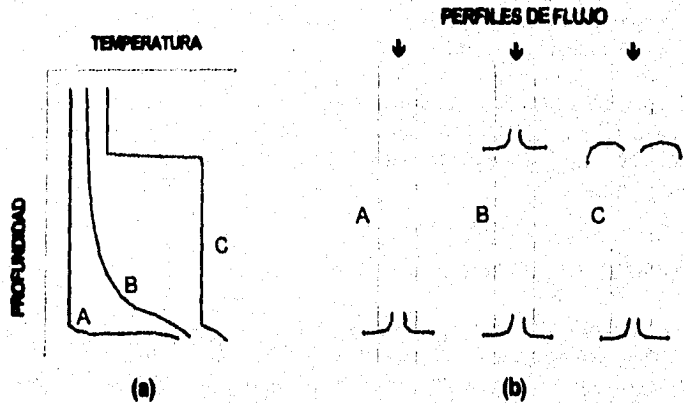


Fig. 2.2 (a) Temperaturas de fondo y (b) perfiles de flujo durante la inyección de agua fría.

Se pueden observar 3 tipos de perfiles de temperatura en dichas pruebas. Estas se muestran en la figura (2.2) con su correspondiente perfil de flujo, la forma más simple es el perfil A, en el cual un incremento gradual en la temperatura se observa a medida que el agua desciende a través de la sección superior del pozo. Este calentamiento es causado por la conducción interna de calor de la formación existente alrededor del pozo. Abajo de esta región de lento calentamiento, se alcanza una profundidad a la cual la temperatura se incrementa considerablemente. Esto sólo puede indicar que el agua fría, no está llegando a una sección abajo de este nivel, es decir; el agua debe estar entrando a la formación a dicha profundidad. Aunque esto no garantiza que no existan zonas permeables a niveles superiores o que no existan pérdidas parciales de fluido, esta prueba identifica la zona de pérdida más profunda.

El perfil B ocurre cuando existe una pérdida parcial de agua en una zona superior. Tan pronto como comienza a salir fluido hacia la formación en esta zona, el flujo de agua que desciende decrece rápidamente en esta profundidad y debajo, el pequeño flujo que continúa descendiendo muestra que el flujo conductivo de calor dentro del pozo causa un rápido incremento en la temperatura. El rompimiento en el gradiente corresponde a un decremento en la cantidad de flujo que desciende por el pozo.

El perfil C muestra las temperaturas en donde el flujo de agua hacia el pozo se encuentra en la zona superior, el cambio en el perfil de temperatura indica un flujo hacia el pozo; sin embargo este punto puede no ser identificado a menos que las mediciones sean lo suficientemente cercanas en sus intervalos medidos (ver Fig 2.11b).

La figura (2.3a) muestra un ejemplo del primer tipo de perfil de inyección en un pozo del campo East Mesa, en los Estados Unidos, y la figura (2.3b) muestra una variante del perfil B en la figura (2.2a). Existe un rompimiento en el gradiente cercano a los 900 m, indicando alguna pérdida de agua en esa zona, e inclusive una zona pobremente definida de pérdida un poco más abajo. Este tipo de gráficas no definidas son características de pozos con una permeabilidad pobre la cual falla en intersectar cualquier canal de flujo de alta permeabilidad.

El ejemplo final es el más complejo y el más interesante. Este es un pozo con múltiples zonas de pérdida, con un flujo potencial de la formación hacia el pozo en algunos niveles, y lo contrario para otros niveles. La prueba en el pozo KA17 ilustra esta situación más claramente. Los perfiles obtenidos a las 4 hrs. se muestran en la figura (2.4). En tres de estos (T-2, T-13, T-17) el pozo se encontraba perforado alrededor de los 1000 m de profundidad. El cuarto (T-18) fue corrido después de que el pozo se encontraba a 1400 m, y cementado en la zona de alimentación de los 650 m.

Antecedentes.

Para analizar esta situación, primero observamos el pozo típico y los perfiles de presión del yacimiento mostrados en la figura (2.5). Aquí nosotros asumimos dos zonas de alta permeabilidad en el yacimiento a las profundidades A y B marcadas. En un yacimiento de líquido dominante, el gradiente de presión es cercano al hidrostático de agua caliente; en el pozo las presiones son hidrostáticas para las condiciones de agua que existan en el pozo. Inmediatamente después de la perforación, durante la inyección y durante el calentamiento, estos pozos de agua estarán fríos. Las curvas de presión serán entonces parecidas a las que se ilustran.

Con el pozo frío, en el caso de que no exista inyección, las dos curvas se deben de cruzar en algún lado entre la zonas de alta permeabilidad. En el nivel superior (A) la diferencia de presiones yacimiento-pozo ($P_{11} - P_{1wf}$) será tan parecido a mover una cantidad de fluido W_1 hacia el pozo; la diferencia de presión en el nivel más bajo, ahora negativa, moverá la misma cantidad hacia afuera. Estas diferencias de presión son bastante pequeñas, y así este fenómeno sólo es probable que ocurra en pozos de muy buena permeabilidad.

Si ahora inyectamos fluido en el pozo de la figura (2.5) (o incrementamos el gasto de inyección), las presiones en ambas zonas permeables (A y B) se incrementarán. El punto de cruce de las curvas de presión ascenderá, la diferencia de presión superior ($P_{11} - P_{1wf}$) decrecerá, y la diferencia de presión más baja ($P_{21} - P_{2wf}$) se incrementará. El flujo de entrada W_1 decrecerá y el flujo de salida, ahora ($W + W_2$) se incrementa. Con la inyección suficiente el flujo de entrada superior puede entonces ser dominado o inclusive volverse un flujo de salida.

Para este análisis es el efecto de estos flujos sobre los perfiles de temperatura los que son importantes. Para la inyección de agua fría, a gastos que exceden los 10 (kg/s), los efectos conductivos son relativamente pequeños. Sin embargo nosotros podríamos esperar una columna de líquido frío (virtualmente isotérmico) que se extienda hasta la zona superior (flujo de entrada). En este punto una masa W_0 (kg/s) de esta agua se puede mezclar con una masa W_1 (kg/s) de fluido caliente de la formación. Una vez más, otra nueva condición virtualmente isotérmica será establecida para la siguiente sección de columna de fluido y tendrá que satisfacer el balance de calor:

$$(W_1 + W_0)H_{\text{pozo}} = W_1 H_{\text{res}} + W H_{\text{pozo}}$$

donde H_{res} es la entalpia del fluido del yacimiento en la zona de entrada, y H_{pozo} y H_{pozo} son las entalpias del fluido en el pozo arriba y abajo de la zona de mezcla. Esta condición se podrá aplicar en la siguiente zona de entrada o de salida de flujo.

En la salida de flujo más baja el agua descendente se perderá hacia afuera del pozo. La conducción hacia afuera del pozo será entonces guiada directamente hacia una zona de agua virtualmente estacionada en el pozo abajo de este nivel. Como en el caso de una zona altamente permeable, nosotros esperaríamos un incremento notable de temperatura en este nivel.

Observando ahora las mediciones realizadas en el pozo KA17 (figura 2.4). Los perfiles escalonados de las pruebas T-2, T-17 y T-18 son distintivas. Cada una de ellas indican permeabilidad en dos niveles: 650 m y 950 m en este caso el T-2 y T-17, 950 m y 1390 m en T-18. En cada caso existe un flujo hacia el interior del pozo en el nivel superior y hacia afuera en el nivel inferior.

Al realizar una comparación de las mediciones en particular en este pozo se tienen las siguientes observaciones:

1. En los registros T-13 y T-17 tenemos una prueba de pérdida de agua con cambios en el gasto de inyección. En este caso observamos que a un gasto más alto (corrida T-13) la temperatura que formó un escalón en la zona permeable superior ha desaparecido y sólo existe un cambio en el gradiente. Esto indica que a más altos gastos de inyección, la presión es suficiente a los 650 m para detener el flujo de entrada al pozo superior. El gradiente cambia, incrementándose, lo que sugiere una reducción del flujo pozo abajo y por ello un flujo de salida al nivel de 650 m de profundidad.
2. La comparación del registro T-13 con un registro reciente (T-2) ambos con el mismo gasto de inyección de 23 (l/s) muestra que en 1967 el flujo hacia el pozo era el mismo con ese gasto. La diferencia entre estas corridas recae en la presión del yacimiento. En 1967 no existía un decremento local. El registro de 1979 fue obtenido después de un largo período de producción.
3. Los registros T-17 y T-18 ilustran los datos obtenidos antes y después de que el pozo fuera profundizado, observando de que la profundización resultó en el aprovechamiento de una zona permeable más profunda. El reajuste en la presión ha significado que esta zona baja es ahora la zona de mayor flujo de salida, y la zona de los 950 m se ha convertido en una zona de entrada de flujo en esta prueba.

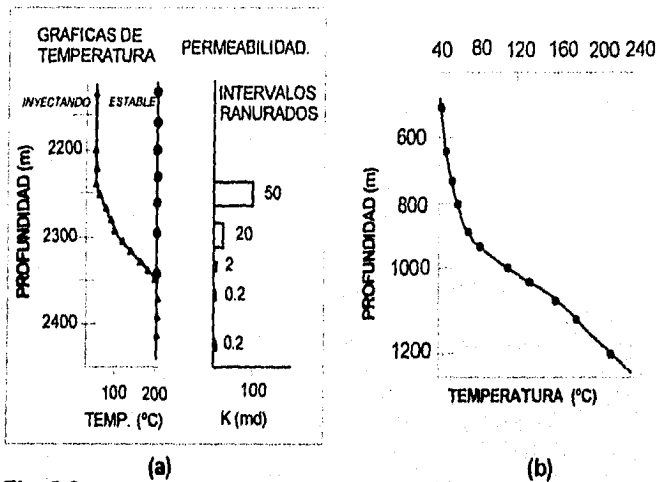


Fig. 2.3

(a) perfiles de inyección en un pozo en East Mesa.
 (b) perfil de inyección en el pozo BR14, Broadlands.

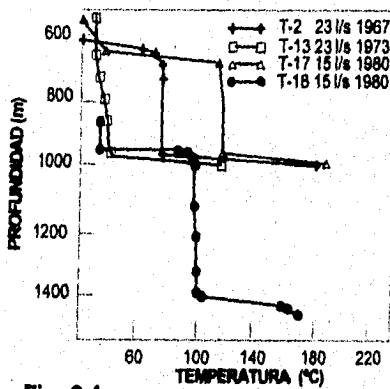


Fig. 2.4

Perfiles de inyección del pozo KA17.
 Kawerau, Nueva Zelanda.

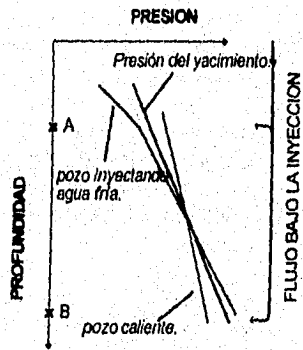


Fig. 2.5

Perfiles de presión típicos durante la inyección.

PRUEBA DE PERMEABILIDAD EN FORMA ELEMENTAL.

Se pueden monitorear los efectos cambiantes en el gasto de inyección de dos formas. Podemos monitorear los efectos transitorios a manera de una prueba de inyección en un sistema de agua subterránea y así obtener un "espesor de permeabilidad" (transmisividad), o podemos observar una relación de presión-flujo estable y obtener la inyectividad.

En cualquier caso nosotros debemos de medir la presión en una zona representativa dentro del pozo. El punto más apropiado es la zona permeable más grande. Para el tiempo de realización de esta prueba tal profundidad puede no ser conocida. Usualmente al menos una zona permeable potencial es identificada durante la perforación mediante las pérdidas de circulación o de la petrología de las rocas y recortes (su análisis será llevado a cabo en el presente trabajo).

Si el medidor de presión se coloca a una profundidad errónea, y particularmente si está colocada muy arriba, usualmente se obtienen resultados erróneos. Esto puede ser identificado por la naturaleza oscilatoria e irregular de la marca en la placa del registrador kuster de presión. Esto es debido al movimiento de los fluidos de densidad variable dentro del pozo, el cual causa una diferencia de presión entre niveles que varían con el tiempo.

Como se indicó anteriormente, no todas las pruebas son exitosas o de fácil interpretación. La figura (2.6) muestra una gráfica producida durante una corrida exitosa. La figura (2.7) muestra otras dos, ambas obtenidas durante una corrida no tan exitosa.

INYECTIVIDAD.

La inyectividad es la pendiente de la gráfica presión estable contra flujo (gasto de inyección).

Una curva típica para un pozo con baja permeabilidad (KA23) se ilustra en la figura (2.8). Las presiones son medidas en una zona cercana al punto de mayor permeabilidad. Aquí la inyectividad es de 14 kg/MPa-s., con una temperatura de producción esperada de 270 °C (presión de saturación de 5.5 MPa.), esta inyectividad implica que el pozo puede descargar con alrededor de 20 (kg/s). La descarga actual fue cíclica, variando entre 10 y 25 (kg/s).

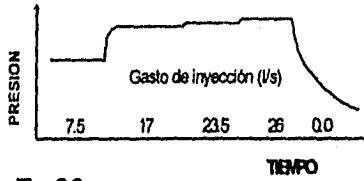


Fig. 26

Prueba de presión transitoria satisfactoria obtenida con cambio de gastos durante la inyección de agua fría.

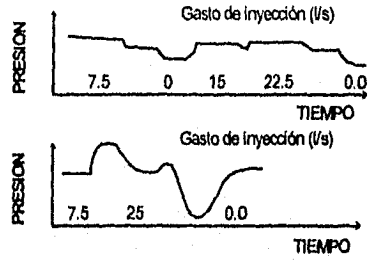


Fig. 27

Pruebas de presión transitorias no satisfactorias obtenidas con cambio de gastos durante la inyección de agua fría.

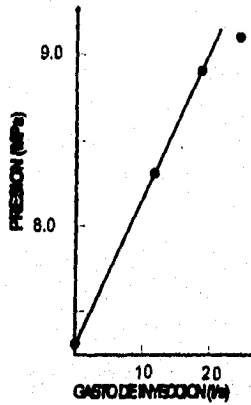


Fig. 28

Relación entre el gasto de inyección y presiones de fondo en la zona permeable mayor.

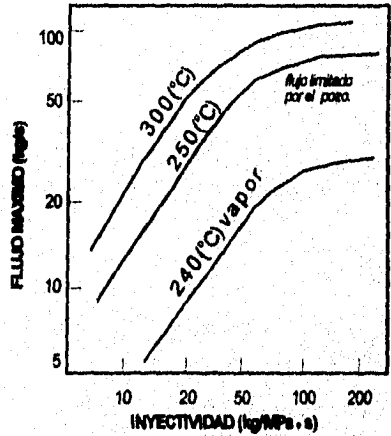


Fig. 29

Relación aproximada entre la inyectividad y la descarga máxima esperada del pozo, dependiendo de la temperatura de la zona permeable mayor.

La figura (2.9) muestra la relación entre la inyectividad y la máxima descarga para un pozo "estándar" de 100 mm de radio para yacimientos cercanos a la profundidad del punto de ebullición (sus siglas en ingles BPD) desde la superficie. Esta gráfica sólo es buena en un 50 %. Sin embargo es útil durante la etapa de análisis o valoración preliminar del pozo y en la toma de decisión del equipamiento necesario para una prueba de producción.

Una relación lineal entre el gasto de inyección y la presión (es decir, con una inyectividad constante) es observada usualmente con los gastos de flujo mínimos discutidos aquí. Con gastos de flujo más grandes, o después de tiempos más grandes la inyectividad usualmente cambia.

PERMEABILIDAD-ESPESOR.

La permeabilidad-espesor (kh) -- el equivalente geotérmico de la transmisividad en la terminología geohidrológica-- está determinada por el análisis de una prueba de bombeo simple estándar. El producto kh se conoce ordinariamente como la capacidad hidráulica de la formación, su uso es útil para los casos en los cuales no es factible determinar con exactitud el espesor del estrato permeable. Las correlaciones entre la inyectividad y la permeabilidad-espesor, como se determinó con pruebas de flujo subsiguientes muestran una dispersión considerable. La falta de una buena correspondencia entre estos dos parámetros o con flujos de producción en muchos pozos es en parte una reflexión de los cambios reales en el rendimiento del pozo con el tiempo. La inyectividad por ejemplo, mejora usualmente con una inyección continua y, en particular, con la primera inyección después de la perforación. Esto simplemente es interpretado por el continuo lavado del agujero limpiándolo de lodo y recortes sobre la cara del pozo. Es una práctica común para algunos operadores estimular el pozo después de una terminación, bombeando con el gasto máximo disponible de las bombas (Tomassen y Thorsteinsson, 1976, 1978). Esto generalmente restaura la inyectividad en el nivel involucrado con las pérdidas de circulación encontradas durante la perforación.

La primera descarga puede incluso mejorar el rendimiento. Aquí la inyección de la materia sólida (ya sea los materiales de perforación como son recortes y lodo, o una nueva roca fracturada de la cara del pozo en la formación) limpian los caminos del flujo alrededor del pozo y reduce la resistencia ofrecida por el camino al flujo. El pozo BR2 en Broadlands, Nueva Zelanda mencionado en varias ocasiones en estos antecedentes provee un ejemplo extremo. Es raro que los cambios sean tan grandes en él, como en estos casos. Por esta razón una valoración de permeabilidad basada en una prueba de terminación del pozo solamente puede ser aproximada. Sin embargo, la experiencia ha

Antecedentes.

mostrado que la inyectividad es, aunque a grandes rasgos, un indicador del rendimiento del pozo. Para poder obtener una medición aproximada de la permeabilidad, se debe esperar hasta que el pozo haya sido descargado.

CALENTAMIENTO.

Al final de la perforación el pozo está frío, y es usual que se permitan unos días para que se caliente antes de ponerlo en producción. En algunas circunstancias se puede argumentar deseable que la descarga sea lo antes posible. La mayor razón citada aquí es para probar la producción, poner el pozo en producción lo más antes posible, o la de remover los materiales de perforación y así reducir la posibilidad de dañar la pared del pozo. El lodo de la perforación puede entrar a la roca circundante y con el calentamiento del pozo, se puede reducir permanentemente la permeabilidad en el pozo.

Aunque tal tipo de daño es un fenómeno conocido en pozos petroleros y su posibilidad en pozos geotérmicos es frecuentemente mencionada, sólo existe una pequeña evidencia de que esto suceda en pozos geotérmicos. Los cambios típicos en el rendimiento del pozo que ocurren, como fueron discutidos en la sección anterior, sugieren que sólo algunos efectos continúan más allá de la primera inyección y producción, aún cuando la puesta en producción se retarde. Las fracturas más grandes de las zonas permeables geotérmicas parecen ser menos bloqueadas que las menores, como son las estructuras homogéneas típicas de producción en campos petroleros.

En muchas situaciones existen buenas razones para retardar la puesta en producción de un pozo. No puede ser posible, por ejemplo iniciar la producción en un pozo frío; más bien debe ser concerniente a la rapidez con la que se calienta, debido a que con una descarga dada a través de una tubería "fría", se puede dañar la misma. Este calentamiento repentino de las tuberías e instalaciones superficiales del pozo, puede repercutir en un daño, el cual en muchos casos es irreversible.

También se debe tomar en cuenta que el período de calentamiento provee una oportunidad vital de obtener un mayor volumen de información (datos) que no pueden ser obtenidos una vez que el sistema ha sido alterado con la producción. Con tiempo y la disponibilidad del pozo los perfiles de presión y temperatura son una buena inversión durante el calentamiento.

Debido a que el calentamiento no es un proceso uniforme (la mayor cantidad de cambios ocurren durante un período de tiempo corto), algo de amontonamiento de las lecturas en un tiempo corto es ventajoso. En Nueva Zelanda una secuencia preferida es 1, 2, 4, 7, 15, 28 y 42 días después de la terminación. Es posible obtener después de un período de extrapolación de 6 semanas, condiciones estables, y por lo tanto se pueden perder mediante la descarga en cualquier tiempo después de eso.

PRESIONES DURANTE EL CALENTAMIENTO.

Los disturbios normales de presión, es decir, aquellos no atribuibles a los cambios de temperatura, desaparecen rápidamente en la mayoría de los sistemas líquidos. Pudiendo hacer así caso omiso de los disturbios de presión transitorios debido a la perforación en nuestras consideraciones complementarias.

Para explicar esto en forma sencilla, se empieza examinando un pozo con solamente una zona de alta permeabilidad. A esta profundidad existe un contacto directo y efectivo entre el pozo y el fluido del yacimiento. A esta profundidad, la presión en el pozo es igual a aquella en el mismo nivel dentro del yacimiento. En cualquier otro lugar las presiones en el pozo están dadas por la columna del fluido dentro del mismo.

A medida que el pozo se calienta, el gradiente de presión en el pozo decrece. El perfil de presión pivotea alrededor de un número de presiones, lo cual indica que la localización de la zona permeable es identificada por este punto pivote. Un ejemplo de un número de perfiles que ilustra esto claramente está dado en la figura (2.10) perteneciente al pozo BR28 (Broadlands, Nueva Zelanda).

Si el pozo tiene dos zonas permeables principales el pivote normalmente aparecerá a la mitad entre las dos. Si hay más de dos, este aparecerá entre los extremos a una profundidad que sea promedio de las profundidades de las zonas permeables, pesadas por sus inyectividades y productividades. Esto puede por consiguiente ser visto que, en general, el perfil de presión cambiante dentro del pozo significa que, el flujo interzonal continuará durante el calentamiento.

En otras situaciones el perfil de presión puede ser encontrado cerca a una zona permeable. Esto indica que a la profundidad de otra zona permeable, aunque es lo suficientemente permeable para afectar las temperaturas durante la inyección y/o durante el calentamiento, aún contiene una pequeña fracción de la permeabilidad total.

Antecedentes.

TEMPERATURAS DURANTE EL CALENTAMIENTO.

Al final de la prueba de terminación del pozo, la formación que lo rodea se encuentra fría, o comparativamente fría, la zona permeable ha sido enfriada conductivamente por la aceptación de agua fría y los fluidos de perforación. Este fluido transferido dentro de estas zonas les puede provocar con frecuencia aparecer inicialmente como regiones anormalmente frías. La figura (2.11a) muestra tal condición en un pozo del campo de "Los Azufres", México.

La frecuencia de las mediciones determina la precisión con la cual pueden ser interpretados los datos. Las zonas permeables de la figura (2.11a) se extienden entre los 10 y 20 m, y así pueden no ser localizadas o encontradas con mediciones más espaciadas. La figura (2.11b) muestra una comparación entre las temperaturas medidas a intervalos de 100 m en el pozo BR37 y con una gráfica continua. El detalle obtenido por la zapata y por la zona más permeable a 900 m se pierde con intervalos de medición de 100 m.

A medida que el pozo se calienta, existen 4 caminos por los cuales el calor alcanza el pozo:

1. Por conducción a través de la formación circundante.
2. Por flujo directo del fluido que entra al pozo a un nivel y que sale a otro (flujo interzonal).
3. Por celdas de convección dentro del pozo.
4. Por flujo directo a través del pozo.

Como siempre, el proceso convectivo grandemente aumentado por la conducción, es el significado de la transferencia de energía. La figura (2.12a) ilustra un calentamiento conductivo lento. La prueba de inyección para el pozo NG7 (Ngawha, Nueva Zelanda) mostró una permeabilidad cercana a los 700 m y una falla fue atravesada a los 720 m. La permeabilidad fue muy pobre (inyectividad de 2 kg/MPa-s) y comparativamente se perdió poco fluido durante la perforación y la prueba. Los perfiles de temperatura ilustrados son de pendiente suave y sin rangos sobresalientes. El pozo fue calentado conductivamente a cada profundidad sin ninguna anomalía conductiva. Este lento calentamiento es característico del calentamiento conductivo y por tanto de una permeabilidad pobre.

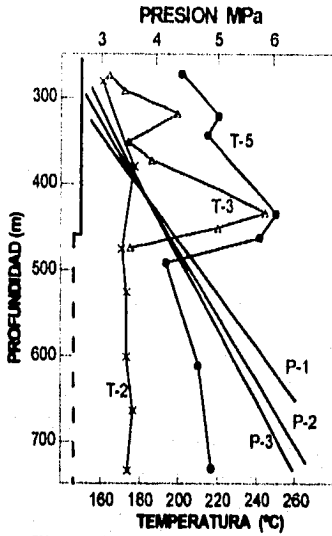


Fig. 2.10
Calentamiento del pozo BR28, Broadlands.

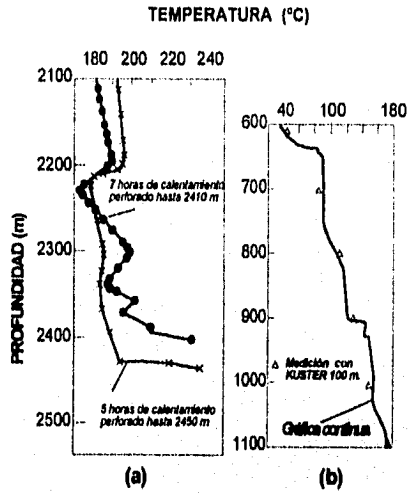


Fig. 2.11
(a) Perfiles de temp. después de un corto periodo de inyección en un pozo de los Azules. (b) perfiles de temperatura en el pozo BR37, Broadlands.

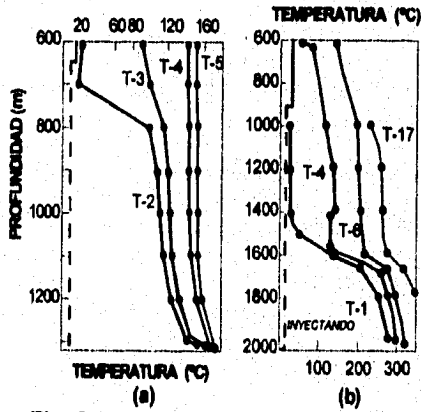


Fig. 2.12
(a) Calentamiento del pozo NG7, Ngawha.
(b) Calentamiento del pozo OK-6, Okoy.

Antecedentes.

El flujo interzonal (el movimiento de agua de un nivel a otro a través del pozo) es caracterizado por un calentamiento uniforme más rápidamente para una sección del pozo que para el restante. Las mediciones del calentamiento en el pozo OK5 (Campo Okoy, Filipinas) ilustra dicha situación (figura 2.12b). Estos perfiles muestran un flujo interzonal entre los 1100 y 1550 m, y consecuentemente, la permeabilidad a ambos niveles. Las celdas de convección dentro del pozo crean una sección comparativamente corta cercana a la isothermal. En contraste el flujo cruzado es caracterizado por un sólo pico aislado en el perfil de temperatura. En el pozo BR28 el flujo cruzado entre estratos remueve rápidamente el agua fría en la vecindad del pozo (figura 2.10). Notar que este pico coincide con el pivote de presión, proveyendo la confirmación de la zona permeable. Se debe de enfatizar que estos ejemplos escogidos han sido casos claros que ilustran los mecanismos discutidos. En muchos pozos, algunos o todos los datos pueden no ser claros o conflictivos, o reflejan una mezcla de los mecanismos descritos.

Debido a que las zonas permeables son precisamente aquellas regiones del pozo donde los fluidos calientes o fríos fluyen con mayor facilidad, la permeabilidad usualmente se muestra como una anomalía térmica, ya sea caliente o fría.

CAMPOS EXPLOTADOS.

Un yacimiento en explotación difiere de uno no explotado en que el perfil de gradiente de presión puede estar lejos de la presión estática, y las mezclas de dos fases de cualquier relación vapor/agua pueden ser producidas. La presencia de fluidos de una entalpia grande pueden hacer a un yacimiento más propenso a tener una descarga interna en el pozo. Tales descargas internas fueron, por ejemplo, muy comunes en los pozos de Wairakei entre 1959 y 1965.

En un campo explotado, sus condiciones adicionales del comportamiento del pozo pueden surgir debido a una distribución de presión no estática. Si el campo se encontraba inicialmente en fase de ebullición o cerca de las condiciones de ebullición, la caída de presión con la explotación puede crear vapor en el yacimiento en una expansión general de las condiciones de 2 fases. Las descargas internas en los pozos pueden por un tiempo ser más comunes o más marcadas. Si existen diferentes acuíferos en el campo, un decremento diferencial entre ellos pueden inducir un patrón general de transferencia de fluido de uno a otro en cualquier pozo abierto a más de uno.

Si se forma el suficiente vapor, se pueden formar zonas de vapor dominante. Esto recaerá sobre la cima de la zona de líquido dominante, la cual ahora se puede extender más profundo dentro del yacimiento. Un pozo que es permeable a ambas zonas intentará equilibrarse con ambas. El único estado estable del pozo en este caso es una columna de agua abajo de una columna de vapor, lo que se llama un "perfil de capa de vapor". Este es ahora el presente estado de los pozos en Wairakei, Nueva Zelanda. La figura (2.13) muestra el perfil de presión del pozo WK24 en este estado. El pozo se equilibra con la presión del yacimiento en sus zona permeables más somera y más profunda, pero generalmente no entre ellas. Los efectos de convección y circulación son posibles dentro de ambas secciones de agua y de vapor del pozo.

Usualmente después de algo de explotación, una zona de vapor se forma en la cima del yacimiento. Correspondientemente los pozos después adoptan el perfil de "capa de vapor". En donde el pozo contiene una columna de líquido debajo de una columna de vapor. El vapor en un pozo puede o no corresponder a una columna de vapor coherente en el yacimiento. La figura (2.14) muestra los perfiles de presión estables del fondo del pozo medidos en grupos de pozos en Wairakei durante 1971-74 y los perfiles del yacimiento como se identifican mediante comparación entre muchos pozos. Las presiones en la columna de agua de los pozos concuerdan con las presiones del yacimiento. En la zona de vapor, se encuentra que concuerdan solo en la zona permeable, debido a que las columnas de vapor tienen un gradiente de presión tan marcadamente más bajo que el del yacimiento.

Cuando un pozo tiene un casquete de vapor, éste se puede equilibrar contra la presión del yacimiento en dos profundidades; Una en la zona de vapor y otra en la zona de agua. Además se puede presentar flujo interzonal dentro de cada columna de fluido en el pozo.

FLUJOS INTERNOS.

A manera de revisión de conceptos, como se mencionó al principio de este capítulo, se dice que hay 2 tipos de flujos que pueden ocurrir en pozos geotérmicos:

1. Flujo interzonal en donde el fluido entra al pozo a una profundidad dada. El flujo sube y baja y sale en una segunda profundidad, y
2. Convección interna en donde el fluido circula dentro del pozo.

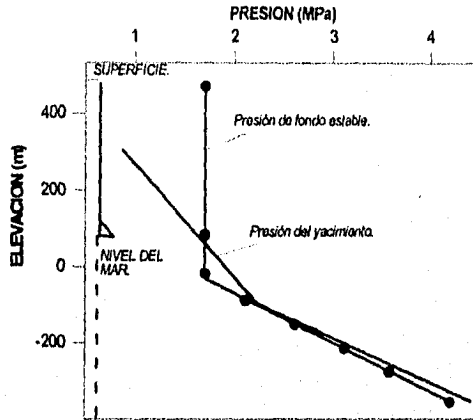


Fig. 2.13 Presiones de fondo y yacimiento en el pozo WK24, en Wairakei en 1972.

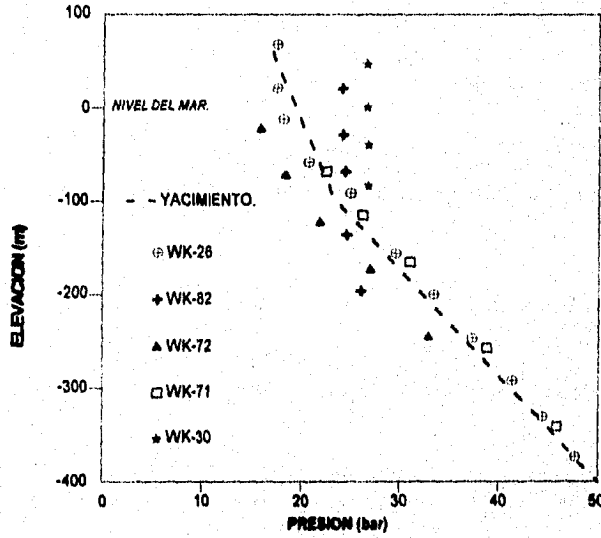


Fig. 2.14 Temperaturas del yacimiento y del fondo del pozo para un grupo de pozos en el campo de Wairakei.

El primero es el que más comúnmente se presenta dentro de un pozo geotérmico y se puede definir como una tubería vertical o casi vertical la cual atraviesa yacimientos de fluidos calentados. La mayoría de los yacimientos geotérmicos están conformados por rocas fracturadas y fallas. El pozo obtiene el fluido de una o varias de éstas, también llamadas "zonas permeables", "acuíferos", "horizontes productores" o "zonas de alimentación".

Normalmente no es recomendable aislar estas zonas de una a otra, puesto que pueden estar expuestas a alimentaciones múltiples en un pozo a profundidades que van desde los 1000 a 2000 m.

Ordinariamente ocurre que a la profundidad en donde ya se encuentra el agujero descubierto, el pozo está expuesto al yacimiento, el cual puede contener agua de diferentes temperaturas o mezclas de agua-vapor, en adición la distribución de la presión no es estática debido al flujo natural del yacimiento, el cual ocasiona una distribución del fluido no estática.

Las altas capacidades de conducción (kh) encontradas en buenos pozos geotérmicos (permeabilidad-espesor del orden de 1 a 100 darcy-m), significa que, comparativamente las pequeñas diferencias de presiones del efecto de empuje o del perfil de presiones no estáticas del yacimiento, pueden causar el flujo dentro del pozo. Si un pozo tiene más de una zona permeable significativa, es imposible para éste obtener ambos equilibrios térmicos y de presión con el yacimiento y el fluido se transmitirá entre las zonas permeables. Tales flujos ascendentes o descendentes en el pozo distorsionan los perfiles de temperatura, así que los datos del pozo reflejan no los datos de temperatura del yacimiento sino la física del calor y la transferencia de masa dentro del pozo. Los perfiles de presión medidos dentro del pozo reflejan la presión de la columna del fluido que ocupa el pozo y no solamente el perfil de presión del yacimiento.

En ausencia de estos efectos de fuerte flujo interzonal, el fluido que llena al pozo representa un significado efectivo de transporte de calor en forma vertical por circulación convectiva dentro de éste. El flujo ascendente o descendente, o la convección dentro del pozo, son por mucho la característica dominante que influye en la medición de los pozos geotérmicos. Por esta razón los perfiles de mediciones del pozo requieren de una interpretación cuidadosa. Difícilmente se encuentra que a través de la longitud del intervalo descubierto se alcance un equilibrio estático convincente con las temperaturas del yacimiento.

Antecedentes.

Se consideran ahora diferentes tipos de flujos internos, y sus mediciones para identificarlos; esta descripción se refiere a yacimientos de líquido-dominante, y también se asume que el yacimiento es fracturado como sucede en el campo de Los Azufres. Aún cuando los mismos efectos han sido observados en el campo de Cerro Prieto, el cual produce a partir de un sistema de rocas sedimentarias, no se ha tenido el mismo avance en la interpretación de los resultados. Los rangos concernientes a los flujos van desde fracciones de (kgm/s), los cuales sólo afectan los perfiles de flujo en el mismo pozo, hasta más de 100 (kgm/s), los cuales forman una parte significativa de la transferencia de masa dentro del yacimiento.

CORRIENTE DESCENDENTE EN EL POZO.

El flujo descendente de líquidos en el pozo es el más fácil de reconocer. Con el pozo cerrado, el agua entra de una zona permeable superior, desciende por el pozo y es inyectado de nueva cuenta en el yacimiento en una zona permeable más baja. El perfil de temperatura dentro de la sección del pozo involucrado es controlado por la transferencia de calor del pozo hacia el agua que desciende. Los pozos geotérmicos, en yacimientos lo suficientemente permeables para ser explotables tienen altos gastos de flujos comparados con los estándares de pozos petroleros. Es posible que el flujo descendente sea tan grande que la temperatura sea esencialmente isotérmica en la sección de flujo interzonal dentro del pozo. En pozos cerrados esta temperatura será cercana a aquellas en donde el agua entra en la zona permeable más definida y necesita no ser de baja temperatura. En muchas situaciones existe una pequeña diferencia entre las temperaturas encontradas en zonas permeables más profundas, en el mismo u otros pozos del yacimiento.

Un ejemplo de este comportamiento se presenta en el pozo NG9 en Ngawha, Nueva Zelanda, (Figura 2.15) en donde la temperatura y el gasto han sido ambos medidos con el pozo cerrado, las condiciones isotermales se encontraron alrededor de los 670 a 970 m. de profundidad en el pozo. El flujo descendente medido en esta sección es de 4 (kg/s). También se muestra en esta figura el perfil de temperatura medido durante la inyección de agua-fría dentro de este mismo pozo. El pozo no es llenado con agua fría de inyección. En la zona permeable superior, el agua caliente todavía entra al pozo y es la mezcla la que fluye descendentemente a las zonas permeables bajas. Existen pozos en Nueva Zelanda en donde tales flujos siempre se han presentado, y consecuentemente las temperaturas del yacimiento son desconocidas abajo del punto de entrada del flujo. El problema prevalece en el campo Ngawha, y el pozo NG9 (Figura 2.15), en donde se le hizo una doble terminación para obtener temperaturas y producciones "limpias" de su zona baja, la cual muestra tal efecto.

En algunos pozos es posible usar el régimen de flujo descendente para determinar las presiones del yacimiento en la zona permeable de mayor interés; el flujo hacia el pozo desde esta alimentación deberá depender de la presión diferencial entre el pozo y el yacimiento en su nivel de entrada. Comparando perfiles de presión y temperatura simultáneamente medidos a diferentes gastos de inyección dentro del pozo, es posible determinar la presión en la zona de alimentación en donde no ocurre ningún flujo, por lo tanto ésta debe ser la presión del yacimiento en este nivel.

Los pozos con poco flujo descendente son más difíciles de reconocer. En este caso la transferencia de calor dentro del pozo resulta en un gradiente de temperatura diferente de cero en el agua que fluye descendentemente. Tales flujos descendentes menores pueden ser reconocidos sólo por la comparación de los valores obtenidos durante el cierre del pozo, comparándolos contra los perfiles de descarga de temperatura. El flujo descendente de agua enfría al pozo cuando éste se cierra. La figura (2.16) corresponde a un ejemplo del campo Wairakei (un campo explotado en ese entonces) en donde este efecto es ahora común. Algunos perfiles de mediciones en el pozo en condiciones estáticas como en el caso del pozo WK47, el cual se muestra bajo condiciones de producción y de pozo cerrado. La última curva se relaciona con las temperaturas del yacimiento establecidas por el uso de datos de diferentes pozos que se encuentran en la vecindad que son (en parte) no corrompidas por los efectos de flujo interno. Estas temperaturas de descarga son más altas que cuando el pozo es cerrado, indicando que agua de alta temperatura entra al pozo, presumiblemente de la zona permeable más profunda.

CORRIENTE ASCENDENTE EN EL POZO.

Un flujo ascendente de agua en fase líquida en el pozo tiene características similares a aquellas en flujo descendente. Así podría ser posible que no se llegue a distinguir un flujo de otro, tan sólo con los perfiles de temperatura tomados durante el pozo cerrado exclusivamente. Si los flujos en el fondo del pozo, no pueden ser medidos directamente, la medición de la temperatura durante la inyección puede ser utilizada para la caracterización correspondiente.

Un efecto diferente ocurre si el agua ascendente ebulle a medida que asciende dentro del pozo. El agua en fase líquida entra en la zona permeable más baja y sigue subiendo el nivel hasta que alcanza el punto de ebullición. Desde este punto hacia arriba las burbujas de vapor se mueven con el agua. Siempre que el flujo ascendente sea pequeño el gradiente de presión permanecerá cercano al hidrostático. En la zona permeable superior, el agua es inyectada dentro de la formación. Las burbujas de vapor que suben por dentro de la tubería, calientan el agua en esta sección del pozo y causan un

Antecedentes.

pequeño flujo descendente de condensados. Los gases residuales se acumulan conjuntamente con el vapor dentro de la tubería. Este mecanismo crea altas presiones en el cabezal del pozo e incluso puede ocurrir, en yacimientos de bajo contenido de gas, que se presente el caso similar al de una planta de destilación en la parte superior del pozo. La columna de gas algunas veces se extiende hacia abajo hasta la zona permeable más somera, y es en este lugar donde ocurre un rápido cambio en la densidad del fluido, como se indica en la presión medida a esa profundidad.

Los perfiles de flujo y de temperatura que pudieran esperarse ocurran dentro del pozo, en este caso se muestran en la figura (2.17). Si el flujo ascendente es lo suficientemente grande, las condiciones isotermas se aplicarán en la sección de flujo interzonal de llenado del líquido dentro del pozo, sin embargo arriba del nivel del punto de ebullición, las condiciones de saturación se deben aplicar, y la temperatura así, decrecerá a medida que el fluido se mueve en forma ascendente dentro del pozo.

En la figura (2.18), el perfil de la temperatura estabilizada para el pozo WK24 en Wairakei, se muestra conjuntamente con otros perfiles obtenidos durante el período de calentamiento y el perfil de temperatura del yacimiento; implicando estas curvas de calentamiento del pozo (por extrapolación a diferentes niveles) que el perfil de temperatura es suave, alcanzando aproximadamente condiciones isotermas en profundidades y con condiciones de punto de ebullición a niveles más someros.

Las temperaturas más frías del yacimiento (arriba de los 400 m), son desconocidas totalmente debido a las condiciones de flujo estabilizado en el pozo. El contraste entre las temperaturas del yacimiento y del pozo también se encuentra cuando se realizan comparaciones entre las temperaturas medidas durante la perforación (es decir; las temperaturas estables en el fondo del pozo) y en la terminación del pozo; como por ejemplo en el pozo WK10 del campo Wairakei y el pozo Y-4 en Yellowstone.

Si el fluido que entra al pozo es calentado, la sección isothermal del perfil de temperatura estará ausente. En este caso el pozo tiene el perfil de punto de ebullición, pareciendo contener una columna de agua en dicha sección. Un ejemplo, para el pozo WK21 en Wairakei, se ilustra en la figura (2.19). Este pozo es inicialmente calentado hasta dicho perfil de ebullición, la separación del agua y del vapor en la tubería de producción resulta en el último perfil mostrado (con ocurrencia de vapor en el cabezal). La periodicidad de la medición puede jugar también un papel importante en la interpretación.

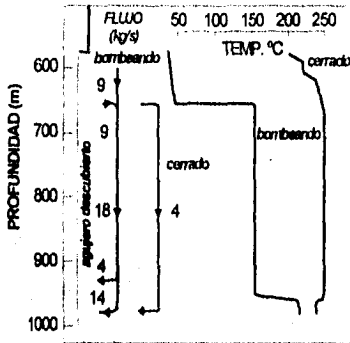


Fig. 215

Gráficas de flujo y temp. del pozo NG9, en Ngawha, Nueva Zelanda.

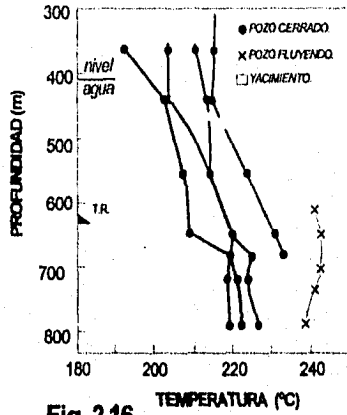


Fig. 216

Temperaturas de fondo medidas en el pozo WK47, Wairakei, 1968-69.

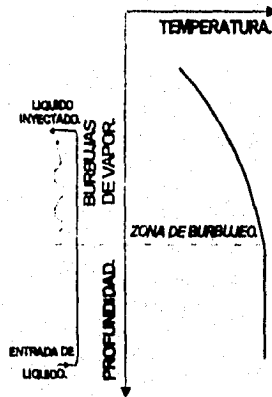


Fig. 217

Perfiles de flujo y temperatura en un pozo con condiciones de saturación.

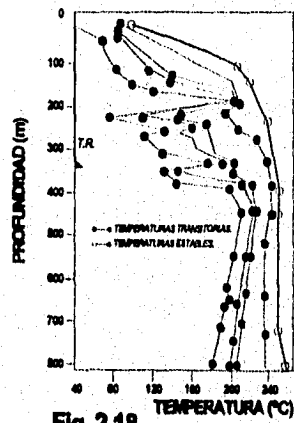


Fig. 218

Perfiles de calentamiento y temperaturas estables en el pozo WK24, Wairakei.

Antecedentes.

Un flujo ascendente más vigoroso dentro del pozo, puede resultar en un flujo vapor-agua, tipo tapón más que en régimen de tipo burbuja. Bajo estas condiciones el pozo contiene una mezcla vapor-agua (reconocida como una columna de fluido de baja densidad) más que una mezcla de burbujas dentro del agua con una columna de fluido de aproximadamente la densidad del agua asociada con bajos gastos de flujo ascendente.

Este tipo de flujo dentro del pozo ha sido llamado "descarga interna" debido al alto gasto de descarga dentro de las zonas permeables más altas. La figura (2.20) muestra los perfiles de presión y temperatura medidos en el pozo BR2 en Broadlands y los perfiles de presión del yacimiento en la vecindad de este pozo en 1966 cuando se encontraba en el modo de descarga interna. Por 1971 el decremento de presión en este yacimiento, se debió a las extensivas pruebas de descarga en este campo, lo cual ha resultado en la inversión de este flujo. En el pozo perforado posteriormente a dicha pruebas, las presiones del yacimiento y las temperaturas del mismo pozo son graficadas para su comparación en la misma figura.

Otro pozo que muestra una descarga interna es el pozo Y-13 en Yellowstone. En éste las mediciones por estaciones muestran el contraste entre el yacimiento y los perfiles de presión en el fondo del pozo, debido a que la descarga interna permite mayores diferencias entre el yacimiento y los gradientes de presión en el pozo (como resultado de la baja densidad del fluido dentro del mismo), los gastos son más altos para el flujo de líquidos.

En todas estas situaciones, el flujo ascendente en el pozo, controla los perfiles de temperatura en su interior. La única oportunidad de observar las temperaturas del yacimiento, es durante el calentamiento, antes que el flujo ascendente se estabilice.

CORRELACION DEL POZO Y LAS PRESIONES DEL YACIMIENTO.

En un pozo con sólo una zona permeable, las presiones en el fondo del mismo se aproximan a las presiones en el yacimiento a la profundidad de la zona permeable exclusivamente. La comparación de las presiones en diferentes pozos permite la construcción de perfiles de las presiones del yacimiento, comparando este perfil con el perfil de un pozo, indica en donde puede entrar o salir el flujo hacia o fuera del pozo.

En una región del yacimiento donde se incrementa el fluido, el gradiente de presión vertical debe ser superhidroestático. En regiones de flujo saliente o descendente ésta es hidrostática o subhidroestática. Correspondientemente, el gradiente de presión dispone a los pozos a flujos internos ascendentes y descendentes respectivamente, (el gradiente de presión vertical en el pozo debe ser cercano al hidrostático en la mayoría de los casos), con posibles complicaciones con los cambios de densidad del líquido con la temperatura. Así, en un yacimiento no explotado, se esperaría que los pozos muestren un flujo ascendente, en regiones donde un flujo natural ascendente ocurre, y flujos descendentes en la periferia o regiones de salida del flujo en el yacimiento. En Wairakei y Broadlands casi todos los pozos recientes mostraron el flujo ascendente.

La explotación alterará la distribución de presiones en el yacimiento, y el flujo interno puede cambiar. Esto puede crear cambios notorios en las presiones y temperaturas del fondo del pozo, los cuales reflejan no sólo los cambios en los valores del yacimiento, sino cambios del flujo interno en el pozo. La figura (2.20) muestra el efecto de una reversión del flujo en el pozo BR2, en Broadlands.

Teniendo suficientes datos de la zona descubierta del pozo, es posible estimar cuantitativamente la magnitud del flujo interno, conjuntamente con la presión de yacimiento y la inyectividad-productividad de cada zona permeable. Para un pozo con un flujo interno sustancial, tal análisis es el único camino para estimar las presiones del yacimiento las cuales no han sido perturbadas en cada zona permeable.

Aunque la mayoría del flujo interno es pequeño y consecuentemente difícil de identificar, algunos no lo son. Los análisis han encontrado descargas internas sustanciales en muchos pozos de diferentes campos de Nueva Zelanda. La descarga interna en el pozo BR20 en Broadlands, a sido por ejemplo, estimado en cerca de 30 (kg/s). Las mediciones directas realizadas mediante el spinner y con grandes flujos también se han obtenido. Los flujos descendentes en Ngawha son típicamente de hasta 10 (kg/s). En Wairakei, con un perfil de presión perturbada del yacimiento, se midió un flujo descendente de 80 (kg/s) en el pozo WK107.

Desafortunadamente la medición de dichos flujos en México no es posible al no contar con la herramienta "spinner" dentro de la Industria Geotérmica, teniendo así, solamente datos estimados de los diferentes intervalos permeables.

Antecedentes.

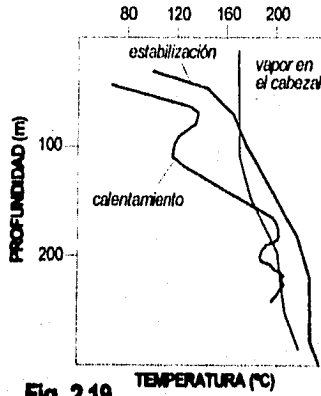


Fig. 2.19
Perfiles de temperatura medidos en el pozo WK21, en Wairakei, mostrando condiciones durante y al final del calentamiento y después del incremento de vapor en el cabezal.

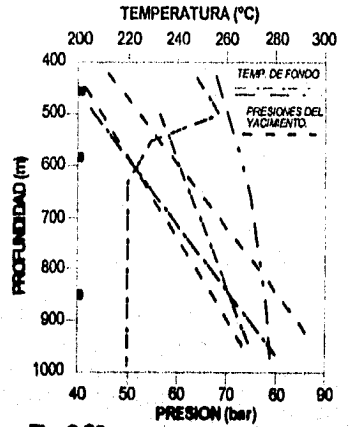


Fig. 2.20
Perfiles del yac. y fondo del pozo BR2 bajo descarga. (antes de la prueba de prod. en 1986) y cond. después de la prueba en 1971.

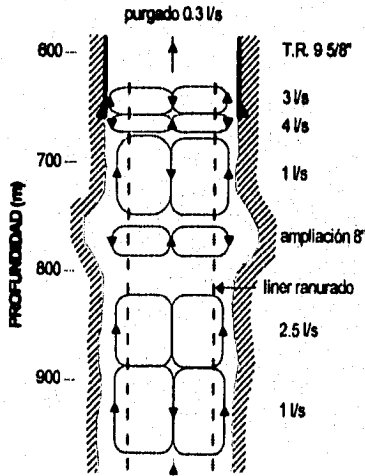


Fig. 2.21
Caldes de convección observadas en el pozo KA27, Kawerau.

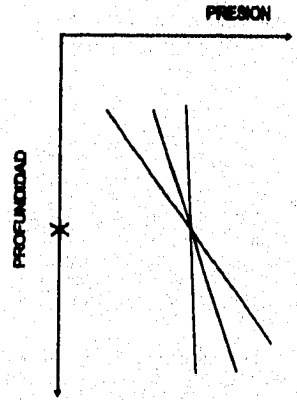


Fig. 2.22
Definición del pivote de presión en la zona de alimentación durante el calentamiento del pozo. (las diferencias están exageradas).

CELDA DE CONVECCION.

Las celdas de convección han sido identificadas con un medidor de flujo en pozos inyectoros y en pozos cerrados. Estos parecen estar influenciados fuertemente por la geometría del pozo perforado y de su tubería de producción (liner). Una celda de convección terminará en un rompimiento en la geometría o en una zona permeable. Un caso extremo está ilustrado en la figura (2.21). Este patrón de celdas de convección fue observado en el pozo KA27 en Kaweraw. Las secciones de tubería ciega y ranurada están indicadas, conjuntamente con una estimación de la configuración del perfil de perforación del pozo.

IDENTIFICACION DE ZONAS PERMEABLES.

Para la discusión del análisis, es importante tener la capacidad de identificar la localización de la zona permeable más grande en el pozo, es decir; a que profundidad del pozo se presenta la permeabilidad dominante. Las zonas permeables en un pozo pueden ser reconocidas por las pérdidas de circulación; su petrología la cual está en función de las alteraciones hidrotermales; una zona enfriada por inyección en un punto terminal de flujo interzonal durante el calentamiento, una zona calentada anormalmente rápida; registros medidores de flujo, si están disponibles y el nivel de cambio de fase.

Algunas veces una zona domina claramente, otras veces, es muy difícil identificarla. Un método que puede determinar concluyentemente la zona dominante, si ésta produce un resultado único, es el punto pivote de presión. Esto está ilustrado en términos generales en la figura (2.22), para un pozo en específico, el pozo KA16 en Kaweraw. La figura (2.23) ilustra el caso de la obtención del punto pivote del mismo pozo en su etapa final de perforación después de habérsele inyectado agua.

Una vez que los efectos de presión transitoria de la perforación y de la inyección han desaparecido, las presiones del fondo del pozo igualan a las presiones del yacimiento en o cerca de la zona permeable dominante. En el periodo de tiempo involucrado para que esta transición desaparezca, la temperatura del agua no habrá cambiado. Así, el gradiente de presión en el pozo estará relacionado hidrostáticamente con el agua "fría". A medida de que el pozo se calienta, la presión en la zona permeable no cambiará. Sin embargo el gradiente debe reflejar el incremento de temperatura a través del decremento de la densidad asociada. El perfil de presión forma un punto pivote con la presión del yacimiento en la zona permeable, en donde simultáneamente se identifica la zona permeable y la presión del yacimiento. Se debe notar que para el pozo KA16 (figura 2.23), la zona permeable sugerida por el punto pivote de presión ha sido

Antecedentes.

confirmada por el análisis de los datos de temperatura. Tal confirmación siempre es buscada si los datos apropiados se encuentran disponibles.

Si existen dos zonas permeables significativas, el pivote aparece en un punto entre ellos y éste es el significado de las dos zonas medidas por sus inyectividades-productividades. Donde existan múltiples zonas permeables, las intermedias pueden estar escondidas, y el punto pivote puede reflejar los flujos de entrada y salida de los puntos extremos solamente.

Un caso extremo del pivote de presión ocurre en un sistema de vapor. Los perfiles de presión en el fondo del pozo, con éste conteniendo agua "fría" y vapor, tienen gradientes con contrastes marcados. Entonces de esa manera las zonas permeables pueden ser definidas claramente.

PRESION TRANSITORIA.

La teoría del análisis de la presión transitoria está basado en el flujo dentro de un acuífero horizontal y en el cambio de presiones en la pared del pozo que resulta de la explotación o de la inyección dentro del acuífero. El cambio de presión analizado es la presión del fondo del pozo a la profundidad de producción del mismo. La presión a otras profundidades pueden ser usadas convenientemente, siempre que exista una diferencia de presión constante entre la profundidad dada y la profundidad de la zona permeable.

Los efectos del flujo no reconocidos resultan en una diferencia variante de presión entre otros puntos en el pozo y la zona permeable. Constantemente esto resulta en una transición, medida lejos de la zona permeable siendo tan peculiar por lo que deben ser ignorados; con menor frecuencia, un buen resultado aparentemente, puede ser aceptado como válido cuando no lo es. En todos los casos, el problema puede ser reconocido si los perfiles de presión y temperatura son tomados durante, antes o después de la prueba de presión transitoria para observar donde existen las inconsistencias. En la práctica es mejor evitar tales problemas en pozos geotérmicos, midiendo todas las presiones transitorias en la profundidad de la primera zona permeable del pozo. Las mediciones en otros puntos tales como fondo del pozo o las zapatas pueden resultar en una caracterización errónea.

Los efectos de flujos sobre los datos de presión transitoria pueden ser considerados como casos extremos, complementados por efectos térmicos y entradas múltiples. Con la teoría apropiada el análisis podrá aplicarse con precisión en el futuro.

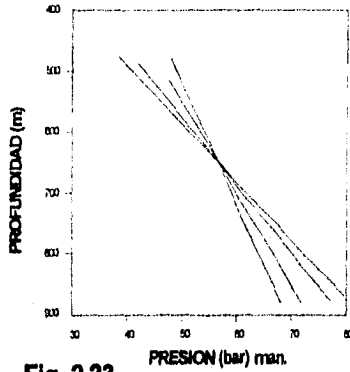


Fig. 2.23
Perfiles de presión medidos durante el calentamiento del pozo KA16, Kawerau en 1981, punto pivote a los 60 m aprox.

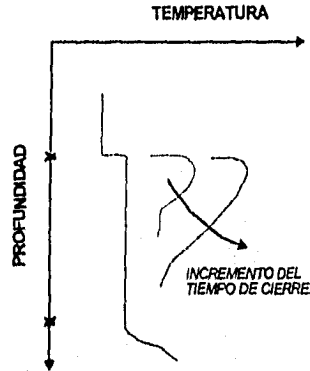


Fig. 2.24
temperaturas de fondo durante y después de cesar la inyección.

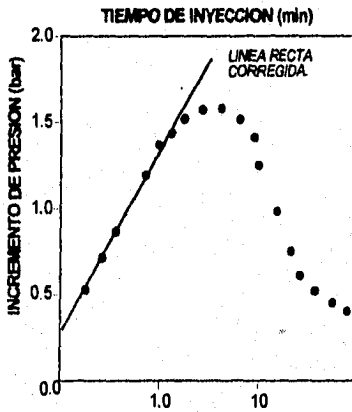


Fig. 2.25
Prueba de decremento de presión durante una prueba de inyección en el pozo KA22, en Kawerau.

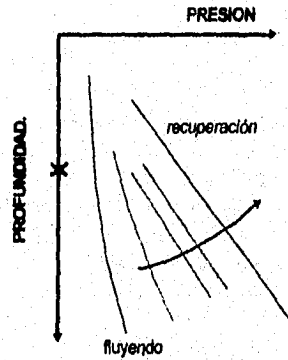


Fig. 2.26
Perfiles de presión en el fondo durante la recuperación después de una prueba de descarga.

Antecedentes.

Diferentes problemas y efectos pueden ocurrir en pruebas de inyección y producción. Por ejemplo una prueba de inyección en un pozo puede ser muy insatisfactoria; en contraste una prueba de producción en el mismo pozo puede proveer excelente información. Por lo tanto se consideran estas dos pruebas independientemente.

PRUEBAS DE INYECCION.

Los problemas más comunes en pruebas de inyección se encuentran en un pozo con flujo interzonal. Bajo la inyección, el fluido puede entrar al pozo desde la formación en la zona permeable superior, y agua mezclada de temperatura intermedia puede fluir hacia abajo del pozo. A un cambio del gasto de inyección, el gasto de entrada a la formación también cambia (y seguirá cambiando hasta llegar a las condiciones estables).

El agua de diferentes temperaturas comienza a llenar el pozo debajo de la zona permeable superior (figura 2.24) y una columna de agua de una densidad que cambia con el tiempo juega un papel en la determinación de la presión. Si una zona tiene una permeabilidad muy grande, la presión a ese nivel será obtenida por las condiciones de inyección. Una buena prueba de presión podrá ser entonces obtenida a esa profundidad, en cambio si ambas zonas de alimentación (entrada y salida de fluidos) son de permeabilidad parecida, podría ser que no encontráramos ningún resultado útil.

Ahora se asume que una zona tiene una permeabilidad más alta, por lo que una buena prueba de presión transitoria podrá realizarse exitosamente a esa profundidad. A una presión errónea, la presión transitoria típicamente medida muestra una respuesta inicial correcta, pero esta es seguida por una inversión en las oscilaciones. La figura (2.25) muestra una prueba de presión transitoria medida en el pozo KA22 en Kaweraw. Aquí una línea recta concuerda con los datos de los primeros minutos, pero entonces la presión cambia y disminuye. Se puede mostrar que hay un período de tiempo en cualquier pozo sobre el cual los efectos de flujos interzonal son despreciables. Si se presenta una línea recta semilogarítmica durante este período ésta da un resultado correcto; sin embargo este período puede ser tan corto como de un minuto.

Una prueba de producción realizada en el pozo KA22, no dió problemas debido a que durante la descarga y recuperación del pozo en todo tiempo contiene una columna de 250 °C (482 °F), de agua entre las dos zonas permeables.

El problema de flujo interzonal bajo la inyección causa una respuesta oscilatoria típica. En un tiempo esto puede ser tan severo, que la primera respuesta medible es un cambio de presión de signo erróneo. Este problema también puede ser reconocido de los perfiles de temperatura del pozo mostrando flujo interzonal durante la inyección en el mismo como si se calentara, o cuando está completamente caliente.

PRUEBAS DE PRODUCCION.

También surgen problemas bajo la descarga a causa de las variaciones en la densidad del fluido, pero aquí están asociadas con el flasheo en el pozo. La figura (2.26) muestra una simple ilustración de como puede variar la presión desde el cierre. El pozo durante la descarga tiene una columna de 2 fases. La zona permeable principal se encuentra arriba del fondo del pozo, aunque algunos fluidos deben de entrar más abajo para mantener la columna flasheando. Después del cierre del pozo, una columna de dos fases persiste por algún período en el pozo, sin embargo se colapsa para formar arriba una columna de agua con vapor o gas. Desde ese momento en adelante la diferencia de presión desde el fondo hasta la zona de permeabilidad será constante. En el siguiente período de tiempo existe una presión engañosa dándonos profundidades erróneas. La figura (2.27) muestra una gráfica aplicando el método de Horner, de la recuperación de la presión en un pozo en la zona permeable y en el fondo. La pendiente semilogarítmica del tiempo tardío, debe concordar, y así ambas curvas nos dan el mismo espesor de permeabilidad. La presión cambia después de aproximadamente 1 hora y es más notorio en el fondo del pozo que en la zona permeable, así que los datos del fondo sobrestiman el efecto de daño.

Un problema menos común ocurre en pozos con una descarga interna. En éstos, siempre se presenta una columna de 2 fases. Los cambios de presión en el fondo son siempre mayores que en la zona permeable, aproximadamente en una relación constante. En este caso el espesor permeable y el coeficiente de almacenamiento (porosidad-compresibilidad-espesor, ϕC_h) serán subestimados.

Se corre el riesgo de subestimar la permeabilidad del yacimiento si se colocan los medidores de presión a profundidades más abajo que los de la zona de alimentación primaria. El problema se puede reconocer examinando los perfiles de presión, o realizando los cálculos para fluidos en dos fases en el pozo.

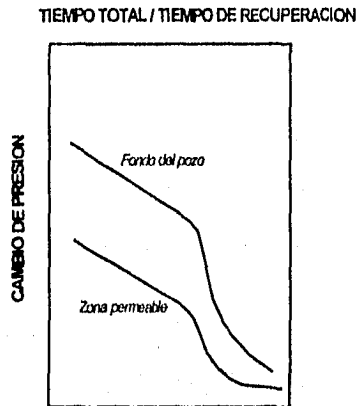


Fig. 2.27

Gráfica de Homer de la recuperación de la presión en el fondo, y en la zona permeable en un pozo.

De lo anterior se puede decir que el flujo interno en pozos geotérmicos existe y debe ser reconocido. Nos puede dar información de esto, los análisis cuidadosos de presión y temperatura en el fondo del pozo, acerca de estos flujos y de las características del yacimiento relativas a zonas permeables atravesadas por el pozo. En muchas situaciones tales análisis son los únicos de los cuales se puede obtener información con respecto a las características del yacimiento.

El cambio de la densidad del fluido en el pozo durante la prueba de presión transitoria (para inyección y producción), resultado de los flujos internos en el pozo y/o variación de las 2 fases naturales del fluido puede resultar en una prueba engañosa o sin sentido. La mayoría de los problemas en tal prueba pueden ser superados asegurándose que la presión transitoria es medida en la profundidad de la zona de alimentación principal del pozo.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

Hasta el momento no se cuenta con una metodología precisa para la determinación de zonas permeables en pozos geotérmicos. Más que un simple análisis de los perfiles de presión y temperatura, el presente trabajo conjunta las diversas técnicas existentes con el objeto de unificarlas para determinar de manera científica los intervalos permeables en un pozo del Campo Geotérmico de los azufres, Michoacán.

Se presenta a continuación el estudio de 2 pozos observados, aplicándoles los diferentes tipos de análisis que se muestran a continuación:

- Pérdidas de circulación durante la perforación.
- Análisis de minerales de alteración hidrotermal.
- Análisis de los perfiles de presión y temperatura.
- Análisis químicos de los fluidos de perforación.
- Gradientes de Presión.
- Índices de Recuperación Térmica.
- Pruebas de aceptación.
- Pruebas de Presión.

PERDIDAS DE CIRCULACION DURANTE LA PERFORACION.

Este tema ya ha sido tratado en el capítulo anterior, por lo tanto desde el punto de vista del presente trabajo, nos enfocaremos a la existencia de una zona permeable en el pozo la cual no necesariamente se encuentra en el fondo, ya que la experiencia adquirida en este tipo de problemas, demuestra que la zona de pérdida de circulación, a medida que continua la perforación, puede encontrarse en la parte media y/o superior de la profundidad total de la perforación y pudo no haberse mostrado o expuesto en el momento mismo cuando se estaba atravesando, siendo un claro indicio (pero no definitivo para determinar la profundidad del intervalo permeable, ni su extensión) de que existe en el lugar dicha zona permeable.

De acuerdo al fin perseguido por la Industria Geotérmica, el cual consiste en encontrar zonas de alta permeabilidad, con alta temperatura y acuíferos asociados para realizar una explotación de vapor con características de producción en forma económica generando energía eléctrica, cabe mencionar y diferenciar que no todas las zonas permeables son de interés, proponiendo la siguiente clasificación de zonas permeables en función de su utilidad para la industria.

Planteamiento del problema.

1. Zonas permeables indeseables.
2. Zonas permeables deseables para producción.
3. Zonas permeables deseables para reinyección.

Zonas permeables indeseables.

Las zonas permeables indeseables, son aquellas en donde el gradiente geotérmico es tan reducido, que es una zona en donde el aporte de energía hacia la superficie puede considerarse nulo, por otra parte esta zona puede estar conectada con acuíferos superficiales asociados, lo cual tampoco la hace una zona atractiva para la reinyección de agua geotérmica, debido a la contaminación que pueden sufrir éstos, con la gran cantidad de sales y minerales al igual que compuestos peligrosos como el boro y el arsénico. Por lo anterior estas zonas se consideran como atraso solamente en la perforación para encontrar la profundidad objetivo.

Zonas permeables útiles para producción.

Las zonas permeables deseables para producción, son aquellas zonas en donde el vapor o el agua sobrecalentada, tienen la suficiente energía para ascender a la superficie y poder ser utilizadas en una turbina o cualquier otro mecanismo para generar energía eléctrica. Estas zonas cuentan con un gradiente geotérmico atractivo para su explotación.

Zonas permeables deseables para reinyección.

Las zonas permeables deseables para reinyección, son aquellas zonas en donde no se encuentran rangos de temperatura atractivos para producción, pero en cambio si grandes zonas de pérdida de fluidos, tales como son fallas o fracturas de transición que no se encuentran asociadas a zonas de calor, o no al menos para poder generar cierta cantidad mínima de vapor capaz de hacer funcionar una turbina; pero que tienen la propiedad de transmitir los fluidos inyectados hacia la zona de temperatura y poder de esta manera continuar con el ciclo reinyección-producción en caso de que las condiciones regionales lo permitan, además de no contaminar los acuíferos superficiales por inyectar el fluido de desecho a grandes profundidades.

Por lo anterior se puede notar que, durante la perforación de pozos geotérmicos, el control adecuado de los parámetros de perforación, como son: peso sobre la barrena, presión y gasto de bombeo, tiempo de penetración, recolección de muestras en superficie, medición de las temperaturas de entrada y salida de los fluidos en el pozo y nivel de presas, nos darán un indicio de las posibles zonas permeables y su utilización; en caso de

que sea una zona indeseable, se procederá a obturarla utilizando el método o los métodos más adecuados para su control, utilizando en la mayoría de los casos en pozos geotérmicos tapones de cemento colocados por circulación, y en caso extremos, forzados para eliminar este problema, con su correspondiente dosificación de aditivos específicos para atacar el problema.

ANÁLISIS DE LOS MINERALES DE ALTERACION HIDROTHERMAL.

La alteración hidrotermal involucra cambios químicos y mineralógicos como resultado de la interacción entre los fluidos hidrotermales y las rocas.

El uso de los diferentes tipos de minerales de alteración como indicadores, es de gran utilidad para encontrar y evaluar el potencial de un yacimiento geotérmico y es indicativo del carácter de las soluciones. Tales alteraciones están bien clasificadas y existe una lista de minerales comunes en dichos yacimientos.

El rasgo esencial de la alteración hidrotermal es la conversión o cambio de un mineral inicial a un nuevo arreglo de mineral más estable bajo las condiciones de temperatura, presión y composición del fluido prevalecientes a condiciones de yacimiento.

Existen constantes cambios en la composición química de las rocas alteradas al reaccionar con el movimiento de fluidos en el yacimiento, es común que se presenten zonas de alteración reflejando cambios en la composición mineralógica con el tiempo.

Del estudio de las rocas alteradas del campo geotérmico, podemos obtener la siguiente información:

DIMENSION DEL YACIMIENTO.

Con el análisis y el inventario de las zonas de alteración es posible obtener las dimensiones aproximadas de un sistema geotérmico, excepto cuando el yacimiento está cubierto por un gran espesor de rocas casi impermeables.

Planteamiento del problema.

ESTRUCTURA DE LAS ROCAS QUE CONTIENE EL YACIMIENTO.

Normalmente encontramos zonas con gran alteración a lo largo de las fallas o fracturas por donde más fácilmente los fluidos pueden alcanzar la superficie. Los análisis mineralógicos de los núcleos y las muestra de canal pueden darnos información acerca de la falla, fractura o posible zona de producción o estrato de inyección (zona permeable) del yacimiento.

CONDICIONES FISICAS Y QUIMICAS.

Como resultado de algunos cálculos experimentales, se puede determinar la temperatura aproximada de la alteración con pequeñas limitaciones, aunque por otro lado es casi imposible calcular la presión a la que se originó la alteración en un sistema geotérmico, por ser mínima.

Las características químicas de los fluidos, especialmente el pH, afecta fuertemente a los minerales alterándolos, mientras que, el tiempo de formación de la roca no lo es, por lo que el valor de la parte alícuota (fracción de muestra tomada para realizar un dilución) de las soluciones puede ser fácilmente inferido.

TIPOS DE ALTERACION.

Una primera clasificación práctica es la de manejar el rango de los porcentajes de alteración en los afloramientos como se observa en la siguiente tabla:

<u>CLASIFICACION¹</u>	<u>RANGO DE ALTERACION %</u>
Totalmente alterada	100
Muy alterada	50 a 100
Medianamente alterada	50
Parcialmente alterada	0 a 50
Sin alterar	0

¹ Fuente: Manual de Geotermia de la Compañía Rotenco S.A. de C.V.

El rango de alteración se determinará en secciones delgadas o en el análisis por difracción del polvo de roca con rayos X. El rango de alteración sin embargo no siempre se determinará exactamente, por ejemplo, cuando la roca original ya ha sufrido una alteración y los fluidos geotérmicos nuevos inician una nueva reacción, únicamente sirve para reconocer en que porcentaje, los fluidos han interactuado con las rocas o no.

ANÁLISIS DE LOS PERFILES DE PRESION Y TEMPERATURA.

Como ya se ha mencionado bastante acerca de estos perfiles, se realiza un análisis de los pozos observados utilizando esta técnica, obteniendo gráficamente el comportamiento de los parámetros involucrados para su utilización, realizando tanto un análisis por separado de cada uno de los registros como en su conjunto, determinando así los parámetros más representativos en la localización de zonas permeables, ya que este tipo de registro es un buen indicativo de la existencia de zonas permeables con sus respectivas limitaciones como fueron mencionadas en el capítulo de antecedentes.

Los perfiles de presión-temperatura a lo largo de un pozo permiten determinar los índices de calentamiento del o los estratos atravesados por el pozo, además de que indican la densidad del fluido que cada intervalo contiene. Por otra parte, los perfiles termodinámicos en los pozos indican las características del yacimiento y su distribución espacial dentro de éste.

ANÁLISIS QUÍMICOS DE LOS FLUIDOS DE LA FORMACION.

Para la preparación de los lodos de perforación, debido a la problemática que las formaciones presentan, es necesario adicionar compuestos químicos solubles en agua, los cuales impiden observar ciertos parámetros químicos como indicadores de las condiciones de la formación atravesada por la barrena. (tabla 3.1).

La interferencia en la fase líquida del lodo de perforación se incrementa por el hecho de que durante la perforación deben agregarse grandes volúmenes de agua, empleándose la mayoría de las veces agua separada de algún pozo aledaño, para la preparación de este fluido; se tiene entonces así de esta manera que buscar otra forma de determinar las zonas permeables en ciertos intervalos perforados; debido a esto, los gases geotérmicos son una buena opción, por la posibilidad tan reducida que tienen de sufrir interferencias durante su detección y son en cierta medida, también transportados hacia la superficie por el lodo de perforación, la diferencia de solubilidades de cada uno, es una de las características que permite observarlos como parámetros indicativos de intervalos

PRINCIPALES COMPUESTOS ADICIONADOS A LOS LODOS BASE AGUA, E INTERFERENCIAS OCACIONADAS POR LOS MISMOS.			
NOMBRE DE COMPUESTO O ADITIVO.	COMPONENTE PRINCIPAL O GRUPO ACTIVO.	PRINCIPALES FUNCIONES Y PROPIEDADES EN EL LODO DE PERFORACION.	CAUSAS PRINCIPALES DE INTERFERENCIAS.
Tanino	Acido3,4,5-Trihidroxibenzoico.	Reductor de viscosidad y mejorar las propiedades del fluido.	Formación de benzoato de sodio, potasio y calcio en la fase acuosa.
Cromollignito	* Acido Húmico.	Resistencia a la degradación a altas temperaturas y controlar el punto de cedencia.	Formación de propionatos y palmitatos de potasio, calcio y sodio en la fase acuosa.
Lignosulfonato	Polímero de Ferro-Cromo-Lignosulfonato.	Dispersante, emulsificante en presencia de diesel, controlar gelatinosidad y filtrado.	Formación de complejos de Ferro-Cromo-Lignosulfonato de calcio y magnesio y de bisulfito de sodio, potasio y litio en la fase acuosa.
Sosa Cáustica Industrial	NaOH	Mantener pH alcalino y evitar efectos floculantes por presencia de NaCl.	Contribuir con iones libres de sodio, potasio y cloro en la fase acuosa. Permite la solubilidad del bióxido de carbono gaseoso por mantener un pH mayor de 9.
Diesel	Hidrocarburos.	Evitar la pérdida de agua y emulsificante en presencia de lignosulfonatos.	Producción de Bióxido de carbono al estar en contacto con temperaturas mayores de 80 °C y aumenta la concentración de carbonatos.

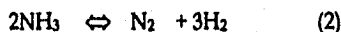
* Término genérico con el que se designa a todos los compuestos de carácter Acido obtenidos a partir del humus.

Tabla 3.1

permeables y de alta temperatura, sobre todo en el caso del ácido sulfhídrico, el cual forma parte del equilibrio Pirita-Fe-Silicoaluminato, es por esto que se han observado los gases más comunes presentes en cantidades importantes en las descargas geotérmicas como son:

Bióxido de Carbono (CO₂), Acido Sulfhídrico (H₂S), Amoníaco (NH₃), Metano (CH₄) e Hidrógeno (H₂); aunque también se encuentran presentes otros gases, no se mencionan por no influir de ninguna forma en este análisis.

Los tres factores principales que controlan el comportamiento de las especies químicas reactivas en un sistema geotérmico son: La temperatura, la presión y la distribución de los gases entre la fase líquida y la fase vapor. Aún cuando el rango de solubilidades de los gases en la fase líquida a altas temperaturas es muy extenso, es posible establecer varias reacciones de equilibrio bajo ciertas condiciones de presión y temperatura; los siguientes componentes gaseosos disueltos en la fase líquida intervienen en el equilibrio de metano y del amoníaco:



El origen del CO₂, de acuerdo con varios investigadores, puede ser volcánico-magmático, orgánico-sedimentario y a partir de rocas carbonatadas marinas.

El Bióxido de Carbono es el componente de mayor concentración presente en los gases geotérmicos, sin embargo, no se considera adecuado observarlo como indicador de las condiciones de la formación, debido a la gran solubilidad que muestra en las condiciones alcalinas del lodo de perforación, ya que se integra al equilibrio ácido carbónico-bicarbonato de la fase acuosa de éste. Por otra parte, la concentración del Bióxido de Carbono se ve incrementada por el que se produce a partir del diesel presente en el lodo, sobre todo cuando entra en contacto con temperaturas ligeramente mayores a los 80 °C (Tabla 3.1), en el caso particular que nos ocupa, para la perforación de los pozos en estudio, como son el AZ-61 y el AZ-62, no se utilizó el diesel como componente dentro del lodo de perforación, por realizarse la perforación con fluido aireado.

Planteamiento del problema.

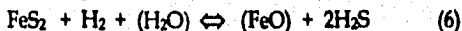
Después del Bióxido de Carbono, el Acido Sulfhídrico, es el gas geotérmico más característico, su formación se considera a partir de las reacciones en las que participan minerales que contienen azufre. El mineral azufrado más comúnmente encontrado en los recortes de perforación de los pozos geotérmicos localizados en terrenos volcánicos, es la pirita, la que al estar en contacto con una solución termal ácida y en presencia de hidrógeno, reacciona de la manera siguiente:



El ion Fe^{2+} formado en solución posee una actividad tal, que pasa a formar parte de otros minerales de hierro, tales como, la Pirrotita y la Magnetita, por lo que es posible establecer las siguientes reacciones:



Otros minerales de Hierro que están estrechamente relacionados con la pirita, son los sílico-aluminatos, principalmente la Clorita y la Epidota, cuyo mecanismo de formación se plantea en la siguiente reacción :



En donde (FeO) representa el hierro divalente incorporado a la estructura de cualquiera de los sílico-aluminatos anteriormente mencionados (H_2O) al sílico-aluminato en su forma de hierro libre. La ecuación No. 6, se ve desplazada hacia la derecha al aproximarse a la temperatura de equilibrio del sistema agua-roca. La ecuación anterior es de gran importancia, porque a demás de plantear el equilibrio Pirita-fe-sílicoaluminato indica que el elemento hierro, es más estable en la fase mineral (Fase sólida) y el H_2S se ve favorecido en la fase líquida. De aquí que el H_2S formado a partir de las reacciones (4), (5) y (6) compita en solubilidad con el CO_2 , ocasionando que gran parte del H_2S sea conducido hacia la superficie por el lodo de perforación.

La gran diferencia de solubilidades entre estos dos compuestos es una de las principales características que deben considerarse para poder observar y captar el H_2S en la salida del sistema de circulación del pozo en perforación.

MUESTREO DE GASES Y PRESENTACION DE DATOS.

La sección más idónea para captar el H_2S en el sistema de circulación es en la línea de regreso del lodo de perforación, por las características de este sistema las muestras deben recolectarse en la entrada de la criba vibratoria.

Con la finalidad de evitar el aporte de gases de las manifestaciones termales superficiales, es conveniente que las muestras se tomen a partir de los 100 m de profundidad. También debe recabarse el reporte diario de perforación para tener conocimiento de la formación encontrada, la profundidad alcanzada y de los incidentes importantes que ocurren durante la misma, tales como pérdidas considerables y aumento de temperatura en la salida del lodo de perforación, velocidad de penetración, etc, los cuales ya han sido mencionados anteriormente y serán analizados en su oportunidad.

Es importante también, el muestreo de los recortes que se van recuperando en superficie con el objeto de someterlos a análisis metalográficos, los cuales permiten construir los perfiles de alteración hidrotermal de la columna del pozo.

Para la organización y presentación de datos se puede construir una tabla que contenga: Fecha y hora de muestreo, mg. de H_2S en 100 ml. de solución alcalina a la profundidad correspondiente, así como todos los acontecimientos importantes obtenidos a partir del reporte diario de perforación del pozo.

Es de gran importancia previo a la perforación del pozo a estudiar, conocer las características químicas de los gases producidos por los pozos aledaños, así como la profundidad de los intervalos productores de los mismos. En base a estas consideraciones previas y para tener una idea de la concentración esperada en la superficie de H_2S aportado por algún intervalo productor del pozo en perforación; además deben tomarse en cuenta las pérdidas de hasta 60% ocasionadas principalmente por la distancia que recorre el lodo de perforación del fondo hacia la superficie, la dilución del H_2S en la fase acuosa del lodo, la dispersión de la atmósfera al aumentar la temperatura de salida del fluido de perforación, pequeñas fugas en la línea de regreso del sistema de circulación, etc, por lo que se deberá de tomar como un auxiliar más en la determinación de zonas permeables.

Planteamiento del problema.

A partir de los datos de la tabla anteriormente mencionada, se grafica la profundidad en metros contra la concentración de H_2S en mg/100 ml. de solución alcalina. La relación a considerar son las existentes entre el incremento en la concentración del H_2S al perforar zonas fracturadas en donde el gradiente geotérmico aumenta notoriamente. El aumento en la concentración del H_2S debe aparecer simultáneo con una presión que permita la difusión de este gas, así como la presencia de termominerales en los recortes de perforación, sobre todo de Clorita y Epidota.

Los registros de presión y temperatura que se efectúan durante la perforación de un pozo, representan el mejor índice para relacionar las condiciones de la formación con el equilibrio Pirita- H_2S -mineral.

Las relaciones existentes entre el comportamiento del H_2S con la formación encontrada y sus condiciones de alteración, abren la posibilidad de emplear otros parámetros químicos en fase gaseosa como indicativos de intervalos productores de vapor durante la perforación de pozos, cuando no es posible utilizar algún componente en la fase líquida del lodo para este fin.

GRADIENTES DE PRESION.

Los gradientes de presión representan el cambio que ocurre en el yacimiento a causa de la variación de sus densidades relacionadas con el cambio en el gradiente geotérmico, y serán obtenidos de los registros de presión, para su mejor interpretación.

Estos gradientes de presión se utilizan principalmente para conocer el nivel estático del líquido dentro del pozo y como un indicador muy fiable de las condiciones de saturación del fluido contenido dentro del mismo, de esta manera nos podemos dar cuenta de la proximidad que tiene con las condiciones de saturación y tomar una decisión acerca de la terminación del pozo.

INDICES DE RECUPERACION TERMICA.

Los índices de recuperación térmica serán obtenidos de los registros de temperatura y también se presentarán en forma de tabla para su análisis e interpretación.

PRUEBAS DE ACEPTACION.

Con las pruebas de aceptación, se puede determinar el Índice de Inyectividad que se tiene en el pozo; esto se realiza programando una serie de registros de presión con diferentes gastos de inyección para obtener el dato de presión de fondo inyectando P_{wf} , correspondiente al intervalo medio permeable definido, construyendo así, la gráfica de P_{wf} vs Q_i obteniendo de la pendiente de la recta, el Índice de inyectividad y con la intersección de la recta a un gasto cero, la presión de fondo estática (P_{ws}); posteriormente mediante el cálculo de las presiones de fondo inyectando y la presión de fondo estática, para diferentes gastos supuestos, se obtiene la curva de Q_i supuesto vs P_{ws} calculada.

Para determinar el gasto de inyección en el pozo, es necesario entrar con el valor de la presión de fondo estática real en el eje de las ordenadas, intersectar la curva generada de la gráfica de Q_i vs P_{wic} y obtener el valor del gasto de inyección buscado en el eje de las abscisas; Otra manera de determinar el gasto de inyección, es graficar el Q_i vs P_{wic} y en lugar de utilizar la P_{ws} , se utiliza el Índice de Inyectividad. La intersección de la curva Q_i vs P_{wic} y el Índice de Inyectividad nos proporciona el gasto buscado.

PRUEBAS DE PRESION.

Una prueba de presión consiste fundamentalmente en registrar la variación de presión en el fondo de uno o varios pozos en determinado tiempo, las mediciones de presión de fondo cerrado o fluyendo se obtienen mediante la introducción previa al pozo de un aparato registrador de presiones.

Los parámetros que se intentan conocer mediante estas pruebas son:

- 1) La capacidad de la formación productora alcanzada para suministrar al pozo el volumen suficiente de fluidos observando su posible producción en forma comercialmente atractiva.
- 2) Factor de daño de los pozos, es decir, el daño causado a la formación productora durante la perforación y terminación de un pozo.
- 3) Presencia de barreras impermeables y zonas de dirección de conductividad preferencial de fluidos.
- 4) Condiciones iniciales del yacimiento, como son la presencia de capa de gas, capa de agua, límite del yacimiento.

Planteamiento del problema.

Para una caracterización correcta del yacimiento es importante que las propiedades del medio poroso, permeabilidad, porosidad, compresibilidad, etc., sean determinadas a las condiciones reales de presión, temperatura y saturaciones existentes en el yacimiento.

Existe una clasificación de pruebas de presión, las cuales se realizan durante la vida útil de un pozo geotérmico, siendo éstas:

- Pruebas de presión durante la perforación.
- Pruebas de presión en pozos productores.
- Pruebas de presión en pozos inyectores.
- Pruebas de presión que involucran más de un pozo en forma simultánea.

PRUEBAS DE PRESION DURANTE LA PERFORACION.

Una vez alcanzado un horizonte permeable promisorio en el cual se ha determinado que la temperatura estática de la formación está dentro del rango considerado como de interés comercial, el siguiente paso consiste en determinar si la posible formación productora alcanzada, tiene la capacidad para suministrar al pozo el volumen suficiente de fluido, como para que su posible producción sea comercialmente atractiva; la medida de esta capacidad la proporciona la permeabilidad.

Con objeto de determinar el producto permeabilidad-espesor de la formación (capacidad de la formación), es recomendable efectuar una o varias pruebas de inyectividad-recuperación de presión, estas pruebas consisten en inyectar agua a la zona de interés a un gasto prefijado, durante un tiempo dado, suspendiendo luego la inyección dejando que se recupere la presión durante cierto tiempo.

PRUEBAS DE PRESION EN POZOS DE PRODUCCION.

Estas pruebas se realizan en un sólo pozo, y su finalidad es la de conocer las condiciones medias prevaletientes en la parte del yacimiento drenada por el pozo. La información que puede obtenerse de estas pruebas es: capacidad de la formación productora para suministrar al pozo un volumen de fluidos de producción comercialmente atractiva, presión inicial y media en el volumen de drene del pozo, daño causado a la formación productora y la presencia de algún tipo de barrera impermeable en la vecindad del pozo.

Existen 2 tipos de pruebas que pueden efectuarse en un sólo pozo, y se clasifican en:

- a) Pruebas de incremento de presión.
- b) Pruebas de decremento de presión.

Por la naturaleza del trabajo aquí presentado, sólo se hace mención a los métodos que se pueden aplicar, puesto que no son los alcances del mismo, no se tratarán con mayor detalle este tipo de prueba.

PRUEBAS DE PRESION EN POZOS DE INYECCION.

Una prueba de inyección consiste en inyectar a un determinado gasto un determinado volumen por un tiempo dado, suspendiendo luego la inyección, con lo cual se registrarán las variaciones de la presión durante la inyección, y también durante el tiempo que se suspendió ésta, observando de esta forma los cambios que ocurren a través del tiempo en el interior del pozo. Con el cual es posible determinar las características principales de la formación que se atraviesa.

Una vez analizado los datos anteriores y de seguir una secuencia lógica y ordenada, obteniendo resultados en forma separada de cada una de las diferentes técnicas, se tomarán los resultados obtenidos para su análisis en conjunto y dar una respuesta única a la localización y caracterización de las zonas permeables.

En este capítulo encontramos la necesidad de utilizar en forma aislada las diferentes técnicas y dar un resultado con la mayor exactitud posible, para de esta manera ya en conjunto analizar los resultados obtenidos y poder acercarnos a la localización y caracterización de las zonas permeables.

DESARROLLO DE LA METODOLOGIA.

En este capítulo se plantea la necesidad de seguir un proceso en la revisión de los datos obtenidos por las diferentes técnicas planteadas.

Uno de los principales elementos de análisis con los que se cuenta, son los registros de presión y temperatura, de ellos se obtienen varias características termodinámicas importantes, como son:

El grado de saturación de los fluidos dentro del pozo.
El Índice de Recuperación Térmica.
Gradiente de presión y temperatura, etc.

Así como de las pruebas de presión realizadas a los pozos, como son:

La transmisibilidad de la formación.
Coeficientes de almacenamiento.
Factor de daño (S), etc.

Se realiza una descripción de los datos en función de su utilidad para la caracterización de zonas permeables en pozos geotérmicos.

Índice de Recuperación Térmica.

Este se utiliza para conocer el grado o la velocidad de calentamiento que sufren los fluidos dentro del pozo a diferentes profundidades, y consiste principalmente en conocer el ΔT en un intervalo de tiempo, esto se realiza utilizando los datos de los registros de temperatura tomados con cero, 6, 12, 18 y 24 horas de reposo, después de la terminación del pozo en su profundidad total programada; como se observa, el ΔT será el valor existente entre los Δt de los registros tomados a una misma profundidad.

$$IRT = \frac{\Delta T}{\Delta t} = \frac{T_2 - T_1}{\Delta t}$$

Entre mayor sea el valor de IRT, mayor será la transmisión de fluidos entre el yacimiento y el pozo. Si el valor es positivo indica que existe un aporte de fluidos de alta temperatura del yacimiento hacia el pozo, por el contrario si el valor es negativo, existe un enfriamiento o aún continúa la salida de los fluidos del pozo hacia el yacimiento, observando de lo anterior que entre mayor sea el valor de el Índice de Recuperación Térmica, la transmisión o movimiento de fluidos es mayor, mostrando por lo tanto que existe una buena permeabilidad en tal profundidad; muchas veces,

estos datos pueden estar enmascarados por los flujos internos, celdas de convección formadas dentro del pozo. Las celdas de convección formadas pueden disfrazar y arrojar datos erróneos, en las profundidades donde se realiza el análisis, por lo que se debe tener cuidado al interpretar estos datos.

La forma idónea de observar los cambios termodinámicos sufridos dentro del pozo es, capturando los datos y formando una tabla, en donde se muestre el cambio de las temperaturas a través del tiempo.

Relacionando estos datos con lo observado en el análisis de los perfiles de temperatura, se podrá dar credibilidad a los resultados obtenidos, o en su defecto desecharlos.

Gradiente de Presión.

El gradiente de presión dentro del pozo se obtiene de los registros de presión tomados en forma simultánea con los registros de temperatura; aquí se observan las pendientes de los diferentes gradientes mostrados dentro de un pozo geotérmico.

Los gradientes geotérmicos de presión, varían con respecto a un gradiente de agua pura a condiciones atmosféricas. Los fluidos geotérmicos contienen sales y gases disueltos, los cuales dependiendo de las condiciones termodinámicas imperantes en el momento de la toma de registros, nos podrán representar gradientes superhidrostáticos, hidrostáticos o subhidrostáticos.

Cuando se termina un pozo, los fluidos de perforación empleados, por lo general contienen aditivos tales como bentonita, sosa cáustica, etc., los cuales hacen que la densidad del fluido aumente por arriba de la densidad del agua $> 1.0 \text{ gr/cm}^3$, además de ser fluidos fríos entre 20 y 30 °C (cuando se utiliza un fluido de perforación en un yacimiento geotérmico este tiende a ganar energía, la cual es suministrada por la roca caliente que se encuentra en la zona de producción; el fluido retorna a la superficie con una temperatura más elevada que con la que entró; este incremento de la temperatura es eliminado en gran parte por la torre de enfriamiento colocada entre las presas de lodo del equipo de perforación; la función de esta torre es eliminar el incremento de la temperatura en aproximadamente 10 °C, posteriormente este fluido regresa al interior del yacimiento ganando de nueva cuenta calor; por lo que en el circuito de circulación del lodo de perforación, siempre se va a tener un incremento gradual de la temperatura en superficie a medida que se profundice más el pozo y en el fondo, la temperatura del yacimiento se incrementa), creando un gradiente de temperatura superhidrostático dentro del mismo, posteriormente a su término, se lava y se deja en reposo con agua

Desarrollo de la metodología.

"limpia" con una densidad de aproximadamente 1.0 gr/cm^3 , para iniciar la serie de registros completa de 24 horas dentro del pozo; el fluido aún se encuentra frío, dando así un gradiente de presión hidrostático al momento de correr el registro con cero horas de reposo (existen algunos pozos en los cuales el gradiente geotérmico es tan elevado, que no permite obtener un gradiente hidrostático por mucho tiempo por incrementarse en forma substancial la temperatura de los fluidos).

Posteriormente con el calentamiento gradual del fluido dentro del pozo, éste tiende a disminuir su densidad creando un gradiente de presión subhidrostático, al igual que por el aporte de gases de algunas zonas permeables del yacimiento hacia el pozo, encontrando que los fluidos contenidos dentro del pozo se encuentran en condiciones cercanas al punto de ebullición.

A medida que continua el calentamiento del fluido, la temperatura alcanzada en algunas zonas supera el punto de ebullición y comienza a desprender vapor, creando un gradiente subhidrostático referido tanto a la zona de flasheo o transformación del líquido en vapor como de la zona de vapor misma.

Los gradientes de presión nos dan indicio de las condiciones termodinámicas predominantes dentro de un pozo geotérmico a través del tiempo; estos muestran si los fluidos contenidos dentro del pozo se encuentra en fase líquida, vapor o en condiciones de saturación, además indican la localización de la profundidad de la zona permeable predominante (en este caso si la zona permeable es solamente una), mediante la formación del punto pivote, estos gradientes de presión analizados en forma conjunta con los perfiles de presión y temperatura, utilizando además las tablas de vapor, encontraremos valiosa información, la cual nos guía hacia una correcta caracterización de las condiciones del yacimiento y por lo tanto a la localización de las zonas permeables.

Gradiente de temperatura.

Los gradientes de temperatura, nos indican durante la etapa de perforación y terminación del pozo, las anomalías existentes dentro del pozo; en una zona permeable, durante la perforación, el fluido entra en dicha zona enfriándola, posteriormente cuando se corre un registro de temperatura, este muestra tal condición; un decremento en el gradiente de temperatura en esa profundidad; si la zona no es comercialmente atractiva, es decir que exista una temperatura atractiva para producción de vapor, o nos encontramos en una etapa temprana de la perforación del pozo en donde todavía no existen anomalías térmicas, esta inversión térmica no regresará, por lo que no recuperará su gradiente geotérmico a corto plazo; la mayoría de estas zonas permeables

sólo sirven como un obstáculo en la perforación siendo zonas permeables indeseables, procediendo entonces a taponarlas ya sea con tapones de cemento colocados por circulación o con algunos compuestos químicos existentes en el mercado para tal efecto.

Cuando se tienen zonas permeables a profundidades comercialmente atractivas, se observa el mismo comportamiento; la inversión o la disminución de la temperatura a esa profundidad, pero con una variante; la temperatura en esa zona es mucho mayor, por lo que el fluido es calentado mucho más rápido, mostrando una recuperación en el gradiente de temperatura más notorio; y si el aporte de calor al fluido es lo suficientemente grande, se observará la misma anomalía que cuando se tenía la regresión en la temperatura, pero ahora en sentido contrario, mostrando un incremento en la temperatura anormal después del calentamiento; de nueva cuenta estos gradientes de temperatura son analizados en forma conjunta con las tablas de vapor y los perfiles de presión para obtener datos más claros de lo que se está observando.

Pruebas de presión para la determinación de las características del yacimiento.

Otra característica analizada para obtener datos de la formación son las pruebas de presión; con ellas se determinan las propiedades petrofísicas del sistema roca-fluidos, siendo de especial interés en la Industria Geotérmica, las propiedades petrofísicas siguientes:

1. Transmisibilidad $\left(\frac{kh}{\mu}\right)$
2. Coeficiente de almacenamiento de la formación $(\phi C_v h)$.
3. Factor de daño (S).

Los datos para el análisis de estos parámetros, son obtenidos a través del registrador de presión.

- k Permeabilidad
- ϕ Porosidad de la formación
- μ Viscosidad
- h Espesor de la formación productora
- C_v Compresibilidad total (roca + fluido)

Transmisibilidad.

Una vez que se ha comprobado la intersección del yacimiento mediante un pozo, es necesario evaluar la capacidad de transmisibilidad que presenta el sistema pozo-yacimiento, además de las características ya mencionadas.

De los resultados obtenidos por estas pruebas en forma aproximada es factible estimar la producción de el pozo; estando los índices de la transmisibilidad dentro de los siguientes rangos:

Cuando el valor de la transmisibilidad resulta menor a 6, no se recomienda realizar la terminación del pozo; donde k es la permeabilidad en Darcy, h es el espesor de la formación en metros y m la viscosidad en centipoise. Para valores mayores de 6 pero menores de 9, es factible terminar el pozo; si la transmisibilidad es mayor que 9 pero menor de 12, se estima al pozo con buenas características de producción. Si la transmisibilidad arroja un valor mayor de 12 pero menor a 18, se tiene buena comunicación entre el agujero y el yacimiento; por lo que se estima un pozo con muy buenas características productivas. Cuando la transmisibilidad es mayor de 18, se considera que se tiene un pozo con excelente comunicación con el yacimiento.

Es importante considerar todas las propiedades del sistema para decidir sobre la apropiada terminación de un pozo. La clasificación de la transmisibilidad anteriormente descrita obedece a una correlación empírica de éstas con los gastos de producción reportados en los pozos del Campo Los Azufres.

Coefficiente de almacenamiento.

El volumen finito de un pozo y el fluido dentro del mismo, afectan las presiones medidas en el mismo, por ejemplo, si el pozo es cerrado en la superficie, el gasto en la cara de la formación, no se detiene inmediatamente y el fluido continua entrando en el agujero hasta que la presión ejercida por los fluidos almacenados sea suficientemente grande para detener efectivamente el flujo de la formación, este efecto es conocido como almacenamiento del pozo.

Frecuentemente el coeficiente de almacenamiento de un pozo no es constante a lo largo de una prueba de transmisión de presión, dado que existen cambios repentinos los cuales son fáciles de visualizar y ocurren con relativa frecuencia, por ejemplo cuando un pozo inyector con una alta presión en el cabezal es cerrado para una prueba de decremento de presión, la presión en el cabezal del pozo permanece alta inmediatamente después del cierre, sin embargo unos minutos después, la presión de

Caracterización de zonas permeables en pozos geotérmicos.

fondo cae por debajo de la presión hidroestática, el nivel del líquido comienza a caer y forma un vacío, cuando esto sucede, el coeficiente de almacenamiento se incrementa de un coeficiente por compresión del líquido definido por la ecuación $C = V_w c$ a otro por caída de nivel de líquido, definido por la siguiente ecuación:

$$C = \frac{V_w}{\frac{\rho}{144} \frac{g}{g_c}}$$

Donde:

- V_w = Volumen del pozo por unidad de longitud (bls/pie).
- ρ = Densidad del fluido en el pozo (lbm/ple³).
- g = gravedad (pie/seg²).
- g_c = Constante de conversión 32.17
- C = Constante de almacenamiento (bls/psi).

Factor de daño.

En muchos casos se ha encontrado que la permeabilidad de la formación en las vecindades del pozo es reducida como resultado de los trabajos de perforación y terminación. La invasión de fluidos de perforación, el enjarre de lodo, la penetración parcial, etc. son algunos factores que causan una reducción en la permeabilidad.

La zona de baja permeabilidad ha sido llamada zona alterada o dañada.

Van Everdingen definió el factor de daño como :

$$\Delta P_s = \frac{141.2qB\mu}{kh} s$$

Sumando esta ΔP_s a la ecuación de aproximación logarítmica, desarrollando la ecuación en unidades prácticas y considerando además que $m = (162.6 qB\mu)/kh$, simplificando y ordenando términos:

$$s = 1.151 \left[\frac{P_i - P_{iw}}{m} \log\left(\frac{k}{\phi\mu C_i r_w^2}\right) + 3.2275 \right]$$

Desarrollo de la metodología.

Por otro lado Hawkins estableció que el radio r_s de la zona dañada alrededor del agujero y la K_s de la zona dañada pueden estar relacionadas con el factor de daño como sigue:

$$s = \left(\frac{k}{K_s}\right) \ln \left(\frac{r_s}{r_w}\right)$$

Lo cual indica que :

Si $k_s < k$, el pozo está dañado ($s > 0$),

Si $k_s = k$, el pozo no tiene daño ($s = 0$) y

Si $k_s > k$, el pozo está estimulado ($s < 0$).

Obsérvese que incluso si k , s , y r_w son conocidos, no es posible conocer el radio r_s y su correspondiente permeabilidad. Esto se puede solucionar definiendo el radio efectivo del pozo como sigue:

$$\ln \frac{r_e}{r_w} = \frac{r_e}{r_w} + S$$

Ordenando términos:

$$r_w = r_w e^s$$

APLICACIONES A CASOS DE CAMPO.

En este capítulo se realiza el análisis en forma sistemática de dos pozos recientemente perforados, como son el pozo AZ-61 y el AZ-62, de acuerdo con la metodología propuesta; además se hace mención de que todas las gráficas generadas se encuentran al final del capítulo para su fácil localización.

A continuación se plantea la interpretación de los registros generados durante la perforación del pozo AZ-61.

Análisis del registro de temperatura No. 1.

Este registro se tomó, simultáneamente con el registro de presión No. 2 mostrándose en la figura (5.1), donde se observa un decremento en la temperatura entre los 500 m y los 785 m, donde se invierte y se comienza a incrementar nuevamente; debido al amplio rango y a la poca variación de la temperatura, no se puede considerar como una zona permeable primaria.

En el mismo registro podemos observar a partir de los 845 m. una disminución de temperatura apreciable, hasta el último punto tomado que corresponde a 870 m.

Por lo tanto, de este registro encontramos 2 zonas permeables de diferente magnitud de aceptación de fluidos.

De ambos intervalos encontrados (de 500 a 785 m. y 845 a 870 m), no necesariamente todo es permeable, dicho registro muestra la existencia de una anomalía en la temperatura en esos rangos, por lo que con los análisis posteriores de perforación, mineralogía, geoquímica y demás herramientas, será posible definir con una mayor exactitud, los intervalos realmente permeables.

Análisis del registro de temperatura No. 2.

Este registro se tomó 2 horas después de el primer registro de temperatura (T/1), simultáneo con el registro no. 3 de presión (P/3) con el mismo objetivo; determinar la zona de pérdida (figura 5.2), en donde se observa claramente dentro del intervalo de 500 a 785 m que no existe una pérdida considerable de fluidos; más sin embargo de los 785 a 850 m, existe un ligero cambio en las condiciones de temperatura, mostrando de esta

Aplicaciones a casos de campo.

manera que existe una aceptación de fluidos del pozo a el estrato circundante, por no existir un incremento de la temperatura.

Análisis del registro de temperatura No. 3.

Este registro se tomó 15 días después (figura 5.3), del registro número 2, estando el pozo con 3.5 horas de reposo, siendo el objetivo, la determinación de la zona permeable no deseable, para obturarla y así colocar la tubería de revestimiento de $9\frac{5}{8}$ pulgadas de diámetro a la profundidad de 1150 m, referidos a nivel terreno natural (R.N.T.N.).

De este registro, podemos deducir la existencia del intervalo permeable de los 500 a los 875 m y de 950 hasta los 1150 m, puesto que el índice de calentamiento no se recupera conforme al perfil mostrado.

Además se considera fuera de estudio dentro del registro de temperatura número 3 (T/3), la zona de 0 a 102.34 m debido a la cementación de la tubería de revestimiento de $13\frac{3}{8}$ pulgadas de diámetro; operación realizada 15 días después, por lo cual no lo afecta.

El intervalo de 875 a 950 m muestra una ligera tendencia de incremento en la temperatura, mostrando indicios de una reducción en la permeabilidad, o la existencia de una permeabilidad pobre.

Los registros de temperatura números 4, 4a, 5 y 5a, (T/4, T/4A, T/5 y T/5A respectivamente), tomados con 4 horas de reposo en forma simultánea fueron realizados con la finalidad de obtener la cima de cemento después de cementar la tubería de revestimiento de $9\frac{5}{8}$ pulgadas de diámetro; ésta es otra posible aplicación de dichos registros, al obtener la temperatura de reacción (expansión isotérmica) del cemento durante el fraguado; debido a que no forma parte del estudio de este trabajo, sólo se hace mención de la utilización de este tipo de técnicas, con la finalidad de realizar un cálculo volumétrico más aproximado a la realidad de la lechada que se deberá de utilizar para recementar tuberías de revestimiento.

Análisis del registro de temperatura No. 6.

Este registro fue tomado con agua y cero horas de reposo, simultáneo con el registro de presión número 5 (P/5), con la finalidad de obtener la profundidad del intervalo permeable de 1150 m (profundidad a la cual se encuentra asentada la zapata de la tubería de revestimiento de $9\frac{5}{8}$ pulgadas de diámetro), a la profundidad de 2000 m referidos a nivel terreno natural , la cual es la profundidad total del pozo (figura 5.4).

De dicha gráfica podemos observar de 0 a 1200 m el comportamiento del gradiente de temperatura dentro de la tubería de revestimiento; a partir de 1200 m tiene una tendencia a incrementarse la temperatura en forma constante hasta los 1400 m, ocurriendo a esta profundidad un cambio en la pendiente de la curva hasta los 1500 m, donde se observa una inversión en la temperatura hasta la profundidad de 1650 m, es aquí donde existe un incremento paulatino de la temperatura hasta los 1825 m, donde existe de nueva cuenta otra inversión más hasta la profundidad de 1925 m donde comienza a recuperarse en forma rápida, mostrando la ausencia de una permeabilidad útil.

Análisis del registro de temperatura No. 7.

Este registro fue tomado estando el pozo con agua y 7 horas de reposo, simultáneamente con el registro de presión (P/6), y si se analiza de la misma manera que el registro anterior, se observa de nueva cuenta la anomalía del registro anterior a partir de los 1200 m hasta los 1400 m, donde comienza un decremento en la temperatura, siendo más notorio de los 1450 m a los 1650 m, donde existe una ligera recuperación de la temperatura hasta los 1850 m, existiendo una inversión de temperatura hasta los 1925 m, mostrándose como en el registro anterior un incremento repentino en el gradiente de temperatura (figura 5.5).

Análisis del registro de temperatura No. 8.

Este registro fue tomado con agua y 14 horas de reposo, simultáneamente con el registro de presión 7 (P/7) (figura 5.6).

A la profundidad de 1400 m, comienza un decremento de temperatura manteniéndose hasta la profundidad de 1700 m, donde se invierte en forma ligeramente ascendente, decayendo nuevamente hasta la profundidad de 1850 m, mostrándose con los puntos de medición posteriores una inversión de temperatura con respecto a los registros anteriores, mostrando una zona de interés de 1850 a 1960 m.

Análisis del registro de temperatura No. 9.

Este registro fue tomado con agua y 19 horas de reposo, simultáneamente con el registro de presión número 8 (P/8) (figura 5.7).

Aquí podemos encontrar condiciones muy similares al anterior, mostrándose de 1200 a 1400 m, la misma tendencia a disminuir, posteriormente de 1400 m en adelante,

Aplicaciones a casos de campo.

continúa el retroceso de la temperatura, mostrando por intervalos tales como 1650 m y 1750 m una pequeña recuperación.

Análisis del registro de temperatura No. 10.

Este registro fue tomado con agua y 24 horas de reposo, simultáneamente con el registro de presión número 9 (P/9), siendo el último de la serie de registros de temperatura tomado en este pozo, con la finalidad de obtener la profundidad de la zona o las zonas de interés (figura 5.8).

Dicho registro muestra en general el mismo comportamiento del registro de temperatura número 9 (T/9) con ligeras variaciones, por lo cual ya no es conveniente tomar otro registro.

Análisis de los registros de Presión.

Análisis del registro de presión No. 1.

Este registro fue tomado con la finalidad de determinar el nivel estático del fluido dentro del pozo, tomado con lodo y con cero horas de reposo, en donde se observa que el nivel estático se encuentra a los 20 m de profundidad, referido a nivel terreno natural (figura 5.9).

Análisis del registro de presión No. 2.

El registro de presión número 2 (P/2), fue tomado con agua y 4.5 horas de reposo, simultáneamente con el registro de temperatura número 1 (T/1), en donde exclusivamente del análisis de un sólo registro en cuestión, podemos obtener el nivel estático del fluido, encontrándose a 120 m de profundidad (figura 5.10).

Para realizar un examen de mayor profundidad se tienen que utilizar en forma conjunta otros perfiles y observar la variación sufrida unos con respecto a otros, de otra manera sólo obtendremos los niveles estáticos del fluido dentro del pozo.

Análisis del registro de presión No. 3.

El registro de presión número 3 (P/3), fue tomado inyectando 60 m³/h de agua, simultáneamente con el registro de temperatura 2 (T/2), con la finalidad de determinar la zona de pérdida o aceptación de fluidos (figura 5.11), por lo que dicho registro se analizará en forma empalmada con los registros posteriores para observar las posibles anomalías notorias en el gradiente de presión.

Análisis del registro de presión No. 4.

El registro de presión número 4 (P/4), fue tomado con 3.5 horas de reposo, simultáneamente con el registro de temperatura 3 (T/3), con el fin de determinar la zona permeable (figura 5.12), de tal registro podemos determinar el nivel estático a 465 m referido a nivel terreno natural.

Análisis del registro de presión No. 5.

El registro de presión número 5 (P/5), fue tomado con agua y cero horas de reposo simultáneamente con el registro de temperatura 6 (T/6), para determinar el intervalo permeable (figura 5.13), mostrando una tendencia a encontrar el nivel estático a 525 m referido a nivel terreno natural, encontrándose un cambio en la pendiente a los 1200 m y continuando con una pendiente menor a partir de esta profundidad.

Análisis del registro de presión No. 6.

El sexto registro de presión (P/6), fue tomado con agua y 7 horas de reposo simultáneo con el registro de temperatura 7 (T/7), dentro de la serie de 24 horas con la misma finalidad, encontrar el intervalo permeable a la profundidad total del pozo (figura 5.14). En este registro se encontró el nivel estático a 640 m referido a nivel terreno natural, sin mostrar un cambio pronunciado en la pendiente que nos pudiera dar indicio de una posible zona permeable.

Análisis del registro de presión No. 7.

El registro séptimo de presión (P/7), fue tomado con agua y 14 horas de reposo simultáneo con el octavo de temperatura (T/8); en este caso se observa el mismo cambio en la pendiente a los 1200 m, para posteriormente encontrar a los 1250 m de nueva cuenta

Aplicaciones a casos de campo.

el gradiente de presión normal (figura 5.15); en este registro se encontró el nivel estático a 680 m de profundidad.

Análisis del registro de presión No. 8.

El registro de presión número 8 (P/8), fue tomado con agua y 19 horas de reposo simultáneamente con el registro de temperatura número 9 (T/9) (figura 5.16), encontrándose el nivel estático a 630 m de profundidad.

Análisis del registro de presión No. 9.

Este registro fue el último de la serie de 24 horas tomados para determinar la zona permeable, con agua y 24 horas de reposo, tomado simultáneamente con el registro de temperatura número 10 (T/10), obteniendo el nivel estático a 630 m de profundidad (figura 5.17).

Es importante hacer resaltar que el análisis aislado de cada uno de los registros nos da información valiosa acerca de lo que sucede dentro del pozo, sin embargo, si se analizan en conjunto obtenemos una mayor definición de las zonas permeables buscadas, y debido a esto el siguiente análisis se realizará con gráficas de perfiles de presión y temperatura en una sola gráfica, originando otro análisis, o cuando menos observar en su conjunto lo descrito de cada uno de ellos por separado; pero antes de realizarlo se hará un breve resumen de lo encontrado en el análisis aislado de cada uno de los registros para que de esta manera se pueda tener un resumen de cada uno y mostrar una comparación para concretar la localización con exactitud de las zonas de interés buscadas.

Dicho análisis nos ha mostrado lo siguiente:

REGISTRO No.	T-06	T-07	T-08	T-09	T-10
INTERVALOS DE ZONAS POSIBLES PERMEABLES (m)	1500-1650 1825-1825	1450-1650 1850-1925	1500-1700 1750-1800	1500-1700 1750-1800	1500-1700 1750-1800

Tabla 5.1. Ubicación de los intervalos donde se encontraron comportamientos anómalos de temperatura dentro del pozo AZ-61, usando registros de temperatura con cero, 7, 14, 19 y 24 horas de reposo.

De lo anterior podemos deducir dos zonas permeables encontrando la primera zona permeable entre los 1500 y 1700 m, y la segunda zona entre 1750 y 1925 m

REGISTRO No.	P-05	P-06	P-07	P-08	P-09
PROFUNDIDAD DEL NIVEL ESTÁTICO ENCONTRADO (m)	525	640	680	630	650

Tabla 5.2. Ubicación del nivel estático dentro del pozo de acuerdo a los registros de presión tomados con cero, 7, 14, 19 y 24 horas de reposo.

Por el lado de la presión obtenemos una diferencia de altura en la columna hidrostática de 105 m en 24 horas, referido de 525 m a 630 m mostrados en las gráficas.

Aquí surge una pregunta interesante, en el registro de presión (P/08), el nivel estático se encontró arriba de la última medición, por 50 m de diferencia (2.1 m³), pudiendo deberse a 3 posibles respuestas, la primera, es que el elemento se encontraba descalibrado proporcionando datos de presión mayores de las reales por encontrarse la intersección de la recta con el cero de la presión en un punto más arriba; otra puede ser, que la carta obtenida mediante ambos registros pudo leerse incorrectamente, suministrando datos erróneos; y por último, también pudo existir la aportación de fluidos de la formación hacia el pozo incrementando el volumen dentro del mismo y creando una mayor presión en todos los puntos.

Para investigar la primera hipótesis, se recurrió a las tablas correspondientes y buscar el tipo de elementos de presión utilizados en el pozo, encontrando que el mismo elemento fue utilizado para todos los registros por lo que la posible falla puede no ser cierta, aunque después de varias corridas un elemento se puede descalibrar.

Como se observa siempre se debe de tener cuidado al tomar ciertos datos para realizar un trabajo, debido a la posibilidad de tomar como referencia datos erróneos o mal interpretados.

Tomando los datos como buenos, por el lado de la presión, obtenemos una pérdida de volumen de 9.8 m³ en 24 horas de reposo, por lo tanto del análisis de la presión podemos observar la existencia de una pérdida considerable de fluido, y con el punto pivote (explicado en el capítulo de antecedentes), se muestra la existencia de 2 zonas permeables debido a la inexistencia de un claro cruce de las líneas de presión, manteniéndose casi constantes en forma paralela.

Aplicaciones a casos de campo.

Por otra parte, analizando la gráfica con todos los registros incluidos (figura 5.18) en una sola hoja podemos decir lo siguiente:

existe claramente una zona de pérdida entre los 1500 y los 1650 m y otra de menor permeabilidad entre los 1850 y los 1920 m, teniendo además que en base a las tablas de saturación de vapor de agua, la temperatura máxima alcanzada es de 176.81 °C a 1350 m arriba de las zonas de pérdida con una presión de 66.53 kg/cm².

Para poder tener condiciones de saturación de líquido, relativo a una presión de 66.53 kg/cm², la temperatura del fluido deberá de encontrarse a 283 °C, lo cual muestra una gran diferencia de 107 °C para alcanzar las condiciones de saturación. En base a lo anterior el pozo tiene 2 zonas de aceptación con muy baja temperatura.

La temperatura máxima alcanzada abajo de las zonas permeables 202.20 °C a 1980 m de profundidad, con 124.59 kg/cm² de presión y de nueva cuenta, para condiciones de saturación, se tiene que para 124.59 kg/cm² se deberá de tener 328 °C, y para 202.20 °C, se deberá de tener 16.19 kg/cm² encontrándose una diferencia de 125 °C y de 108.4 kg/cm².

De dicho análisis el pozo se encuentra muy lejos de las condiciones de saturación como para ser un pozo productor.

Se muestra claramente en la gráfica el casi nulo calentamiento entre el primer y el último registro tomado. Se observa la gran aceptación de fluido hacia la formación.

A manera de resumen se obtienen las siguientes conclusiones del análisis de los registros de presión y temperatura.

1. Dos zonas permeables una localizada en los intervalos 1500-1650 m, y 1850-1920 m (Las cuales se definirán con mayor claridad y exactitud al analizar los datos geoquímicos, geológicos, y de perforación).
2. Se nota un calentamiento casi nulo de las zonas de los intervalos permeables.
3. Existe gran aceptación de fluidos en dichas zonas.

Por los estudios anteriores se puede considerar al pozo AZ-61 como *inyector* por no presentar condiciones de calentamiento necesario para acercarnos a las condiciones de saturación, pero sí de tener una gran capacidad de aceptación de fluidos en dichos

intervalos, los cuales no pueden afectar acuíferos superficiales por encontrarse a gran profundidad.

Desde el punto de vista geológico, en la figura 5.19 se muestra la columna estratigráfica encontrada, en donde se aprecia la existencia de andesita de textura porfídica alterada por cuarzo, minerales arcillosos, epidota, clorita, calcita y óxidos, y de textura microcristalina alterada por cuarzo, clorita, epidota, minerales arcillosos, calcio y óxidos, observando la roca con fracturamiento en los intervalos de 1688-1750 m y 1766-1806 m, aumentando dicho fracturamiento de 1807 a 1810 m, disminuyendo de 1811-1839 m, la cual está sellada por minerales tales como el cuarzo, epidota, clorita y óxidos, sin mostrar evidencia de falla, encontrándose cambios litológicos a los 1400 m, 1625, y 1801 m de profundidad (R.N.T.N.) respectivamente, en las figuras 5.20 y 5.20a se muestran los diferentes minerales de alteración, así como la alteración total sufrida en las rocas.

Las mayores alteraciones sufridas en la roca, ocurren en los intervalos de 1225 a 1275 m, 1280 a 1325 m y de 1500 a 1625 m. , representando cambios químicos en la composición de la roca alterada por condiciones de hidrotermalización, sufriendo por lo tanto debilidad en su estructura y posible fracturamiento.

La columna litológica está compuesta de 0 a 419 m; 521 m a 935 m y de 1150 m a 2000 m, por andesitas y andesitas basálticas con textura que varía de microcristalina a porfídica.

de 419 a 521 m por riolita vítrea de textura porfídica.

de 935 a 1150 m, no se recuperó muestra por no existir circulación en superficie.

Aplicaciones a casos de campo.

En base a lo anterior, quedan definidos los siguientes posibles intervalos permeables a partir de los análisis geológicos.

PROFUNDIDAD (m).	OBSERVACIONES.
1241-1288 m.	POR FRACTURA Y CONTACTO LITOLÓGICO.
1500-1625 m.	POR FRACTURAMIENTO.
1688-1750 m.	POR FRACTURAMIENTO.
1766-1806 m.	POR FRACTURAMIENTO.
1807-1810 m.	POR CRUCE DE FALLA "LA CUMBRE".
1911-1948 m.	POR FRACTURAMIENTO.

Tabla 5.3. Ubicación de los intervalos de interés obtenidos en base al análisis de la litología mostrada en los recortes de perforación.

Ahora analizando los datos obtenidos de la perforación del pozo AZ-61, con respecto a los tiempos de penetración, tenemos lo siguiente:

En el intervalo de 1541 m a 1625 m, se tienen tiempos de penetración entre 3 y 12 minutos por metro, con un peso sobre barrena entre 7 y 9 toneladas, velocidad de la rotaria entre 75 y 90 revoluciones por minuto, presión de bombeo entre 28 y 36 kg/cm², gasto suministrado por la bomba entre 247 y 256 gal/min, mostrando claramente evidencia de una zona fracturada, al tener en promedio 7 minutos por metro de penetración en dicho intervalo; posteriormente tenemos de 1663 m a 1705 m condiciones de alta penetración, siendo más evidente de 1668 m a 1687 m, con tiempos de penetración de 6 minutos por metro, con ligeras intercalaciones entre las demás profundidades, posteriormente aumentando hasta con 30 minutos por metro; se encuentra también de 1750 m a 1757 m tiempos de penetración de 6 minutos por metro y de 1951 m a 1975 m de 8 minutos por metro, incrementándose el tiempo de penetración a partir de los 1976 m al final, en forma gradual hasta con 20 minutos por metro perforado en el fondo. ver Figura 5.21.

intervalo perforado. (m).	tiempos de penetración promedios. (min/m).	peso sobre barrena. (Ton).	velocidad de rotaria. (R.P.M.)	presión de bomba. (kg/cm ²)	gasto de bomba. (gal/min).
1541-1625	7	7 y 9	75-90	28-36	247-256
1663-1705	6	7 y 8	90	35-41	256-283
1750-1757	6	9	70	24-34	247-265
1892-1897	6	13	70	32	900
1951-1975	8	14	60	42	934

Tabla 5.4. Condiciones de operación y tiempos de penetración durante la perforación del pozo AZ-61.

Se nota del análisis, la penetración tan rápida de la barrena en la formación, dando indicios de encontrarse en zonas con un alto grado de alteración, y por consiguiente de debilidad en su estructura pudiendo tener un alto índice de fracturamiento.

Los tiempos de penetración están relacionados directamente a contactos litológicos, fracturamiento y alteración hidrotermal.

En la Figura 5.22, se pueden observar las pérdidas de circulación registradas, siendo las siguientes:

Aplicaciones a casos de campo.

PROFUNDIDAD (m)	VOLUMEN PERDIDO. (m ³ /hr).
39-56	5.94
57-68	48
74-104.	90
788	105
845-847	108 a 51.4, la cual posiblemente corresponda a 788 m.
1150-2000	Se perforó con fluido aireado, la cual no permitió detectar y/o cuantificar con exactitud la zona de pérdida.

Tabla 5.5. Volúmenes cuantificados de pérdida de lodo durante la perforación del pozo AZ-61.

De lo anterior se exponen las tres zonas permeables posibles debido a su bajo tiempo de penetración por metro.

Analizando ahora los datos de geoquímica, tenemos lo siguiente:

profundidad (m)	H ₂ S (mg/ml)
840	3.4
1460-1480	1.5
1600-1640	1.6
1740	1.5
1950	1.4

Tabla 5.6. Relación de las concentraciones de gas sulfhídrico con respecto a la profundidad.

En los intervalos anteriores, se encuentra una concentración promedio de H₂S de 1.5 mg/1000 ml, registrando temperaturas menores de 180 °C; por las bajas concentraciones de H₂S detectadas, se consideran intervalos con pocas posibilidades de aportar vapor con características de producción.

Correlacionado los datos geoquímicos con los minerales de alteración, se tienen concordancias con los datos obtenidos de los mismos, encontrando relación entre los óxidos formados a temperaturas menores a los 150 °C; además se observa a partir de los 1150 m al fondo el mineral de epidota, el cual se forma a temperaturas mayores de los 250 °C, indicando la posibilidad de encontrar alta temperatura en dicho intervalo, sin embargo los registros tomados de temperatura nos indican que actualmente, no es posible alcanzarlas, existiendo la posibilidad de que en la zona haya ocurrido un enfriamiento por la entrada de fluidos de menor temperatura logrando así formar zonas de alta permeabilidad por la alteración de la roca y por el enfriamiento de la misma, pero a su vez haciendo que la zona no sea comercialmente explotable para fines de producción. A continuación se muestran los siguientes intervalos con su porcentaje de alteración.

intervalo (m).	% de alteración	Intervalo (m).	% de alteración	intervalo (m).	% de alteración
1151-1121	90	1487-1495	70	1853-1903	30
1122-1273	95	1496-1624	95	1904-1908	90
1274-1282	85	1625-1672	30	1909-1924	30
1283-1288	80	1673-1687	90	1925-1930	20
1289-1324	95	1688-1711	45	1931-1939	80
1325-1360	85	1712-1750	40	1940-1942	20
1361-1402	60	1751-1765	70	1943-1981	60
1403-1423	20	1766-1783	60	1982-1990	40
1424-1435	80	1784-1828	80	1991-2000	25
1436-1486	15	1829-1852	40		

Tabla 5.7. Relación de los intervalos de alteración con su porcentaje promedio.

Aplicaciones a casos de campo.

De la tabla anterior se observan los intervalos de mayor alteración entre el 80% y el 95%, mostrando posibilidades de encontrar zonas permeables en dichos intervalos.

Tomando todos los datos en conjunto de las diferentes técnicas analizadas, encontramos lo siguiente:

Registros PT.	Geología.	tiempos de penetración. (min/m.)	porcentaje de alteración.	Geoquímica	Pérdidas de circulación
1500-1700* 1850-1920*	1241-1288* 1500-1625* 1688-1750* 1766-1806* 1807-1810* 1911-1948*	1541-1625* (7)** 1646-1649* (6)** 1652-1656* (7)** 1663-1705* (6)** 1750-1757* (6)** 1892-1897* (8)** 1952-1971* (8)** * intervalo (m). ** tiempo realizado.	1496-1624* 1673-1687* 1784-1828* 1904-1908* 1931-1939*	No se definen zonas con alto porcentaje de H ₂ S, para definir zonas permeables con capacidad de producción.	no pueden ser cuantificadas con claridad en los intervalos de interés por utilizar fluido aereado.

Tabla 5.8. Comparación entre las diferentes técnicas utilizadas para encontrar los posibles intervalos permeables.

Se observa claramente la zona de 1500 m a 1624 m, como el intervalo que más aparece entre las diferentes técnicas discutidas y analizadas; también se muestra para la segunda zona en importancia el intervalo de 1892m a 1920 m. el cual se muestra intercalado entre los diferentes niveles, dentro de las mismas técnicas ambas zonas son al parecer las más importantes dentro del intervalo de los 1100 m a la profundidad total del pozo (2000 m), por lo que se puede decir que la mayor cantidad de aporte o aceptación de fluidos pueden estar relacionados con ambas zonas.

A continuación se muestra el análisis del siguiente pozo, el AZ-62.

Continuando con la misma secuencia, primero se analizan los registros de Presión y Temperatura en forma individual donde se tiene lo siguiente:

Análisis de los registros de Presión No. 8 (P/8) y temperatura No. 8 (T/8).

Estos registros se tomaron en forma simultánea (Figura 5.23), estando el pozo con agua y cero horas de reposo, observándose un incremento abrupto de temperatura de los 400 m a los 600 m, dicho calentamiento es conductivo, por estar dentro de la tubería de revestimiento instalada a los 997.45 m de profundidad, posteriormente se mantiene la temperatura entre 253 °C y 280 °C a la profundidad de 1100 m. Estas temperaturas se pueden analizar con respecto a tablas de vapor para conocer las condiciones de saturación que presenta el fluido a la profundidad estudiada y compararla con su presión existente en el mismo intervalo.

Para la profundidad de 1100 m encontramos de tablas de vapor para una temperatura de 280 °C que su presión de saturación será de 65 kg/cm², buscando ahora en el registro de presión a la misma profundidad encontramos que su presión es de 48.58 kg/cm², muy por debajo de la presión mínima de saturación, concluyendo así, que el pozo se encuentra en condiciones de saturación a dicha profundidad, teniendo condiciones favorables para ser un buen pozo productor.

El registro de presión No. 8 (P/8) se comporta a los 1250 m con condiciones de estar en la línea de saturación, por lo que se encuentra flasheando a dicha profundidad y de los 1250 m a los 1540 m, un comportamiento un poco menor al gradiente hidráulico, por tener una temperatura considerable en esa profundidad, de los 1050 m a los 1250 m, muestra el comportamiento típico de una fase de vapor y de los 400 m a 1050 m, la caída de presión se atribuye en gran parte a la inestabilidad térmica dentro del pozo debido a posibles celdas de convección, por no encontrarse aún en equilibrio y estar dentro de la tubería de revestimiento.

Análisis de los registros de Presión No 9 (P/9) y temperatura No 9 (T/09).

Estos registros se tomaron en forma simultánea, estando el pozo con agua y 6 horas de reposo, mostrados en la figura 5.24.

Se observan de dicho registro, básicamente las mismas condiciones de temperatura, mostrándose la misma tendencia entre los 800 m y los 1100 m, estando también bajo condiciones de saturación y con un enfriamiento repentino de los 1100 m a los 1500 m, de donde comienza a recuperarse, esto nos indica que existen condiciones de alta permeabilidad y temperatura, mostrando buenas condiciones de producción; el registro de presión No. 9 (P/9) no se puede interpretar debido a la falla del elemento, teniendo que omitir su interpretación del análisis.

Aplicaciones a casos de campo.

Análisis de los registros de Presión No. 10 (P/10) y temperatura No. (T/10).

Este registro es la continuación de una serie de 5 registros simultáneos de presión y temperatura, con 6 horas de diferencia durante el reposo, siendo tomado con agua y 12 horas de reposo, mostrando la estabilización en el calentamiento gradual a medida que el fluido se acerca a la superficie (Figura 5.25), y de nuevo la tendencia a permanecer constante en su temperatura entre los 800 m y los 1100 m, con condiciones de saturación, y el enfriamiento repentino de los 1100 m a los 1500 m donde comienza a recuperarse.

El registro de presión No. 10 (P/10) muestra la condición de fase líquida de los 1350 m al fondo; de los 1300 m a 1350 m muestra condiciones de flasheo, teniendo mezcla liquido-vapor al mantenerse casi estable la misma presión, esto nos muestra condiciones de estabilización de los fluidos dentro del pozo, sin tener así celdas de convección visibles, por lo demás se continua teniendo condiciones de saturación del fluido dentro del pozo.

Análisis de los registros de Presión No. 11 (P/11) y temperatura No. 11 (T/11).

El registro once de temperatura (T/11) fue tomado con agua y 18 horas de reposo, en donde se observa que no existe gran diferencia entre el registro anterior (T/10) y éste, excepto por el calentamiento gradual existente en el fondo ya que se mantiene casi la misma temperatura dentro del intervalo de 800 m a 1100 m (Figura 5.26).

El registro de presión No. 11 (P/11) fue un registro nulo al fallar la herramienta, por lo cual se omite su interpretación.

Análisis de los registros de Presión No. 12 (P/12) y temperatura No. (T/12).

Estos fueron los últimos registros tomados al pozo AZ-62 con agua y 24 horas de reposo durante su terminación (Figura 5.27).

El registro de presión falló, por lo cual no se obtuvieron datos confiables, en cambio el registro No. 12 de temperatura (T/12) nos muestra las mismas características encontradas anteriormente, con el aumento de la temperatura del fondo del pozo, siguiendo la misma tendencia de calentamiento en las zonas ya definidas.

Se observó durante este análisis, la falla simultánea de tres registros de presión, como fueron el (P/09), (P/11) y P(12), dando indicio de una falta de mantenimiento y calibración de los sensores de presión. Este es uno de los factores principales que se deben tomar en cuenta al realizar un estudio, como son las fallas o el error humano en donde podemos perder información valiosa para poder definir con mayor exactitud las zonas de aporte o de aceptación más importantes, como en este caso, las zonas de aportación con fines de explotación.

A manera de resumen de la posible zona permeable se tiene la siguiente tabla:

REGISTRO	T-8	T-9	T-10	T-11	T-12
PROFUNDIDAD (m)	1200-1500	1100-1500	1100-1500	1100-1500	1100-1500

Tabla 5.9. Profundidades de interés obtenidas mediante los registros de temperatura.

Encontrando que el intervalo permeable es realmente grande (400 m).

Por el análisis en forma independiente podemos deducir que el pozo presenta condiciones excelentes para producción al encontrarse por arriba de la temperatura de saturación a la profundidad de aceptación entre los 1100 m y 1500 m.

Ahora se analizan los registros colocados en una sola gráfica, observando algunos efectos interesantes (Figura 5.28).

A la profundidad de 1100 m se tiene la primera inversión importante de temperatura, el cual es indicio del comienzo de una zona permeable, continuando así hasta los 1280 m aproximadamente, donde el gradiente de temperatura permanece constante hasta los 1500 m, donde de nueva cuenta muestra un incremento en la temperatura hasta la profundidad total del pozo, comportándose en forma convectiva, indicando posiblemente la no existencia de zonas permeables apropiadas para la explotación.

Se observan básicamente dos zonas permeables mayores (aunque de hecho todo el intervalo de los 1100 m a los 1500 m se comporta en forma permeable), una localizada a los 1100 m de profundidad y otra localizada entre los 1300 m y los 1500 m (1400 m el cual es el intervalo medio de la segunda zona permeable), combinándolo con los registros de presión, se observan celdas de convección causadas por la zapata de la tubería de revestimiento de 9 5/8 pulgadas de diámetro, colocada a 997.69 m referidos a nivel terreno natural, además de que el gradiente de presión expresado hasta 1250 m,

Aplicaciones a casos de campo.

nos muestra condiciones de saturación, donde se observa un gradiente de vapor encontrado dentro de la tubería y parte del intervalo permeable; entre los 1250 m y 1350 m se observan los diferentes puntos de flasheo, dependiendo del tiempo de reposo, encontrándose a medida que se tiene mayor tiempo de reposo, en la profundidad de 1300 m, el cual se comporta en forma de gradiente de líquido cercano al punto de ebullición, de los 1300 m a la profundidad total del pozo.

De lo anterior se definen dos zonas permeables principales mediante el análisis de los registros de Presión y Temperatura.

1100 m profundidad media del primer intervalo permeable.

1300-1500 m profundidad del segundo intervalo permeable.

ANALISIS GEOLOGICO.

Por parte de geología, de acuerdo a los resultados megascópicos y petrográficos, la columna litológica está constituida por 2 unidades litológicas del terciario (mioceno-pleistoceno) y cuaternario (pleistoceno), Figura 5.29.

1. Unidad Riolita Agua Fría. Comprende de 0 a 468 m, constituida por una riolita fluidal esferulítica y vítrea, color gris claro a gris verdoso, textura vítrea, esferulítica, vitrofídica, con una alteración hidrotermal que varía entre el 1% y el 31%, constituida por cuarzo, clorita, calcita, arcillas, anhidrita, zeolitas, sericita. Encontrándose intercalados dos horizontes de toba riolítica y vítrea que comprenden de 0 a 28 m y de 181 a 250 m respectivamente.

2. Unidad Mil Cumbres. Comprendida de 468 a 1557 m, constituida por una andesita color gris claro a gris oscuro, microcristalina, textura hialopílica, prítotaxica traquistica vitroclástica, con una alteración hidrotermal que varía de 6 a 63%, constituida por arcillas, calcita, cuarzo, clorita, epidota, hematita, pirita. Presenta intercalaciones de tobas en dos horizontes que corresponden de 1107 a 1170 m y de 1214 a 1260 m, respectivamente, así como también una brecha hidrotermal de 767 a 866 m.

se observa de los 860 m a 1106 m, la existencia de andesita de textura porfídica alterada por calcita, óxidos, clorita, cuarzo, pirita y epidota, apareciendo la epidota a partir de 984 m, con escaso fracturamiento de 867 m a 923 m y de 984 m a 992 m. relleno por calcita, clorita, pirita y cuarzo.

De 1107 m a 1170 m, se observa toba de color café claro a crema, alterada por calcita, óxidos y cuarzo. A este contacto litológico se le relaciona con las pérdidas de circulación.

ANÁLISIS DE LOS DATOS DE PERFORACION.

Mediante los datos obtenidos de la perforación (Figura 5.30), se observan bajos tiempos de penetración, los cuales van de 2 a 7 min. por m. dentro del intervalo de 1037 m a 1550 m (profundidad total del pozo); excepto por los siguientes intervalos:

INTERVALO (m).	T.P. (min/m).	INTERVALO (m).	T.P. (min/m).
1000-1036	25-35	1417	16
1053-1055	10	1492	13
1070-1074	13	1507	20
1082-1083	11	1512-1515	13
1129-1133	12	1520	20
1189-1190	12	1521	10
1224	10	1522	15
1230	10	1523	10
1411	10	1525	12

Tabla 5.10. Mayores tiempos de penetración obtenidos durante la perforación del pozo AZ-62. en sus diferentes intervalos.

Estas profundidades o intervalos aislados, no muestran un verdadero comportamiento de rocas consolidadas, debido a que los tiempos de penetración no son muy altos; se puede concluir que todo el intervalo está conformado por rocas con un grado de alteración alto, creando rocas suaves.

En cuestión de pérdidas de circulación, tenemos los siguientes intervalos de interés correspondientes a la unidad litológica andesita mil cumbres, con pérdidas de 15 a 44 m³/hora; cabe mencionar que dentro de este último intervalo se intersectó la falla Agua-Fría, a la cual se le adjudica las pérdidas de circulación registradas de 1230 m a 1296 m de profundidad (Figura 5.31).

INTERVALO (m).	VOLUMEN PERDIDO.
1094-1098	15 m ³ .
1102-1122	Pérdida total y descontrol del pozo a los 1100 m, alcanzando 150 °C en superficie.
1231-1245	Pérdida total.
1246-1318	30 m ³ .
1319-1324	Pérdida total.
1325-1430	Pérdida parcial de 15 m ³ .
1431-1448	Pérdida total.
1482-1506	Pérdida total.
1529-1534	Pérdida total.
1411	Descontrol del pozo, alcanzando 170 °C en superficie.

Tabla 5.11. Volumen perdido cuantificado durante la perforación del pozo AZ-62, en diferentes intervalos.

A partir de los 1032 m, a la profundidad total, se pueden considerar rocas con alto grado de hidrotermalización y debilidad en su estructura primaria, encontrando no sólo una zona definida de aceptación o aporte de fluidos, sino todo el intervalo, observándose de mayor magnitud en las zonas donde no se tuvo circulación en superficie, aún más indicativo, son las zonas de pérdida total que registraron descontrol del pozo, indicando una zona de alta temperatura, con capacidad de producción.

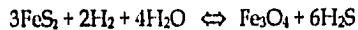
ANÁLISIS GEOQUÍMICO.

Mediante la recolección de datos de las concentraciones del ácido sulfhídrico (Figura 5.32), se observa la influencia de manifestaciones termales superficiales a los 250 m; en este punto no se representa las características del yacimiento; la presencia de la concentración está basada en el fracturamiento superficial que favorece el ascenso del H₂S de las manifestaciones termales.

ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA

Caracterización de zonas permeables en pozos geotérmicos.

De 650 a 850 m , se observa la presencia de H₂S provocada por la reacción que ocurre a los 150 °C.



De los 850 a los 1000 m, se observa un incremento considerable en la calcita siendo este un mineral formado a baja temperatura por ser su ion activo principal el Ca⁺⁺ y su solubilidad es inversa al aumentar la temperatura; de los 900 m a la profundidad total del pozo, se observa la presencia de epidota, la cual concuerda con la presencia del ácido sulfhídrico, entrando así a la reacción de los 250 °C.

De los 1030 a 1150 m, se observa la máxima concentración de H₂S , este incremento del H₂S entre esta profundidad se relaciona con la presencia franca de epidota y se puede considerar como una zona de aporte del yacimiento, en caso de que exista una buena permeabilidad, dado que permite una buena difusión de gases.

La zona de los 1150 a los 1500 m, representa una sola zona de aporte de fluidos geotérmicos del yacimiento teniendo a los 1150 m una concentración de 2.2 mg/litro como máxima y otro pequeño incremento a los 1450 m.

Al no existir la homogeneidad del yacimiento, no se cuenta con un rango de concentración mediante los cuales se pueda crear una tabla de valores general para la clasificación de las zonas de aporte de cualquier pozo en cualquier yacimiento geotérmico en el mundo; el aumento sólo es representativo e inherente al comportamiento de cada pozo.

Por parte del CO₂, este es un gas magmático representativo de manifestaciones de tipo volcánico o rocas de formación ígnea, en donde a mayor concentración de dicho gas, es un indicativo de la existencia de una zona la cual podemos considerar como el yacimiento geotérmico.

Por parte de los minerales de alteración, se observa la concordancia entre los datos geoquímicos y las temperaturas de formación de dichos minerales; los resultados obtenidos en base al análisis megascópico y petrográfico, indican que la mineralogía hidrotermal presente, es típica de un yacimiento geotérmico con la presencia de temperaturas mayores a los 250 °C.

Aplicaciones a casos de campo.

INTERVALO (m).	% DE ALTERACION.	INTERVALO (m).	% DE ALTERACION.
901-950	53	1241-1248	36.5
951-1000	63.5	1249-1260	35.5
1001-1030	24.5	1261-1280	36
1031-1060	18.5	1281-1300	32
1061-1080	19	1301-1320	28.5
1081-1100	15.5	1321-1340	23
1101-1130	28.5	1341-1360	23.5
1131-1140	21.5	1361-1380	18.3
1141-1160	15.5	1381-1400	20
1161-1180	18	1401-1420	19
1181-1200	19	1421-1449	28
1201-1220	23.5	1450-1480	22.5
1221-1227	36.5	1481-1505	20.5
1228-1230	23.5	1506-1520	29
1231-1237	36.5	1521-1530	41
1238-1240	23.5	1530-1540	15.5

Tabla 5.12. Relación de los intervalos de alteración, con su porcentaje promedio.

En esta tabla se observa que la mayor alteración existente a partir de los 900 m es de 63.5% y de ahí un promedio entre 20 y 30% mostrando que ha existido una alteración hidrotermal generalizada, sin concentrarse en una sola zona, por lo que existen indicios del movimiento actual de fluidos de fluidos en ese intervalo, lo cual no permite una depositación importante de minerales de alteración.

En la figura donde se encuentra la mineralogía hidrotermal de este pozo, podemos observar que las condiciones del yacimiento se encuentran a partir de los 900 m de profundidad, sin embargo desde el inicio de la andesita mil cumbres, se nota la diferencia en cuanto a la depositación de minerales, lo cual indica la dificultad de encontrar en la riolita Agua Fría, condiciones favorables de yacimiento.

Tomando todos los datos obtenidos por las diferentes técnicas analizadas, y clasificándolas por los intervalos de mayor interés encontramos lo siguiente:

CONCLUSION DE LOS ANALISIS.

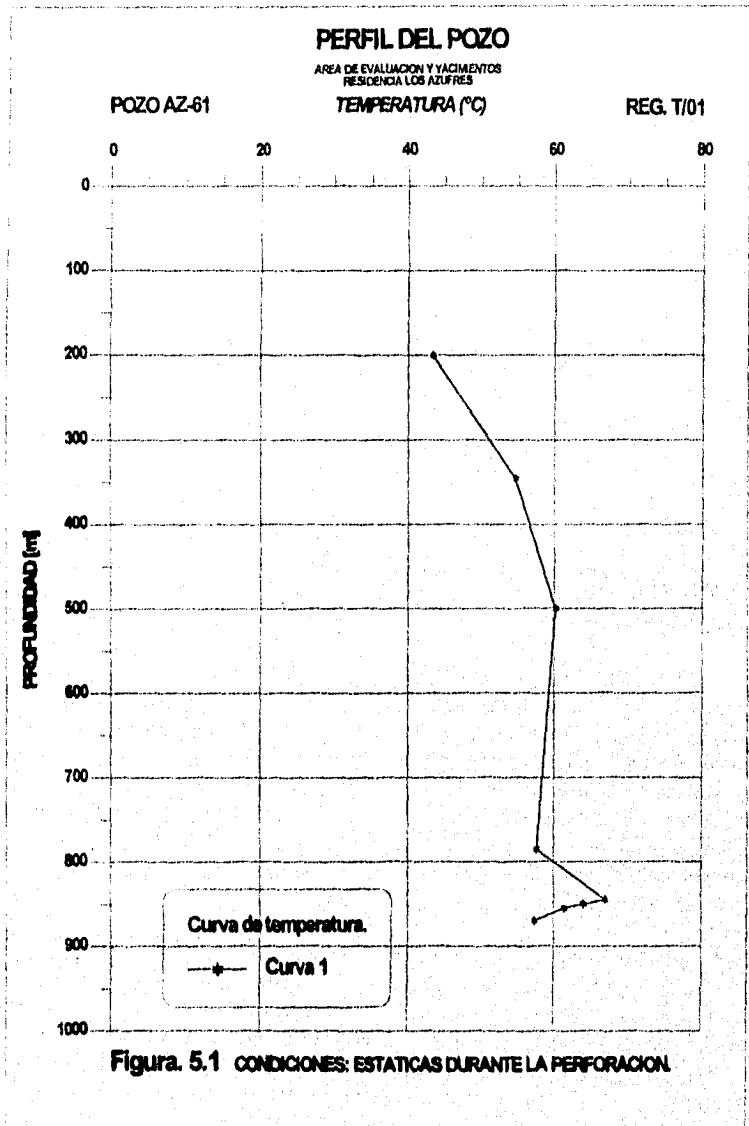
Tomando todos los datos obtenidos por las diferentes técnicas analizadas, y clasificándolas por los intervalos de mayor interés encontramos lo siguiente:

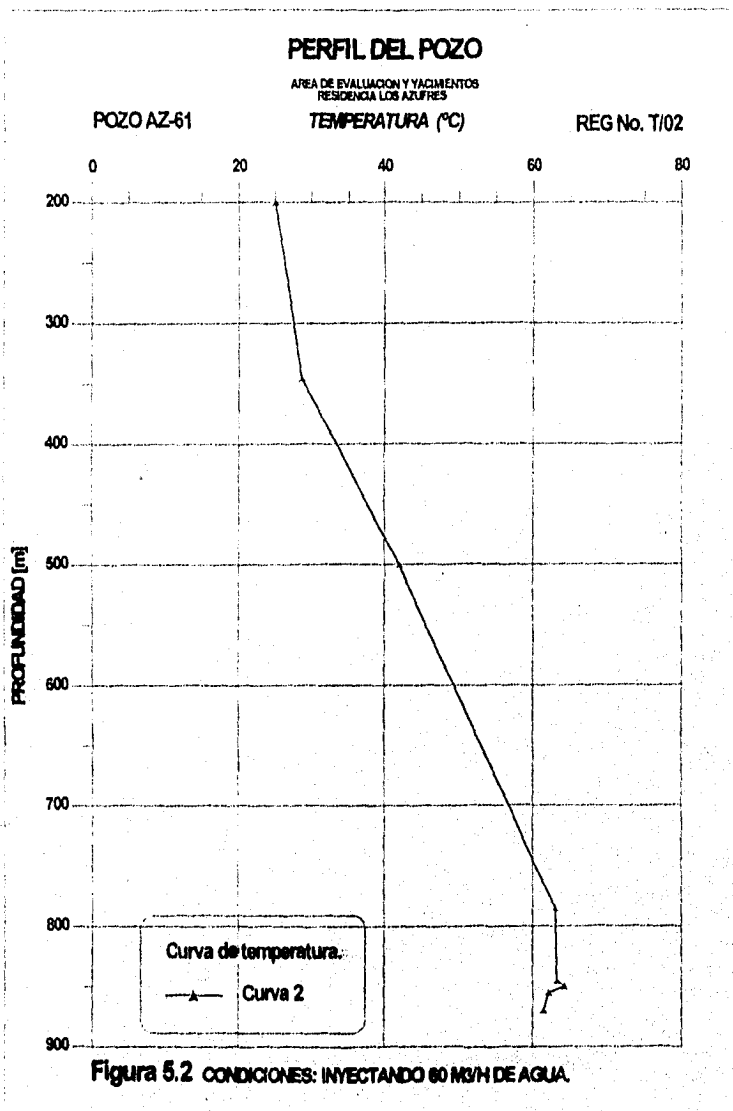
Registros PT (m).	Geología (m).	tiempos de penetración (min/m)	% de alteración (m)	Geoquímica (m)	Pérdidas de circulación
1100 1300-1500	1107-1170 1170-1214 1214-1260 1260-1500	se considera todo el intervalo de los 1037 m a la profundidad total del pozo con una buena permeabilidad.	950-1540	1030-1150 1150-1500	1094-1098 1102-1122** 1231-1245* 1246-1318 1319-1324* 1325-1430 1411** 1431-1448* 1482-1506* 1529-1534* * Pérdida total **Descontrol del pozo

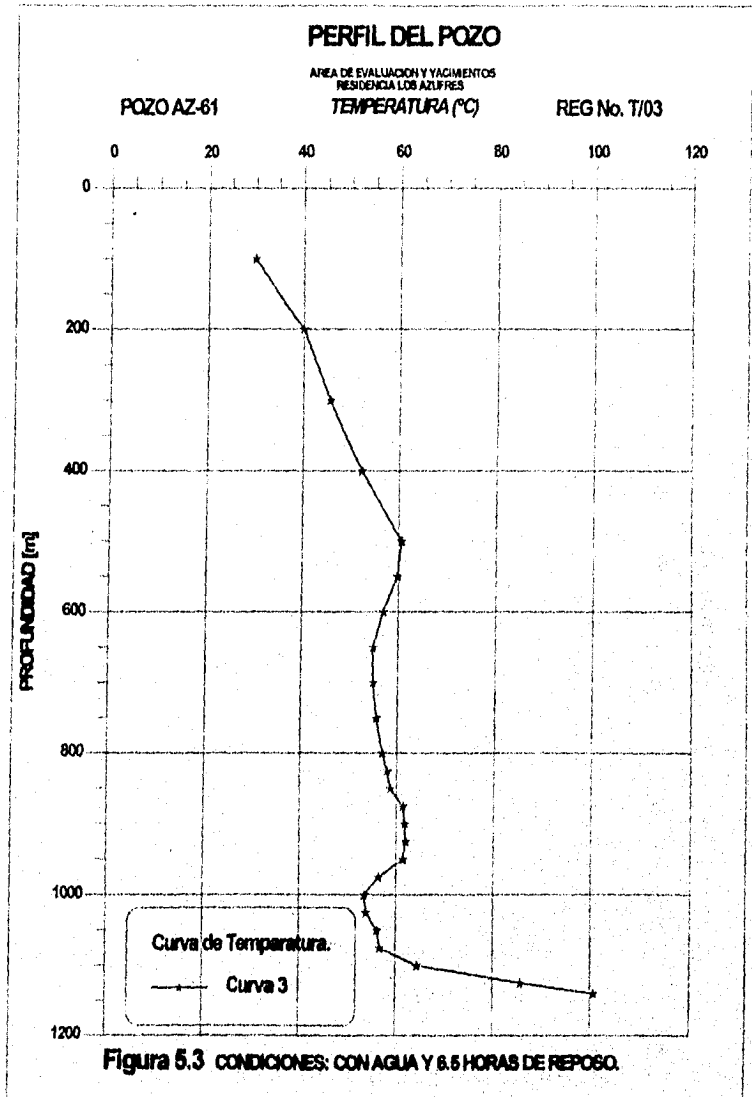
Tabla 5.13. Comparación entre las distintas técnicas de análisis por sus diferentes intervalos de interés.

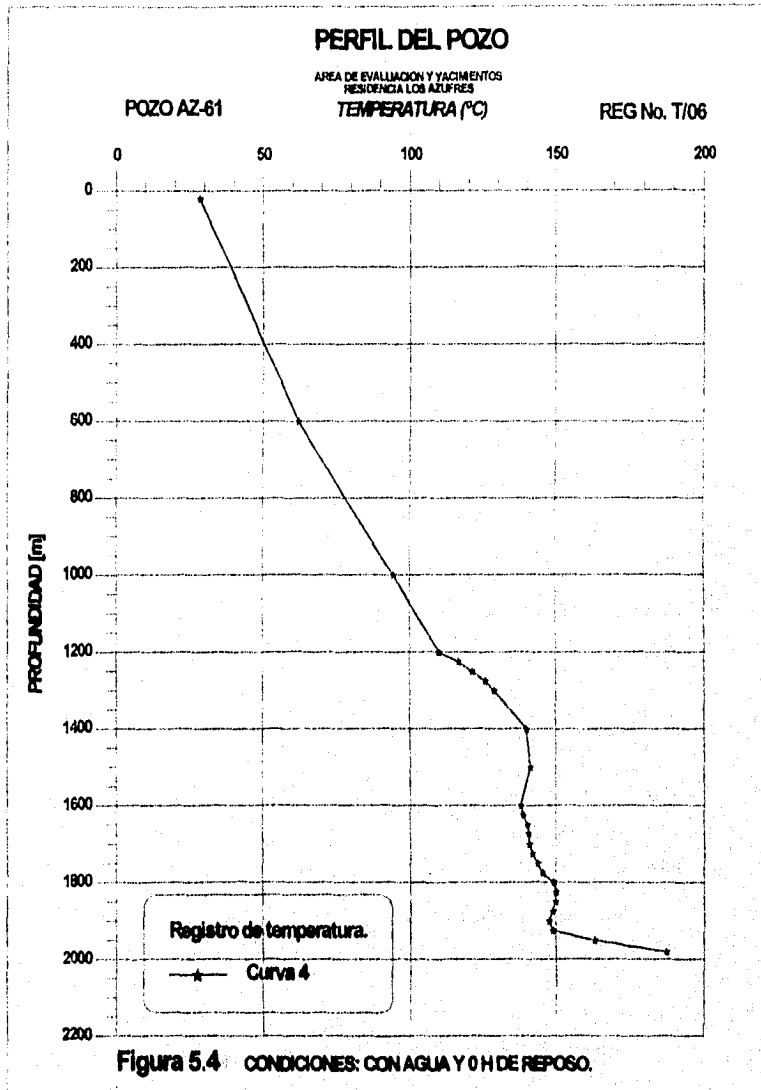
Se observa una consistencia en los datos dentro de los rangos que van desde los 1100 m a los 1500 m, mostrándose 2 horizontes principales, marcados por el descontrol del pozo, siendo éstos, el primero a los 1100 m y el otro localizado a los 1411 m, el cual es el intervalo medio de la segunda zona de aporte, aunque sin descartar las zonas de pérdida de circulación total; por lo que se considera el intervalo de los 1100 m a los 1500 m, como permeable en diferentes grados de permeabilidad, mostrando este espesor 2 principales zonas de aporte de fluidos con capacidad de producción, siendo la zona de los 1100 a 1107 m y el de los 1411 m, el cual se encuentra posiblemente con un alto grado de fracturamiento.

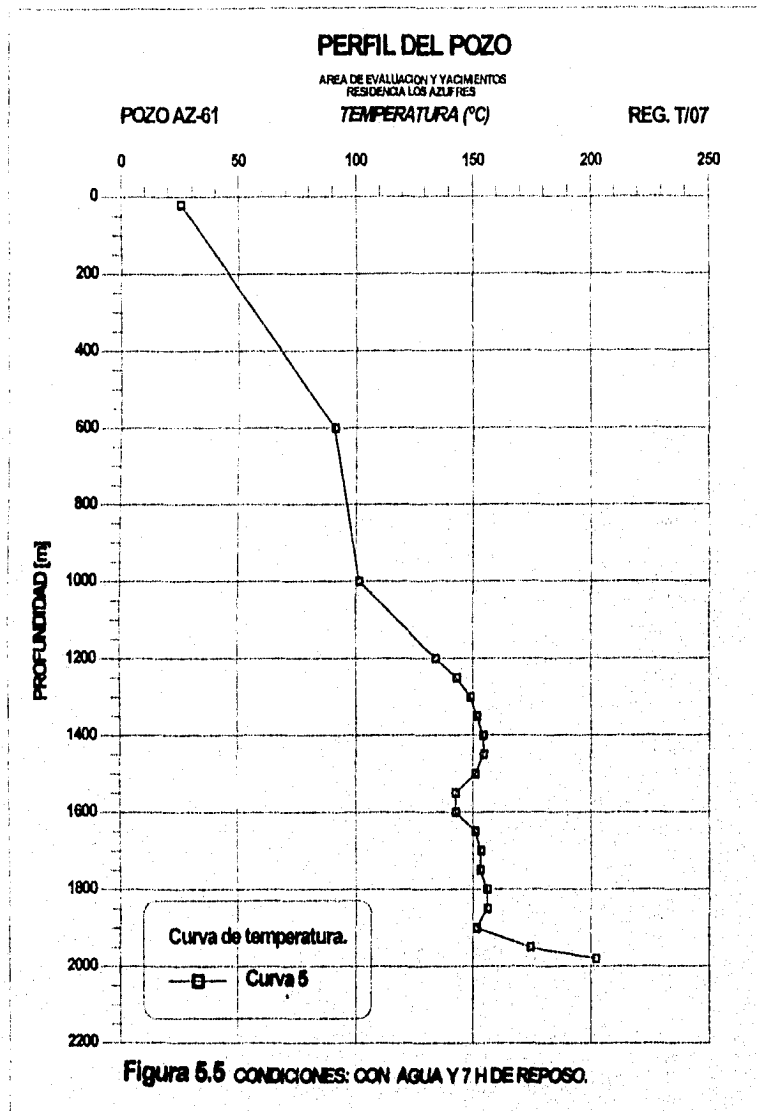
Se termina así el análisis de dos pozos recientemente perforados, el AZ-61 sobre el cual se decidió que fuera inyector por sus características de gran aceptación de fluidos, además de encontrarse en una zona donde la reinyección de fluidos de desperdicio no afectaría los acuíferos superficiales y la falta de producción de vapor con características de explotación; Y el pozo AZ-62, el cual mostró gran capacidad de producción de fluidos con características de explotación por encontrarse siempre dentro de la curva de saturación de vapor, por lo cual se terminó como un buen pozo productor.

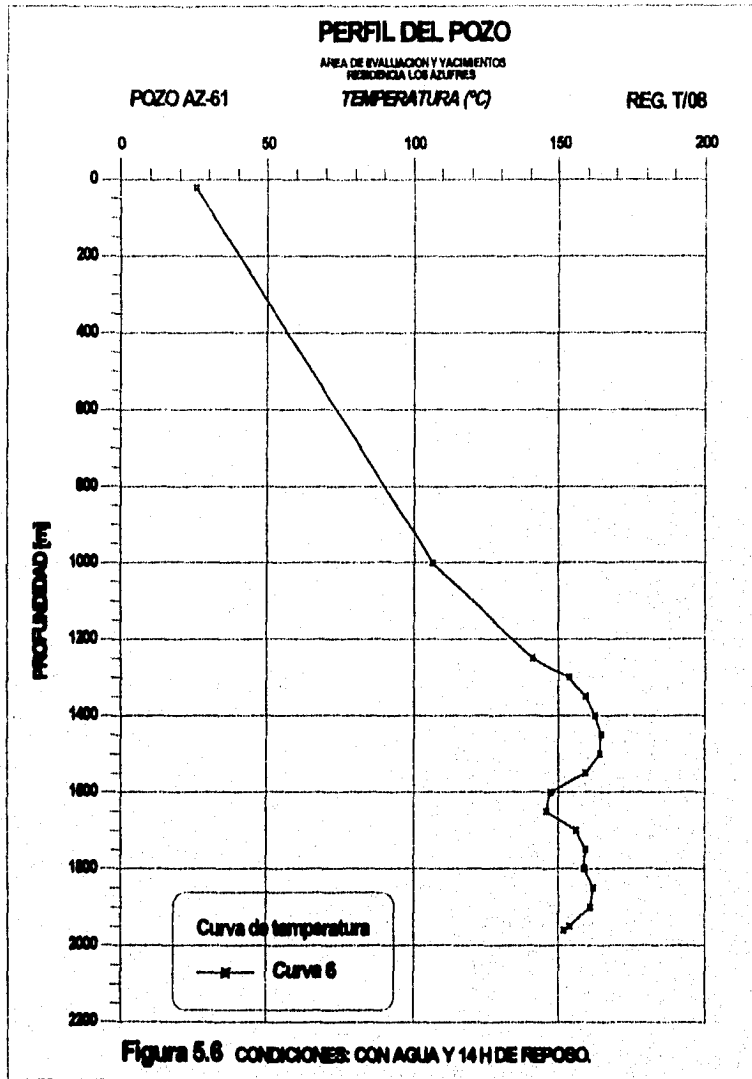


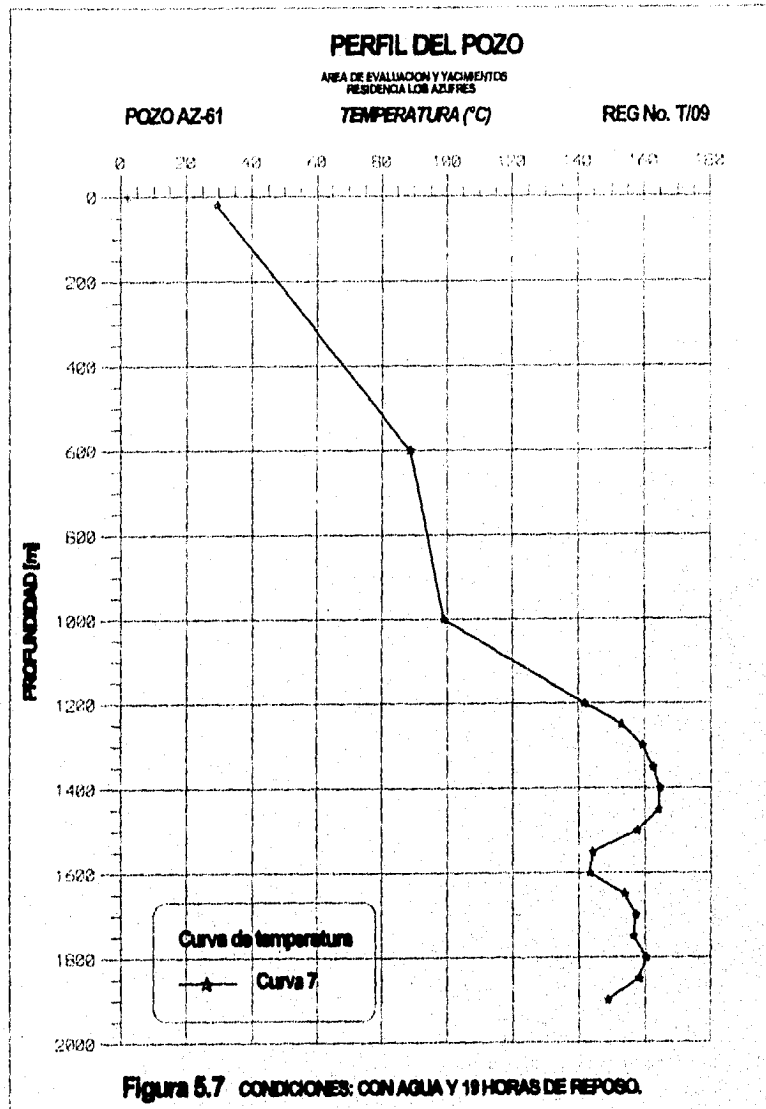


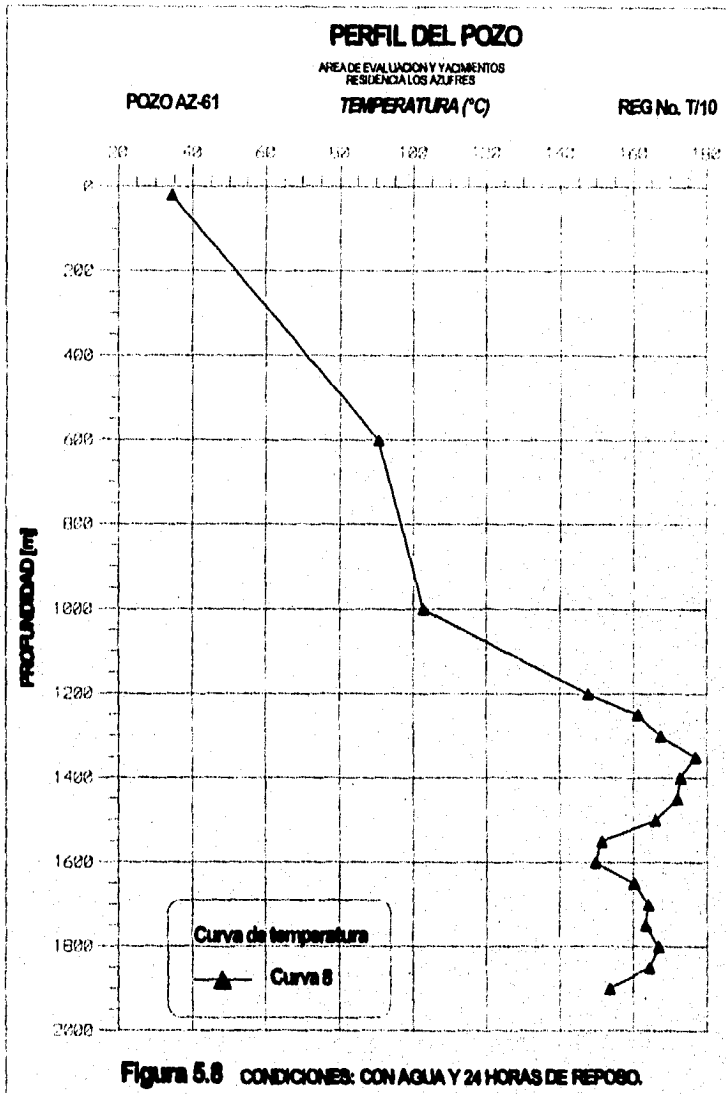


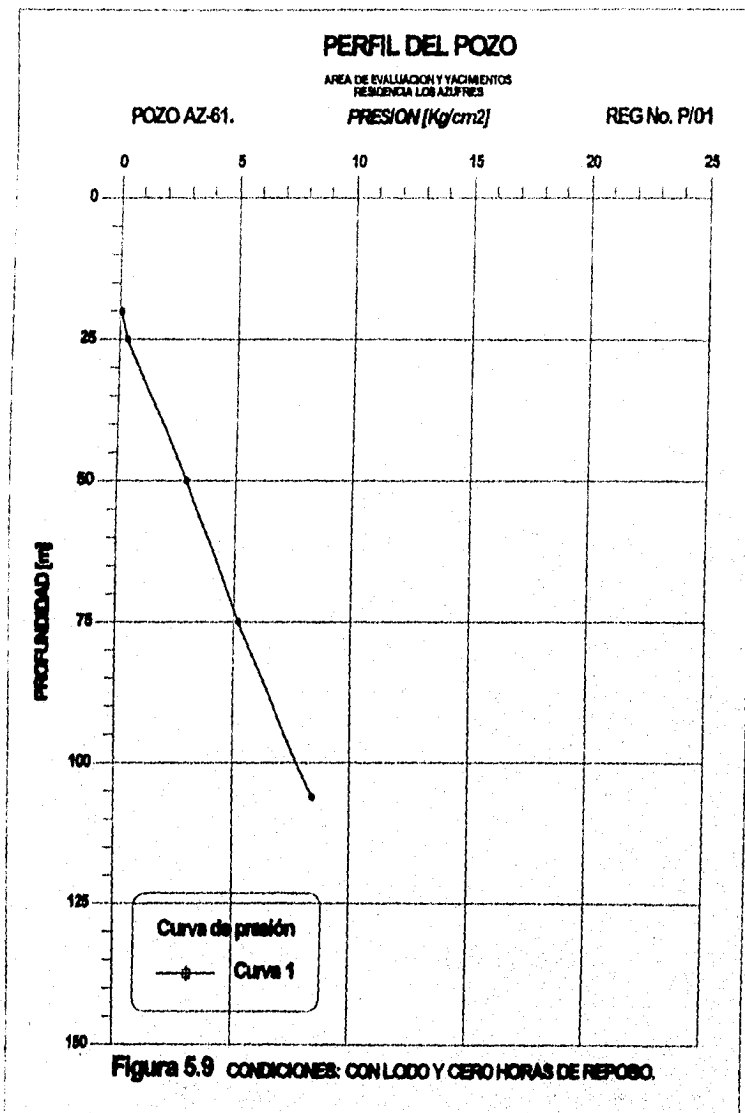


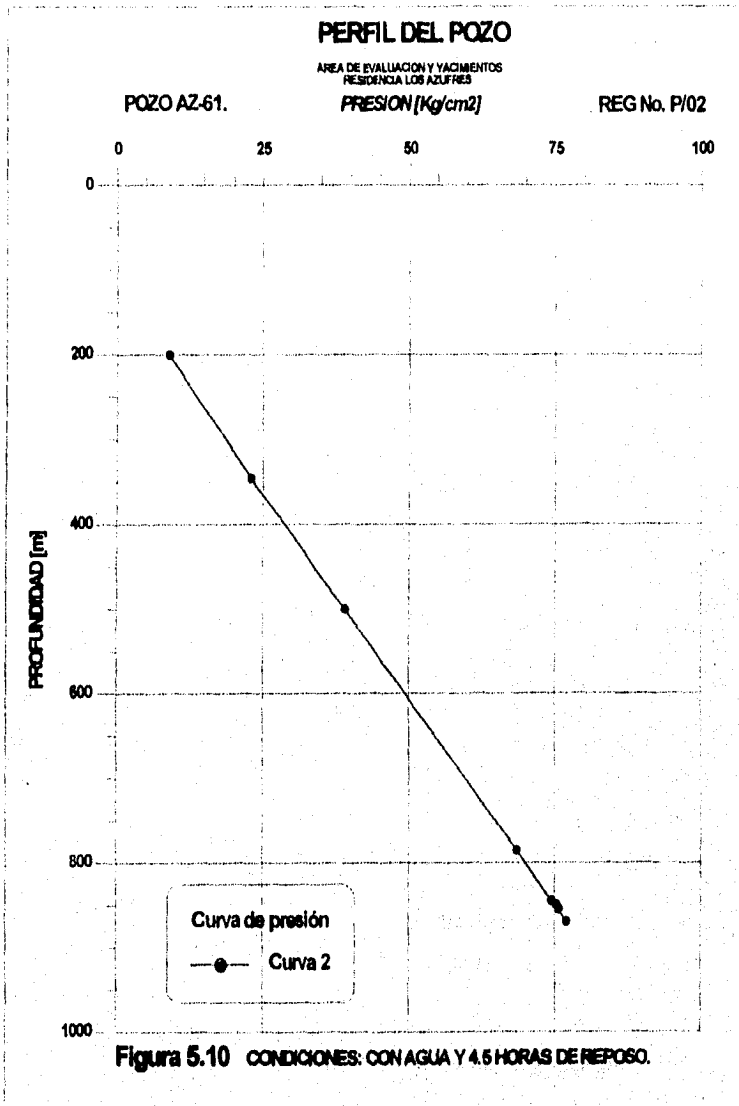


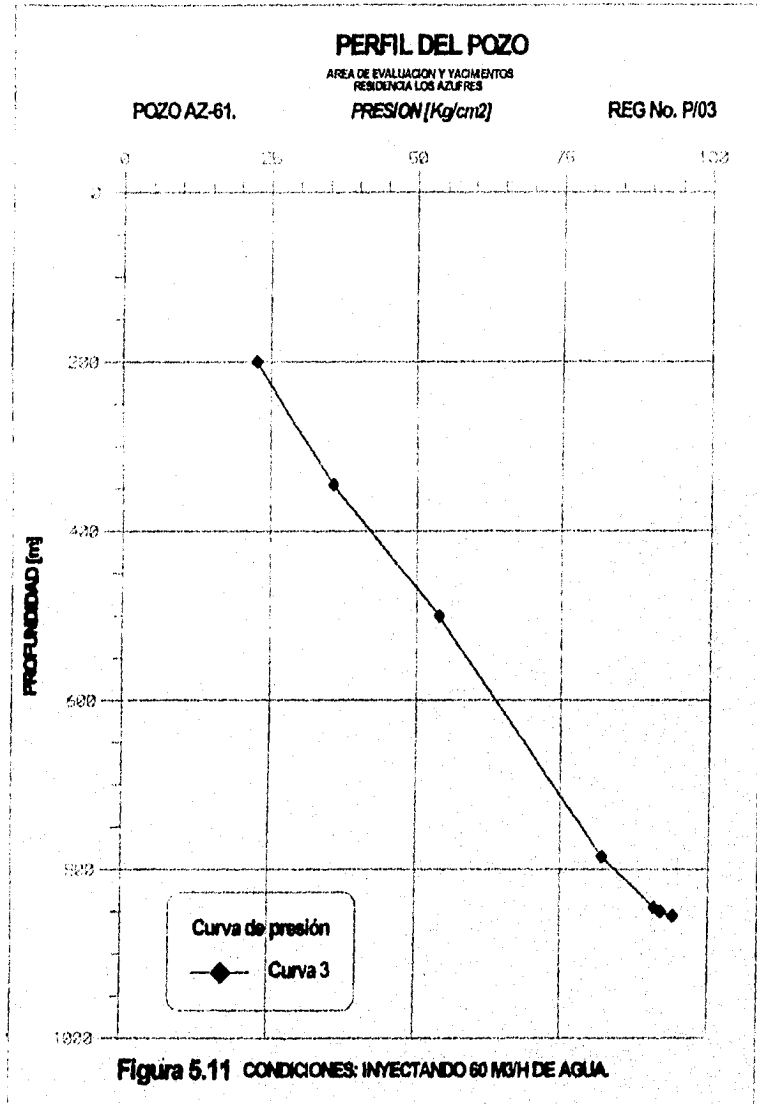


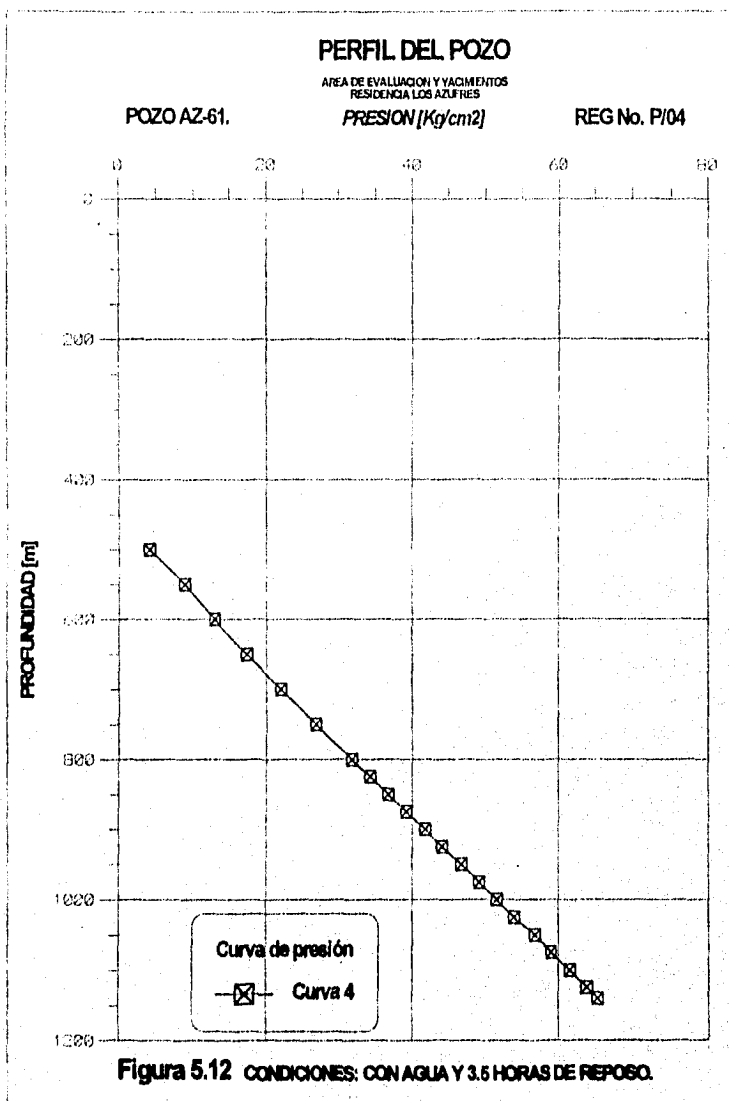


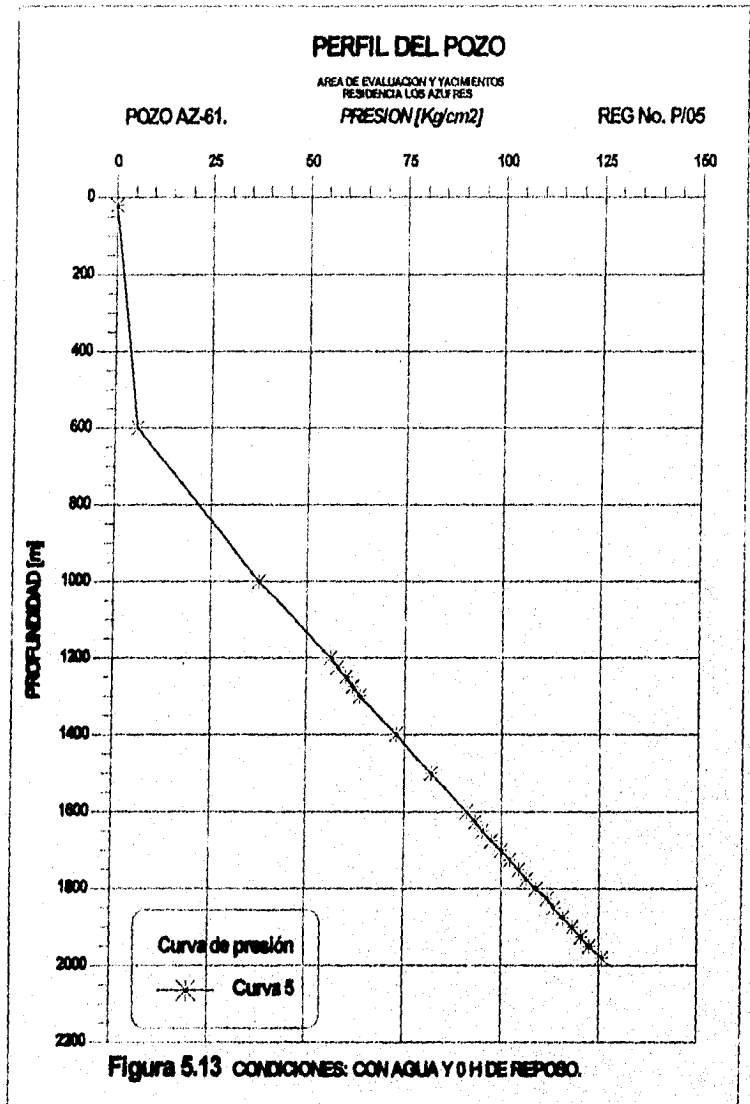


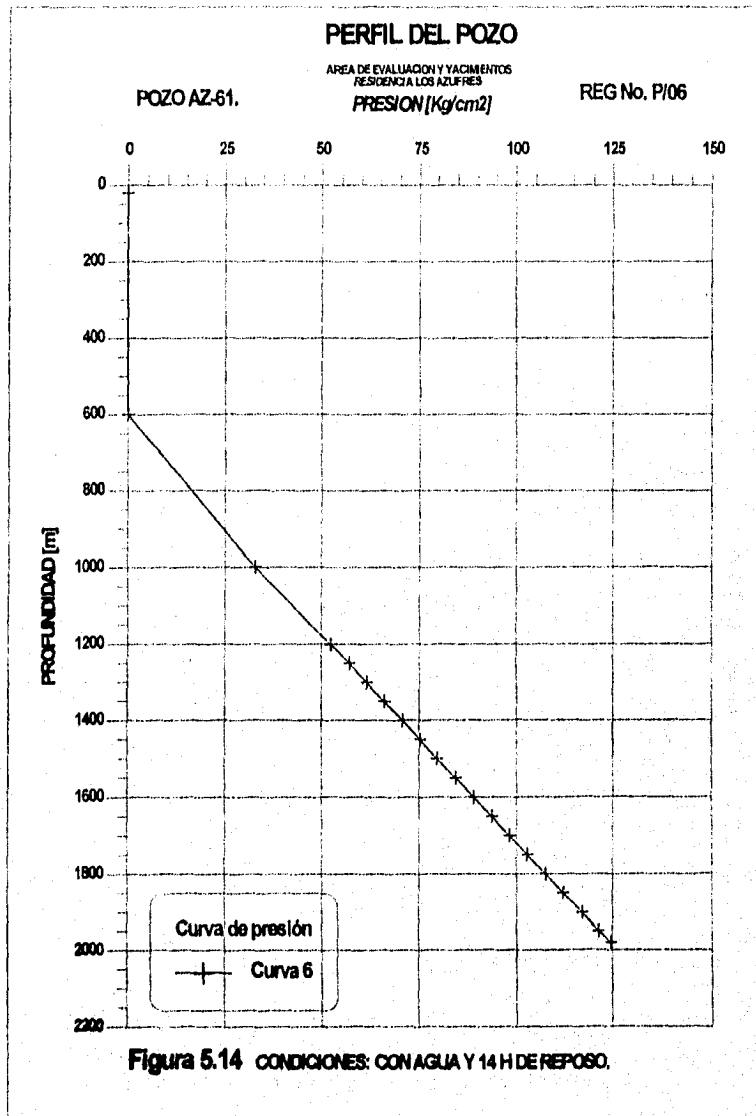


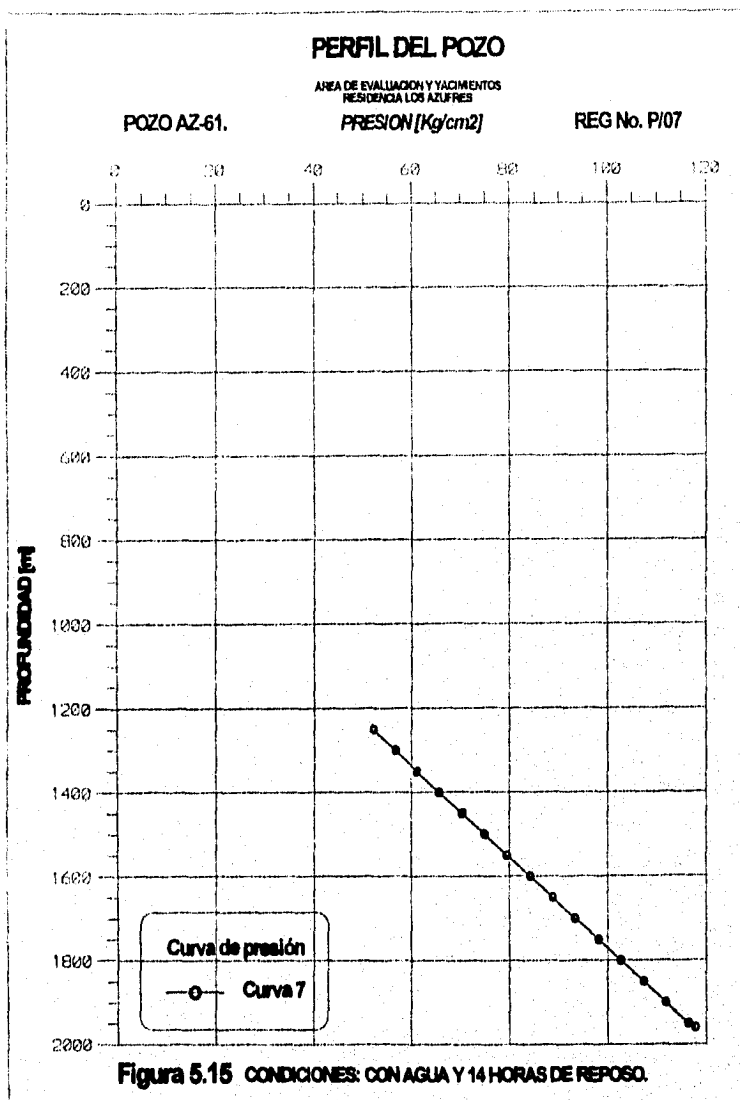


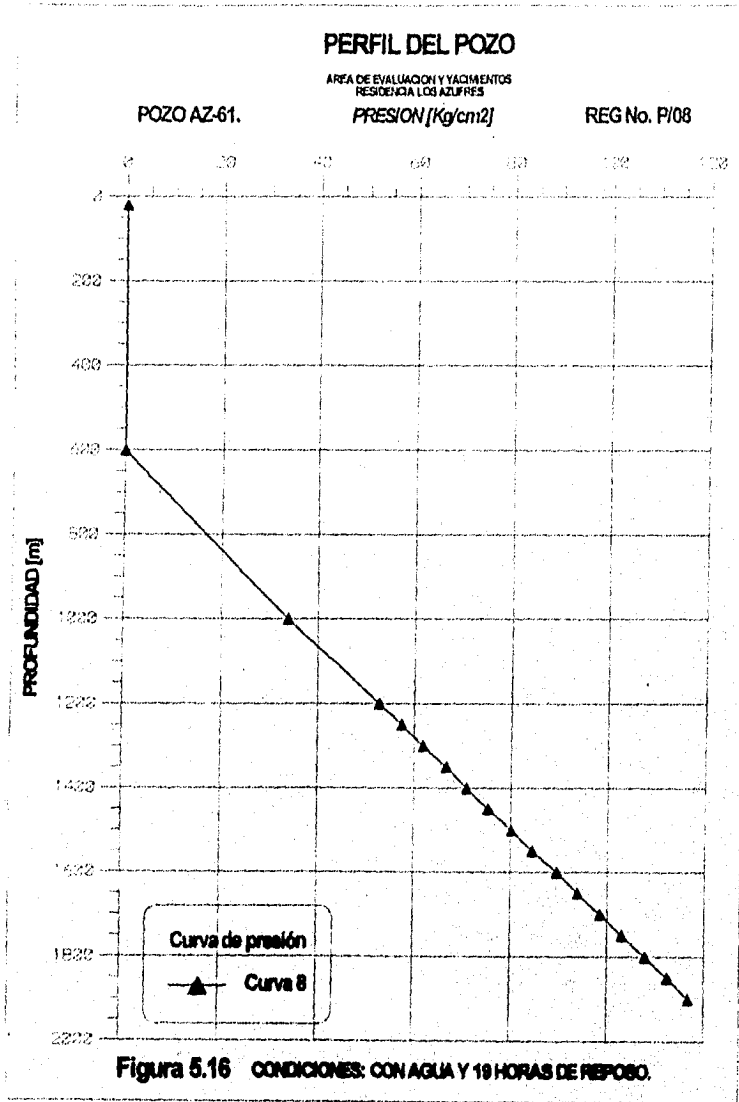


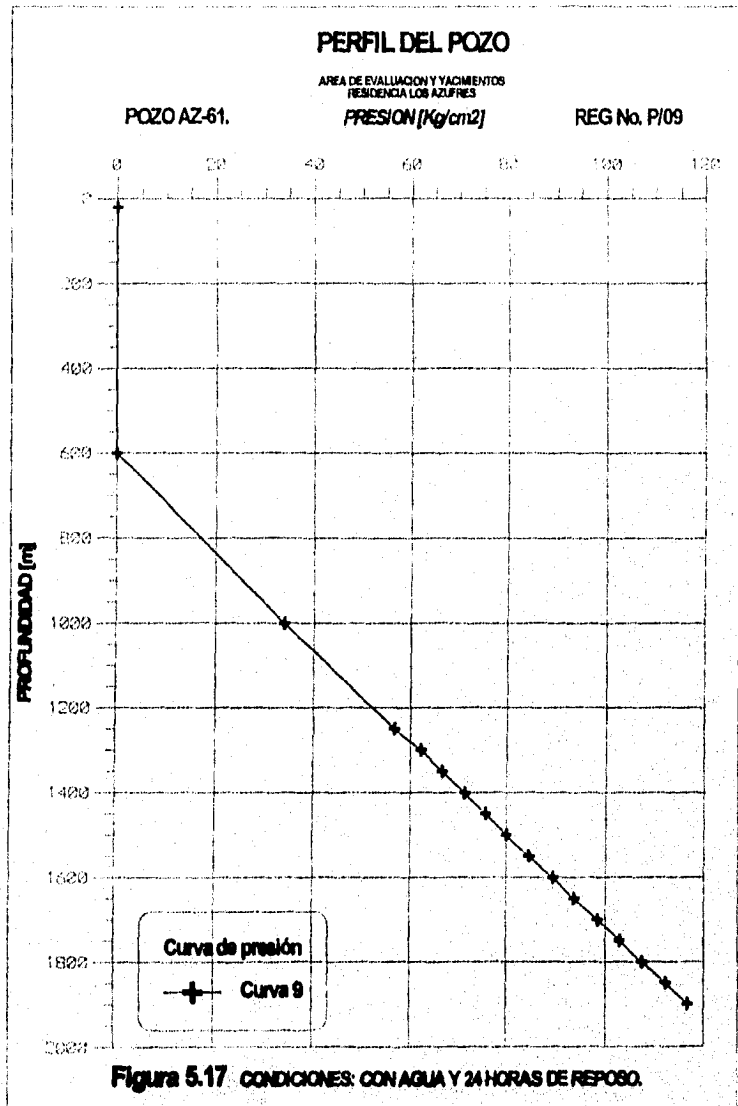


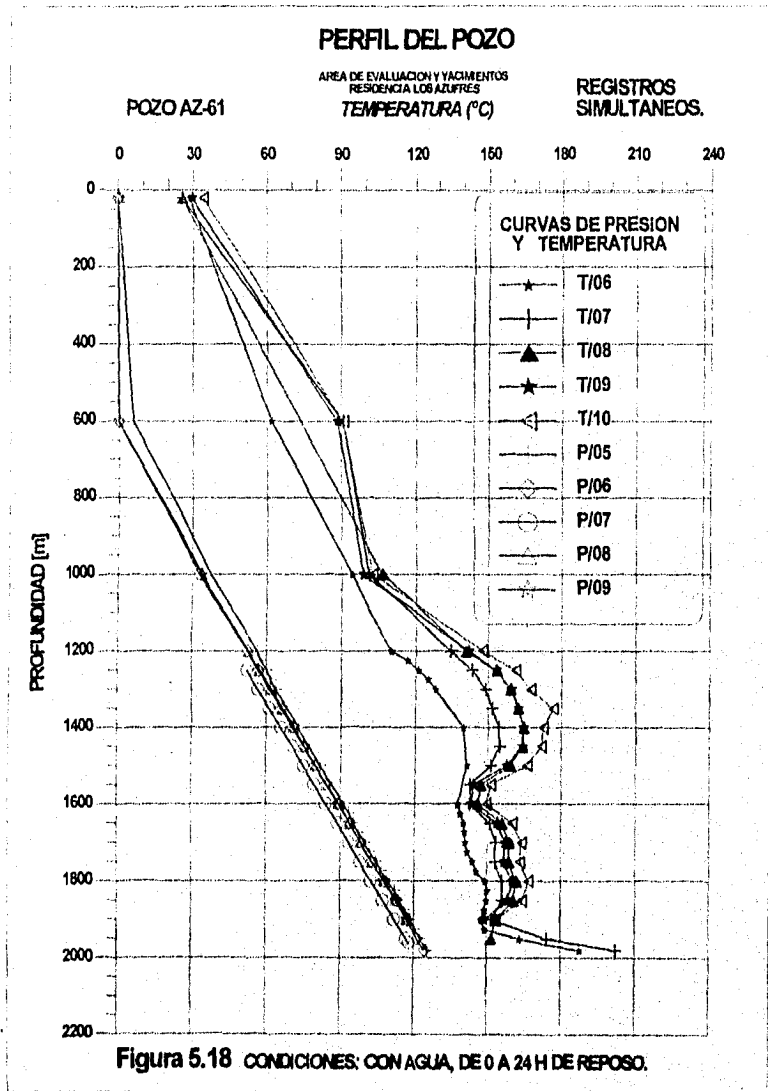












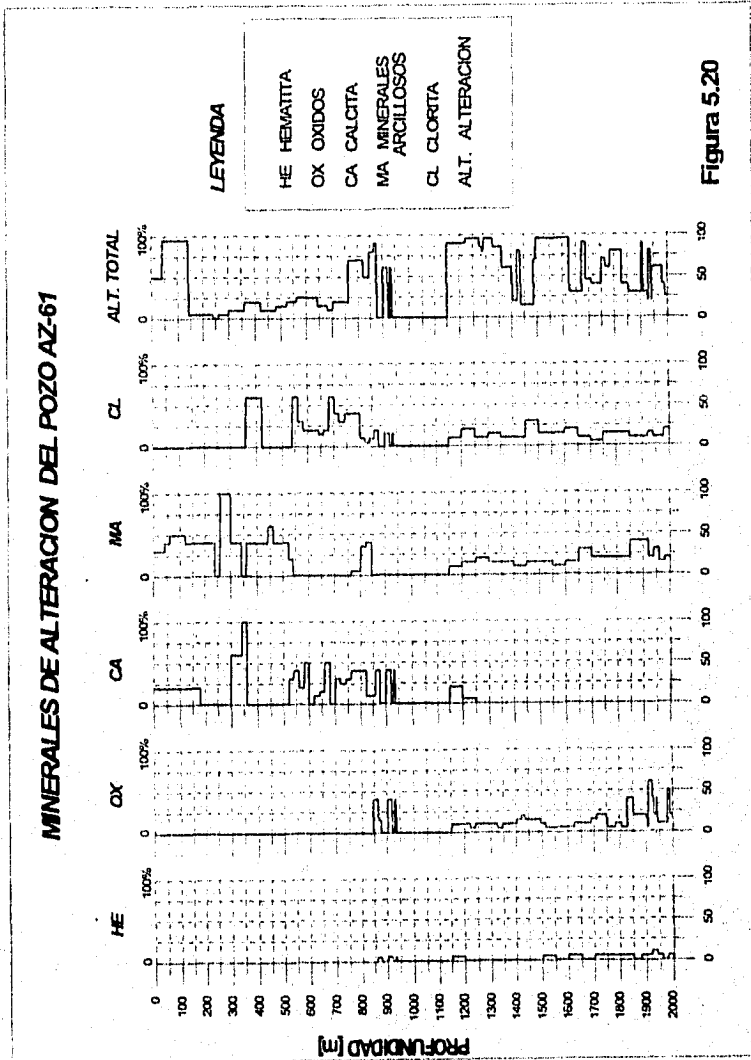


Figura 5.20

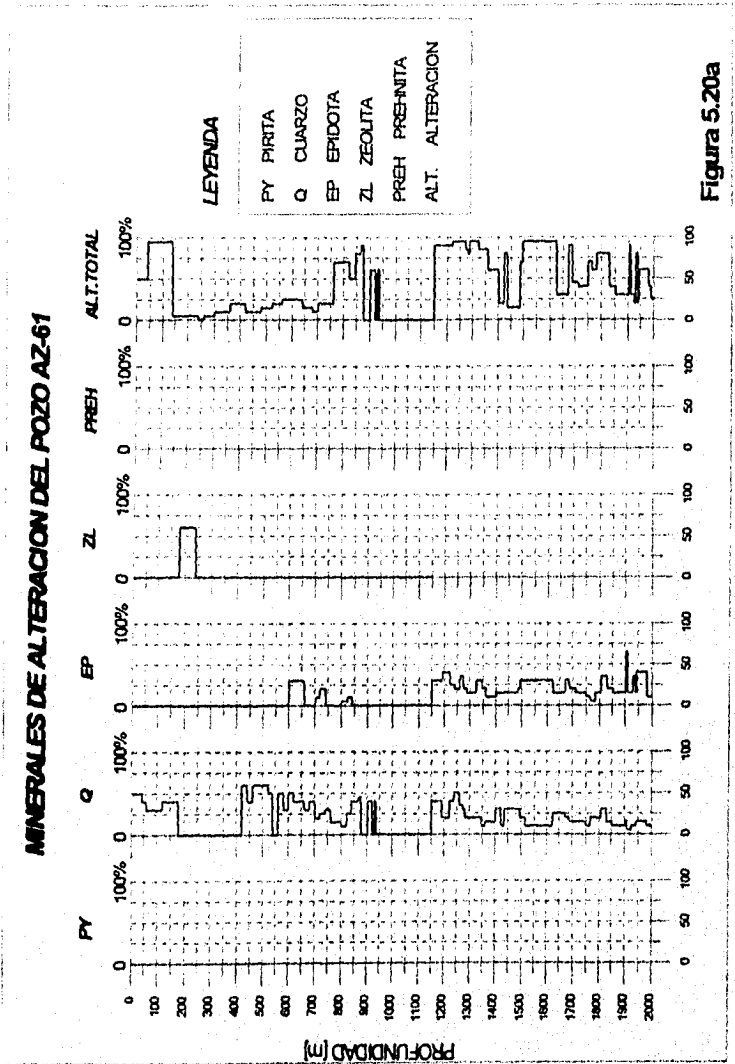
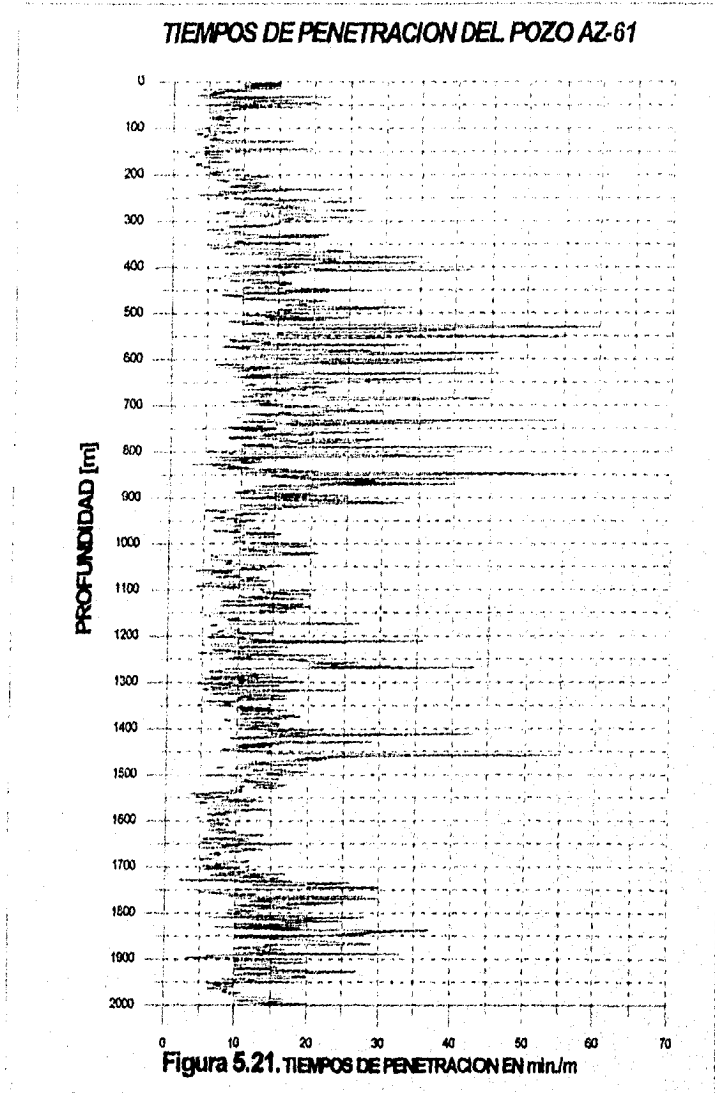
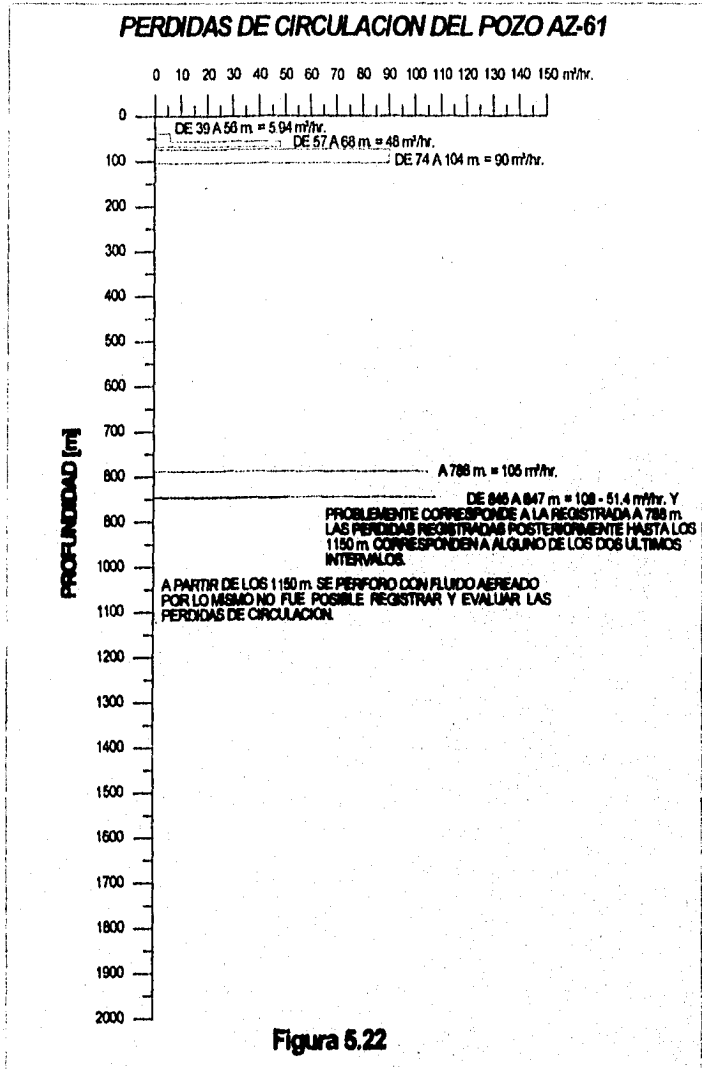
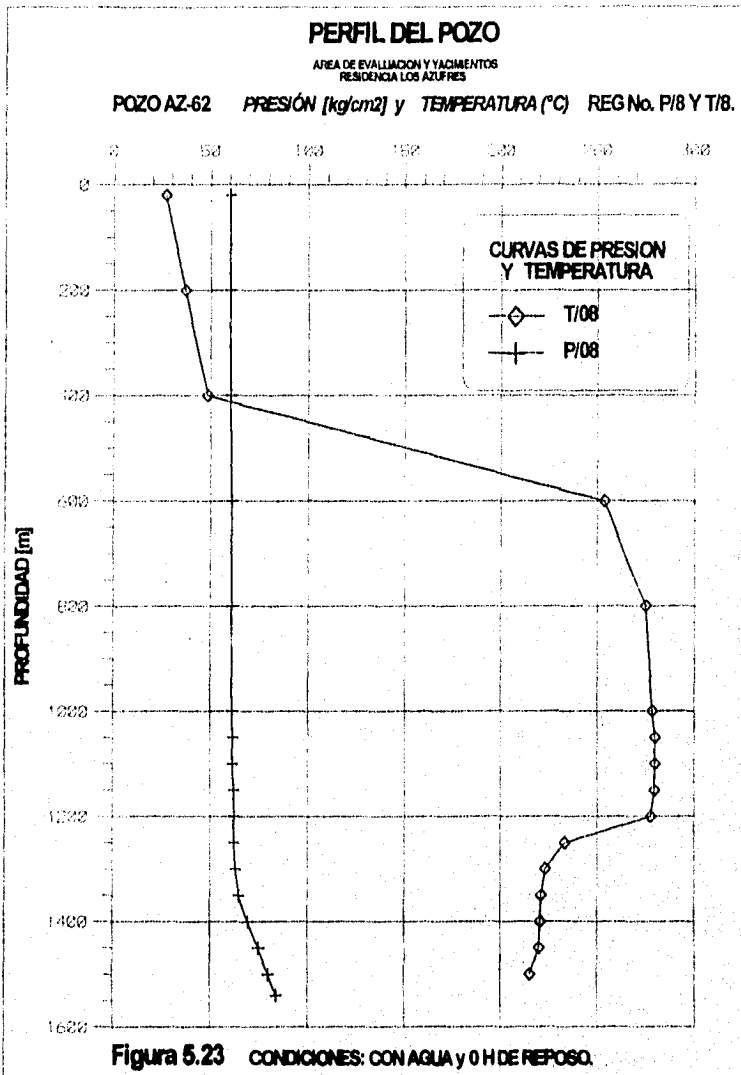
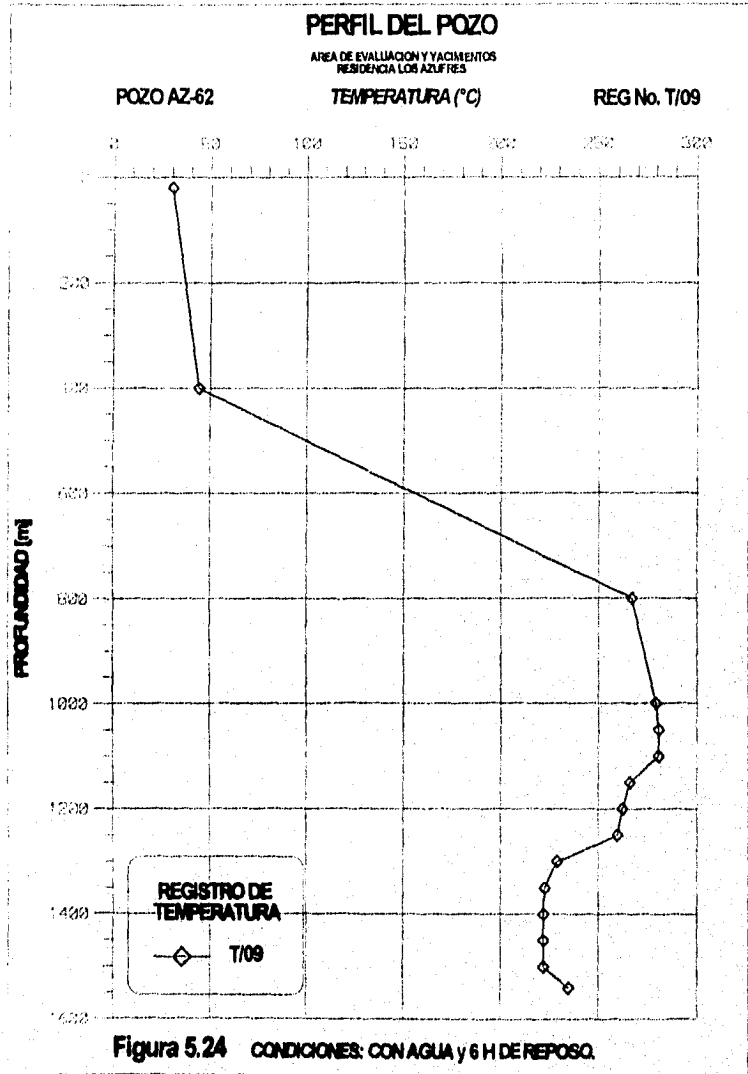


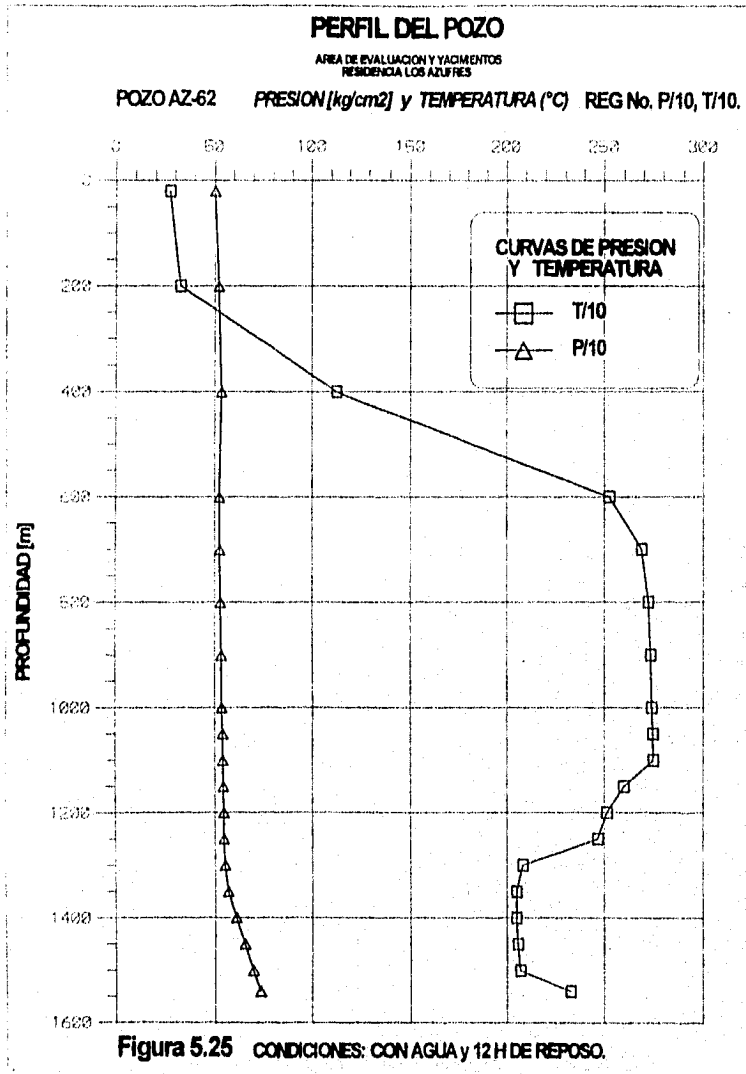
Figura 5.20a

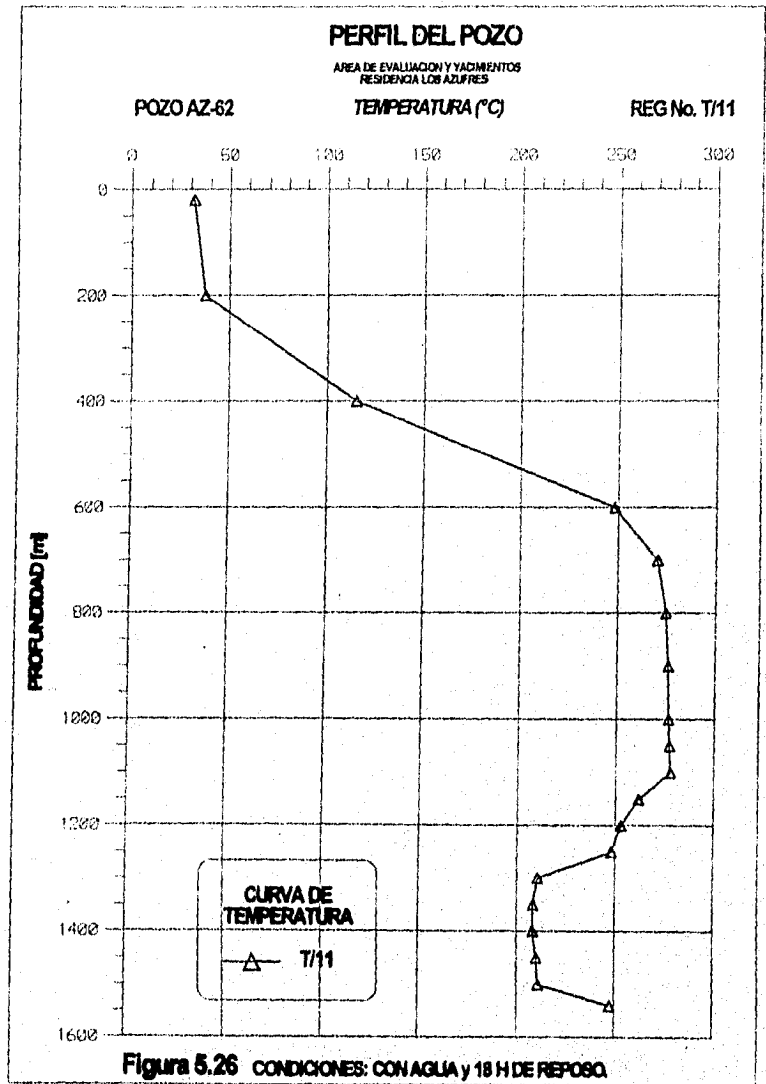


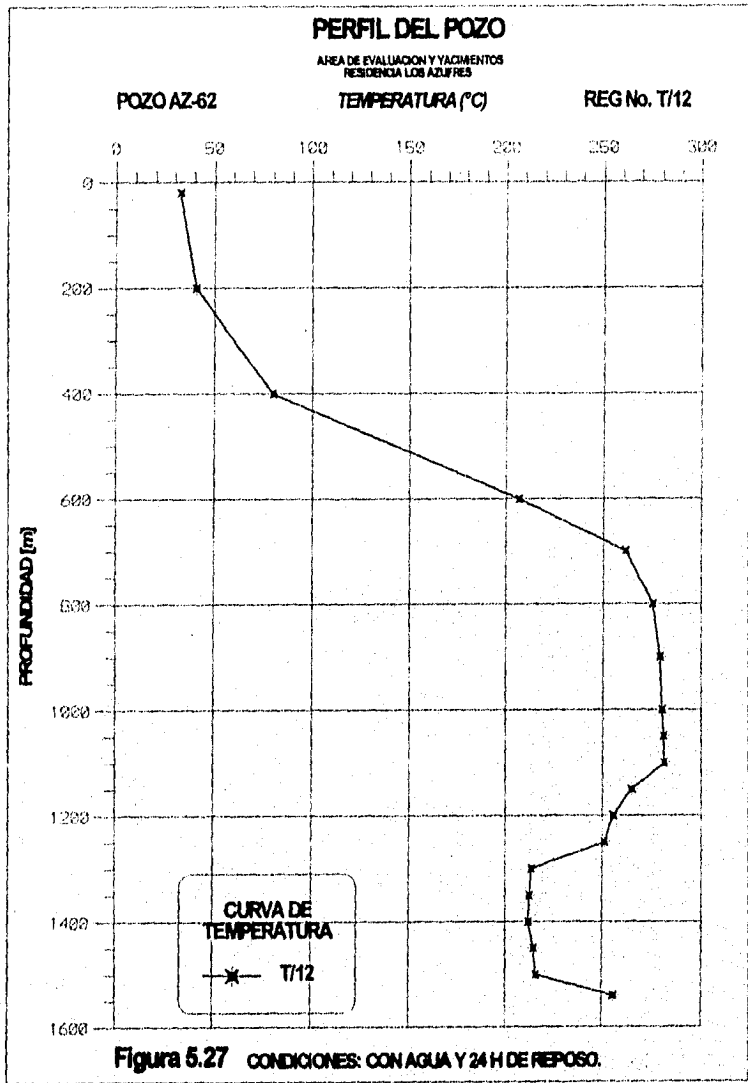


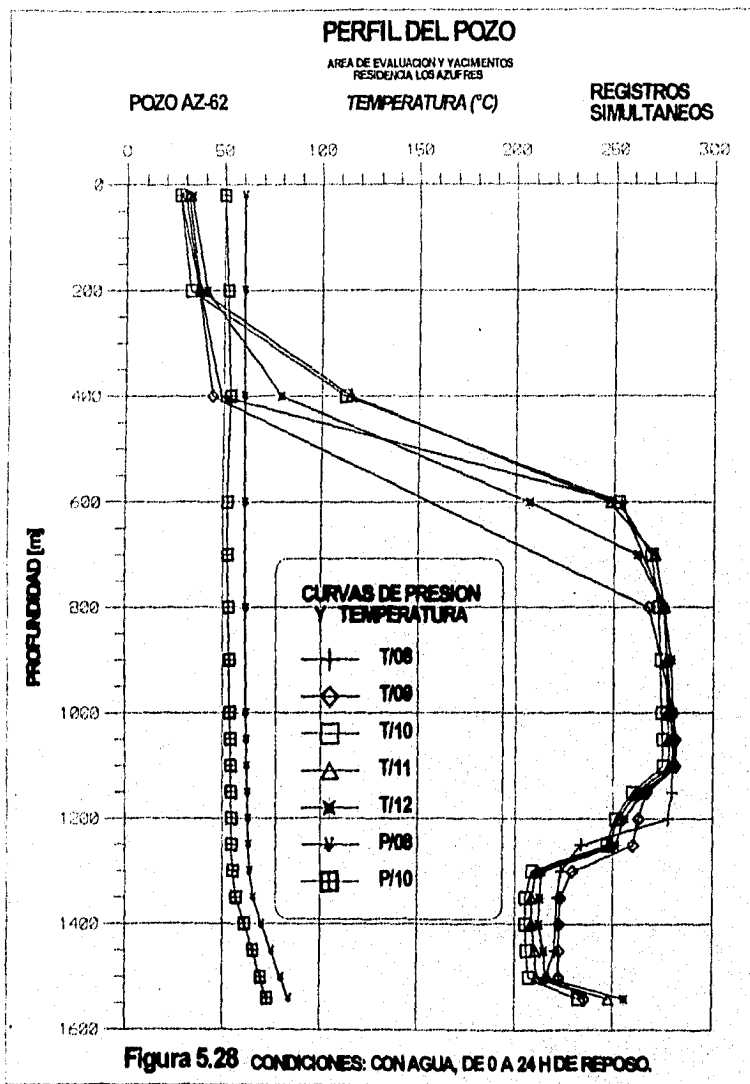


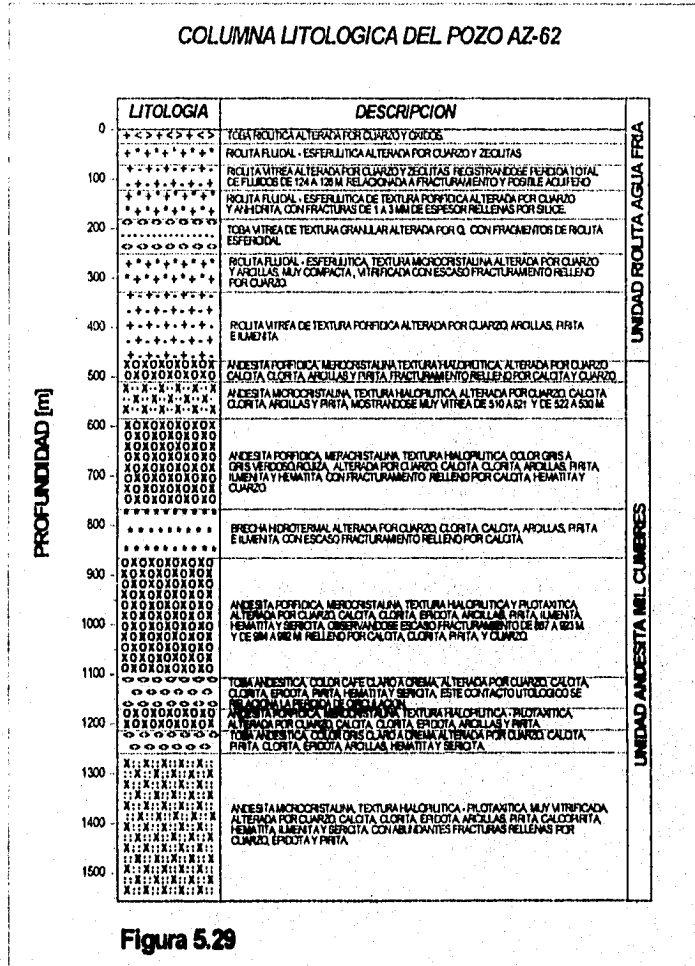


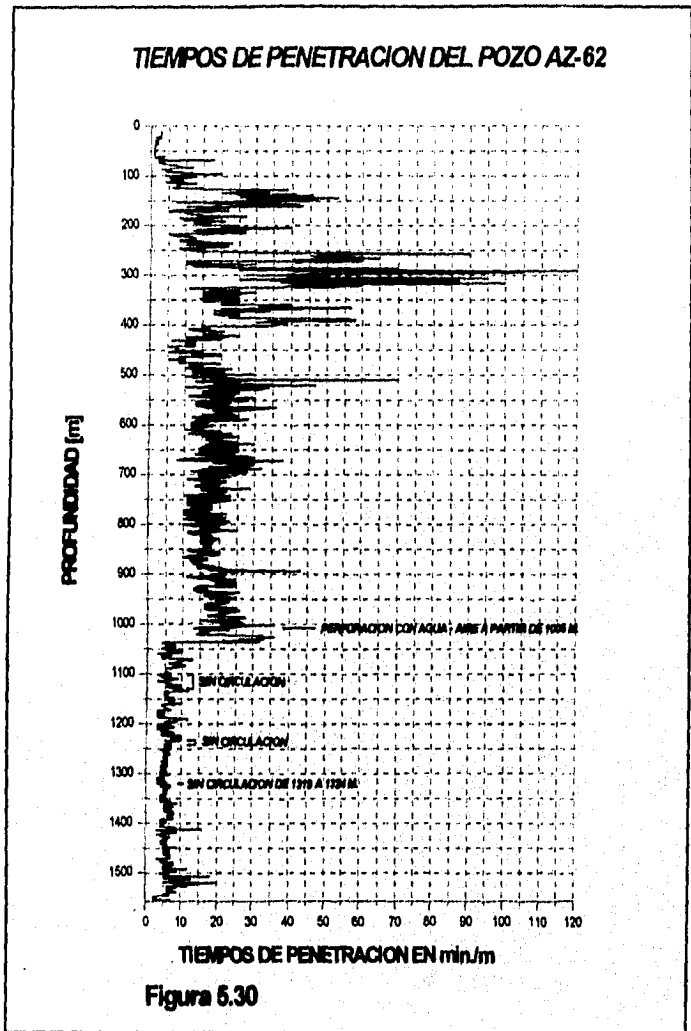


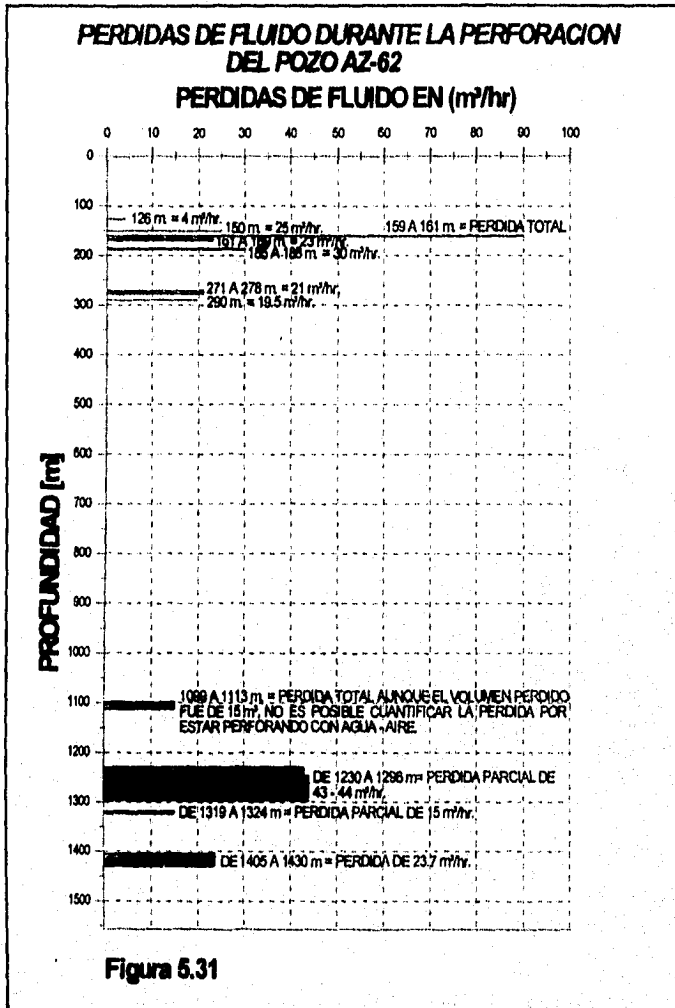


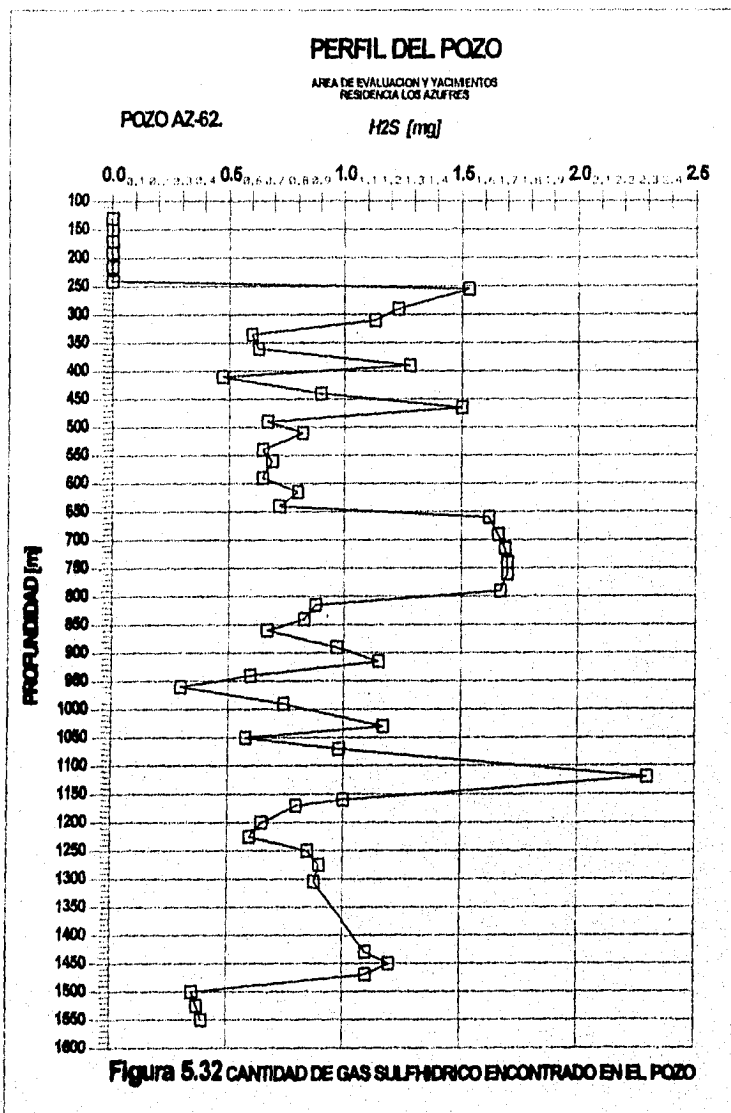












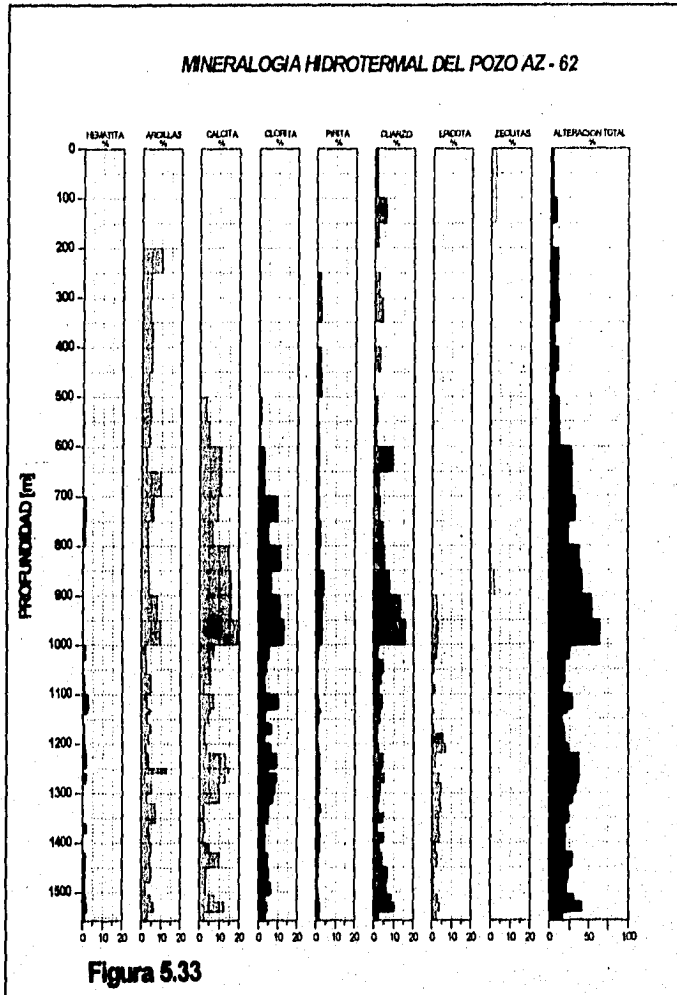


Figura 5.33

ANÁLISIS DE RESULTADOS Y CONCLUSIONES.

La determinación de zonas permeables en un pozo, en particular, así como en un yacimiento en lo general, constituye el objetivo central de la exploración y desarrollo de un yacimiento, ya sea petrolero, geotérmico o un acuífero. Después de localizar los estratos permeables, se identificarán las características del fluido almacenado, con el fin de decidir el uso a que se destinará el intervalo permeable encontrado.

Existe en la industria petrolera y recientemente, en la ingeniería geotérmica, variadas técnicas con las cuales localizar y/o identificar zonas permeables. Tales técnicas comprenden desde la medición "in situ" (como son los registros eléctricos y mecánicos), medición en el laboratorio (análisis de muestras y núcleos de perforación), hasta correlaciones con otros parámetros, como pruebas en pozos, datos de perforación, análisis geológicos y geoquímicos.

El presente trabajo incluyó las diferentes herramientas de análisis para la identificación de zonas permeables, las ordena secuencialmente y las aplica, con el objeto de establecer una metodología que pueda ser útil en los diferentes trabajos que se realizan en los campos.

Este trabajo es el primer acercamiento hacia un análisis sistematizado el cual conjunta diferentes técnicas para formar un método en la búsqueda y caracterización de zonas permeables en yacimientos geotérmicos, el cual deberá tener reformas y mejoras para definir un método óptimo y general para cualquier yacimiento geotérmico en el mundo.

Cada técnica por separado trataba de dar el enfoque, interpretación y análisis referido exclusivamente a su área, sin considerar la existencia de las demás técnicas para tener otro punto de vista u otra perspectiva en la forma de llevar a cabo la determinación de las zonas permeables, en donde se puede pasar por desapercibido características que son claves en las demás técnicas, pudiendo dar una interpretación errónea o alejada de la realidad, sin embargo, cuando se realiza un análisis global , involucrando todos los parámetros concernientes al tema, se puede observar, con una mejor definición, todo lo concerniente al análisis que nos muestra las características de la zona estudiada y dar una caracterización lo más aproximada a la realidad.

La caracterización de zonas permeables es un trabajo que requiere saber la calidad del trabajo o de los datos que se desean encontrar, por lo cual puede ser un trabajo fácil si se trata sólo de dar a grandes rasgos los posibles intervalos permeables, pudiéndolos definir u obtener de los perfiles de presión y temperatura exclusivamente; sin embargo cuando existe la necesidad de una interpretación cuidadosa, con la mayor definición que

Análisis de resultados y Conclusiones.

se pueda lograr, es cuando resulta un trabajo complicado por la cantidad de técnicas analizadas para llegar a un fin común sin discordancias entre las mismas; es por eso que, dependiendo del grado de exactitud que se requiera para definir las zonas permeables, es la cantidad de datos involucrados en el análisis global de todas las técnicas disponibles. El sólo análisis de cada una de las técnicas en estudio nos da una aproximación burda de la zona de interés, siendo los registros de presión y temperatura, los que nos muestran con una mayor claridad a grandes rasgos, los intervalos permeables.

La utilización sistemática de este método propuesto, conlleva a la generación de una gran cantidad de datos, los cuales la gran mayoría son desechados: existe todavía la generación de muchos datos, los cuales no son útiles en ningún sentido, por consiguiente se debe de tener cuidado al analizarlos o interpretarlos, siempre se debe de saber que tan confiable es la fuente de información y la forma en como se recabaron dichos datos.

Este método propuesto es de gran utilidad para aquellas personas involucradas con los yacimientos geotérmicos, ya que permite saber cuantos y cuales datos se necesitan para evaluar las zonas de aporte o de aceptación de fluidos y cuales zonas no son de ninguna utilidad; pero además este método está sujeto a la adaptación y mejoramiento en las técnicas de análisis, lo cual se puede lograr siguiendo la línea de investigación mostrada.

Existen en muchos casos la gran dificultad de encontrar datos, por lo que este método no es riguroso, con una o dos técnicas utilizadas es posible definir un intervalo permeable, aunque entre mayor número de técnicas analizadas, mayor será la exactitud y el conocimiento de la zona de análisis en cuestión.

En ambos casos como se observa, el pozo inyector AZ-61 y el pozo productor AZ-62, mostraron características las cuales por el sólo análisis de una técnica no es posible definir su intervalo o intervalos permeables por ser su comportamiento tan igual uno del otro, no obstante en el análisis de otras técnicas mostraron con claridad las diferencias existentes entre uno y el otro por lo que considerando este hecho, se pudo dar la forma de tratamiento a cada pozo para definir la terminación del mismo; un ejemplo de esto se observa en los tiempos de penetración dentro de los parámetros de perforación, los cuales se comportaron sin tener grandes diferencias entre los pozos, sin embargo en otras técnicas se comportaron totalmente distinto; como se observó en el análisis de la temperatura alcanzada dentro de cada uno de ellos, lo que dio la pauta para la caracterización de las zonas de aporte de los fluidos con características de producción o para reinyección por no alcanzar temperaturas con características de explotación en forma económica.

El tiempo de análisis es relativamente grande, debido al tiempo que se tiene que esperar para la generación de los datos de las diferentes técnicas, muchos de ellos de gabinete, haciendo que no sea una labor sencilla conjuntar todas las técnicas con sus respectivos datos en corto tiempo debido a la existencia de grupos interdisciplinarios los cuales se encargan de generar los datos por separado teniendo diferente grado de dificultad para la presentación del análisis.

Todas las técnicas aquí mostradas requieren de un análisis más profundo, lo cual haría que se complicara grandemente la interpretación por una sola persona, ya que ésta tendría que saber con profundidad todos los temas relativos a este trabajo; por lo tanto para lograr un análisis con una calidad de excelencia, se necesita indudablemente la formación de un grupo interdisciplinario, en donde cada individuo contará con un conocimiento pleno del tema en cuestión, concentrarlo y dirigirlo hacia la metodología aquí planteada, para de esa manera, no perder ningún detalle, el cual por la propia naturaleza del trabajo, puede pasarse por alto al no conocer con seguridad el tipo de seguimiento que debe darse a los datos mostrados.

Existe en nuestros días tecnología más avanzada la cual podría hacer que este trabajo fuera obsoleto; sin embargo todavía existen algunas consideraciones por las cuales este método seguirá funcionando por un tiempo dentro de la industria geotérmica; como es la temperatura; todas las herramientas modernas existentes hasta ahora, utilizan un equipo electrónico sofisticado dando todos los datos requeridos en corto tiempo, pero cuando se excede su límite de temperatura, el cual por lo general es menor a los 120 °C, los componentes electrónicos como son capacitores, condensadores, resistencias, etc, fallan; en la industria geotérmica se habla de temperaturas de hasta 400 °C en el fondo del pozo, por lo cual estas herramientas están muy lejos de poderse utilizar teniendo tal capacidad de generación de calor dentro del pozo, a menos que la industria de la electrónica mejore notablemente sus componentes y puedan resistir un mayor gradiente de temperatura; y la segunda consideración es, los costos de utilización de dichas herramientas. Existe hasta el momento la falta de recursos financieros para la correcta utilización y explotación de los recursos geotérmicos, recurriéndose a métodos antiguos, los cuales aún tienen un grado de exactitud aceptable, dando la pauta a crear un trabajo con la metodología descrita, la cual será válida hasta el momento en el cual sea factible tanto financiera como técnicamente la utilización de herramientas de mayor resolución.

REFERENCIAS.

- Grant Malcolm A., Bixley Paul F. ; Geothermal Reservoir Engineering.
- Academic Press Inc., New York City, (1982).
- Manual de Geotermia; Compañía Rotenco S.A. de C.V.
- Bixley Paul F. ; "Downhole Measurements in Geothermal Wells."
- New Zealand Dept. Of Scientific & Industrial Research, GNZL.
- Grant Malcom A. , Bixley Paul F. ; "Internal Flows in Geothermal Wells: Their Identification and effect on the wellbore temperature and pressure profiles."
- New Zealand Dept. Of Scientific & Industrial Research, GNZL.
- Malcom A. Grant, Paul F. Bixley; " Interpretation of downhole measurements in geothermal wells"; Report 88, Applied mathematics, Div. Dept. Of Scientific & Industrial Research, New Zealand, (1972).
- Dench, N.D., "Interpretation of Fluid Temperature Measurements in geothermal wells." Proc., the New Zealand; Geothermal Workshop; Auckland (1980) 55-60.
- Barrera Victor M. "El ácido sulfhídrico como parámetro indicativo de zonas productoras de vapor durante la perforación del pozo AZ-47, a partir de los 1325 m de profundidad."
- Superintendencia de Geoquímica. (1986)
- Asesoría personal y directa con el Ing. Paul F. Bixley.
- Asesoría personal y directa con el Ing. Alfred H. Truesdall.
- Asesoría personal y directa con el Ing. Victor M. Barrera.
- Base de datos de los registros de presión y temperatura del campo geotérmico de "Los Azufres", Michoacán.
- Publicaciones de circulación interna de la Gerencia de proyectos geotermoeléctricos, Campo Geotérmico de "los Azufres", Michoacán.
- Tablas de saturación de Vapor.