

23
290



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO**

FACULTAD DE INGENIERIA

**TECNICAS DE PERFORACION DIRECCIONAL
APLICADAS EN POZOS GEOTERMICOS**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

ALEJANDRO SANCHEZ RODRIGUEZ



MEXICO, D. F.

1993

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



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 está 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.

TECNICAS DE PERFORACION DIRECCIONAL APLICADAS EN POZOS GEOTERMICOS

TEMARIO

RESUMEN.

I. INTRODUCCION.

II. PERFORACION DIRECCIONAL CONTROLADA.

**III. APLICACIONES DE PERFORACION DIRECCIONAL EN POZOS
GEOTERMICOS.**

**IV. APLICACIONES DE PERFORACION DIRECCIONAL EN POZOS
GEOTERMICOS DE MEXICO.**

V. DISCUSION DE TECNICAS.

VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

GLOSARIO DE TERMINOS.

BIBLIOGRAFIA.

INDICE

Página

RESUMEN

CAPITULO I

INTRODUCCION	1
1.1. Generalidades	1
1.2. Energía Geotérmica	2
1.3. Energía Geotérmica Mundial	5
1.4. Energía Geotérmica en México	6
1.5. Exploración en Campos de México	8
1.5.1. Exploración en el Valle de Mexicali	8
1.5.2. Exploración en el Eje Neovolcánico	8
1.6. Explotación de Campos en México	10
1.6.1. Cerro Prieto, Baja California Norte	10
1.6.2. Los Azufres, Michoacán	11
1.7. Potencial Geotérmico	11
1.7.1. Reservas Probadadas	11
1.7.2. Reservas Probables	12
1.7.3. Reservas Posibles	12
1.8. Perforación de Pozos Geotérmicos	13
1.8.1. Preparación para la Perforación.	13
1.8.2. Tubería Conductora.	15
1.8.3. Tubería Superficial o de Anclaje.	16
1.8.4. Tubería Intermedia.	16
1.8.5. Tubería Corta (Liner).	16
1.8.6. Inducción y Desarrollo.	19

I.9. Problemas en la Perforación de Pozos Geotérmicos.	20
I.9.1. Pérdidas de Circulación.	21
I.9.2. Inestabilidad de Fluidos por Altas Temperaturas.....	21
I.9.3. Derrumbes en las Paredes del Pozo.	22
I.9.4. Atrapamiento de Tubería.	22
I.9.5. Ruptura de Tubería y Pesca.	22
I.9.6. Fallas de Equipo.	23
I.10. Relevancia de la Geotermia en México.	23
CAPITULO II	
PERFORACION DIRECCIONAL CONTROLADA	26
II.1. Introducción.	26
II.2. Aplicaciones de la Perforación Direccional Controlada.....	26
II.3. Patrones de Desviación de Agujero.	30
II.4. Planeación en la Perforación Direccional.	32
II.4.1. Análisis de las Formaciones.	32
II.4.2. Diámetro Programado del Pozo y el Programa de las Tuberías de Ademe.	32
II.4.3. El Fluido de Perforación.	32
II.4.4. La Dirección del Curso.	32
II.5. Metodología Básica para Perforación Direccional.	33
II.5.1. Profundidad del Punto de Desviación.	34
II.5.2. Máxima Desviación del Pozo.	34
II.6. Perforación Direccional.	34
II.6.1. Mecanismos para Deflexión.	35
II.6.2. Perforando la Sección Desviada.	36
II.6.2.1. Incremento del Angulo en el Agujero.	36
II.6.2.2. Mantenimiento del Angulo en el Agujero.	37
II.6.2.3. Disminución del Angulo.	38
II.7. Problemas en la Perforación Direccional Controlada.	39

II.7.1. Tamaño de Agujero.	39
II.7.2. Efecto de la Formación.	39
II.7.3. Agujeros de Pozos Adyacentes.	39
II.7.4. Hidráulica del Equipo.	39
II.7.5. Fuerzas de Fricción.	40
II.8. Perforación Horizontal.	40
II.8.1. Sistema de Radio Corto.	41
II.8.2. Sistema de Radio Medio.	41
II.8.3. Sistema de Radio Largo.	42
CAPITULO III	
APLICACIONES DE PERFORACION DIRECCIONAL	
EN POZOS GEOTERMICOS.	43
III.1. Introducción.	43
III.2. Técnicas de Dirección.	43
III.2.1. Motor Perforador de Fondo.	43
III.2.1.1. Motores de Desplazamiento Positivo y Turbinas.	44
III.3.1.2. Motor Turbina Neumático de Fondo.	44
III.2.2. Turboperforadores.	48
III.2.3. Barrenas de Perforación.	55
III.2.4. Amortiguador de Golpes.	56
III.2.5. Guías para Perforación y Pesca.	57
III.3. Técnicas de Inspección Direccional.	58
III.4. Ensamble Perforador.	59
III.4.1. Herramienta Básica en el Fondo del Pozo.	61
III.4.2. Lectura en la Superficie.	63
III.5. Sistemas Direccionables por Navegación.	63
III.6. Equipo para Perforación Horizontal.	65
III.6.1. Técnica de Radio Corto.	66
III.6.2. Técnica de Radio Medio.	67

III.6.2.1. Motor para la Construcción del Angulo Fijo.....	68
III.6.2.2. Motor para Mantener el Angulo.	68
III.6.2.3. Motor Doble Ajustable.	69
III.6.3. Técnica de Radio Largo.	69
III.7. Casos Históricos de Perforación Direccional en Pozos Geotérmicos.	70
III.7.1. Estados Unidos, Pozos EE-2 y EE-3.	71
III.7.2. Inglaterra, Pozos RH-11 y RH-12.	78
III.7.3. Japón, Pozo M-12.	80
III.7.4. Nueva Zelanda, Pozos BR-24 y KA-30.	81

CAPITULO IV

APLICACIONES DE PERFORACION DIRECCIONAL EN POZOS GEOTERMICOS DE MEXICO	83
IV.1. Introducción.	83
IV.2. Pozos Desviados en Los Azufres, Michoacán.	86
IV.2.1. Pozo A-12D.	86
IV.2.2. Pozo A-16.	89
IV.2.3. Pozo A-16D.	89
IV.2.4. Pozos A-52D, A-58 y A-58D.	92
IV.3. Pozos Desviados en Cerro Prieto, Baja California Norte.....	92
IV.3.1. Pozo M-103.	92

CAPITULO V

DISCUSION DE TECNICAS.	94
V.1. Motores con Desplazamiento Positivo.	94
V.2. Comportamiento del Motor Turbina Neumático de Fondo.	101
V.3. Perforación con Turboperforador.	105
V.4. Eficiencia de los Amortiguadores de Golpes.	107
V.5. Técnicas de Control en la Dirección.	108

V.6. Selección del Método para Perforación Horizontal.	108
V.7. Problemas en la Sarta de Perforación.	109
V.7.1. Control y Resistencia.	109
V.7.2. Control de la Corrosión.	110
V.8. Velocidad de Perforación.	111
V.9. Análisis de Costos en Perforación de Pozos Geotérmicos....	112
CAPITULO VI	
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	114
GLOSARIO DE TERMINOS.	119
BIBLIOGRAFIA.	121

RESUMEN

El objetivo del presente trabajo es dar a conocer algunas técnicas aplicadas en la perforación direccional de pozos geotérmicos, con sus rangos de aplicación.

Varios aspectos en el desarrollo de la energía geotérmica requieren ser mejorados para perforar más económica y exitosamente los pozos, con esto se logra que sea más competitiva esta energía y pueda expandirse su utilización.

Se tienen grandes adelantos en geoquímica como apoyo en la exploración y explotación geotérmicas y también en estudios sobre yacimientos para la definición de la capacidad productora de un campo en particular; pero es indispensable perforar pozos geotérmicos para alimentar una central geotermoeléctrica y culminar los esfuerzos de exploración.

La perforación de los pozos debe ser realizada en tal forma que no se eleve desproporcionadamente el costo final de la generación de energía geotermoeléctrica. Los costos de perforación de los pozos representan aproximadamente el 50% de la inversión total requerida para explotar un campo geotérmico, considerando una vida útil en los pozos de 10 años [Morales, 1991].

Frecuentemente la actividad geotérmica ocurre en terrenos montañosos, en sierras o islas y los pozos tienen que ser perforados en áreas difíciles, alejados de tierra o donde no se tiene un fácil acceso. En estos casos, para alcanzar el yacimiento se utiliza la perforación direccional.

En el presente trabajo se analizarán las diferentes técnicas de perforación direccional utilizadas y por aplicar en los pozos geotérmicos. Además, se propondrán aquellas técnicas que pueden mejorar en tiempo y costo las prácticas actuales para perforar pozos geotérmicos.

En el capítulo número uno se describe a la energía geotérmica y su importancia a niveles nacional y mundial para generación de electricidad. También se mencionan los campos en exploración y explotación actuales en México, así como el proceso de perforación de un pozo geotérmico y los problemas que éste implica.

En el capítulo número dos se describe la técnica de perforación direccional controlada, sus aplicaciones comunes, los patrones de desviación, la planeación necesaria para llevar a cabo esta técnica, la metodología básica empleada para perforar y los problemas que se presentan. En este capítulo se menciona también otra técnica que puede ofrecer magníficos resultados en

perforación geotérmica y que actualmente se encuentra en estudio para poder ser aplicada: La perforación horizontal.

En el capítulo número tres se describen las técnicas utilizadas para perforar direccionalmente en los pozos para extracción de energía geotérmica y las herramientas capaces de soportar los ambientes hostiles de alta temperatura. Se menciona también, el equipo subsuperficial que puede llevar a cabo la perforación horizontal y la configuración a emplear, dependiendo del tipo de formación, la longitud del radio a alcanzar, etc. Además, se mencionan cuatro casos históricos de perforación direccional a nivel mundial y los problemas que se presentaron.

En el capítulo número cuatro, se analizan los casos históricos de pozos desviados en los campos geotérmicos de México, los problemas que se presentaron y el estado actual de terminación.

En el capítulo número cinco se detallan las herramientas adecuadas para realizar la perforación direccional y sus rangos de aplicación en los pozos geotérmicos, resaltando las características que las hacen aplicables. Se mencionan también los efectos que pueden aumentar la velocidad de penetración al perforar un pozo y los costos al perforar un pozo geotérmico.

En el capítulo número seis, a manera de conclusión, se describen las ventajas de emplear las técnicas descritas en este trabajo y las recomendaciones para usarlas en situaciones específicas.

CAPITULO I

INTRODUCCION

1.1. Generalidades.

Debido a las necesidades futuras de energía eléctrica en la República Mexicana y dado que el petróleo, principal fuente de energía, es un recurso no renovable que se agotará en el futuro, se ha dado un fuerte impulso a la investigación de las llamadas "Fuentes Alternas" de energía. Entre ellas se ha puesto especial interés en una que presenta una alta probabilidad de satisfacción energética a mediano plazo, la Energía Geotérmica. Esta se refiere al aprovechamiento del calor que existe en el subsuelo y al uso de vapor como fluido de trabajo para la generación de energía eléctrica.

Actualmente la geotermia se utiliza principalmente en la generación de electricidad, ya que es la única fuente de energía alterna que por su bajo costo compete con las actuales.

En México, después de casi 25 años de estudios y trabajos de campo, es posible explotar los recursos geotérmicos a un nivel tal, que ocupa un tercer lugar en el escenario de la generación eléctrica mundial, con una capacidad instalada de 700 MW, de los cuales una tercera parte se exporta a los Estados Unidos. Ver Tabla I.1.

La generación eléctrica, por concepto de ésta fuente de energía, representa sólo el 3 % del total nacional, sin embargo, si se lleva a cabo el plan de crecimiento propuesto por la Comisión Federal de Electricidad (CFE), se llegará al final del siglo con más de 1000 MW [Alonso, 1987], lo que en términos absolutos será una importante contribución a la diversificación de energéticos.

El hecho de disponer de más de 1300 focos termales, que muestran una amplia distribución geográfica de éste recurso en el territorio nacional, es un factor que debe aprovecharse para que la geotermia se adapte más fácilmente a los programas nacionales de desarrollo.

El potencial probado, la amplia distribución geográfica de este recurso, el disponer de tecnología propia y la perspectiva de integración nacional en la manufactura del equipo, son factores importantes para considerar a la geotermia en los programas de reconversión industrial.

TABLA I.1
CAPACIDAD GEOTERMEOLECTRICA
INSTALADA (MW)

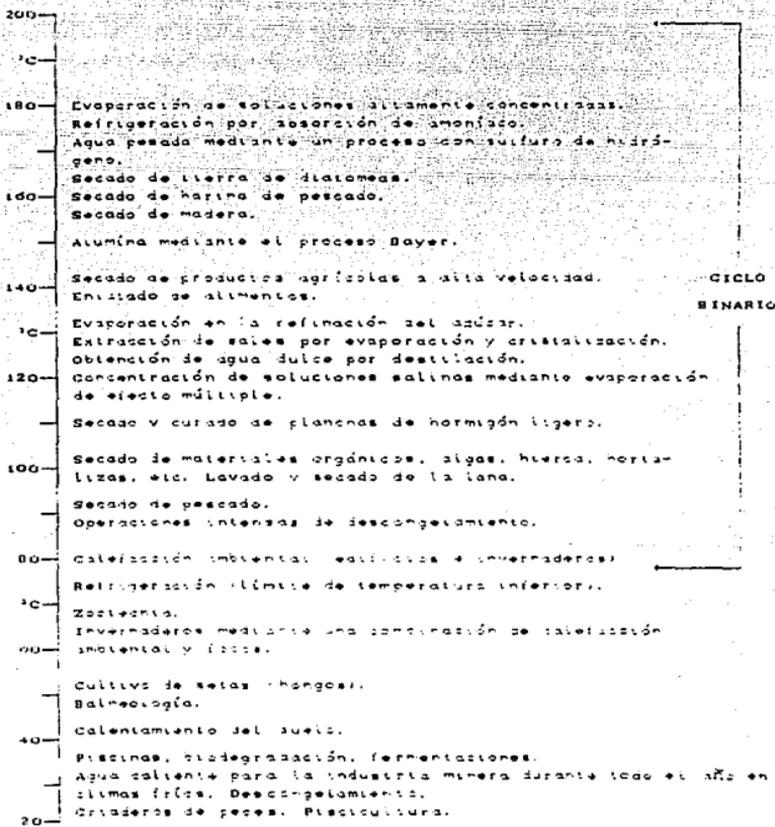
	PAIS	1988	1990
1	ESTADOS UNIDOS	2022.0	2777.0
2	FILIPINAS	894.0	894.0
3	MEXICO	645.0	700.0
4	ITALIA	518.0	545.0
5	NUEVA ZELANDIA	167.0	293.0
6	JAPON	215.0	215.0
7	INDONESIA	32.0	142.0
8	EL SALVADOR	95.0	95.0
9	KENIA	45.0	45.0
10	ISLANDIA	39.0	45.0
11	NICARAGUA	35.0	35.0
12	CHINA	14.0	21.0
13	TURQUIA	21.0	20.0
14	UNION SOVIETICA	11.0	11.0
15	FRANCIA	4.0	4.0
16	PORTUGAL	3.0	3.0
17	TAIWAN	3.0	3.0
18	GRECIA	2.0	2.0
19	TAILANDIA	0.0	0.3
	TOTALES	4758.0	5850.3

I.2. Energía Geotérmica.

La energía geotérmica es el calor natural acumulado en el subsuelo, que se obtiene en la superficie en forma de vapor o de mezcla agua-vapor. No obstante, se utiliza básicamente para la generación de electricidad; aunque de acuerdo a la temperatura de sus fluidos tiene amplias aplicaciones potenciales, ver la Fig. I.1. [Morales, 1989].

Esta energía esta asociada a los procesos volcánicos y tectónicos terrestres. La teoría más aceptada sobre su origen establece que masas magmáticas que no afloran a la superficie quedan atrapadas a pocos kilómetros de la misma, liberando energía al medio circundante (roca y agua), en donde a través del tiempo y mediante procesos convectivos se forman grandes yacimientos de agua y vapor. Este proceso origina gradientes térmicos hasta de 200 °C por kilómetro de profundidad.

FIG. 1.1. TEMPERATURA APROXIMADA DE LOS FLUIDOS TERMOECONÓMICOS PARA APLICACIONES NO ELÉCTRICAS.



Los factores que se requieren para que exista energía geotérmica en el subsuelo son:

- a) Una fuente de calor (cámara magmática).
- b) Existencia de agua (presencia de un acuífero).
- c) Una capa sello (roca impermeable).
- d) Que haya permeabilidad en la zona invadida por agua.
- e) Que sea económicamente explotable.

Clasificación de los Sistemas Geotérmicos.

En los siguientes sistemas geotérmicos se indican algunas de sus características y el estado actual de su desarrollo tecnológico a nivel mundial.

a). Vapor Dominante.- Sistemas de alta entalpía, generalmente de vapor seco. Su desarrollo es tal que permite generar electricidad a gran escala comercial. Entre los más comunes se encuentran el de "The Geysers".

b). Líquido Dominante (alta entalpía).- Sistemas de salmuera supercaliente, con temperaturas entre los 200 y 300 °C. Son más abundantes que los de vapor dominante. Han tenido un gran desarrollo en la generación de electricidad.

c). Líquido Dominante (baja entalpía).- Usualmente este sistema tiene temperaturas entre los 100 y 200 °C. Son más abundantes que los sistemas anteriores en una proporción 10:1. Son empleados para sistemas de refrigeración.

d). Roca Seca Caliente.- Yacimientos rocosos con alto contenido energético, pero con poca o nada de agua. Estos sistemas actualmente se encuentran en experimentación.

e). Geopresurizados.- Estos sistemas contienen agua y metano disuelto a alta presión y mediana temperatura (150 °C). Se espera una gran posibilidad de éxito.

f). Marinos.- Sistemas de alta entalpía existentes en el fondo marino. Este tipo de sistemas ha sido poco estudiado.

g). Magmáticos.- Son sistemas de roca fundida, existentes en sistemas volcánicos activos o a gran profundidad en zonas debilitadas.

En México se cuenta con sistemas del tipo líquido dominante como en los campos geotérmicos Cerro Prieto, cerca de Mexicali, B.C.; Los Azufres, cerca de Cd. Hidalgo, Michoacán; Los Humeros en Puebla, cerca de Perote, Veracruz y La Primavera, cerca de Guadalajara, Jalisco.

Se requieren casi nueve toneladas de vapor específico para generar 1 MWh de electricidad y la electricidad generada tiene un costo entre 25 y 30% más bajo que la obtenida a partir de otras fuentes de generación como el carbón, el combustóleo o la nuclear.

El potencial energético total que contiene la geotermia aún no ha sido cuantificado y está lejos de ser cabalmente explotado. Sin duda alguna, la geotermia desempeñará un papel decisivo en las necesidades energéticas de la humanidad en el futuro próximo.

1.3. Energía Geotérmica Mundial.

El alto costo en la perforación y terminación de los pozos geotérmicos, es un impedimento importante para el desarrollo comercial generalizado de estos recursos en el mundo. Esto se debe a que existen deficiencias en las técnicas de perforación empleadas para superar la variedad de problemas vinculados con el medio ambiente geotérmico que incluyen las formaciones de tipo volcánico, las altas temperaturas y el movimiento rápido de fluidos corrosivos e incrustantes, etc. Por tal motivo, es importante el desarrollar programas de investigación relacionados con la tecnología de perforación de pozos geotérmicos, para que incidan en la reducción de los costos de perforación, así como en los costos de la generación de energía eléctrica.

Desarrollo Geotermoeléctrico en el Mundo.

La capacidad geotermoeléctrica instalada a nivel mundial hasta Enero de 1990 era de 5,847 MW, de los cuales casi la mitad estaban instalados en Estados Unidos y alrededor del 12% en México, ver Tabla I.1. [Mercado, 1987]. En los últimos cinco años se tuvo un incremento global equivalente al 4.3% anual en promedio; en la Tabla I.1. se aprecia que el país que tuvo el crecimiento más importante en el período de 1985 a 1990 en cuanto a capacidad geotermoeléctrica instalada, fue Indonesia, país que pasó de 32 MW a 142 MW, ocupando actualmente el 7° lugar mundial. Otro país con un crecimiento notable fue Nueva Zelanda, con un 75%.

1.4. Energía Geotérmica en México.

Actualmente la energía geotérmica es la única fuente alterna de energía que se explota en México a nivel comercial. Se tienen detectados en la República Mexicana más de 1300 focos termales (Fig. 1.2.), lo cual convierte a nuestro país en una área privilegiada en el mundo por su enorme potencial.

Los estudios e investigaciones encaminadas a la evaluación de los recursos geotérmicos, han definido en México dos grandes áreas. Una de ellas en la región de Mexicali, en la cual se encuentra localizado el campo Cerro Prieto (Fig. 1.2), que es uno de los más grandes del mundo. En esta área se presenta el fenómeno de separación de placas terrestres que a lo largo del sistema de la falla de San Andrés ha creado una zona debilitada en la que la roca fundida cerca de la superficie terrestre transmite su calor a los acuíferos presentes en el área.

La otra región es de mayor extensión que la anterior y se conoce como Eje Neovolcánico. Esta zona se originó en el Plioceno-Cuaternario al plegarse la corteza terrestre, debido al empuje de las placas "Cocos" y "Caribe", sobreponiéndose a estructuras más antiguas, con una orientación E-O, está limitada al Norte por el Altiplano Central, al Oeste por la Sierra Madre Occidental, al Este por la Sierra Madre Oriental y al Sur por la Cuenca Terciaria del Río Balsas, ver la Fig. 1.2.

El Eje Neovolcánico presenta condiciones geológico-estructurales favorables para la formación de zonas con temperaturas anormales; esto se pone de manifiesto al haberse detectado cerca de 300 manifestaciones termales en esta zona.

Las mayores concentraciones de sitios geotérmicos se encuentran en los siguientes estados: Jalisco (36), Guanajuato (36), Sinaloa (35), Nayarit (27) y Michoacán (24). Actualmente el aprovechamiento de la energía geotérmica en el país se encuentra principalmente concentrado en Cerro Prieto, cerca de Mexicali, Baja California con 620 MW y en Los Azufres, cerca de Cd. Hidalgo, Michoacán con 80 MW.

Además se encuentran en estudio y con pozos profundos los campos de La Primavera, cerca de Guadalajara, Jalisco y Los Humeros, Puebla, cerca de Perote, Veracruz.

Se tienen pozos de exploración en los campos de San Marcos, Jalisco; Tulicheck y Rilito en Baja California Norte; Ixtlán y Los Negritos en Michoacán.

FIGURA 1.1.

Centrales geotérmicas en México y zonas con posibilidades de explotación



I.5. Exploración en Campos de México.

Los estudios de prefactibilidad (geológicos, geoquímicos y geofísicos) realizados en México han determinado 27 zonas geotérmicas. Actualmente se estudian 14 que presentan grandes posibilidades de desarrollo geotérmico.

I.5.1. Exploración en el Valle de Mexicali.

En el Valle de Mexicali se efectúa la exploración para la ampliación del campo Cerro Prieto hacia el oriente, a través de perforaciones profundas. Al noroeste de Cerro Prieto se encuentra el campo Tulicheck, donde se realizan estudios de prefactibilidad; este campo tiene múltiples manantiales calientes y varios pozos de gradiente. En Riito se tiene un pozo profundo con temperatura media.

En Baja California Sur, en el área "Las Tres Vírgenes" se han efectuado estudios y se tiene un pozo exploratorio con descarga de fluidos geotérmicos regulares y temperatura en el fondo media.

I.5.2. Exploración en el Eje Neovolcánico.

Casi todas las localizaciones geotérmicas se encuentran en el Eje Neovolcánico, ver Fig. I.2. A continuación se mencionan algunas zonas con posibilidades geotérmicas.

a) La Primavera, Jalisco.

Localizada al oeste de la ciudad de Guadalajara en una región montañosa. En esta zona geotérmica se encuentra una caldera de 11 km de diámetro con varios domos volcánicos, múltiples manifestaciones de vapor seco y manantiales calientes. Se han detectado temperaturas de 320 °C.

b) San Marcos, Jalisco.

La zona geotérmica San Marcos esta localizada al oeste del lago de Chapala. El área de alteración cubre una extensión de 11 km². Las manifestaciones son manantiales hirvientes, estanques burbujeantes, lagunas de agua caliente, etc. Actualmente se encuentra en estudio y su temperatura media es 200 °C.

c) La Soledad, Jalisco.

Esta zona se encuentra ubicada al norte de la ciudad de Guadalajara, en la ribera del río Santiago. El área de alteración hidrotermal se considera de 4 km² y, las manifestaciones existentes en el área son principalmente chorros de agua-vapor y manantiales calientes. Aún se encuentra en estudio.

d) Los Azufres, Michoacán.

En esta zona geotérmica se continúa la exploración en las partes Norte y Sur del campo.

e) Ixtlán de los Hervores, Michoacán.

Localizado al este del lago de Chapala con manifestaciones termales de gran intensidad en un área de más de 2 km², principalmente manantiales con temperatura entre 50 y 90 °C, lagunas de lodo hirviendo, fumarolas y escapes de vapor. Se han perforado pozos de profundidad media.

f) Los Negritos, Michoacán.

Zona localizada en la intersección de la Sierra Madre Occidental y el Eje Neovolcánico al Este del Lago de Chapala. Está caracterizada por un gran número de manifestaciones termales, volcanes de lodo y estanques burbujeantes con temperatura entre los 40 y 90 °C.

g) Los Humeros, Puebla.

Localizado a 30 km al noroeste de Perote, Veracruz donde se han medido temperaturas en el fondo hasta de 300 °C. Se han llevado a cabo estudios de prefactibilidad en una superficie de 7000 km².

h) Pathé, Hidalgo.

En esta zona se instaló la primera planta geotérmica de México y América, con 3.5 MW en 1959 y se paró en 1979 por fallas en los pozos que habían sido perforados a poca profundidad. Esta área se considera con buen potencial geotérmico y se tienen programadas perforaciones profundas.

Además, se llevan a cabo estudios en otros estados de la República Mexicana, como en el estado de Nayarit, en el área del volcán Ceboruco con buenas perspectivas; se planea efectuar perforaciones profundas. En el estado de Guanajuato está el área de San Bartolomé de los Baños con manifestaciones termales de alta temperatura y los estudios indican buenas posibilidades por lo que se tiene programado efectuar perforaciones exploratorias.

I.6. Explotación de Campos en México.

El desarrollo de la energía geotérmica en México, se ha efectuado principalmente en el Valle de Mexicali. Actualmente se tiene el mayor desarrollo geotérmico con 620 MW de capacidad instalada. Mientras que en el Eje Neovolcánico se tienen 80 MW de capacidad instalada en el campo de Los Azufres, Michoacán.

I.6.1. Cerro Prieto, Baja California Norte.

Cerro Prieto es el campo geotérmico más grande, el más antiguo y el mejor conocido de México. Se encuentra localizado a 30 km al sureste de la ciudad de Mexicali, en Baja California Norte. El área de alteración termal es de más de 40 km². Existen múltiples manantiales calientes, volcanes de lodo y escapes de vapor.

Hasta el año de 1990 se habían perforado 194 pozos [Gutiérrez, 1991], con profundidades variando entre los 1000 y 4000 m, de los cuales 146 son productores, 35 exploratorios, 11 abandonados y dos pozos exploratorios en perforación. Actualmente este campo es el segundo más grande del mundo.

Además de los 620 MW instalados, se espera contar con una capacidad adicional de 220 MW para 1995, lo que representaría un total de 840 MW instalados en este campo.

Los estudios han mostrado que existen en el campo 67 km³ de roca con temperatura superior a los 200 °C. La porosidad promedio es del 8%, la permeabilidad horizontal varía entre 20 y 50 md y la permeabilidad vertical entre 1 y 2 md. Se encuentra en un medio sedimentario.

1.6.2. Los Azufres, Michoacán.

El campo geotérmico Los Azufres se encuentra a 200 km al poniente de la ciudad de México; tiene una área de alteración hidrotermal de 30 km² y está situado en la Sierra de San Andrés. En su superficie se tienen manantiales calientes, chorros de vapor, estanques de agua caliente y lodo. Se encuentra en un medio volcánico.

A la fecha se tienen perforados 64 pozos, con profundidades desde 600 hasta 3,500 m; de los cuales 42 son productores, 12 exploratorios y 10 son inyectores con 99,125 metros perforados. La máxima temperatura de fondo es de 340 °C. Producen flujos elevados de mezcla agua-vapor y algunos, vapor seco. Con el vapor que se dispone actualmente se pueden generar más de 100 MW y los cálculos indican que el campo tiene una potencialidad de 330 MW, que será la capacidad instalada para 1995 [Gutiérrez, 1991].

Actualmente, se tiene una capacidad instalada de 80 MW con 6 unidades. Se tienen planeadas también cuatro unidades más de 5 MW y 6 de 20 MW en las áreas del campo denominadas Maritaro y Tejamaniles.

La capacidad total geotérmica-eléctrica instalada en México es de 700 MW; 50 MW más están en construcción y 340 MW son planeados en 4 campos geotérmicos.

1.7. Potencial Geotérmico.

La intensidad de los trabajos de exploración a detalle y la evaluación de yacimientos, permiten estimaciones conservadoras de la energía geotérmica de acuerdo a un programa de crecimiento que está ligado con el desarrollo económico del país.

El potencial geotérmico del país se puede clasificar de la siguiente manera:

1.7.1. Reservas Probadadas.

Corresponde básicamente a la capacidad de generación instalada y a lo que se conoce de los campos en desarrollo, como son Cerro Prieto, Baja California Norte; Los Azufres, Michoacán y Los Humeros, Puebla.

1.7.2. Reservas Probables.

Son aquéllas que se han podido cuantificar, de manera aproximada, mediante estudios geológicos, geoquímicos y geofísicos.

Las reservas probables corresponden a los nuevos campos en los que se realizan perforaciones exploratorias como: La Primavera, Ceboruco, Araró, Ixtlán de los Hervores, Los Negritos y las ampliaciones de los campos actualmente en explotación.

1.7.3. Reservas Posibles.

Se denominan así, aquéllas que por manifestaciones termales en la superficie permiten inferir la posibilidad de un recurso geotérmico.

Las reservas posibles son una estimación en base a lo que se sabe de los 1,300 focos termales que se conocen en México.

De acuerdo con los estudios realizados a la fecha [Alonso, 1987], la CFE determinó la reserva geotérmica adicional (de los sistemas hidrotermales exclusivamente) de la República Mexicana y se muestra en la Tabla 1.2.

TABLA 1.2.
POTENCIAL GEOTERMICO EN MEXICO (MW)

CAMPO	POTENCIAL PROBABLE	POTENCIAL POSIBLE	TOTAL
CERRO PRIETO	110	110	220
LOS AZUFRES	55	55	110
LOS HUMEROS	55	55	110
LA PRIMAVERA	55	55	110
INVENTARIO	1525	5725	7250
TOTALES	1800	6000	7800

1.8. Perforación de Pozos Geotérmicos.

Las profundidades de los recursos hidrotermales varían desde las manifestaciones superficiales (manantiales calientes, fumarolas, etc.) hasta los pozos profundos (menores de 5 km). Normalmente los yacimientos superficiales tienen fluidos con baja temperatura (menor de 100 °C) y son empleados principalmente como calefacción ambiental o en procesos de aplicación del calor. El desarrollo de este tipo de yacimientos es realizado con equipo de perforación superficial y con prácticas de terminación similares a las usadas por la industria de pozos de agua. Estos pozos normalmente son de gran diámetro para permitir grandes gastos de fluido o la instalación de intercambiadores de calor.

Los yacimientos profundos (entre 1 y 5 km) son usualmente calientes (200° a 380 °C) y son usados para la generación de electricidad a nivel comercial. Los pozos para la extracción de estos recursos son los más caros en su perforación, terminación y mantenimiento, que los pozos superficiales. En muchos yacimientos profundos, el costo de los pozos es un componente mayor que el costo total de una planta generadora de electricidad geotérmica.

Los métodos y equipos usados para perforar los pozos geotérmicos profundos son extensiones de los que han sido desarrollados para la perforación de pozos petroleros. En la Fig. 1.3. se muestra un sistema de perforación geotérmica.

La perforación de pozos geotérmicos se divide en las siguientes seis etapas:

1.8.1. Preparación para la Perforación.

En el sitio definido para la preparación, se construye una plataforma de terracería de 70 por 60 m, y un camino de acceso. Sobre la plataforma se coloca el equipo bien centrado sobre el punto donde quedará el agujero.

Antes de iniciar la perforación se hace un "contrapozo" (fosa rectangular con 3.0 m de largo, 2.0 m de ancho y 1.50 m de profundidad que se refuerza con cemento de 20 cm de espesor, ver sección (a) de la Fig. 1.4., para facilitar la instalación y la operación de los equipos que controlan el pozo (preventores, válvula maestra, etc.).

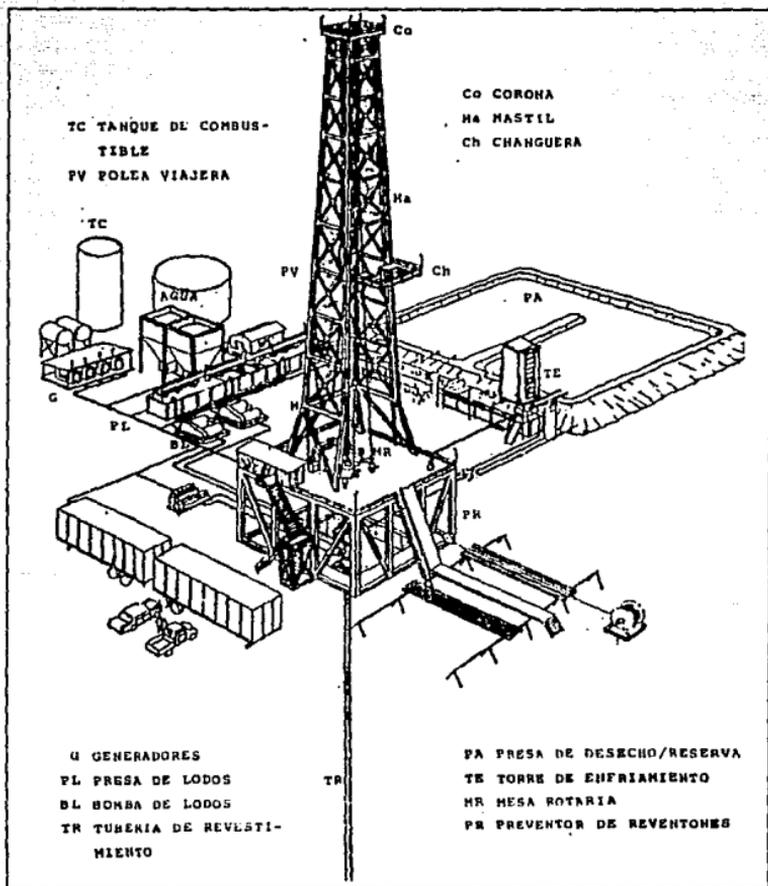


FIGURA 1.3. EQUIPO DE PERFORACION GEOTERMICA

Después de terminado el contrapozo, se prepara el fluido de perforación y posteriormente se construyen dos agujeros auxiliares de diámetro pequeño y poca profundidad: un agujero que tiene una profundidad de 13 m y sirve para guardar la flecha de perforación (kelly) y otro que tiene 9 m de profundidad y sirve para contener la tubería durante conexiones rápidas. Terminados los agujeros se procede a perforar en seco un agujero con 40 pulgadas de diámetro y una profundidad entre 4 y 10 m.

Se introduce el primer tramo de tubería con diámetro de 30 pg. Se cementa llenando el espacio anular por gravedad. En la parte superior de la tubería se le fija una línea de flujo de manera que actúe como difusor del flujo de todo completando un sistema de circulación cerrado.

El objetivo principal de esta tubería es evitar la erosión y/o la inundación del pozo en la base del equipo y proporcionar un conducto para controlar el fluido de perforación a medida que se va perforando.

1.8.2. Tubería Conductora.

Esta tubería se introduce para proteger el pozo de fallas que se presenten generalmente cerca de la superficie, filtraciones de agua de los mantos superficiales y evita que se contaminen estos últimos por los fluidos de perforación. Además sirve para soportar formaciones no consolidadas.

Se inicia la perforación empleando fluido de perforación y barrena de 12 1/4 pg hasta una profundidad de 50 m; posteriormente se mete el ampliador de 20 pg con barrena piloto de 12 1/4 pg, rebajando hasta la misma profundidad. Una vez realizada, se introduce un ampliador de 26 pg con una barrena piloto de 20 pg, ver secciones (b) y (c) de la Fig. 1.4. quedando listo el pozo para introducir la tubería de revestimiento con diámetro de 20 pg. La cementación de esta tubería se realiza empleando la tubería de perforación (ver sección (d) de Fig. 1.4.).

Terminado el tiempo para que el cemento endurezca (fraguado), se hace una prueba hidráulica, que consiste en aplicar 100 lb/pg² de presión durante 30 minutos. Esta prueba se realiza después de cada cementación con el fin de detectar algún defecto.

1.8.3. Tubería Superficial o de Anclaje

En esta tubería se coloca el equipo para controlar el pozo durante la perforación y posteriormente las válvulas y conexiones que controlan el flujo del pozo durante su vida productiva.

Se corta el excedente de tubería conductora en la superficie con el fin de instalar el sistema de preventores. Se continua la perforación rompiendo el cemento del fondo del pozo con barrena de 17 1/2 pg, se sigue perforando con barrena de 12 1/2 pg hasta la profundidad de 1000 metros; posteriormente, con amplificador de 17 1/2 pg y barrena piloto de 12 1/4 pg, se rebaja el agujero hasta la misma profundidad, ver las secciones (e) y (f) de la Fig. 1.4. Se corren registros de temperatura y presión antes de correr la tubería de revestimiento de 13 3/8 pg. Instalada ésta se cementa hasta la superficie, ver la sección (g) de la Fig. 1.4.

Se colocan los preventores en la boca del pozo y después que el cemento ha fraguado se realiza la prueba hidráulica.

1.8.4. Tubería Intermedia.

Esta tubería tiene la función de conducir el fluido geotérmico desde la tubería de producción hasta la superficie, aísla zonas arenosas o de arcilla hidratable; además, aísla acuíferos profundos que ocasionan corrosión en la tubería de producción.

Se perfora el cemento remanente en la tubería y se continua la perforación con barrena de 12 1/4 pg hasta la profundidad de 2,000 m, secciones (b) e (i) de Fig. 1.4.

Antes de cementar se corren registros de temperatura y presión. Se introduce la tubería de revestimiento con diámetro de 9 5/8 pg y se cementa en una ó dos etapas, dependiendo de las condiciones de la formación, Figs. 1.4.(i) y 1.4.(k). Después que ha fraguado el cemento se aplica la prueba hidráulica.

1.8.5. Tubería Corta (Liner).

Esta tubería presenta una sección ranurada frente a la zona productora, con la finalidad de permitir el flujo de vapor y/o salmuera geotérmicos desde el fondo del pozo hasta la tubería intermedia y aislar la zona productora evitando flujos desde y hacia otras formaciones, Fig. 1.4.(m).

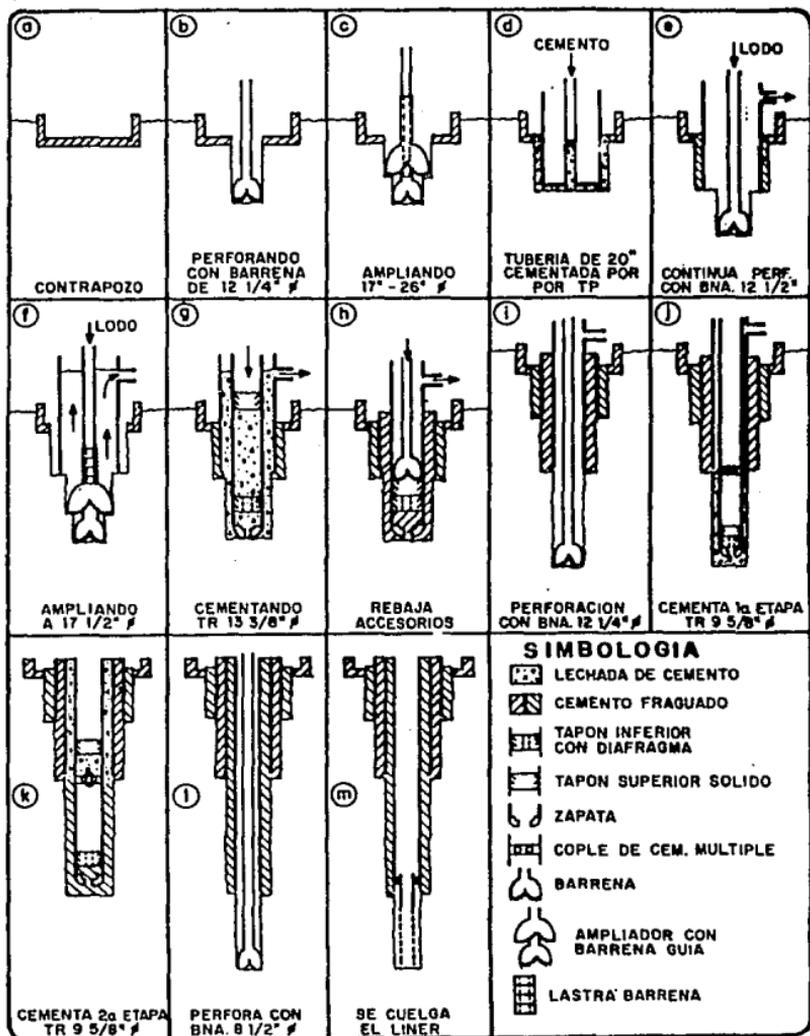


FIGURA I. 4. ETAPAS DE LA PERFORACION DE UN POZO GEOTERMICO.

En esta etapa se continua la perforación con barrena de 8 1/2 pg hasta el intervalo productor (2,000 a 3,000 m). Es la etapa más delicada ya que se atraviesan zonas de alta temperatura con el fin de encontrar la permeabilidad apropiada que soporte económicamente la explotación del yacimiento geotérmico. Ver Fig. I.5.

Se toman los registros de presión y temperatura y se coloca un colgador del cual quedará suspendido el liner de 7 pg desde unos 80 m encima de la zapata de 9 5/8 pg. Se cementa el espacio anular entre la T.R. de 9 5/8 pg y el liner de 7 pg.

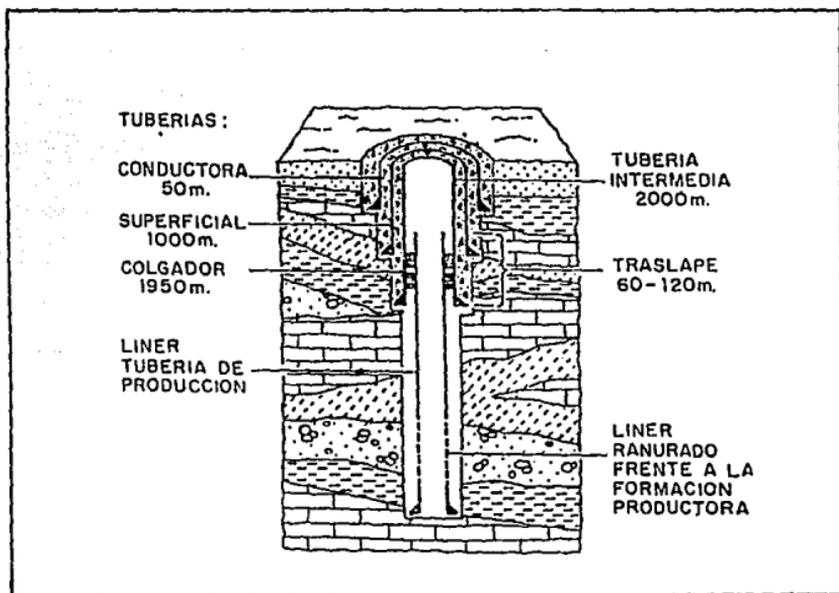


FIGURA I.5. TUBERIAS DE REVESTIMIENTO EN UN POZO GEOTERMICO.

1.8.6. Inducción y Desarrollo.

Terminadas las operaciones de perforación se retira el equipo, se coloca la válvula maestra y se instala el equipo para registrar la presión, la temperatura y la dilatación de la tubería en la superficie, Fig. 1.6. En esta etapa el pozo atraviesa una serie de sub-etapas que nos permiten conocer sus características de producción, estas son:

a). **OBSERVACIÓN:** En esta etapa se corren registros de presión y temperatura a lo largo del pozo, después de 8, 16, 28 y 36 hrs. de reposo, mientras el pozo se calienta lentamente hasta alcanzar la temperatura del yacimiento. En esta se identifican los estratos calientes y fríos del pozo.

b). **INDUCCIÓN:** En los pozos que no llegan a fluir por sí solos se requiere de algún método para provocar el flujo; entre los empleados en la geotermia se tienen: Pistoneo, cubeteo, presurización con gases, inyección de aire y empleo de agentes tensoactivos.

c). **CALENTAMIENTO Y DESARROLLO:** El objetivo en esta etapa es calentar gradualmente el pozo, haciéndolo fluir a través de tuberías con diámetros diferentes desde 1, 2, 3, y hasta 10 pg; es importante iniciar esta etapa lo más pronto posible después de terminar la perforación para evitar problemas de corrosión en las tuberías.

d). **EVALUACIÓN:** En esta etapa se realizan mediciones del fluido descargado por el pozo a diferentes presiones del cabezal, con lo que se determinan sus curvas características de producción.

Finalmente se realizan las conexiones del pozo a la central o a una planta generadora a boca de pozo.

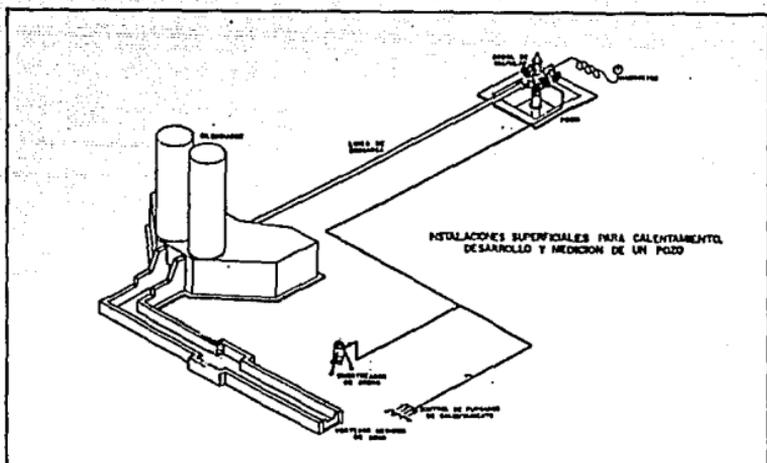


FIGURA 1.6. INSTALACIONES SUPERFICIALES PARA CALENTAMIENTO, DESARROLLO Y MEDICIÓN DE UN POZO.

1.9. Problemas en la Perforación de Pozos Geotérmicos.

Durante la exploración y desarrollo de un campo geotérmico surgen problemas, la mayoría de ellos relacionados con los fluidos de perforación utilizados. Estos problemas juegan un papel mucho más importante en la perforación geotérmica que en la petrolera, por la frecuencia y severidad con que se presentan. Una revisión de los registros de perforación en los pozos geotérmicos existentes, ha mostrado que estos problemas provocan cuantiosas pérdidas de tiempo y por lo tanto elevan el costo total del pozo geotérmico.

Los problemas que comúnmente se presentan en la perforación y terminación de los pozos geotérmicos son:

- Pérdidas de circulación.
- Inestabilidad (gelación) de fluidos por altas temperaturas.
- Derrumbes durante la perforación y corridas de tuberías.
- Atrapamiento de tuberías.
- Ruptura de tuberías y pesca.
- Fallas de equipo.

1.9.1. Pérdidas de Circulación.

Es el problema más complicado y costoso en la perforación geotérmica, debido a el elevado consumo de materiales usados, el tiempo y costo por renta de equipo sin operar y al número de pozos abandonados. Este problema consiste en la pérdida total o parcial del fluido hacia la formación y se manifiesta como una disminución gradual en el nivel de las presas de lodo o como una pérdida completa del sistema fluido, provocado por formaciones altamente fracturadas y/o afalladas.

1.9.2. Inestabilidad (gelación) de Fluidos por Altas Temperaturas.

La mayor parte de los fluidos empleados en pozos geotérmicos son base agua con buena estabilidad a temperaturas menores de 180 °C en condiciones de circulación. La degradación se origina y acelera al interrumpirse la circulación debido a que alcanza la temperatura de equilibrio en la formación penetrada.

La gelación del fluido ocurre cuando químicamente no es bien tratado. Durante la circulación, el fluido pasa a través de la torre de enfriamiento, en donde se reduce su temperatura, contrarrestando el problema.

Fundamentalmente, el problema se origina a causa de la floculación de las arcillas coloidales que producen altas resistencias al corte y estructura de gel, lo cual también provoca que sea difícil el control de la pérdida de agua o filtrado hacia la formación.

Los fluidos base aceite son más estables y soportan temperaturas de más de 250 °C, pero no se consideran útiles para la perforación geotérmica por posibles contaminaciones de acuíferos superficiales por aceite, posibles disminuciones en la productividad del pozo, por su alto costo en zonas con pérdida de circulación y por su tratamiento químico.

1.9.3. Derrumbes en las Paredes del Pozo.

Los derrumbes en las paredes del pozo durante las operaciones de perforación y/o acondicionamiento del pozo se originan por:

- a) La presencia de arcillas deleznable que son lavadas por un fluido mal seleccionado.
- b) Falta de un buen acondicionamiento químico a base de reductores de filtrado.
- c) Elevado contenido de arcillas tipo alto rendimiento en la formación penetrada.
- d) Grado de compactación en la formación.
- e) Elevada de humedad en las rocas penetradas o invadidas por el fluido de perforación.
- f) Deficiencias o mal diseño hidráulico de la perforación que provocan una elevada caída de presión en secciones estrechas.

1.9.4. Atrapamiento de Tubería.

Este problema está ligado a la falta de control sobre las propiedades de filtración y lubricación del fluido de perforación, dado que al existir enjarre con un elevado coeficiente de fricción se provoca la pegadura de la sarta por presión diferencial.

1.9.5. Ruptura de Tuberías y Pesca.

Se encuentra relacionado con derrumbes de las paredes del pozo, provoca que los recortes que caen atrapen a la tubería, debido al movimiento rotatorio de ésta, ocasionando la ruptura de la misma. Para dar solución a este problema se realizan operaciones de pesca con el fin de recuperar la barrena y los tramos de tubería atrapados. Estas operaciones son muy difíciles y riesgosas debido a las altas temperaturas de los pozos geotérmicos. En algunos casos el problema se agudiza conforme transcurre el tiempo, llegándose a decidir entre abandonar o desviar el pozo. Esto se debe a que las herramientas usadas para tal fin, dependen de componentes eléctricos, mismos que son degradados a elevadas temperaturas.

1.9.6. Fallas de Equipo.

Las principales fallas de equipo se presentan en las bombas de lodo debido a la presencia de un alto contenido de sólidos abrasivos en el fluido, que provocan desgaste por erosión en los émbolos y empaques de los pistones.

1.10. Relevancia de la Geotermia en México.

- Como se observa en la Tabla 1.1., México ocupa el tercer lugar en capacidad instalada en plantas geotérmicas en el mundo, y es posible que ocupe el segundo lugar para antes del año 2000.

- Cerro Prieto es el campo geotérmico con predominio de agua más grande del mundo, también tiene las presiones en el cabezal y temperaturas de fondo más elevadas de pozos productores del mundo con 120 bar y 367 °C.

- México no tiene dependencia tecnológica en la exploración, desarrollo y explotación de la energía geotérmica, incluso se exporta tecnología geotérmica al extranjero.

- El país tiene el liderazgo tecnológico mundial en la explotación de campos geotérmicos con predominio de agua.

- Con una planeación adecuada para la disposición de los desechos no se produce contaminación, por lo que es una de las energías más limpias existentes a nivel comercial.

- Es la única fuente de energía alterna desarrollada comercialmente en el país.

- En equipo y materiales es la energía que tiene el componente nacional más elevado y con el plan que se tiene de construir unidades de 5 MW en el país, el componente nacional rebasará el 80%.

- Al generar electricidad con la geotermia se tiene un ahorro de combustibles fósiles (ver Tabla 1.3.). Con los 700 MW que se tienen instalados actualmente se generan del orden de 5,000 millones de kilowatts hora al año, los cuales requerirían aproximadamente 9 millones de barriles de petróleo anuales en una planta termoeléctrica convencional.

- Es una fuente renovable de energía. Mientras no se afecte el equilibrio entre lo que se extrae del yacimiento (calor y agua) y lo que entra al mismo.

- La electricidad generada con fluidos geotérmicos resulta una de las de más bajo costo por kilowatt hora en el país.

- La operación de las plantas geotermoeléctricas es de las más sencillas, ya que operan a relativas bajas presiones, no tienen caldera ni problemas con combustibles, por lo que son de elevada confiabilidad y elevada disponibilidad.

- Usos alternos. Tanto el calor residual como las sales desechadas en el agua separada pueden utilizarse en procesos industriales, en acuicultura y agricultura. En Cerro Prieto se está construyendo una planta para extraer el KCL (cloruro de potasio) en la salmuera de desecho (el KCL usado en México para la agricultura se importa en su totalidad; se podrá abastecer la demanda en el mercado nacional de dicho fertilizante en el orden de 200,000 ton/año). Además, se tienen a escala piloto instalaciones avícolas, acuícolas, agrícolas y de congelación, con lo cual se aprovecharán más integralmente los fluidos geotérmicos.

La energía geotérmica presenta múltiples ventajas frente a otras fuentes de energía que actualmente están en explotación en el país para producir electricidad. La Tabla 1.3 muestra un balance de energía nacional comparada con otras fuentes de generación eléctrica hasta el año de 1987. Sin embargo, a corto y mediano plazos no representa una solución energética para sustituir a los combustibles fósiles. Actualmente (1993), representa el 3% y podrá ser mayor dependiendo del impulso que se le dé.

TABLA 1.3
PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA EN MEXICO (1987)

Fuentes de Energía	Producción Kcal X 10¹²	% Total
Aceite Crudo	1420.886	69.50
Gas Natural	381.332	18.70
Madera	77.321	3.80
Hidroenergía	47.378	2.30
Condensados	43.274	2.10
Carbón	36.703	1.80
Bagaso	23.782	0.12
Geotermia	11.502	0.60
Total	2043.157	100.0

A mediano plazo, la única alternativa (aparte de la hidroelectricidad) para sustituir parcialmente los combustibles fósiles, es la explotación de los yacimientos geotérmicos de alta entalpía con un potencial probable de 11,000 MW en plantas geotermoeléctricas convencionales y los yacimientos de media y baja entalpías, utilizando plantas de ciclo binario, como las que ya están operando con agua caliente a nivel comercial en Estados Unidos, con una

capacidad total instalada a la fecha de 131 MW. En México, los yacimientos de agua caliente son muy abundantes y se ha estimado que hay un potencial posible de 46,000 MW.

La energía geotérmica presenta buenas perspectivas para el futuro ya que es económicamente competitiva, presenta pocos riesgos, tiene pocos problemas de contaminación y además cuenta con una gran variedad de usos no eléctricos.

En México, la generación de electricidad por medio de la energía geotérmica es una realidad palpable y se estima que para finales del siglo se contará con una capacidad instalada mínima de 1000 MW.

PERFORACION DIRECCIONAL CONTROLADA**II.1. Introducción.**

La perforación direccional se refiere a la desviación de la trayectoria que sigue un pozo con respecto al eje vertical, en un curso planeado para alcanzar un objetivo en el yacimiento. La técnica de desviar la trayectoria en un pozo se inició a finales de los años 20's.

Esta técnica es empleada cuando el yacimiento se encuentra en zonas donde no se tiene fácil acceso o es difícil la instalación del equipo de perforación.

La técnica utiliza el método convencional de perforación rotatoria con fluido de perforación, que enfría la barrena y transporta los recortes de roca hasta la superficie.

Es necesario diseñar un programa para la desviación del agujero antes de iniciar las operaciones de perforación; tomando en cuenta las características de las formaciones a perforar y el ángulo que tendrá el agujero con respecto a la vertical. Una correcta planeación es la clave para disminuir el costo total del pozo. La selección de la herramienta y el método a utilizar serán factores importantes para tener una mayor eficiencia en la operación y mejores resultados económicos.

El desarrollo del programa es controlado por el personal de perforación, tomando y verificando periódicamente el curso.

Estas técnicas han sido constantemente mejoradas y hechas más eficientes por lo que son aplicadas ampliamente en los campos de petróleo y gas.

II.2. Aplicaciones de la Perforación Direccional Controlada.

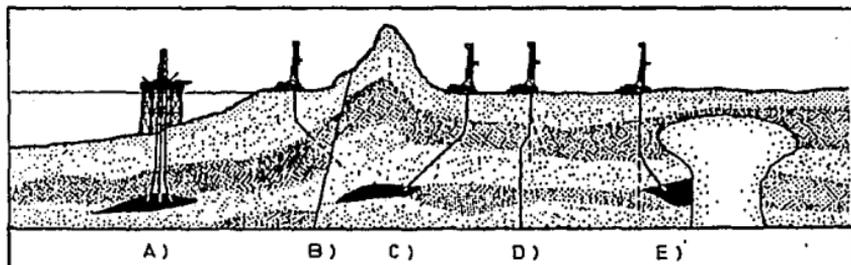
Empleando la tecnología tradicional de los campos petroleros, la perforación direccional controlada es hoy aplicable principalmente por lograr un bajo costo global y es ideal para controlar la desviación o la rectitud del agujero, para alcanzar localizaciones que no pueden ser encontradas eficientemente con pozos verticales.

La aplicación más común de la perforación direccional controlada es la perforación de varios pozos desde una plataforma marina. Esta técnica ha dado muy buenos resultados en la perforación de pozos petroleros, por lo que se esperan los mismos resultados en los pozos geotérmicos. Ver la sección (a) de Fig. II.1.

También se usa la perforación direccional en la etapa exploratoria de un campo, para encontrar la localización exacta del recurso, así como los planos de falla. Algunas veces se usa para perforar debajo de un plano de fallas, eliminando así el riesgo de perforar a través de este, lo que ocasionaría; en caso de que sucediera algún movimiento telúrico, el deslizamiento de la falla y roturas en la tubería de revestimiento. Ver la sección (b) de Fig. II.1.

Algunas veces el yacimiento se encuentra en zonas inaccesibles, o donde es difícil instalar el equipo de perforación por las características del terreno y es necesario perforar uno o varios pozos para cubrir su desarrollo completo. Ver la sección (c) de Fig. II.1.

Para dar solución a este problema, el equipo se puede instalar en un lugar seguro que tenga fácil acceso y desviar el agujero para llegar al punto donde se encuentra el recurso. Las zonas que se consideran inaccesibles pueden ser una colina, una ciudad, un río, un pantano o una isla.



- A) POZOS MÚLTIPLES DESDE UNA PLATAFORMA.**
- B) PERFORACION EN ZONAS CON FALLA.**
- C) LOCALIZACION INACCESIBLE.**
- D) ENDEREZANDO Y DESVIANDO.**
- E) PERFORACION EN DOMO DE SAL.**

FIGURA II.1. APLICACIONES TÍPICAS DE PERFORACION DIRECCIONAL CONTROLADA.

En caso de atravesar domos salinos, los cuales tienden a contaminar al lodo de perforación seriamente, es conveniente dirigir el agujero alrededor de un flanco para alcanzar las zonas productoras. Es muy difícil mantener el diámetro del agujero mientras se perfora a través de una formación de sal. Si se usa lodo con agua dulce para la perforación, el agua disolverá la sal y agrandará el agujero. Para este caso se pueden utilizar lodos con agua saturada de sal o lodos de emulsión inversa (base aceite) para reducir el problema; la colocación de la tubería de ademe a través del domo salino dará por resultado el deterioro de esta por la acción corrosiva del cloruro de sodio.

Este problema puede solucionarse desviando el agujero por debajo de una saliente del domo, ver sección (e) de Fig. II.1.

La perforación direccional también se usa cuando se tiene un problema mecánico en el pozo (derrumbes, pescado, etc.); en este caso, es necesario colocar un tapón de cemento arriba de la zona problema y desviar el agujero hasta el objetivo programado, ver la Fig. II.2.

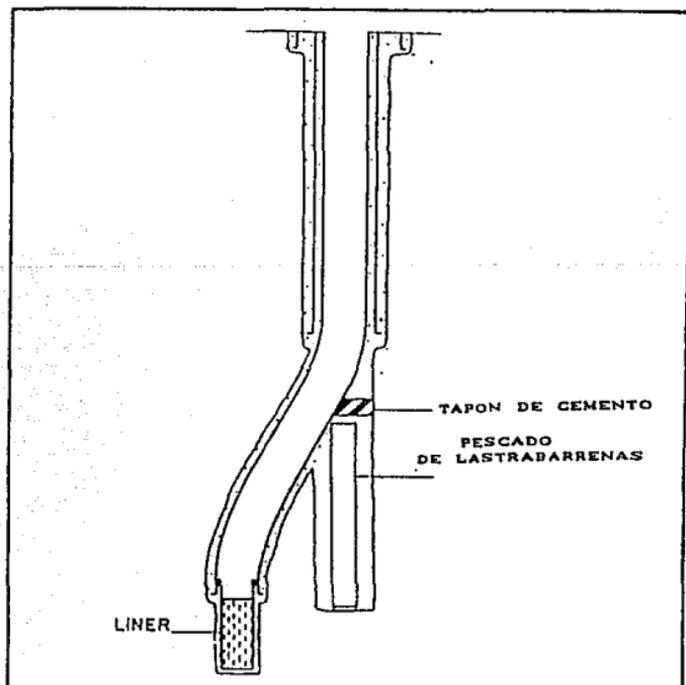


FIGURA II.2. PERFORACION POR PROBLEMAS MECANICOS.

Además puede usarse cuando un pozo planeado como vertical en realidad se desvía más allá de lo permitido, entonces la sección torcida puede llenarse de cemento y con la ayuda de las herramientas adecuadas se guiará el curso de la barrena a través del tapón siguiendo un curso vertical.

Otra aplicación de esta técnica es en la perforación de pozos de alivio; aquí tiene gran importancia, ya que se utiliza para controlar un pozo en llamas, en el que por alguna causa fallaron los sistemas de seguridad en la superficie, ver la Fig. II.3.

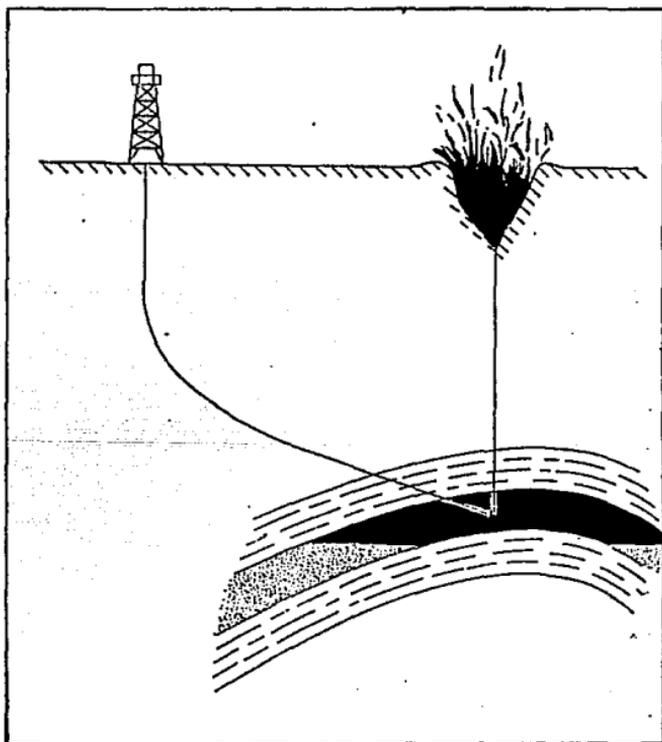


FIGURA II.3. PERFORACION EN POZOS DE ALIVIO.

II.3. Patrones de Desviación de Agujero.

Con base en la información geológica, los programas para las tuberías de revestimiento y las propiedades del fluido de perforación, se podrá escoger la configuración del pozo más apropiada para llevar a cabo las operaciones de perforación direccional.

La ruta propuesta para un pozo direccional es trazada desde las perspectivas tanto vertical como horizontal, produciendo el "perfil vertical" y la "vista de planta" respectivamente. Definiendo el punto inicial en la superficie y la localización del objetivo; se construye un diagrama con forma de un triángulo recto, representando el área en el cual el pozo debe ser perforado. Los parámetros que definen esta área son las restricciones en la severidad en el cambio angular o "pata de perro", las profundidades de las tuberías de revestimiento y las formaciones por ser perforadas.

Existen tres patrones generales de pozos desviados, los cuales son:

En el patrón tipo I el ángulo y la desviación inicial se obtienen después de perforar verticalmente hasta una profundidad predeterminada y después el agujero se mantiene como una línea recta hasta el objetivo. Una vez que se han obtenido el ángulo y la dirección, se coloca la tubería de revestimiento superficial a través de la sección desviada y se cementa.

Generalmente, este tipo de patrón puede emplearse en los programas para perforar a una profundidad moderada, en áreas en las que no se requiere tubería de ademe intermedia y en donde la roca que contiene el recurso se localiza en una sola zona.

También puede usarse en pozos más profundos que requieren un desplazamiento lateral grande. En estos pozos profundos, la sarta de tubería de revestimiento intermedia se coloca a través de la sección curvada hasta la profundidad requerida. El ángulo inicial y la dirección se mantienen entonces bajo la tubería de revestimiento hasta la profundidad total. Ver Fig. II.4.

El patrón tipo II también inicia su desviación a una profundidad somera. Después de que se ha logrado la desviación, se coloca y cementa la tubería de revestimiento superficial. La perforación continua a lo largo de este curso desviado manteniendo la inclinación constante como en el patrón I hasta casi alcanzar el desplazamiento o distancia horizontal. Seguidamente se reduce el ángulo de inclinación hasta llegar el pozo a la vertical y se coloca una sarta intermedia de tubería revestidora. La perforación se reanuda en el agujero vertical y se mantiene así, para que en esta forma se perfore la formación objetivo. Ver Fig. II.4.

Esta configuración también denominada "S", se emplea en pozos profundos y tiene como base el perforar en zonas en que las dificultades por flujo de gas, por flujo de agua salada, etc., exigen la colocación de una tubería de revestimiento intermedia para la localización del objetivo. También permite una separación precisa en pozos con múltiples zonas productoras.

La desviación en el patrón del tipo III empieza a bastante profundidad. El ángulo de inclinación sigue el mismo patrón, conservándose constante hasta alcanzar el objetivo. Los ángulos de desviación son relativamente altos y la distancia lateral desde la vertical hasta el objetivo deseado es más corta que en los otros patrones. La parte desviada del agujero normalmente no está protegida con tubería de revestimiento. Ver la Fig. II.4.

Este tipo de patrón se usa en campos con varias zonas productoras en los que no se desean las terminaciones múltiples. También es aplicable en situaciones tales como la perforación de fallas o domos salinos, o para reubicar la sección inferior del pozo.

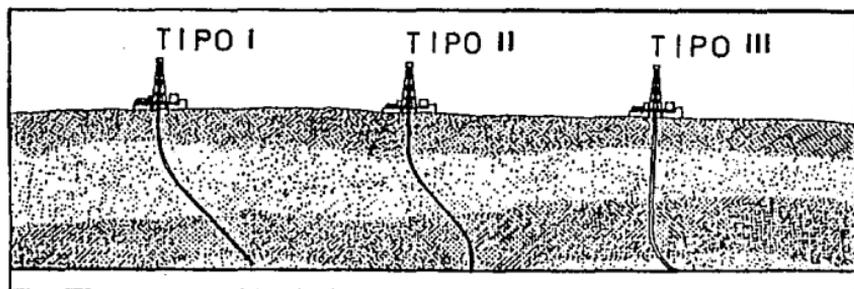


FIGURA II.4. PATRONES DE DESVIACIÓN DE AGUJERO.

Los patrones o técnicas anteriores tienen como fin perforar los pozos direccionales con un mínimo de cambios en la dirección, para que todas las tuberías o herramientas introducidas en dichos pozos tiendan a fatigarse lo menos posible y lograr llegar al objetivo con la eficiencia deseada.

II.4. Planeación en la Perforación Direccional.

Una consideración principal en la planeación de un pozo direccional es la tecnología disponible, la cual incluye no únicamente herramientas confiables y personal experimentado, sino la capacidad para planear y analizar el programa para un rendimiento óptimo.

Para llevar a cabo la perforación direccional controlada es necesario considerar los siguientes factores para su diseño.

II.4.1. Análisis de las formaciones.

Este factor es muy importante para el diseño del programa del pozo, ya que en base a la información de este análisis se seleccionará el lugar donde se colocará el equipo de perforación. Se recomienda aprovechar las tendencias naturales de desviación que tienen las formaciones, debido a que estas ejercen un efecto positivo sobre el grado de inclinación del pozo, aumentando la velocidad de perforación.

II.4.2. Diámetro programado del pozo y el programa de las tuberías de ademe.

La correcta selección del tamaño del agujero y consecuentemente el programa de las tuberías revestidoras, permitirán un gran avance en la perforación del pozo y además, protegerlo adecuadamente de posibles problemas en la zona. Los programas de las tuberías de revestimiento son similares a los programas de pozos verticales, exceptuando los pozos con demasiado ángulo de inclinación y los pozos horizontales.

II.4.3. El fluido de perforación.

El fluido de perforación requiere de una supervisión continua, ya que es importante mantener sus propiedades para evitar problemas que lleguen a descontrolar o taponar el pozo.

II.4.4. La dirección del curso.

La dirección del curso tiene que ser evaluada periódicamente con el fin de determinar el cumplimiento del programa.

La planeación de pozos es un proceso iterativo, usualmente requiere de muchas revisiones antes de que el plan final sea aceptado.

Automatizar la capacidad para planear los pozos, cambia la manera en que los pozos direccionales son perforados. Actualmente se tienen programas de computadora que pueden proporcionar una gran variedad de reportes, base de datos y las funciones de la ingeniería de perforación, desde generar propuestas de la planeación hasta la selección de la barrena y el análisis de registros.

Por lo tanto, cuando se termina el proyecto del pozo direccional, se debe definir lo siguiente:

- Tamaño y forma del objetivo.
- Profundidad del pozo y desplazamiento de la vertical.
- Diámetros del pozo y lastrabarreras.
- Profundidades de las tuberías de revestimiento.
- Profundidad del punto de desviación (kick off).
- Relaciones máximas de construcción/caída.
- Ángulo promedio máximo (BUR).
- Peso (densidad), temperatura y tipo de lodo.
- Tipos de formación, rango de inclinación y velocidad de penetración esperados.

Una vez que se ha decidido perforar un pozo direccional, el primer paso es determinar las proyecciones tanto vertical como horizontal en los trabajos de perforación desviada, para que al alcanzar el objetivo deseado se encuentre a la distancia calculada como un punto con referencia a una localización superficial.

De manera práctica, por medio de tablas, gráficas o un programa de cómputo se prepara el programa vertical y se incrementa suficientemente el ángulo de desviación del pozo para llegar al objetivo deseado. El ángulo de desviación en los pozos direccionales varía entre 2° y 3° por cada 30 metros, hasta que el agujero alcanza la pendiente suficiente para poder intersectar la formación objetivo.

La perforación de un pozo direccional se planea para iniciarse vertical, siguiendo la columna geológica hasta una profundidad donde con una formación firme se puede colocar la herramienta que desviará al pozo tomando en cuenta el tipo de configuración o patrón a seguir.

II.5. Metodología Básica para Perforación Direccional.

La metodología básica y los cálculos para un proyecto de perforación direccional son los siguientes:

11.5.1. Profundidad del punto de desviación.

Determinar la profundidad donde se va a iniciar la desviación del pozo, tomando en cuenta lo siguiente:

- Que el ángulo máximo no llegue a 90°.
- Que haya formaciones firmes para que no se presenten problemas por derrumbes, pérdidas de lodo o pegadura de tubería.
- Que en los cruzamientos que hay con los pozos vecinos terminados no se toquen las tuberías de revestimiento.

11.5.2. Máxima desviación del pozo.

Determinar la máxima desviación que se obtendrá en el pozo.

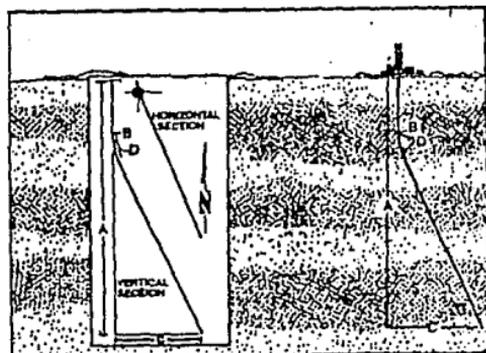
El ángulo de desviación es la desviación angular del pozo con respecto a la vertical.

El objetivo final de un pozo direccional, generalmente se elige en la forma de un círculo o cuadrado, con el objeto de obtener de esa manera un margen de tolerancia al final de la perforación del pozo. El centro de un blanco se refiere como un punto en la superficie. La tolerancia final varía entre círculos con 15 y 30 m de diámetro en el objetivo final.

11. 6. Perforación Direccional.

Como se ilustra en la Fig. 11.5, un pozo direccional es perforado verticalmente desde la superficie hasta la profundidad deseada (punto de desviación), entonces la trayectoria se separa de la vertical al perforar una curva con una relación de construcción específica (BUR).

La trayectoria puede llegar a ser horizontal, regresar a la vertical o algo intermedio dependiendo de los cambios en dirección que se necesiten, ya sean a la izquierda o a la derecha, denominados como cambios en el azimut (Az). La combinación de estos factores BUR y Az determina la severidad en la "pata de perro" (DLS), esta última se expresa en grados/100 pies.



- A) PROFUNDIDAD VERTICAL.
- B) PUNTO DE DESVIACIÓN.
- C) DESVIACIÓN.
- D) RANGO DE INCLINACIÓN.

FIGURA II.5. FACTORES QUE SE INVOLUCRAN EN PERFORACION DIRECCIONAL.

II.6.1. Mecanismos para deflexión.

En cualquier proyecto direccional, el corregir la deflexión y la dirección iniciales del agujero es una actividad crítica para el éxito de la perforación. Actualmente, las diferentes herramientas disponibles presentan características de diseño que hacen a cada una de éstas convenientes para situaciones específicas.

Los primeros mecanismos de deflexión aún hoy en uso incluían desviadores recuperables, desviadores por circulación y desviadores permanentes; todos ellos comprenden una cuña larga de acero invertida y cóncava en un lado para sostener y guiar el ensamble de perforación.

En la mayoría de los casos, estos mecanismos requieren el uso de un ensamble específico en el punto de desviación para perforar un pequeño agujero de "rata" inicial, que es abierto antes que un ensamble de perforación sea utilizado.

Una vez que la deflexión y la dirección del pozo son establecidos, solamente se requiere control direccional en las secciones principales, acompañado con técnicas convencionales de perforación.

II.6.2. Perforando la sección desviada.

Una vez que el agujero se desvía de la vertical, se emplean técnicas para aumentar o mantener el ángulo de inclinación que incluyen el uso apropiado de las herramientas en el fondo de agujero, la aplicación de peso en la barrena y ajustes en la velocidad rotatoria.

II.6.2.1. Incremento del ángulo en el agujero.

Las herramientas desviadoras se emplean para perforar los primeros 20 ó 30 pies de curvatura de agujero; después, una curvatura mayor se logra con la aplicación del principio "fulcrum" (efecto de palanca).

El "fulcrum" es una rima o un estabilizador que no gira insertado en la sarta de perforación colocado encima de la barrena. Con la barrena girando, se aplica el peso suficiente para causar el doblez del lastrabarrenas en el fondo o al tramo de tubería de perforación, originando que en el agujero se forme un ángulo entre 0.5° y 1.5° por cada 100 pies perforados o más, dependiendo de las condiciones. En agujeros con más de 3° de inclinación los lastrabarrenas encima del punto de apoyo se doblan hacia el lado bajo, forzando a la barrena hacia la parte superior originando que se incremente el ángulo en el agujero conforme progresa la perforación. Ver la Fig. II.6.

La flexibilidad de la parte superior del punto de apoyo en la sarta de perforación, el peso aplicado y la gran tendencia del agujero a ser deflexionado y/o un ensamble de más elementos encima del "fulcrum", incrementan el ángulo más rápidamente.

El valor máximo "seguro" en el incremento del ángulo es aproximadamente 5° /100 pies perforados. Los ángulos mayores de 5°/100 pies causan dificultades, dependiendo a que profundidad ocurre la curvatura del agujero. Si la velocidad de curvatura es alta y ocurre en la porción superior del agujero, se pueden formar "patas de perro" en la curva, o si la curva está revestida, la tubería de ademe se puede desgastar mientras se perfora la parte inferior del agujero. Ese desgaste se atribuye a que el peso de la tubería perforadora abajo de la curva empuja a la sarta contra la pared del agujero.

Durante el aumento del ángulo se deberán hacer inspecciones direccionales cada 20 ó 30 pies para evitar perder el control de la trayectoria. Si el ángulo aumenta rápidamente, se reduce el peso en la barrena y la velocidad de rotación para aminorarlo. Si el ángulo no está aumentando lo suficiente, se aplica más peso a la barrena y se incrementa la velocidad de rotación. Si el agujero se desvía a la derecha o a la izquierda de su curso programado, se emplean herramientas deflectoras para regresarlo a su curso.

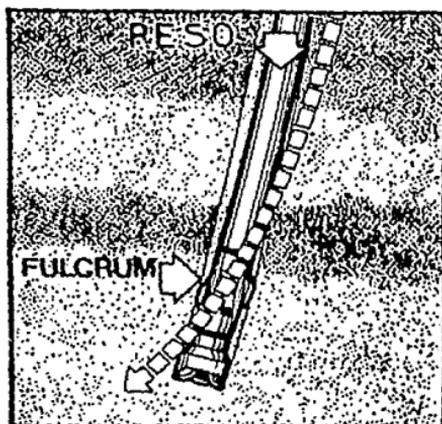


FIGURA II.6. EFECTO FULCRUM.

II.6.2.2. Mantenimiento del ángulo en el agujero.

Para mantener el ángulo se requiere un conjunto de fondo de agujero rígido, que consiste de un escariador encima de la barrena y otro escariador o estabilizador colocado en el lastrabarrenas arriba del fondo, con el fin de mantener el ángulo y la dirección durante la perforación. Ver la Fig. II.7.

Otro tipo de conjunto de agujero rígido llamado "pozo empacado", consiste de un escariador colocado encima de la barrena, un lastrabarrenas cuadrado y un estabilizador arriba de él. La rigidez del lastrabarrenas cuadrado es lo que se resiste a seguir la curva; consecuentemente se fuerza a perforar en una línea recta inclinada. Este comportamiento puede ser afectado por la formación que esta siendo perforada.

II.6.2.3. Disminución del ángulo.

Para disminuir el ángulo en el agujero se emplea un ensamble tipo "péndulo" (ver la Fig. II.8.); el cual, consta únicamente del escariador o estabilizador superior. El estabilizador sostiene el lastrabarrenas del fondo, separado de la parte inferior en el agujero. La fuerza de gravedad actúa en el lastrabarrenas y en la barrena haciéndolos perforar hacia el centro. El lastrabarrenas y la barrena se comportan como un "péndulo" que busca la posición vertical.

La velocidad de disminución, como la velocidad de aumento en el ángulo no deberán ser mayores a 5° por cada 100 pies, aún cuando la curvatura del agujero se encuentre cerca de la profundidad total y no sea probable que se formen "patas de perro" ni se dañe la columna de perforación. Si la disminución es menor a la esperada se emplean herramientas deflectoras para regresar el agujero a la vertical.

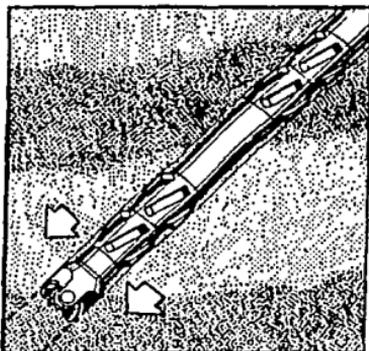


FIGURA II.7. CONJUNTO EMPACADO.

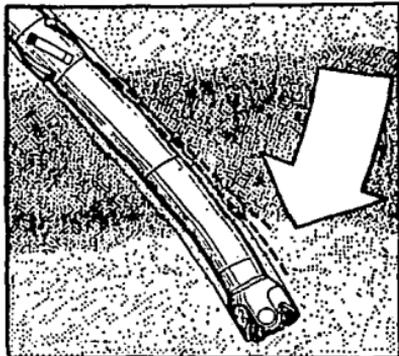


FIGURA II.8. ENSAMBLE PENDULO.

II.7. Problemas en la Perforación Direccional Controlada.

II.7.1. Tamaño de agujero.

Los agujeros de diámetro grande son más fáciles de perforar que los agujeros de diámetro pequeño. Una razón por lo cual es más difícil perforar agujeros de pequeño diámetro es que requieren lastrabarrenas y tuberías de perforación más pequeños en diámetro, que son más flexibles; consecuentemente, las características de la formación, tales como la inclinación y rumbo del estrato limitan la amplitud de aplicación de peso. También contribuyen menos al efecto de péndulo cuando el agujero se va a regresar a la vertical.

II.7.2. Efecto de la formación.

La inclinación y rumbo del estrato en las formaciones afectan el curso del agujero. Cuando una formación laminada tiene una inclinación de 45° o menos, la barrena tiende a perforar arriba de ella. No siempre es posible planear un pozo direccional para aprovechar este fenómeno.

Los conjuntos de fondo de pozo rígidos se usan para combatir esta tendencia a virar fuera del curso.

II.7.3. Agujeros de pozos adyacentes.

Cuando se desvían pozos desde una sola localización, el magnetismo residual en los agujeros de los pozos adyacentes puede influir en el instrumento magnético que se usa para hacer una inspección de la parte superior de un agujero en el pozo que se está perforando. Aunque este magnetismo es pequeño, puede ser causa de que se registren datos erróneos en la inspección.

II.7.4. Hidráulica del equipo.

El mejor trabajo de control direccional se hace con una velocidad de penetración óptima; por lo tanto, la bomba de lodo deberá ser bastante eficaz para producir los volúmenes y las presiones recomendadas, así como mantener la velocidad de circulación para sacar efectivamente los recortes.

II.7.5. Fuerzas de fricción.

Solamente una parte del peso de la columna de perforación se tiene disponible para mover las herramientas abajo de agujeros de gran angularidad. En un agujero que tiene un ángulo de 70°, más del 90% del peso de la columna de perforación lo soporta el lado inferior del agujero. Esto no solamente hace difícil girar la columna de perforación, sino que también desgasta rápidamente la tubería y las uniones. Para reducir la fricción se deben usar lodos de emulsión de aceite. Los centradores también ayudan a reducir la fricción.

Los problemas anteriores no son todos los que se presentan cuando se perforan pozos direccionales controlados, pero si son los más comunes [Boyd, 1969].

II.8. Perforación Horizontal.

La perforación horizontal es otra área donde la economía ha impulsado al desarrollo. Esta técnica era considerada únicamente cuando el incremento en la producción sobrepasaba el alto costo de perforación.

Actualmente la experiencia acumulada ha mejorado la eficiencia de perforación y ha hecho esta técnica más efectiva en costo.

Existen tres métodos para cambiar un pozo vertical a horizontal (Ver la Fig. II.9). Estos métodos incluyen:

- Sistemas de Radio Corto.
- Sistemas de Radio Medio.
- Sistemas de Radio Largo.

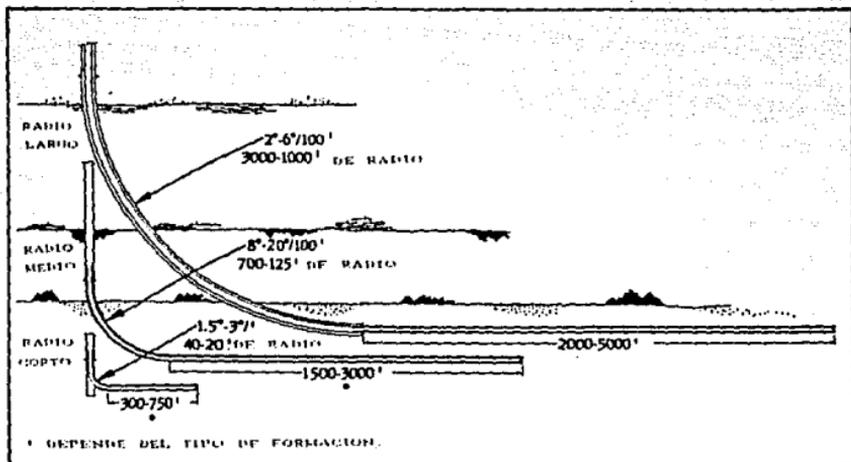


FIGURA II.9. SISTEMAS DE PERFORACION HORIZONTAL.

II.8.1. Sistema de radio corto.

Los sistemas de radio corto emplean tubería conductora articulada y un ensamble de perforación de curva única; o el nuevo sistema de motor direccionable articulado, para construir inclinaciones hasta de 3° por pie perforado.

II.8.2. Sistema de radio medio.

Los sistemas de radio medio usan motores para construcción de ángulo fijo en la sección perforada y motores direccionables en la sección horizontal, para alcanzar una inclinación hasta de $20^{\circ}/100$ pies.

II.8.3. Sistema de radio largo.

Las técnicas de radio largo usan un motor direccionable o un ensamble rotatorio para alcanzar inclinaciones de hasta 6°/100 pies.

La selección del rango de construcción y del sistema para perforación depende de los objetivos del programa, las formaciones y las condiciones de perforación encontradas en el pozo.

Antes de planear un pozo horizontal es necesario conocer la información típica para un pozo direccional; así como información específica de los requerimientos de la longitud horizontal del agujero, la velocidad de penetración (ROP) esperada, la descripción de la formación y los métodos de terminación planeados a ser utilizados.

Basados en esta información se remplazará el radio y sistema de perforación más capaz de cumplir los objetivos de perforación.

CAPITULO III

APLICACIONES DE PERFORACION DIRECCIONAL EN POZOS GEOTERMICOS

III.1. Introducción.

Las técnicas y los equipos de perforación utilizados en los pozos para extracción de energía geotérmica son similares a los empleados en las prácticas de perforación para la obtención de hidrocarburos. Sin embargo, es necesario diseñar nuevos equipos y modificar los ya existentes, debido a que serán operados más allá de su rango normal de operación y serán excedidos los límites de temperatura en las herramientas.

La tecnología de perforación direccional convencional fue ampliada y modificada para perforar los pozos para la extracción de energía geotérmica en yacimientos de roca seca caliente (HDR). Los factores que se tomaron en cuenta para la selección adecuada de los instrumentos y las herramientas a utilizar fueron la geometría del pozo, la roca de granito extremadamente dura y abrasiva y sus efectos combinados con las altas temperaturas de formación presentes en este sistema.

La terminación del primer pozo para el sistema de roca seca caliente (HDR) permitió la definición de los límites operacionales de las herramientas, los instrumentos y las técnicas convencionales de perforación direccional. Sin embargo, aún se requieren más desarrollos con el fin de mejorar la velocidad y la economía de los futuros pozos a perforar.

III.2. Técnicas de Dirección.

Todos los pozos petroleros, de gas y geotérmicos requieren supervisión durante el punto inicial de desviación. Una vez determinada la dirección, en el cual la herramienta debe ser orientada, el siguiente paso es colocar la herramienta en la dirección programada para perforar el curso predeterminado.

III.2.1. Motor perforador de fondo.

Mientras las técnicas descritas anteriormente requieren girar toda la sarta de perforación, el uso de motores en el fondo hacen posible perforar direccionalmente girando solamente la barrena en el agujero.

Se utilizan dos tipos de motores, los cuales convierten la fuerza hidráulica del lodo en energía rotacional para impulsar la barrena, sin girar toda la carta de perforación.

III.2.1.1. Motores de desplazamiento positivo y turbinas.

Se tienen dos tipos de motores: las turbinas y los motores de desplazamiento positivo (PDM), ambos tienen amplias aplicaciones en la perforación direccional.

Los motores de desplazamiento positivo consisten básicamente de un eje de metal helicoidal que forma el rotor y gira en un estator elastomérico. Tienen diferentes características de eficiencia y limitaciones de temperatura que reducen su capacidad para perforación geotérmica.

Estos motores son equipos de desplazamiento constante y tienen las ventajas siguientes: La velocidad del motor es controlada por el gasto del fluido de perforación, están disponibles como herramientas por rentar y el torque reactivo es conocido y predecible. Esto permite prefiar la orientación y los cambios de dirección pueden ser realizados con la ayuda de registros sencillos, tomados entre las corridas del motor. Por lo tanto, la operación de los PDM no necesariamente requieren el uso de mecanismos de dirección en el fondo que son mucho más caros y que proporcionan lecturas continuas.

En aplicaciones con motor convencional, dispositivos para deflexión, tales como el codo inferior (bent sub) son usados para inclinar los ejes relativos de la barrena y del agujero, provocando la desviación conforme se va perforando. Esta configuración debe ser considerada como un ensamble para construir un ángulo fijo, dado que la forma del codo inferior tiene un ángulo predeterminado, el cual permanece constante en la ruta del pozo.

III.2.1.2. Motor turbina neumático.

Se ha desarrollado un nuevo concepto en la tecnología de motores para fondo de pozo, el motor turbina neumático de fondo, diseñado para operar con aire comprimido u otros gases. Estos motores han sido diseñados para la perforación direccional controlada en pozos geotérmicos. Dicho motor de fondo se probó en banco para verificar la potencia desarrollada. Se realizaron pruebas de campo en rocas sedimentarias para asegurar su comportamiento. Durante estas pruebas el motor de fondo impulsó una barrena de conos con diámetro de 10 5/8 pg y perforó a una velocidad de 185 pies/hora con un gasto volumétrico de aire comprimido de aproximadamente 3,000 pie³/min @ c.s. (SCFM).

Las pruebas de campo iniciales del motor turbina neumático de fondo demostraron que este mecanismo perforará con grandes velocidades de penetración. Los rangos son significativamente mayores que aquellos de la perforación con aire rotatoria convencional.

La Fig. III.1 muestra un esquema del motor turbina neumático de fondo. El motor tiene aproximadamente 16 pies de longitud y 9 pg de diámetro.

Este motor puede perforar fácilmente con barrenas de 10 5/8, 11 ó 12 1/4 pg. El motor está diseñado para desarrollar aproximadamente 60 caballos de fuerza cuando se emplea un flujo de aire comprimido de 3,600 pie³/min @ c.s. en la superficie. Este motor opera con una turbina aerodinámica de una etapa, que gira aproximadamente a 20,000 rpm en el pico de su potencia. El mecanismo de transmisión reduce la velocidad de rotación a través de una serie de engranes planetarios, para finalmente dar una velocidad de 120 rpm.

PRUEBA DE BANCO.

Para medir el comportamiento del motor antes de la perforación, se realizó una prueba en Clay-Groomer Machine Shop en Farmington, New México. Esta consistió de una sección de tubería revestidora diseñada para simular el agujero, la tubería perforadora y las válvulas apropiadas para introducir el aire comprimido dentro y alrededor del motor, una válvula despresurizadora para controlar la presión en la salida de la herramienta, un freno de disco construido especialmente para disipar la potencia de salida y la instrumentación necesaria para medir las presiones, el torque y las rpm.

Para desarrollar la prueba, la herramienta se montó en el aparato y se conectó a la salida de seis compresores y dos "boosters" (aumentadores de presión). Cada compresor entregó cerca de 600 pie³/min @ c.s. de flujo de aire en condiciones locales, por lo tanto, el gasto en el flujo volumétrico de aire puede ser variado por el número de compresores en operación. Fueron corridas dos tipos de pruebas: prueba de torque con rotor fijo (asegurado) y prueba con torque rotatorio.

Durante las pruebas de torque con rotor fijo, el gasto del flujo de aire se mantuvo constante, el ensamble del freno de disco fue asegurado para que el motor no pudiera girar y la presión de descarga se varió de 125 a 25 Psig con decrementos de 25 Psi. Para cada etapa de presión, se registraron el torque y la presión resultantes en el sistema. Estas pruebas fueron corridas usando los gastos de aire siguientes: 1,800; 2,400; 3,000 y 3,600 pie³/min @ c.s. en los compresores superficiales. Las pruebas de torque² con rotor fijo proporcionaron datos sobre la caída de presión en la herramienta y el torque máximo de salida.

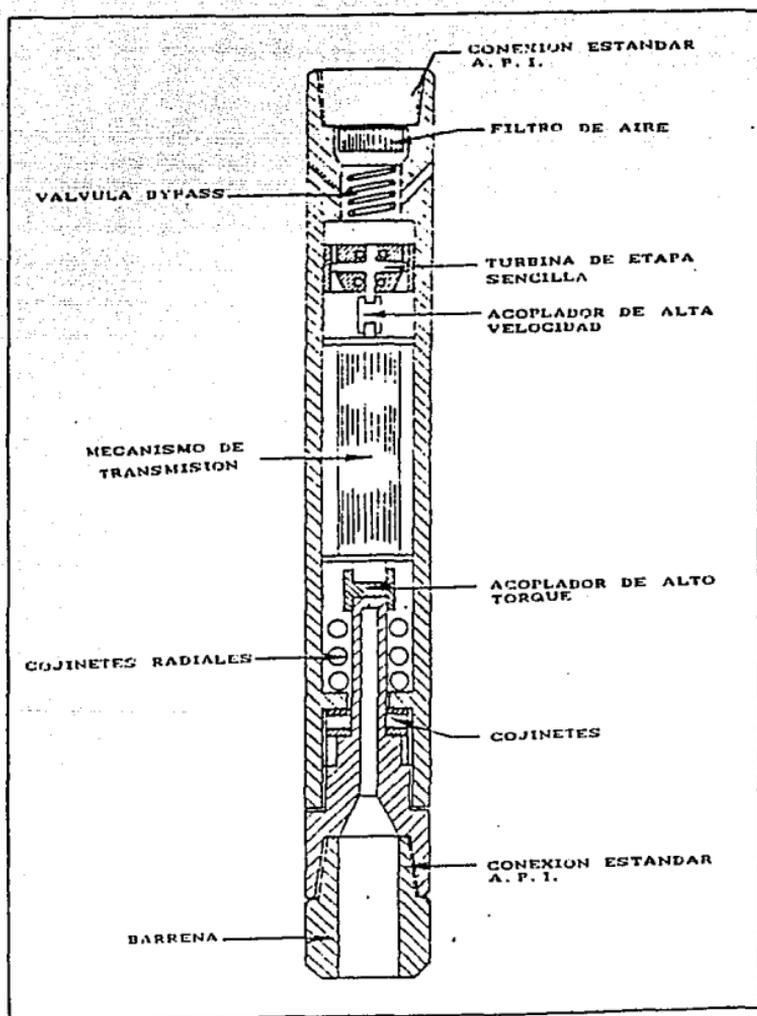


FIGURA III. 1. MOTOR TURBINA NEUMATICO DE FONDO.

En las pruebas de torque rotatorio, el gasto en el flujo de aire y la presión de descarga se mantuvieron constantes y el freno fue liberado gradualmente para permitirle al motor acelerarse lentamente. En cada nueva posición del freno, se registraron la velocidad y el torque. Estas pruebas fueron corridas con los gastos de aire siguientes: 1,800; 2,400; 3,000 y 3,600 pie^3/min @ c.s. y se varió la presión de descarga de 25 a 100 Psig. Las pruebas de torque rotatorio producen datos del torque a la salida contra la velocidad en la barrena. Con dichos datos, la potencia a la salida puede ser calculada.

Los datos experimentales para una de estas pruebas están trazados en la Fig. III.2. Esta prueba en particular se corrió a 3,600 pie^3/min @ c.s. y 50 Psig de presión en la descarga; para esta prueba, el torque con rotor asegurado fue pequeño, aproximadamente 3,00 lbs-pie y decreció linealmente con las rpm.

Estos datos experimentales permitieron verificar el rendimiento del motor y proporcionaron ideas para futuros desarrollos, pero el objetivo final de las pruebas era desarrollar un modelo que pudiera ser usado para predecir el comportamiento del motor bajo cualquier conjunto de condiciones operativas en el fondo. Dicho modelo se desarrolló como sigue: Los datos de presión y la geometría del sistema se incorporaron estadísticamente en un modelo de presión basado en la fórmula de Weymouth [Williams, 1988]. Este modelo de presión se usó también para predecir el pico teórico de la potencia en la turbina y las máximas rpm teóricas para cada conjunto de condiciones de prueba.

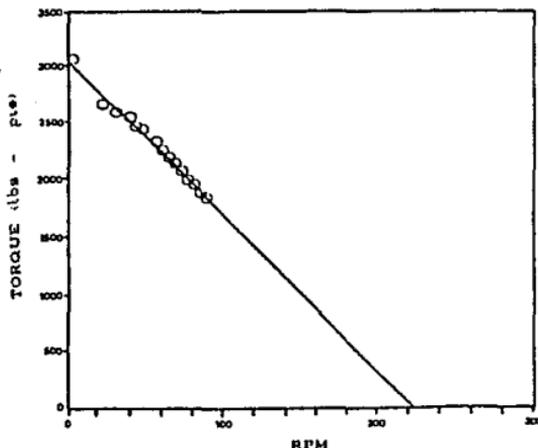


FIGURA III.2. TORQUE vs RPM EN LA BARRENA @ 3,600 pie^3/min Y 50 Psig.

La turbina está caracterizada por una gráfica de su eficiencia (relación de la potencia de salida entre el pico de potencia teórico) contra su factor de utilización (la relación de la velocidad medida en la turbina entre la velocidad máxima teórica). Así, todos los datos son reducidos a bases comunes adimensionales y, se graficaron para producir la curva de rendimiento mostrada en la Fig. III.3. Esta curva puede ser usada para predecir la salida real de la turbina, fijando el pico de potencia teórico predicho y las rpm máximas teóricas para un juego de condiciones de operación específicas (gasto volumétrico del flujo, temperatura y presión de fondo).

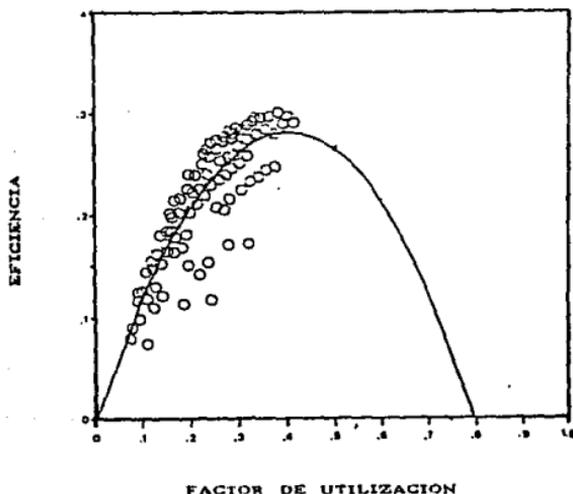


FIGURA III.3. CURVA DE RENDIMIENTO ADIMENSIONAL.

III.2.2. Turboperforadores.

Un turboperforador para alta temperatura se desarrolló conjuntamente por Los Alamos National Laboratory (LASL) y la Maurer Engineering Inc. (MEI), de Houston, Texas. El objetivo general en el diseño del turboperforador es mejorar su eficiencia para los requerimientos de la perforación en roca de granito. De suma importancia es la baja velocidad de rotación para incrementar la vida de la barrena. Los requerimientos son barrenas con insertos de carburo, longitud corta para la desviación con el codo inferior en agujero excéntrico, alta

capacidad de torque y rangos de operación adecuados para las altas temperaturas (hasta de 300 °C). Además, el diseño del turboperforador tiene la ventaja de que se le puede dar mantenimiento en el campo, al contar con piezas (baleros sellados) reemplazables.

El diseño de los turboperforadores esta basado en los requerimientos de perforación de las barrenas a ser usadas, con diámetros de 12 1/4 y 8 3/4 pg. Por lo tanto, fueron necesarios dos tamaños de turboperforadores.

Las características de rendimiento fueron medidas y evaluadas con equipos de prueba y dinamómetro en las instalaciones de la MEI y también durante la perforación de núcleos de granito, en el Drilling Research Laboratory (DRL), de Salt Lake City, Utah. De esta evaluación se obtuvo un mapa operativo con las características del turboperforador, mostrando el torque en RPM y la velocidad de penetración contra el peso de la barrena y la velocidad de flujo. Las pruebas mostraron que para una barrena con insertos de carburo y diámetro de 12 1/4 pg (31.1 cm.) se requiere un torque de aproximadamente 1080 Nm (800 pie-lb) y un peso en la barrena de 89 KN (20,000 lb), con velocidades de flujo desde 23 hasta 25 l/s (370 a 400 gpm), resultando velocidades de rotación en el turboperforador de 250 a 350 rpm. La velocidad de penetración aumentó rápidamente conforme se incrementó la velocidad de rotación. Por ejemplo, con 133 KN (30,000 lb) de peso sobre la barrena, el rango de perforación se incrementó de 1.5 a 7.3 m/h (5 a 24 pies/h), conforme la velocidad de rotación pasó de 50 a 200 rpm. Esto indica que altos rangos de perforación pueden ser obtenidos en la roca de granito con el turboperforador MEI, pero puede resultar en un decremento de la vida en la barrena si se compara con la perforación rotatoria, con la misma barrena y con velocidad de rotación baja.

Paralelamente se desarrolló y evaluó un turboperforador de pequeño diámetro 5 3/4 pg (13.6 cm.) por la MEI en forma similar. Este turboperforador tiene suficiente torque para impulsar una barrena tricónica con insertos de carburo de 8 3/4 pg (22.2 cm.) de diámetro con un peso sobre la barrena de aproximadamente 89 KN (20,000 lb), velocidad rotacional de 350 rpm y velocidad de flujo de 19 l/s (300 gpm).

Estos turboperforadores no contienen sellos o cojinetes de elastómero y fueron diseñados para operar a temperaturas en el fondo del agujero mayores a los 600 °C, con alta capacidad de torque para perforar con barrenas de conos giratorios e insertos de carburo de tungsteno (TCI). Las características de torque y flujo del fluido se determinaron mediante pruebas de perforación en laboratorio usando bloques del duro granito.

Las experiencias subsiguientes de perforación direccional en campo probaron la capacidad de los turboperforadores para perforar en el granito caliente a velocidades de hasta 50 pies/hora. Los turboperforadores se usaron con codos

y herramientas de dirección para perforar direccionalmente tanto en agujeros de 12 1/4 como 8 3/4 de diámetro.

Basados en los resultados de las pruebas en el laboratorio de perforación, las especificaciones para los Turboperforadores son las mostradas en Tabla III.1.

TABLA III.1. ESPECIFICACIONES DE LA OPERACION DEL TURBOPERFORADOR.

Tamaño de agujero; pg	12 1/4	8 3/4
Diámetro del turboperforador; pg	7 3/4	5 3/4
Gasto del flujo; gpm	350 a 500	250 a 400
Peso sobre la barrena; 10 ³ lbs	20 a 30	10 a 20
Torque; lb-pie	1000 nominal	500 nominal
Velocidad de rotación; rpm	200 a 400	300 a 700
Longitud; pies	30	30

Utilizando los datos de perforación obtenidos en las pruebas de laboratorio, la MEI diseñó la hélice de la turbina con un programa de computadora para analizar el flujo de fluidos. Estas hélices optimizadas entregaron entre 4 y 5 veces más torque por etapa, que las hélices de las turbinas adecuadas para perforar rocas sedimentarias. Los turboperforadores MEI contienen un rodillo largo, encajado en los cojinetes, que permiten la aplicación de los altos pesos sobre la barrena necesarios para perforar rápidamente en roca dura. La capacidad de alto torque proporcionada por la hélice mejorada permite además cargas laterales altas que son necesarias para la perforación direccional.

Aproximadamente un 10% del fluido de perforación es circulado dentro de los cojinetes de los rodillos para enfriarlos. El resto del fluido fluye a través de la barrena para remover los recortes. Se usaron cojinetes de rodillos tamaño estándar, resultando un ahorro en los costos. Los cojinetes y los sellos se diseñaron para ser reemplazables en el campo, así el tiempo de mantenimiento y los costos son minimizados.

El rotor y el estator de la hélice son fabricados mediante una técnica de vaciado a la cera perdida, con un alto grado de precisión y se requiere solamente un mínimo acabado en máquinas. Las características de operación medidas para 50 etapas con los turboperforadores de 5 3/8 y 7 3/4 pg de diámetro se encuentran en Tabla III.2, y en las Figs. III.4.(a) y III.5.(a).

El turboperforador de 5 3/8 pg tiene 20.5 pies de longitud, pesa aproximadamente 1,100 lbs, tiene una caída de presión hidráulica nominal de 1,700 lb/pg² y un empuje hidráulico de 12.3 k-lbs. El turboperforador de 7 3/4 pg tiene una longitud de 18.5 pies, pesa aproximadamente 2,300 lbs, tiene una caída de presión hidráulica nominal de 890 lb/pg² y un empuje hidráulico de 29.4 k-lbs. La carga axial mínima sobre los cojinetes durante la perforación ocurre cuando la fuerza en la barrena iguala y balancea el empuje hidráulico.

Estos resultados de la prueba con dinamómetro, confirmaron los cálculos de diseño en el modelo hidráulico.

TABLA III.2. RESUMEN DE LAS CARACTERISTICAS DE OPERACION DEL TURBOPERFORADOR GEOTERMICO.

Díámetro del Turboperforador	Carga del flujo (ppm)	Torque de salida (lb-pie)	Velocidad rotatoria (rpm)	Potencia de salida (hp)
5 3/8	200	330	200	13
	200	260	1000	49
	250	540	200	20
	250	490	1000	93
	300	820	200	31
	300	680	1000	129
	350	1100	200	42
	350	830	1000	158
7 3/4	350	880	200	34
	350	630	800	72
	400	1120	200	43
	400	780	800	90
	450	1400	200	54
	450	990	800	113
	500	1720	200	65
	500	1210	800	138

Pruebas de perforación. En Abril de 1979 una serie de pruebas de perforación se realizaron con los turboperforadores geotérmicos en el DRL. Estas pruebas fueron hechas en bloques de 4 x 5 x 6 pies del granito "Texas pink", que pesaban aproximadamente 8 toneladas. Se seleccionó este granito porque su contenido de cuarzo, resistencia y características de perforación son similares a la granodiorita encontrada en el sitio Fenton Hill, HDR. Se emplearon barrenas de rodillos con insertos de carburo para perforar el granito. Los

barrenas de rodillos con insertos de carburo para perforar el granito. Los cojinetes y los insertos en las barrenas estaban en excelente condición al final de las cuatro horas que duraron las pruebas de perforación.

La velocidad de los turboperforadores se controló variando el peso sobre barrena y la velocidad del fluido. Después de alguna experimentación, la velocidad del turboperforador con 7 3/4 pg de diámetro, se pudo controlar con 200 a 300 rpm. El turboperforador con diámetro de 5 3/8 pg es una herramienta de mayor velocidad debido a su menor diámetro. Este pequeño turboperforador se trabajó con velocidades rotacionales de 300 a 500 rpm durante la perforación de las muestras de granito.

INTEGRACION DE LOS RESULTADOS DE LAS PRUEBAS.

Los resultados de estas pruebas de perforación se graficaron en mapas operativos que muestran las interrelaciones entre la roca, los parámetros de la barrena y el rendimiento operativo del turboperforador.

Ejemplos de estos mapas operativos se muestran en dos figuras. En la Fig. III.4. para el turboperforador de 5 3/8 pg de diámetro, impulsando una barrena TCI con diámetro de 8 3/4 pg y en la Fig. III.5. para el turboperforador con diámetro de 7 3/4 de pg, impulsando una barrena TCI de 12 1/4 pg de diámetro.

En ambas figuras, las dos gráficas de la izquierda se refieren a las características del turboperforador con la barrena. Los dos grupos de gráficas están entonces correlacionadas con los requerimientos del torque, como se muestra.

Estos mapas operativos son esenciales para la operación efectiva de los turboperforadores en la perforación de roca cristalina, debido a que estas herramientas no son motores de desplazamiento positivo, pueden estar parados (cero rpm) aunque el fluido puede ser bombeado a través de ellos. Por lo tanto, es importante no sobrecargarlos con peso sobre la barrena y/o torques excesivos. Esto es especialmente importante en la perforación direccional cuando se desarrollan cargas laterales y torques altos.

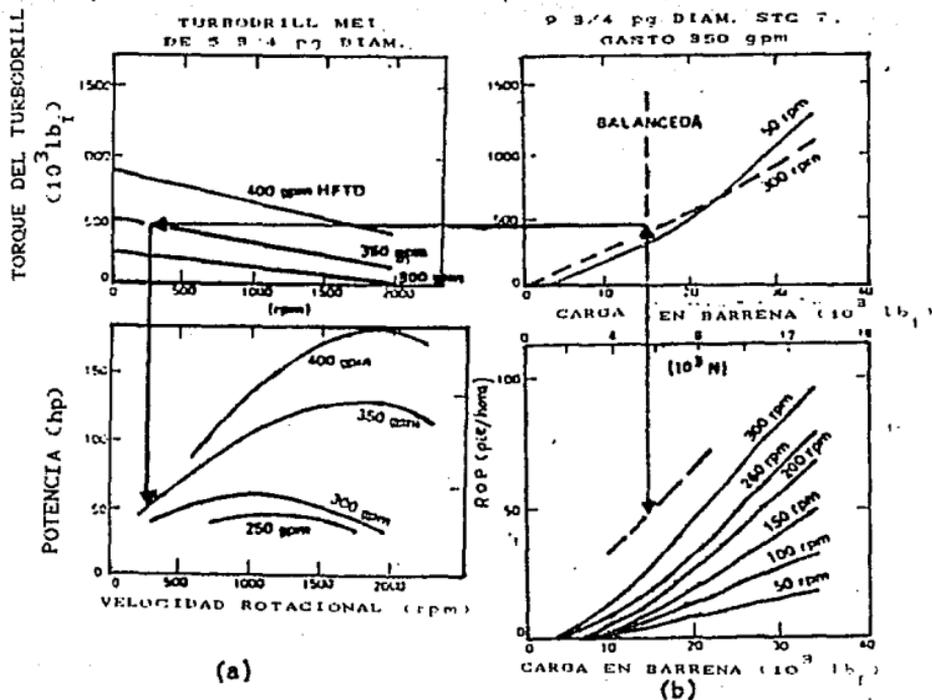


FIGURA III. 4. MAPA OPERATIVO DEL TURBOPERFORADOR DE 5 3/8 PG DE DIAMETRO.

- a). Características de operación del turboperforador.
 b). Carga en la barrena con 8 3/4 pg de diámetro.

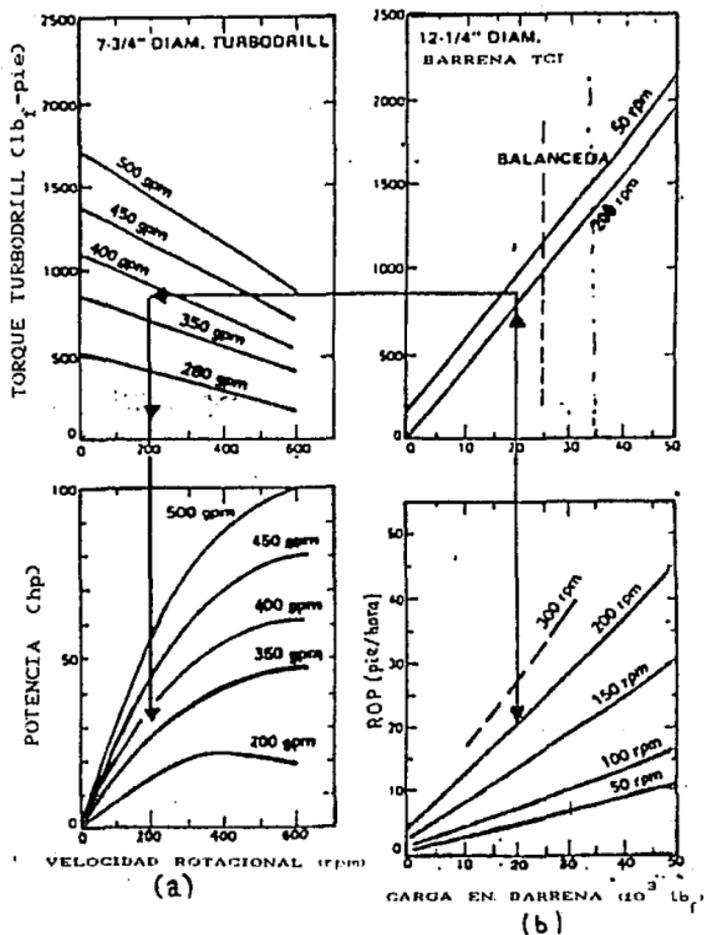


FIGURA III. 5. MAPA OPERATIVO DEL TURBOPERFORADOR DE 7 3/4 pg DE DIAMETRO.

- a). Características de operación del turboperforador.
 b). Carga en la barrena con 12 1/4 pg de diámetro.

III.2.3. Barrenas de Perforación.

El comportamiento de las barrenas tricónicas con insertos de carburo de tungsteno durante la perforación con motor de fondo es predecible. El desgaste severo en los baleros a alta velocidad de rotación (350 a 700 rpm) reduce significativamente la vida útil de los ensambles con el motor de fondo. El motor de perforación ofrece velocidades de penetración excepcionales en el abrasivo, duro y quebradizo granito [de 7.6 a 15.2 m/h (25 a 50 pies/h) aplicando sobre la barrena un peso de 1,750 a 5,250 N/cm (1000 a 3000 lb/pg)], pero su uso es limitado de 2 a 4 horas de perforación porque se degrada rápidamente el balero en la barrena. En muchas ocasiones el motor de perforación induce baja calibración en el agujero, requiriéndose de rectificaciones subsecuentes antes de seguir perforando. Las barrenas con código IADC 835 (o barrenas no selladas 831) fueron modificadas eficazmente para incluir más insertos resistentes a la abrasión alrededor del calibrador y en el mango, extremo de la camisa, para incrementar el tiempo en las corridas con el ensamble motorizado.

Se presentaron fallas, que redondean o achatan los insertos de carburo de tungsteno, en lugar del modo más común de fractura típico, observado en los insertos de las barrenas corridas a alta velocidad de rotación en rocas muy duras. Los cojinetes de rodillos sufrieron poco bajo tales circunstancias, con excepción de la falla en el sello elastomérico en el fondo del pozo a una temperatura mayor de 177 °C.

La falla en las barrenas es principalmente la rápida degradación del diámetro. Las condiciones de carga óptimas resultan con los cojinetes en un 60 a 80 % de vida y en el achatamiento de los insertos de 1/4 a 1/2 pg de la altura original, por el tiempo que el diámetro de la barrena mantiene un valor aceptable [entre 10 y \pm 16 mm (3/8 a 5/8 pg) del calibre]. Otro resultado de la prueba es que se observó una tendencia en los insertos que se redondearon y achataron (pocas veces se rompieron) cuando se perforó la abrasiva roca de granito. Este fenómeno observado generalmente en barrenas con dientes de acero, permitirá que sean llevadas hasta un costo por pie mínimo. Esta práctica será útil para muchos pozos, cuando se utilicen barrenas con insertos de carburo de tungsteno. En la Fig. III.6 se presenta un corte de una barrena de conos para perforación geotérmica.

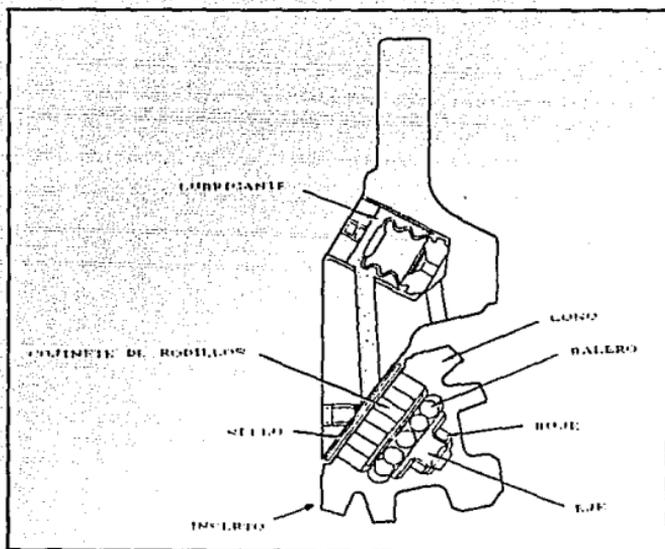


FIGURA III.6. BARRENA DE CONOS PARA PERFORACION GEOTERMICA.

III.2.4. Amortiguador de golpes.

Las pruebas iniciales de perforación en roca de granito realizadas en el Drilling Research Laboratory, Inc. (DRL), Salt Lake, Utah; al utilizar barrenas de insertos con diámetro de 12 1/4 pg indicaron que existían severas vibraciones y condiciones de golpeteo cerca de la barrena a las velocidades de operación del turboperforador, por lo que se desarrolló un amortiguador de golpes apropiado para las operaciones de éste en alta temperatura.

Pruebas con varios amortiguadores de golpes comercialmente disponibles en DRL confirmaron que es posible una reducción de la vibración y del golpeteo, pero fueron necesarios algunos cambios en el diseño y en los materiales para usarlos con el turboperforador bajo condiciones geotérmicas. Los

requerimientos fueron cumplidos por las compañías de servicio Griffith Oil Tools (Edmonton, Alberta) y Mustang Oil Tools (Corpus Christi, Texas).

La aplicación de estas herramientas incrementaron la eficiencia y vida del turboperforador, que presentó una velocidad de penetración ligeramente mayor, un incremento en la vida de la barrena y además reducción en los daños a la herramienta de dirección. Sin embargo, estas herramientas experimentaron problemas en el sello a temperaturas mayores de los 180 °C.

III.2.5. Guías para perforación y pesca.

Durante las operaciones de perforación direccional, una gran cantidad de fuerza axial y torsional es producida entre la sarta de perforación y la pared del pozo. El efecto directo es que las operaciones de rotación y levante son conducidas bajo esfuerzos cercanos al punto de cedencia plástico en la sarta de perforación. La sarta perforadora, debido a las fuerzas adicionales induce una ligera descalibración del agujero, derrumbes, etc. Por lo tanto, se debe incluir un conjunto de guías para perforación en la parte superior del ensamble a fondo del pozo, como una medida preventiva para ayudar a vencer las fuerzas de pegadura que pueden alcanzarse en el curso de las actividades de perforación normal. Un conjunto de guías mecánicas para perforación en alta temperatura se incluyen en la sarta de los lastrabarrenas conforme se va perforando.

Sin embargo, cuando la interacción friccional de la sarta de perforación se incrementa hasta tener de 5 a 10 revoluciones de giro, las guías mecánicas de perforación se degradan rápidamente. Posteriormente se realizó una investigación para obtener un conjunto de guías de perforación con respuesta axial, que puedan trabajar confiablemente a temperaturas mayores de los 205 °C y que soporten los equipos comercialmente disponibles. Un conjunto de guías con respuesta axial, para perforación hidráulica (HYDRA-JAR) fue modificado por Houston Engineers, Inc. (Div. de Wilson Ind.) para trabajar a temperaturas en el pozo hasta los 288 °C.

Varias operaciones de pesca a temperaturas mayores de 205 °C fueron eficazmente conducidas utilizando un juego de guías mecánicas rotatorias (Tipo J) con respuesta axial, de la compañía Bowen Tools Inc. El comportamiento de estas guías proporcionó confianza, pero sufrieron fallas térmicas en los sellos internos y pérdida del lubricante protector durante largas operaciones.

III.3. Técnicas de Inspección Direccional.

Existen varios métodos para llevar a cabo la operación de deflexión en el punto de desviación. El antiguo método, actualmente obsoleto, consiste en la orientación de la herramienta de deflexión desde la superficie con una barra ajustable denominada "cuchara", conectada en la sarta de perforación y repitiendo el proceso al bajar la sarta hasta que la herramienta llega al fondo del agujero.

La perforación geotérmica utiliza desde los registros de un solo disparo, instrumentos mecánicos y discos de papel para indicar solamente la inclinación, hasta tecnología avanzada como herramientas de alta precisión con memoria magnética. La aplicación del registro de un solo disparo proporciona un dato del alineamiento entre el agujero y la cara de la herramienta a una profundidad conocida.

La Herramienta de Orientación Direccional (DOT) evalúa y proporciona mediante lectura magnética en la superficie, datos de inclinación en el azimut (dirección) y en la cara de la herramienta. Esta herramienta es usada cuando la tecnología más sofisticada "Medición Durante la Perforación" (MWD) es demasiado costosa, o cuando las condiciones en el agujero exceden su rango de aplicación. Estas herramientas de dirección ahorran tiempo, al proveer no únicamente una lectura continua en la superficie del ángulo en el rumbo y el azimut del agujero, sino también la orientación en la cara de la herramienta durante la perforación.

La tecnología "MWD" incluye el uso de instrumentación magnética en estado sólido y telemetría por pulsos de presión a través del lodo que proporcionan lecturas de inclinación, azimut y cara de la herramienta durante las operaciones de perforación. Esta tecnología es usada cuando los costos del equipo son bastante altos para compensar su costo diario y cuando las condiciones en el agujero son apropiadas.

Estos tipos de instrumentos de inspección son también usados para monitorear el curso del pozo conforme este es perforado. Adicionalmente, los instrumentos para inspección multidisparos, electrónicos y magnéticos pueden ser aplicados dependiendo de los requerimientos en el programa de perforación y las condiciones del pozo.

Para aplicaciones en alta temperatura, tales como la perforación geotérmica, algunos instrumentos de inspección pueden ser corridos dentro de un escudo contra el calor.

Los registros de disparo magnético son tomados a intervalos para mostrar la inclinación. Esta información es graficada para mostrar el avance de los pozos y su trayectoria, de modo que el pozo puede ser guiado conforme a los requerimientos del programa. Se utilizaron unidades estándar de película fotográfica y un solo disparo con escudo térmico. Sin embargo, fue necesario reemplazar los sellos Tipo "O" estándar por arosellos de Viton. Además, para evitar que la película fuera velada a altas temperaturas es necesario guardar la película y la sección de la cámara en un disecante antes de colocarla dentro del instrumento. Los datos de un solo disparo magnéticos probaron ser suficientemente confiables para graficar los agujeros.

Se tomaron registros de múltiples disparos para inspeccionar y confirmar los datos del disparo sencillo. Este método tiene limitada aplicación en pozos con alta temperatura; sin embargo, como las películas disponibles no son suficientemente resistentes al calor, no permiten retrasos en el fondo durante la obtención de datos. Por lo tanto, tienen que ser fabricadas películas resistentes al calor pero, debido al mercado extremadamente limitado para esta película, no esta disponible.

III.4. Ensamble Perforador.

El ensamble perforador rotatorio (conjunto de piezas) para la parte inferior de la tubería, consiste de:

- a). Un motor de lodo para impulsar la barrena.
- b). Un "codo" (bent sub) de 1 a 3 grados.
- c). Un cople no magnético.

a). El motor de lodo es normalmente de desplazamiento positivo, aunque también puede utilizarse una turbina, porque se emplea lodo de perforación en esta etapa inicial.

b). La herramienta "codo" tiene un ángulo determinado dentro de ella y se coloca inmediatamente encima de el motor. Este codo inclina la barrena de perforación fuera del centro, dándole la dirección deseada. La magnitud del ángulo generalmente esta entre 1 y 3 grados y se selecciona dependiendo de las características de perforación y la desviación deseada.

c). Se utiliza cuando menos un cople no magnético arriba del codo, para instalar subsecuentemente la herramienta que contiene el equipo para medir y controlar la dirección. Como la herramienta de dirección percibe el campo magnético de la tierra para orientarse, es necesario tener esta sección no magnética en la sarta de perforación.

Mediante la colocación del codo en el fondo de la sarta, cerca de la barrena y con la herramienta orientadora, el pozo puede ser perforado direccionalmente en la dirección predeterminada. Ver la Fig. III.7.

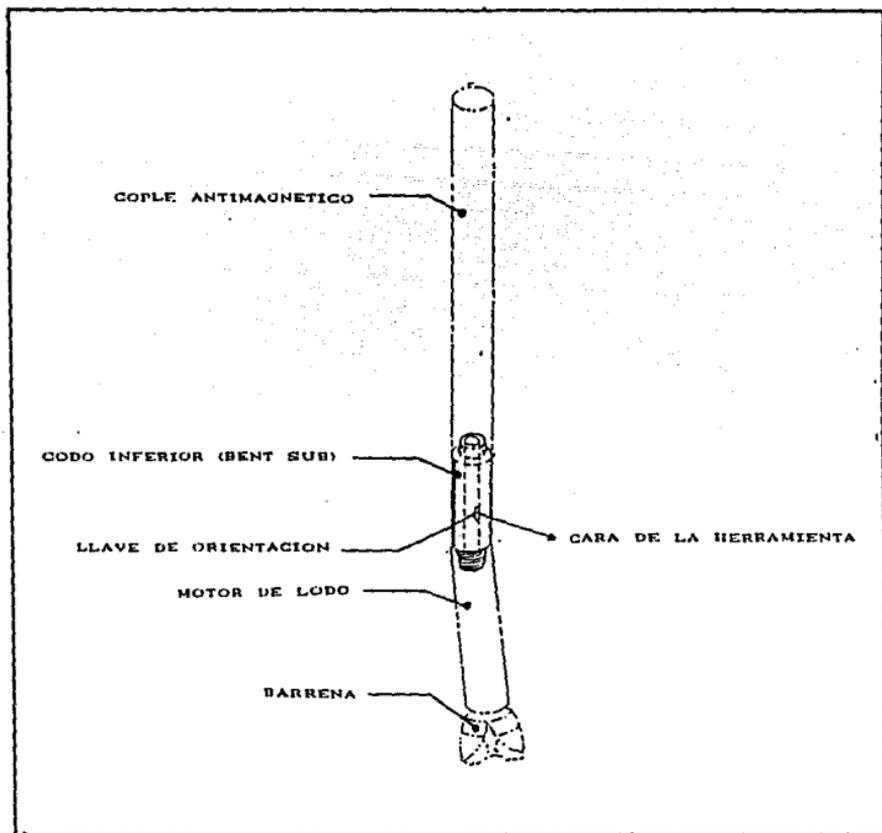


FIGURA III.7. ENSAMBLAJE PERFORADOR.

Con este equipo se tiene capacidad para lo siguiente:

- a. Un pozo vertical puede ser desviado con una dirección deseada.
- b. Una corrección en la trayectoria puede ser hecha para aumentar o disminuir el ángulo y/o para darle vuelta a la izquierda o a la derecha.
- c. Una trayectoria se puede realizar alrededor de un pescado o de una tubería que ha sido cementada.
- d. Puede realizarse una desviación cuando no se alcanza la producción necesaria o el pozo ha tomado una dirección errónea.

Adicionalmente, si se desea un agujero vertical constante, el conjunto de orientación y desviación puede monitorear y mantener los requerimientos del pozo.

III.4.1. Herramienta básica en el fondo del pozo.

La herramienta básica para controlar la dirección consiste de un paquete de instrumentos, conteniendo un magnetómetro y un inclinómetro capaz de medir y transmitir (a través de un cable eléctrico) lo siguiente:

- a). Los grados de inclinación en el pozo con respecto a la vertical verdadera.
- b). La orientación de la cara del conjunto en el fondo del pozo con respecto de la gravedad.
- c). La orientación de la cara del conjunto en el fondo del pozo con respecto al Norte Magnético.

Para realizar esto, es necesario un paquete electrónico inferior, con un cable dentro de la tubería de perforación, que se coloca inmediatamente encima del motor. Este paquete contiene todos los elementos electrónicos necesarios para alimentar los circuitos individuales para detectar, generar, percibir, amplificar y transmitir las señales a la superficie. Ver la Fig. III.8.

Lo más importante es tener una herramienta capaz de soportar los ambientes hostiles encontrados en la perforación de los pozos geotérmicos. Esta herramienta tiene que ser suspendida y amortiguada adecuadamente para soportar las severas cargas longitudinales de torsión y de alta temperatura.

Después de perforar cada sección utilizando la herramienta, debe tomarse un registro de inclinación con el fin de verificar el azimut y la inclinación.

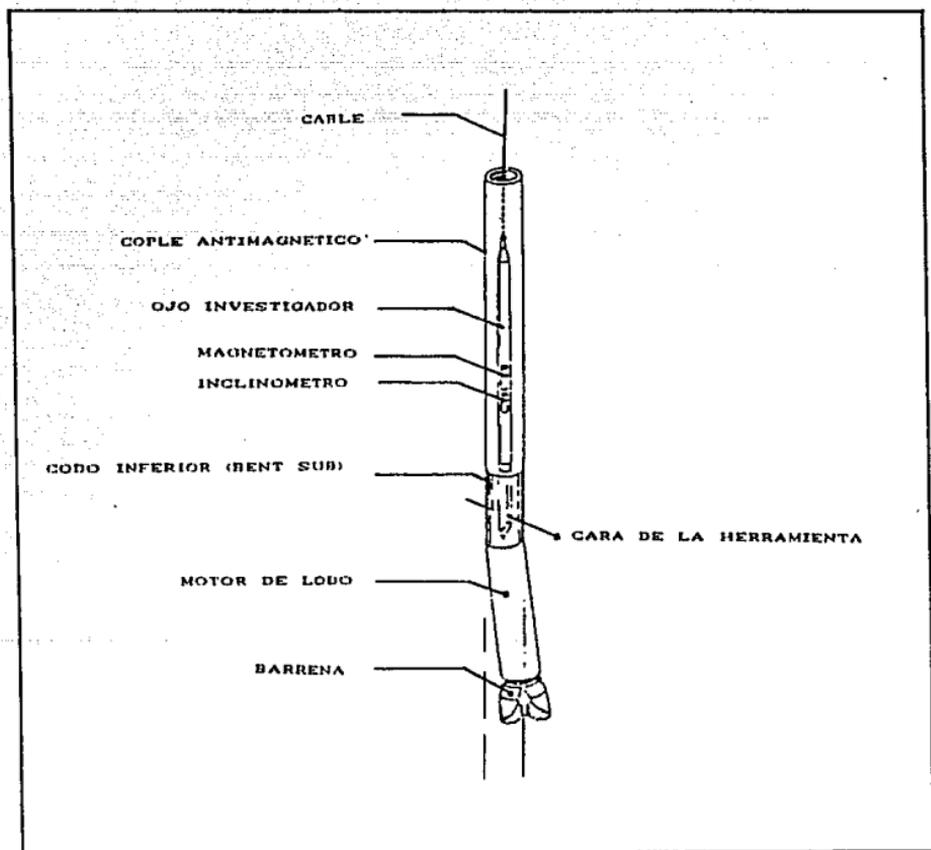


FIGURA III.8. HERRAMIENTA BASICA EN EL POZO.

III.4.2. Lectura en la superficie.

Una vez que la señal es recibida en la superficie, debe ser decodificada y observada en pantalla en forma analógica y digital para ser interpretada. Se harán los ajustes necesarios conforme al programa de perforación. El equipo de perforación debe tener un indicador con pantalla donde se observe continuamente la desviación de la cara de la herramienta con respecto al norte magnético o la fuerza de gravedad.

Conociendo esta información, podemos mantener o modificar la perforación conforme a las necesidades y observar el avance.

La señal transmitida esta basada en una relación proporcional y no es afectada por cambios en la resistencia del cable debidas al incremento de temperatura.

La perforación direccional en el pozo es solo una parte del programa. Es necesario trazar su curso para determinar la localización del fondo, esto se logra tomando la inclinación periódicamente para verificar la dirección. Después que el pozo es terminado y revestido es necesario un registro más completo con giro en la cima para tomar lecturas desde la superficie hasta el fondo en estaciones regulares y calculando la curva que pasa por esos puntos.

El equipo consiste también de partes electrónicas, con limitaciones por temperatura, el mecanismo de giro y un mecanismo de precisión balanceado sensible al calor (la expansión térmica induce varios errores). Para evitar estos problemas, éste conjunto de herramientas requiere de un escudo térmico para soportar de 5 a 8 horas a 550 °F, un tiempo mucho mayor que el necesario para realizar un registro convencional del giro y disparos múltiples.

La herramienta "EYE" es resistente a la temperatura puesto que ha operado continuamente a 177 °C (350 °F) y ha sido operada con éxito a temperaturas mayores de los 400 °F sin la ayuda del escudo térmico.

Una vez que se ha llegado a la zona caliente del pozo, la herramienta puede instalarse dentro de un escudo térmico, extendiendo su vida de 5 a 8 horas a 600 °F y hasta 10 horas a 500 °F.

III.5. Sistemas Direccionables por Navegación.

Los sistemas de motor perforador direccional combinan las capacidades de perforar agujeros desviados y agujeros rectos, proporcionando un control direccional más preciso que el ensamble motor con "bent sub". Generalmente, en una corrida estos pueden establecer la dirección e inclinación deseada en un intervalo del pozo. Con el mejor control direccional, la severidad en el

cambio angular "pata de perro" es determinada más precisamente y es por lo tanto, frecuentemente reducida en la sección crítica del agujero.

Aunque los diseños varían, los sistemas direccionables por navegación están planeados para perforar direccionalmente cuando el motor de fondo es orientado en una dirección en particular, y continuar perforando rectamente, cuando la sarta de perforación es girada. Esto se realiza mediante la inclinación relativa de la barrena con respecto al motor y/o aplicando una fuerza en un costado de la barrena.

Los Sistemas de Perforación Navegacionales (NDS) emplean un motor de desplazamiento positivo (PDM) con una junta universal de doble inclinación (DTU), la cual incluye dos codos en direcciones opuestas, que inclinan ligeramente a la barrena desde el eje del agujero, forzándolo a perforar direccionalmente. Con la rotación de la sarta, sin embargo, la inclinación es negada y el ensamble perfora rectamente. A diferencia del ensamble fijo para construcción del ángulo, el ángulo de la junta universal de doble de inclinación (DTU) puede ser configurado para perforar una curva con una relación de construcción específica.

Como la mayoría de los ensambles direccionables, el Sistema de Perforación Navegacional (NDS) es empleado como un conjunto para perforar curvas de tres puntos (Fig. III.9.). Ya que están en línea, estos describen un arco; los sistemas están diseñados para que la barrena de perforación y los estabilizadores alto y bajo describan un arco circular verdadero, definido por el ángulo de la inclinación en el motor. Este arco es la ruta que será perforada cuando el ensamble es orientado y se procede a perforar usando el motor de fondo únicamente.

La principal ventaja operacional del ensamble para perforación navegacional es la habilidad para perforar ambos intervalos, recto y direccional con un solo conjunto. Corriendo un motor de fondo en cada intervalo del agujero, se incrementa la potencia y el torque en la barrena y estos a su vez incrementan la velocidad de penetración. Como los sistemas de perforación navegacional pueden realizar correcciones menores en el curso, se perforan pozos mas homogéneos y con menos problemas.

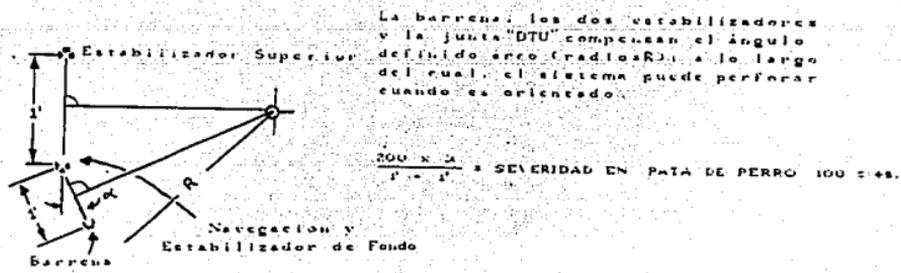


FIGURA III.9. CALCULANDO LA SEVERIDAD EN EL CAMBIO ANGULAR.

III.6. Equipo para Perforación Horizontal.

En los últimos años, la industria ha dedicado significativos recursos para desarrollar el equipo y las técnicas para perforación de pozos horizontales. Esta técnica presenta grandes posibilidades de éxito en zonas donde no se puede alcanzar el recurso con las técnicas convencionales de perforación direccional.

Los pozos horizontales parecen ser más apropiados para formaciones naturalmente fracturadas [Stagg, 1991], pero también son apropiados en estratos delgados de arenisca, en arenas no consolidadas y en carbonatos de baja permeabilidad sin fracturas.

A continuación se mencionan las diferentes técnicas [Jurgens, 1991] empleadas para perforar pozos horizontales, así como el equipo necesario para cada tipo de técnica. Es importante mencionar que la configuración en la sarta de perforación para este tipo de pozos varía conforme al tipo de formación a perforar.

III.6.1. Técnica de Radio-Corto.

La Fig. III.10. representa el sistema de perforación con motor para radio corto introducido en 1989. Es un ensamble no rotatorio y guiado continuamente. Tiene un motor articulado de 3 3/4 pg de diámetro externo para baja velocidad y alto torque. Las barrenas empleadas en la perforación horizontal son las mismas que se usan en la perforación convencional, aunque también se emplean barrenas diseñadas especialmente para este tipo de perforación, tales como las PDC y las de cortes con diamantes termalmente estables.

Para las capacidades de dirección, el motor para construcción del ángulo usa una junta de doble inclinación tipo "U" (DTU). La configuración para mantener el ángulo requiere un codo de alojamiento.

Dado que el sistema no es rotatorio, se emplea una herramienta de dirección por cable para proporcionar en tiempo real, la dirección y datos de la inclinación. La orientación inicial en el punto de desviación es proporcionada por un registro con giro.

La sarta emplea tubería de perforación P-105, que es bastante fuerte y flexible para seguir una curva de 40 pies y es bastante ligera para ser empujada a lo largo de 1,000 pies en la sección horizontal. La sección de tubería donde se encuentran los sensores de la herramienta de dirección es no magnética.

Este sistema es capaz de llevar a cabo una severidad en el cambio angular de 1.5°/pie para llegar a la horizontal con un radio de 40 pies.

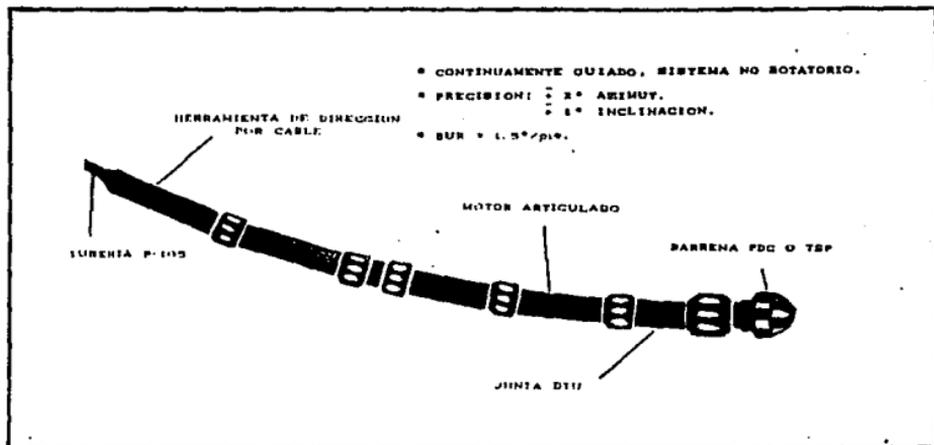


FIGURA III.10. SISTEMA-MOTOR PARA RADIO CORTO.

Se tienen grandes ventajas al usar el sistema de motor articulado para radio corto, incluyendo su habilidad para desarrollar grandes velocidades de penetración. Adicionalmente, el sistema proporciona rangos de construcción predecibles y como sistema direccionable, permite la entrada exacta al recurso. Es posible tener secciones horizontales menores de 1,000 pies.

Las desventajas que tiene este sistema es que no es común utilizar la herramienta MWD en agujeros con radios entre 20 y 40 pies, y el radio corto girado limita las opciones de terminación.

III.6.2. Técnica de Radio-Medio.

Como se muestra en la Fig. III.11., los sistemas de perforación usados para agujeros horizontales de radio medio incluyen motores especiales de baja velocidad y alto torque para la construcción del ángulo. Están equipados con estabilizadores y codos inferiores para perforar a lo largo de una curva preestablecida. Dependiendo del rango de construcción en el pozo, el sistema de perforación incluye tubería de perforación pesada o tubería de perforación

expuesta a trabajo compresivo con nodos extra para desgaste, y no se emplean lastrarrenas.

III.6.2.1. Motor para la construcción del ángulo fijo.

El motor para la construcción de ángulo fijo es la primera generación de motores para perforación horizontal desarrollados y empleados en 1985. Está diseñado para perforar sin rotación; esto es, en un modo orientado. Este motor perfora una curva preestablecida y permite una perforación muy precisa.

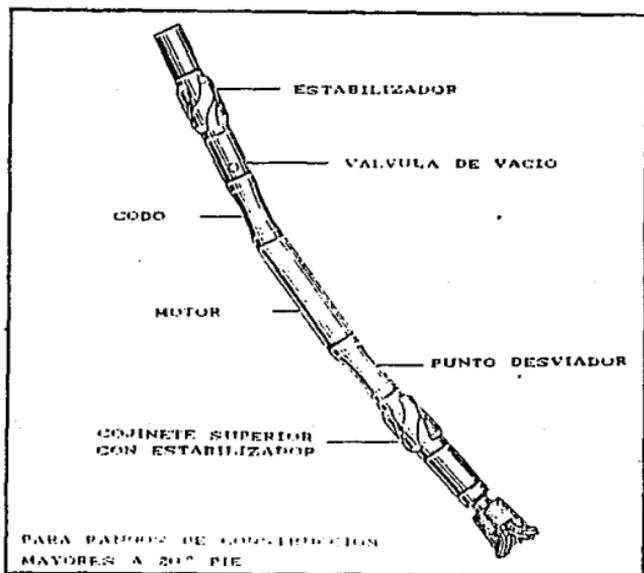


FIGURA III.11. MOTOR PARA LA CONSTRUCCION DEL ANGULO FIJO EN POZOS CON RADIO MEDIO.

III.6.2.2. Motor para mantener el ángulo.

El motor estándar con junta de alojamiento de doble inclinación tipo "U" es empleado en secciones tangenciales y en el intervalo horizontal de un pozo de radio medio. Este motor es la base del moderno sistema direccionable y es guiado por un sistema MWD.

III.6.2.3. Motor doble ajustable.

Este diseño de motor esta siendo usado en un gran número de pozos horizontales. Para facilitar los ajustes finales de estos motores, se instalan dos codos en la sarta proporcionándole gran flexibilidad, provee más opciones en la planeación de contingencia cuando el rango de construcción necesita ser cambiado en un instante dado.

Dado que el sistema de perforación de radio medio es casi siempre guiado por un sistema MWD, los datos de dirección, resistividad y otras mediciones que también son comunes, son proporcionados por los rayos gama.

Las curvas de radio medio han perforado exitosamente con barrenas de conos, barrenas PDC y barrenas de diamante sintéticos termalmente estables. La selección de la barrena normalmente depende de la formación a ser perforada.

La ruta del pozo debe ser diseñada para limitar el torque y el jalón de la sarta de perforación. La hidráulica en el pozo debe ser optimizada para mejorar la velocidad de penetración (ROP), la eficiencia del motor y la limpieza en el agujero. Frecuentemente es empleado como fluido de perforación lodo base agua. Una cabeza conductora puede ser útil para la operación de circulación y rotación durante los viajes de barrena, con frecuencia se realizan viajes cortos como precaución para mantener la limpieza en el agujero.

III.6.3. Técnica de Radio-Largo.

Esta aplicación es una operación muy compleja, son varias las ventajas al perforar perfiles de radio largo ya que proporcionan un gran alcance en una sección horizontal de un pozo. En particular, la perforación de radio largo emplea la tecnología convencional de motor direccionable [Jurgens, 1991].

Un gran número de tamaños de agujeros pueden ser perforados y permiten que múltiples sargas de tuberías revestidoras puedan ser colocadas.

También se usan tuberías estándar y tubería de revestimiento. Como los pozos de radio largo son perforados con una baja severidad en el cambio angular (severidad de la "pata de perro"), se producen menores esfuerzos en la tubería.

Actualmente, se tienen disponibles herramientas que proporcionan un registro completo de las capacidades en pozos de radio largo. Para este tipo de perfil se tienen más opciones de terminación, de reparación y de estimulación que en los otros pozos horizontales. Un perfil de radio largo permite un buen trabajo de cementación, requerido para trabajos múltiples en alta presión y alto volumen de fractura.

Para perfiles de radio largo, la tecnología estándar con motor direccionable se emplea para perforar las secciones curvas y rectas del agujero. La sarta de perforación es de tubería estándar.

Dado que los perfiles de pozo para radio largo usan una sarta convencional para cambios en la dirección, y así evaluar la formación durante la perforación (MWD), se requiere una gran variedad de inspecciones en el pozo. Como el equipo del motor direccionable está disponible para todos los tamaños de agujero, hay una gran flexibilidad durante la planeación del pozo.

La perforación de agujeros de radio largo requiere el cuidado especial de ciertos factores, incluyendo los necesarios para minimizar el torque y el jalón en la sarta sobre la longitud del pozo. Se requiere también atención especial en el programa de los fluidos, para mantener los rangos adecuados de circulación y de limpieza. Usando el sistema de radio largo, las barrenas de perforación son seleccionadas tanto por su direccionabilidad como por su durabilidad en corridas largas.

La mayoría de los pozos de radio largo son perforados con el método rotatorio, por lo tanto, es deseable el empleo de una cabeza conductora.

III.7. Casos Históricos de Perforación Direccional en Pozos Geotérmicos.

La perforación direccional de pozos geotérmicos en roca de granito caliente presenta muchos problemas, como desgaste severo en el equipo y en la instrumentación. Los problemas encontrados son directamente relacionados a la difícil perforación en el duro granito y a la alta temperatura.

La perforación direccional de pozos geotérmicos hidrotermales es necesaria para restringir el área superficial afectada en algunos campos, o es deseable para proporcionar desviaciones programadas cuando múltiples pozos son perforados desde una sola localización. Un pozo seco puede ser taponado y reperforado direccionalmente hacia una parte productiva de la formación.

La tecnología de yacimientos geotérmicos en roca seca caliente puede proporcionar mejor eficiencia en la extracción del calor y una administración económica más efectiva a largo plazo del recurso si fracturas múltiples verticalmente orientadas son producidas a lo largo de un agujero inclinado.

III.7.1. Estados Unidos, Pozos EE-2 y EE-3.

Dos pozos fueron perforados en Fenton Hill, Nuevo México por Laboratorios Científicos Los Alamos (LASL). Estos pozos geotérmicos son del tipo roca seca caliente. Este ejemplo fue seleccionado debido a que se requirió el control direccional para tener los pozos corriendo en forma paralela en una sección del yacimiento.

Los pozos EE-2 y EE-3 se perforaron con una profundidad total de 14,000 pies y 10,000 pies respectivamente. Los últimos 3,000 pies en el agujero con diámetro de 8 3/4 pulgadas fueron perforados paralelamente y a 1,200 pies se salieron de la vertical con un ángulo de 35°. Este concepto general está indicado en la Fig. III.12.

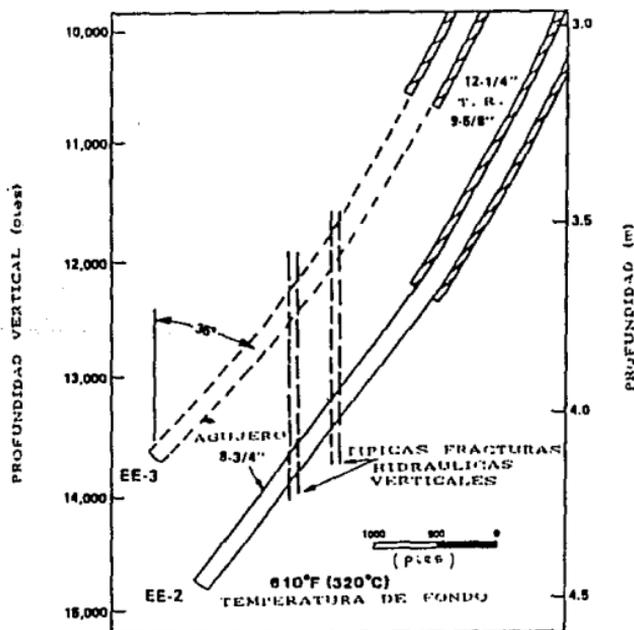


FIGURA III.12. POZOS EE-2 y EE-3.

La formación es de granito y en el fondo del pozo se tiene una temperatura de 275 °C (530 °F).

El curso del EE-2 se corrigió de N 44° E a N 70° E al tiempo que se estaba perforando de 9,647 pies a los 10,552 pies con un tiempo total de 58 horas. La herramienta de dirección que se empleo no requirió de protección térmica, ya que se alcanzó la temperatura de 200 °C (400 °F). Se encontraron varios problemas, pero la mayoría relacionados al cable con el que se conecta la herramienta. Bajo estas condiciones, el cable convencional utilizado falló cuando los aislamientos de hule y nylon se ablandaron y permitieron que el fluido de perforación penetrara haciendo corto circuito.

Varias técnicas fueron empleadas para solucionar esta situación, utilizando cerámica y teflón pero al final se empleo aceite para aislarlos en una chaqueta. Una conexión con conductor sencillo se hizo en un depósito que fue llenado con un fluido aislante de alta densidad, por lo que el fluido de perforación acuoso flota sobre el aceite.

Desde la llegada de éste diseño se ha seguido perfeccionando y es utilizado para ambientes con mayor temperatura.

En el EE-3 la herramienta "EYE" se utilizó con varios motores, incluyendo los tipos PDM y turbinas, para todo el trayecto del pozo abajo de los 6,600 pies. La guía del pozo se hizo más crítica conforme la localización del yacimiento era alcanzada. El pozo fue dirigido a 1200 desde NW 54 a NE 66 cerca del fondo, aproximadamente paralelo al pozo EE-2.

EQUIPO DE PERFORACION DIRECCIONAL.

La Fig. III.13. ilustra el equipo y la instrumentación utilizados en las operaciones de perforación direccional en el EE-2. Los principales elementos y funciones son:

Motor Perforador de Fondo.- Proporciona el poder perforador sin rotación en la tubería y así el azimut puede ser precolocado y monitoreado. Debe tener alto torque y bajas rpm para conducir las barrenas de tres conos. Debe soportar alta temperatura para usarse en las secciones calientes y profundas de un pozo, y es deseable como una herramienta totalmente metálica.

Bent Sub (codo) .- Una pequeña sección angular doblada en el fondo del pozo (BHA) esta incluida para darle dirección a la barrena.

Cople Monel.- Un cople no magnético es requerido para utilizar las herramientas de dirección, incluyendo un sensor de orientación y un magnetómetro (brújula).

Orientador inferior.- Una sección corta con un perno de seguridad (zapata) para establecer un ángulo fijo en relación con la barrena (cara de la herramienta).

Herramienta de Dirección.- Es utilizada una sonda instrumentada, fija por cable con sensor de inclinación y ángulo del azimut, asegurada dentro del orientador inferior (con escudo térmico en la sección con alta temperatura del pozo).

Absorbedor de Golpes.- Un absorbedor de golpes entre la barrena y el motor perforador es utilizado para extender la vida de los cojinetes en el motor de perforación.

Indicador de rpm.- Utilizado para detectar la velocidad rotacional en la turbina (rpm) y optimizar su comportamiento. Un sistema de pulso por presión fue usado para el EE-2.

Los dos elementos clave del sistema de perforación direccional son el motor de perforación y la herramienta de dirección. Las operaciones direccionales del EE-2 utilizaron tres diferentes tipos de motores y tres sistemas de herramientas de dirección por separado, como se enlistan en Tabla III.3. Únicamente dos de estos seis sistemas, el Turbodrill Maurer y el Scientific Drilling Controls Steering Tool, demostraron capacidades para operar exitosamente arriba de los 200 °C (400 °F). Los aspectos importantes en el EE-3 para estos instrumentos y motores son la capacidad de temperatura y la consecuente vida útil en el fondo del pozo. El turboperforador es un equipo desarrollado y financiado por el programa de Roca Seca Caliente, todas las otras herramientas y servicios están disponibles comercialmente.

OPERACIONES Y RESULTADOS DE LA PERFORACION DIRECCIONAL.

El cambio controlado del azimut en el pozo es la operación de perforación más difícil y requiere un monitoreo continuo de la orientación del conjunto a fondo de pozo (BHA). Esto es necesario porque las variaciones en el torque experimentadas por el motor perforador, conforme la carga lateral es aplicada y las características de perforación en la roca cambian continuamente.

Los torques reactivos causan torceduras en la tubería de perforación y deben ser detectadas y corregidas para mantener la orientación deseada en la cara de la herramienta en el fondo conforme progresa la perforación. Es también importante restringir la severidad en el cambio angular, en la práctica se mantiene la severidad en el cambio angular entre 2° y 4° por cada 30 m (100 pies) perforados. Los cambios en el ángulo del azimut se realizaron con el conjunto de fondo típico (BHA), mostrado en Tabla III.4.

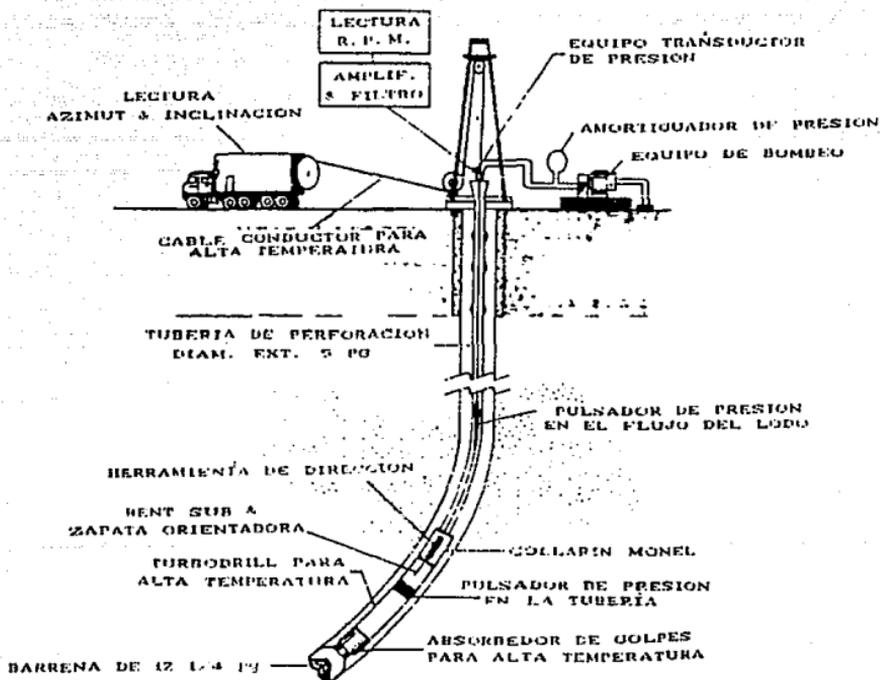


FIGURA III. 13. SISTEMA DE PERFORACION DIRECCIONAL.

TABLA III.3. EQUIPO UTILIZADO EN LA PERFORACION DIRECCIONAL DEL POZO EE-2.

TIPO	DIAMETRO (cm)	TEMPERATURA (°C)	COMPANIA DE SERVICIO	CODIGO
Desplazamiento positivo	17.1	175 ^a	Baker Service Tools [Houston, Tx]	BPDM
Desplazamiento positivo	19.7	165 ^a	Dyna-Drill Smith Intn'l [Irvine, Ca]	DDPDM
Turbina	19.7	275	Maurer Eng. Inc. [Houston, Tx]	MEIT

TIPO DE SENSOR	TEMPERATURA (°C)	COMPANIA DE SERVICIO	CODIGO
Magnetómetro con Inclímetro	275 ^b	Eastman-Whiptock [Houston, Tx]	DOT
Magnetómetro con Inclímetro	315 ^b	Sperry-Sun [Houston, Tx]	SST
Magnetómetro con Inclímetro	200 ^c	Scientific Drilling Controls [Irvine, Ca]	EYE

17.1 cm = 6 3/4 pg y 19.7 cm = 7 3/4 pg.

a - Limitado por el elastómero usado en el sistema de motor direccional.

b - Requiere escudo térmico.

c - Corrido sin escudo térmico en el EE-2.

El procedimiento general de perforación direccional seguido es el siguiente:

- Correr el motor perforador ensamblado hasta el fondo.
- Utilizando la unión giratoria, checar la rotación del motor.
- Armar un tramo de tubería de perforación, dos juntas con longitud aproximada de 20 m (60 pies).
- Adicionar un empacador para cable ensamblado en el cabezal para la manguera de lodo.
- Correr la herramienta de dirección hasta el fondo, asegurarla al orientador inferior.
- Regresar la rotación en la sarta de perforación para compensar el torque reactivo de la barrena con respecto a la orientación deseada de la cara de la herramienta.

- Arrancar el motor y perforar, monitoreando la orientación del conjunto a fondo de pozo (BHA) y la herramienta de dirección con lecturas en la superficie.
- Continuar perforando, corregir el azimut en la cara de la herramienta conforme sea necesario.
- Perforar un segundo tramo de tubería con dos juntas si las condiciones de perforación y el cambio de ángulo están garantizados.

TABLA III.4. CONJUNTOS DE HERRAMIENTA TÍPICOS (BHA) PARA PERFORACION DIRECCIONAL EN EL POZO EE-2. PROYECTO HDR.

BHA POR INCLINACION ROTATORIA INCREMENTO DEL ANGULO	BHA PARA MOTOR PERFORADOR CONTROL DEL ANGULO AZIMUT
Diámetro de barrena 12 1/4 pg Rectificador/estabilizador de 3 ptos. Cross over sub Cople monel® de 6 3/4 pg de diámetro Lastrabarrenas corto con 6 3/4 pg de diámetro Lastrabarrenas de 6 3/4 pg Cross over sub Rectificador/estabilizador de 3 ptos. Lastrabarrenas de 1-8 pg de diámetro Rectificador/estabilizador de 3 ptos. Cross over sub Lastrabarrenas de 10-8 pg de diámetro 8 Juntas de peso denso para tubería de perforación (HWDP) Percusor de perforación Cross over sub 13 Juntas HWDP	Diámetro de barrena 12 1/4 pg Absorbedor de golpes Motor perforador Cross over sub Bent sub Orientador del Bent sub Cople monel® de 8 pg de diámetro Lastrabarrenas de 12-8 pg diámetro 21 Juntas HWDP

La Fig. III.14 es una gráfica de las trayectorias de los pozos EE-2 y EE-3 proyectada sobre un plano horizontal. El intervalo profundo de 6,500 a 10,000 pies (2 a 3 km) abarca las correcciones en el azimut. La inclinación en el agujero se incrementó hasta 15° a los 7,000 pies (2.1 km) de profundidad y entonces se mantuvo el rango de 12° a 16° hasta que fue establecida la orientación deseada de N 60° E a la profundidad de 10,000 pies. La perforación direccional subsecuente principalmente empleó ensambles rotatorios, ver Tabla III.4. y por 11,500 pies (3.5 km) la inclinación deseada de 350 se alcanzó.

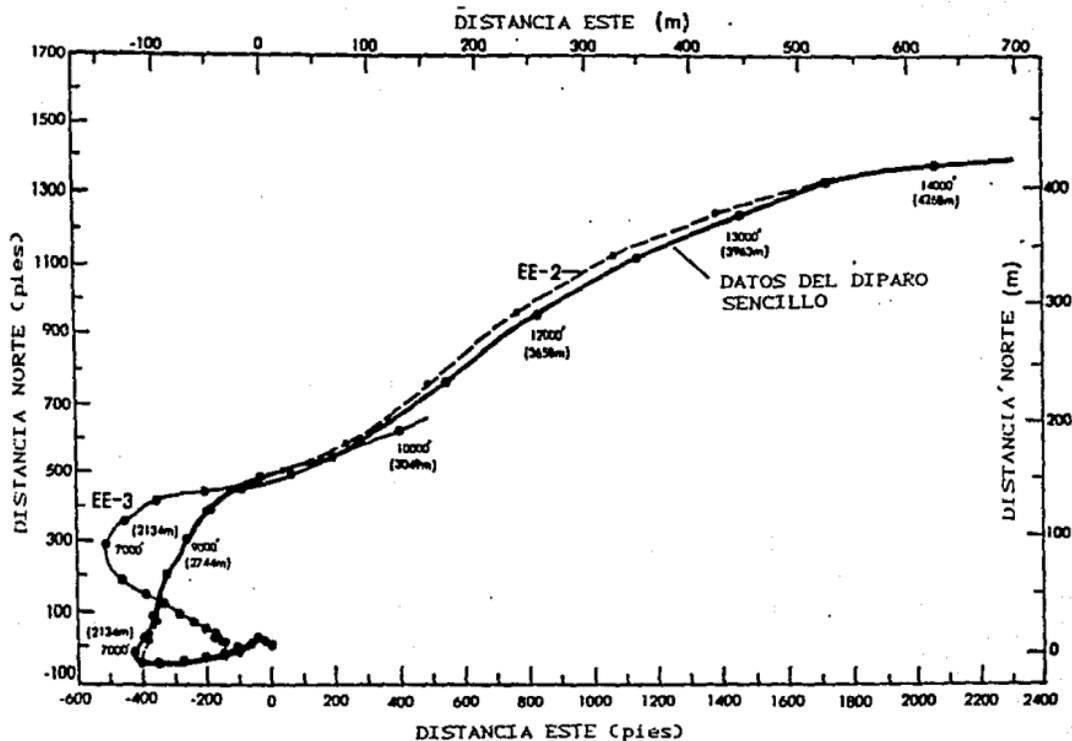


FIGURA 11.14. POZOS EE-2 Y EE-3 PROYECTADOS SOBRE UN PLANO HORIZONTAL.

La última corrida de turboperforador en los 10,500 pies (3.2 km) incrementó la inclinación en aproximadamente 4° (de 17° a 21°). Las corridas rotatorias promediaron incrementos en la inclinación de 1°, con distancias perforadas en el rango de los 17 y 170 pies (5 a 52 m).

PROBLEMAS ENCONTRADOS.

Aunque la orientación e inclinación planeada del EE-2 fueron obtenidas, se encontraron varios problemas. Estos habían sido previstos y se relacionaron a la dura y abrasiva roca y a la alta temperatura, las dificultades mayores fueron:

- Fallas térmicamente inducidas en las herramientas de inspección con un solo disparo.
- Fallas en la herramienta de dirección debidas a la intensa vibración y la alta temperatura, incluyendo problemas en la línea y en el cabezal del cable.
- Limitada vida y desgaste severo en la barrena, requiriéndose rectificar el agujero.
- Ocasionales cambios agudos en el ángulo (patas de perro) que requirieron rectificación adicional.
- Durante la construcción de la inclinación, se perdió el ángulo del azimut, requiriendo corridas de dirección adicionales.
- Limitada vida de los rectificadores/estabilizadores, resultó en la pérdida de la tangencialidad en la construcción de la inclinación.
- Fallas en las válvulas de flotación causaron taponamiento del motor.
- El desgaste en los cojinetes radiales del turboperforador y las fallas causadas por altas cargas laterales sobre la barrena, fueron agravadas por la longitud adicional en el absorbedor de golpes debajo del turboperforador y el uso de codos con ángulo mayor de 1 1/2°.

Un problema adicional fue operar el turboperforador con cojinetes sin sellar. El enfriamiento y la lubricación en los cojinetes era proporcionado por el fluido de perforación (esencialmente agua con pequeñas cantidades de recortes muy finos en suspensión). Las últimas dos corridas con turboperforador probaron exitosamente una nueva configuración de sello para alta temperatura y pueden indicar mayor vida de los cojinetes para subsecuentes perforaciones direccionales.

III.7.2. Inglaterra, Pozos RH-11 y RH-12.

Dos pozos fueron perforados en Cornwall, Inglaterra por la Camborne School of Mines. Estos pozos fueron perforados para desarrollar las técnicas de perforación en rocas secas y el fracturamiento.

En este ejemplo se ilustra cómo la perforación direccional mantiene al pozo en su curso, siguiendo el ángulo bajo severas condiciones de operación.

Los pozos RH-12 y RH-11 fueron perforados hasta 7,000 pies con los últimos 1,200 pies corriendo paralelamente en un ángulo de 30°. La formación es de granito. Sin embargo, la profundidad total no fue suficiente para encontrar alta temperatura. Ver Fig. III.15.

En el pozo RH-12, el agujero fue desviado a 2,650 pies hacia la dirección N 50° W. El ángulo cambió en un periodo de tiempo, incrementándose hasta 29° en la profundidad total, manteniendo la dirección dentro de 9°.

El pozo RH-11 fue desviado a 850 pies en la misma dirección, obteniendo 29° cerca de la profundidad total y manteniéndose dentro de 25°.

Estos pozos se perforaron completamente utilizando la herramienta "EYE", permaneciendo en el curso sin problemas significantes, el primero se terminó en 72 días y el segundo en 43 días antes de lo programado.

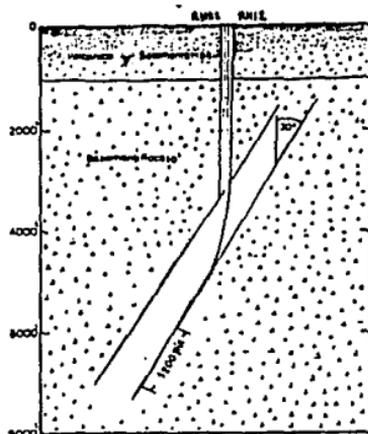


FIGURA III.16. POZOS RH-11 y RH-12.

III.7.3. Japón, Pozo M-12.

El pozo M-12 en Matsukawa, Japón; localizado en una área geotérmica de vapor dominante, fue programado como pozo direccional. Es un pozo productor planeado para ser perforado empleando aire como fluido de perforación.

Este pozo se perforó para encontrar la fractura productora del Pozo M-5. Por corrosión en la tubería de revestimiento, el Pozo M-5 se encontró en una condición irreparable. El objetivo asignado es como una esfera con 10 m de radio, posicionada a una profundidad vertical (TVD) de 1,106.5 m. La desviación horizontal fue de 232 m hacia las coordenadas S 60° W finales desde el cabezal del pozo. El plan de perforación direccional era iniciar la desviación a los 150 m formando un ángulo al ritmo de 1.5°/30 m hasta 475 m, donde la inclinación del pozo alcanzaría los 16.33°, desde el punto perforado verticalmente y así encontrar el objetivo cerca de la profundidad de 1,140 m.

Matsukawa es una área geotérmica de vapor dominante, por consiguiente se programó usar un sistema de lodo convencional hasta que la última tubería de revestimiento se colocó a los 1,100 m y entonces se decidió perforar con aire la zona productora.

Las operaciones de perforación avanzaron casi como se planearon, con las tuberías de revestimiento de 20 pg hasta los 750 m y la de 13 3/8 pg hasta los 750 m, con un cople para cementación de múltiples etapas. En 1,088.5 m se presentó la primera pérdida de circulación y la tubería de producción fue colgada y cementada, entonces se utilizó el sistema de perforación con aire. La trayectoria del pozo se controló precisamente. La cantidad esperada de vapor no fue obtenida en el área objetivo, por lo tanto, se continuó perforando hasta los 1,446.5 m. Se cortaron tres núcleos durante la perforación con aire para tener seguridad en la identificación de la formación, la temperatura estimada era de 260 °C y se bombeo agua para mejorar la producción de vapor intentando atravesar las fracturas pero se falló. Finalmente, el pozo se desvió hacia el centro del área objetivo empleando lodo de perforación y se encontró la fractura productora. Se midió suficiente flujo de vapor durante las pruebas de producción, por tal motivo, se corrió y cementó una tubería de revestimiento complementaria de 9 5/8 pg. La Fig. III.16. muestra una vista de planta de este pozo.

Un total de 25 barrenas tricónicas y una barrena con diamantes para corte de núcleos se usaron para perforar 1,496 m y cortar cuatro núcleos.

La trayectoria del Pozo M-12 fue controlada exactamente al perforar tanto con lodo como con aire y pudo alcanzarse el área objetivo. La velocidad de penetración y los metros perforados con la perforación con aire fueron mejores que con la perforación con lodo.

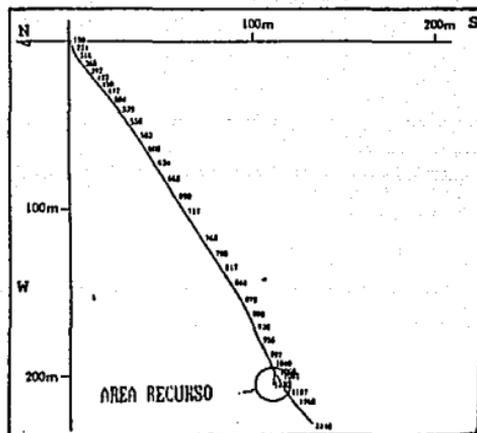


FIGURA III.16. VISTA DE PLANTA DEL POZO M-12 (JAPON).

III.7.4. Nueva Zelanda, Pozos BR-24 y KA-30.

En la mayoría de las perforaciones en Nueva Zelanda se encuentran una gran variedad de formaciones en pequeños intervalos, que van desde las volcánicas duras y abrasivas hasta las lutitas suaves y brechas con diferentes estratificaciones, por lo cual, la selección de la barrena es algo difícil. Por lo tanto, algunas veces las barrenas son cambiadas antes de ser desgastadas completamente. Además, cuando se perfora en un nuevo campo, se toman un gran número de núcleos (típicamente 10) esto hace poco por mejorar la economía y alargar la vida de las barrenas.

Algunos pozos tuvieron que ser desviados por varias razones. La primera era interceptar y sellar exitosamente una fractura en la T.R. que resultó en un reventón. Los pozos subsiguientes fueron desviados para esquivar las fallas mencionadas.

El pozo Broadlands BR-24 originalmente perforado hasta 1,248 m fue profundizado hasta 1,843 m, durante su operación, la desviación se incrementó a 24°. Como la profundización no mejoró la producción, el pozo se desvió en dirección contraria de los 738 m a los 1,538 m hacia la zona permeable. La desviación planeada no ocurrió naturalmente, sino que fue corregida usando el sistema convencional de desviación. Este sistema consume tiempo y por lo tanto es costoso.

El pozo Kawerau KA-30 fue limitado en su localización en la superficie por una reserva escénica y por la proximidad de la frontera del yacimiento. Se llevo a cabo una desviación de 2° a 237 m hasta 40° en 928 m mediante la selección del peso sobre la barrena y la localización del estabilizador. La dirección estuvo controlada con la variación en las revoluciones de la mesa rotatoria. El pozo se terminó a 1,215 m con desplazamiento horizontal de 327 m dentro del yacimiento. Como el pozo produce 500 toneladas/hora bajo prueba, el incremento del 10% en el costo de la perforación para desviar el pozo parece estar bien justificado.

APLICACIONES DE PERFORACION DIRECCIONAL EN POZOS GEOTERMICOS DE MEXICO**IV.1. IntroduccIón.**

Las perforaciones exploratorias en busca del recurso geotérmico que actualmente se realizan en México, se concentran en las dos grandes áreas geotérmicas mencionadas en el capítulo I: El Valle de Mexicali y el Eje Neovolcánico.

El Eje Neovolcánico se encuentra constituido principalmente por rocas básicas, intermedias y ácidas, como los basaltos, las andesitas y las reolitas.

En esta zona, se encuentran alineados los volcanes más importantes del país, como puede verse en la Fig. IV.1. También concurren en ella, algunas de las manifestaciones termales más importantes (Fig. IV.2.).

Así mismo, los campos geotérmicos más importantes en cuanto a potencial para generación de electricidad, son: "Los Azufres", en el estado de Michoacán, "Cerro Prieto" en Baja California, "La Primavera" en Jalisco y "Los Humeros" en Puebla. En estos campos es donde se han realizado la mayoría de perforaciones en busca de vapor para generación de electricidad.

Aunque se han realizado estudios en otros campos de la República Mexicana con potencial geotérmico, los que más destacan son Cerro Prieto, B.C. y Los Azufres, Mich. Precisamente en estos campos es donde se ha aplicado la perforación de pozos desviados.

La mayoría de los pozos desviados no fueron programados con tal objetivo, sino que se modificó el programa inicial para pozo vertical por fallas mecánicas y se desviaron con fines de encontrar el recurso geotérmico.

Se tiene información de los siguientes pozos desviados: A-12D, A-16, A-16D, A-52D, A-58 y A-58D en Los Azufres, Mich. y el pozo M-103 en Cerro Prieto, B.C. Aparentemente, los únicos pozos programados direccionalmente son el A-16D, A-52D, A-58 y A-58D. En algunos de estos pozos sólo se tiene información de que existen.

OCEANO
PACIFICO

GOLFO
DE
MEXICO

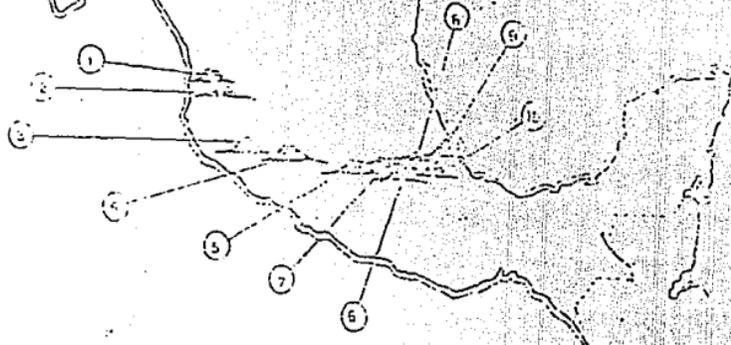


FIGURA IV.1. PRINCIPALES VOLCANES.

- | | | | | | |
|----------------|-------|------------------|-------|----------------------|------|
| 1 - SANBANGUEY | NAY. | 5 - TOLUCA | MEX. | 9 - COFRE DE PEROTE | VER. |
| 2 - CEBORICO | LAY. | 6 - POPOCATEPETL | MEX. | 10 - PICO DE ORIZABA | VER. |
| 3 - COLIMA | COL. | 7 - IZTACMITHATL | MEX. | | |
| 4 - TANCITARO | MICH. | 8 - LA MALINCHÉ | TLAX. | | |

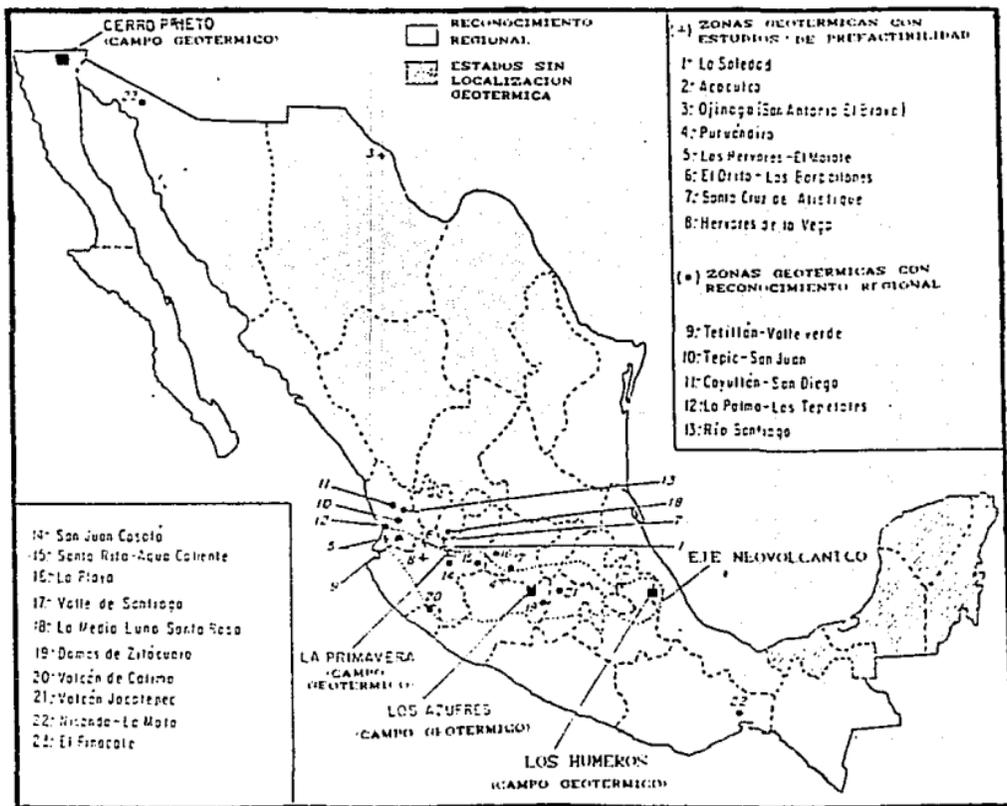


FIGURA IV. 2. MANIFESTACIONES TERMALIS.

Cabe mencionar que las técnicas de perforación direccional no habían sido aplicadas en la industria geotérmica en México por no disponer de las herramientas adecuadas a los ambientes hostiles de la perforación geotérmica y a las restricciones para importarlas durante el período de 1982 a 1986.

IV.2. Pozos Desviados en Los Azufres, Michoacán.

El campo geotérmico de Los Azufres, Michoacán, se encuentra en el centro del país, concretamente en la parte noreste del estado de Michoacán.

COLUMNA GEOLOGICA.

Mediante los levantamientos geológicos superficiales y de detalle, así como de la experiencia de las perforaciones realizadas, se ha determinado la columna litológica para este campo que se muestra en la Fig. IV.3.

Aunque aún no se tiene suficiente información para definir con exactitud los intervalos productores, se cree que se esta produciendo a través de accidentes estructurales como fallas y fracturas, o bien se produce por el fracturamiento y porosidad secundaria ocasionada por el enfriamiento entre contactos de diferentes derrames volcánicos.

IV.2.1. Pozo A-12D.

Este pozo inició su perforación el 29 de Octubre de 1981 con una profundidad total programada de 1,383 m. El A-12D es la continuación del pozo A-12, el cual fue taponado porque a los 818 metros perforados se observó pérdida total de circulación. Por lo tanto, la última tubería de revestimiento cementada de 9 5/8 pg quedó a 797 m y el pozo se terminó en agujero descubierto.

La perforación direccional fue normal, pero se avanzó poco por cambios consecutivos de cuchara desviadora y barrenas, y por mantenimiento del equipo **[Dpto. Geotermia, CFE, 1979]**.

A la profundidad de 870 m se atrapó la barrena. Después de repasar al intervalo se procedió a continuar la perforación hasta 1,380 m, pero al no encontrar fracturas productoras se determinó no arriesgar el equipo y se dio por terminado el pozo, quedando abandonado desde el 7 de Enero de 1982. La Fig. IV.4. muestra un esquema del estado mecánico del pozo.

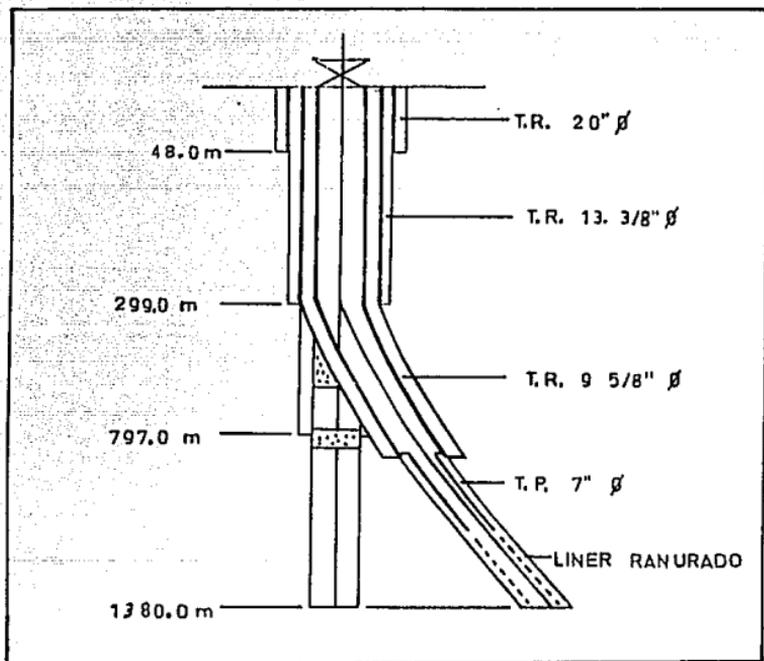


FIGURA IV. 4. POZO A-12D; LOS AZUFRES, MICHOACAN.

IV.2.2. Pozo A-16.

El pozo Azufres No. 16 esta ubicado en la zona de Tejamaniles, a 210 m al Sur de la falla de Los Azufres.

A los 40 m de perforación del pozo se observó pérdida parcial de lodo, se obturó y a los 50 m volvió a presentarse pérdida parcial. Después de resolver este problema la perforación prosiguió normal hasta los 2,500 m suspendiéndose en éste momento, debido a que no se encontró una fractura adecuada para hacer producir el pozo.

Una vez suspendidas las maniobras de perforación, se procedió a aplicar una presión de 10,000 lb/pg² con el propósito de inducirlo por medio de fracturamiento hidráulico, no obteniéndose un resultado satisfactorio.

Este pozo tenía una sección de 1,500 m sin tubería, ya que no se colocó el liner de producción. Posteriormente se reperforó en forma direccional a partir de los 305 m instalándose una tubería de revestimiento de 9 5/8 pg hasta una profundidad de 1,005 m. A partir de ahí se perforó hasta los 1,324 m instalándose una tubería de producción de 7 pg de diámetro con una longitud de 996 m (hasta 1,150 m) y posteriormente se colocó la tubería corta o liner ranurado de los 1,101 m hasta los 1,302 m; se encontró una temperatura de fondo de 219 °C que es un buen resultado. La desviación total con respecto a la vertical fue de 179.15 m. La Fig. IV.5 muestra la configuración del pozo [Dpto. Geotermia, CFE, 1980].

IV.2.3. Pozo A-16D.

Al estar perforando el pozo A-16 se presentaron pérdidas parciales de circulación que obturaron las fracturas. Se reinició perforando normalmente hasta que se presentó un "pescado", se atoró la tubería de perforación y no se logró recuperar. Entonces se recorrió la torre aproximadamente 5 metros de distancia y se inició la perforación del pozo A-16D con una profundidad total programada de 1,050 m.

Al proseguir la perforación se encontró resistencia, posteriormente se presentó pérdida de circulación y se perforó con problemas menores. Se realizaron muchos cambios de barrenas, a los 1,042 m perforados se presenta pérdida total de circulación, se soluciona el problema y se corren registros de temperatura y de presión registrándose una temperatura de 212 °C, se corre el liner de 7 pg de diámetro y se cementa. Subsecuentemente se cementa la tubería ranurada de los 778 m a los 1,039 m. La Fig. IV.6. muestra el estado mecánico del pozo [Dpto. Geotermia, CFE, 1979].

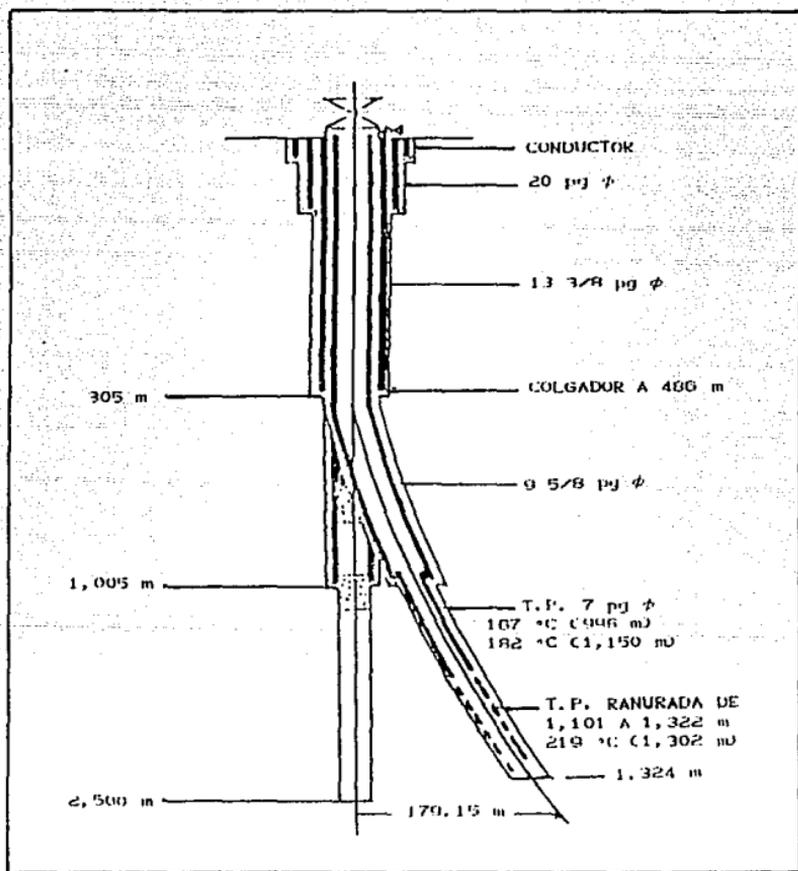


FIGURA IV. 5. POZO A-16; LOS AZUFRES, MICHOACAN.

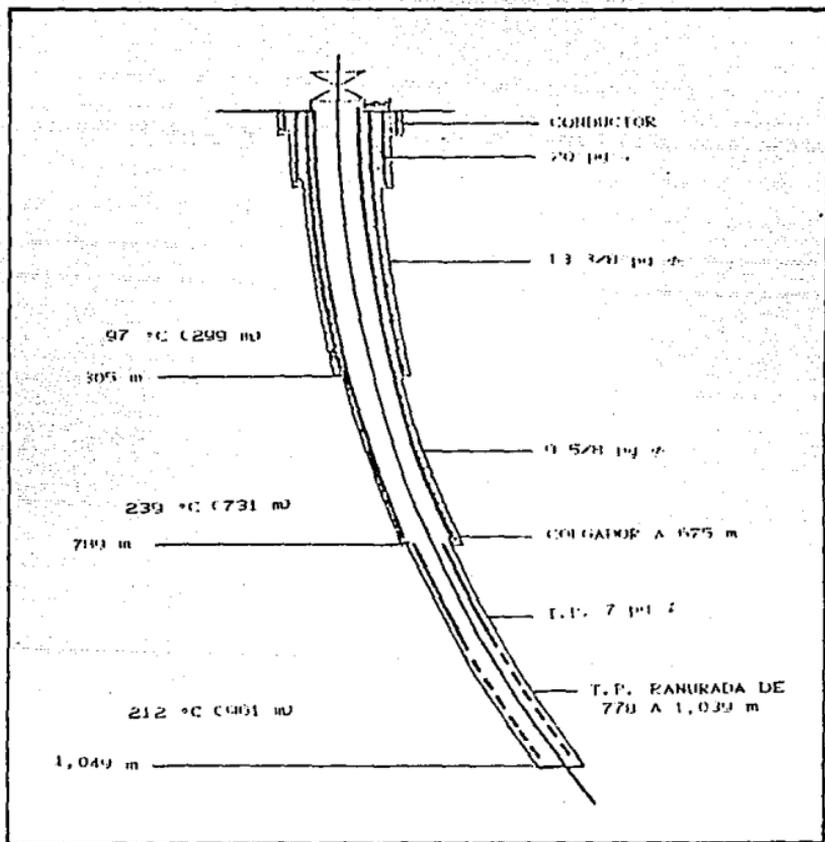


FIGURA IV. 6. POZO A-16D; LOS AZUFRES, MICHOACAN.

IV.2.4. Pozos A-52D, A-58 y A-58D,

De estos pozos sólo se sabe de su existencia y no fue posible encontrar información y la representación de su estado mecánico.

IV.3. Pozos Desviados en Cerro Prieto, Baja California Norte.

IV.3.1. Pozo M-103.

Este pozo fue perforado en 1978, y durante su proceso constructivo se presentó un problema de pesca muy severo. Entonces para alcanzar el yacimiento se tuvo que desviar el agujero.

La profundidad total alcanzada fue de 6,586 pies (Fig. IV.7). Se instalaron dos tuberías de revestimiento con diámetro de 9 5/8 y 7 pg; se colgó un liner productor con 7 pg de diámetro y otro de 5 pg. Este pozo esta localizado en el área II de Cerro Prieto, Baja California Norte [Dominguez, CFE].

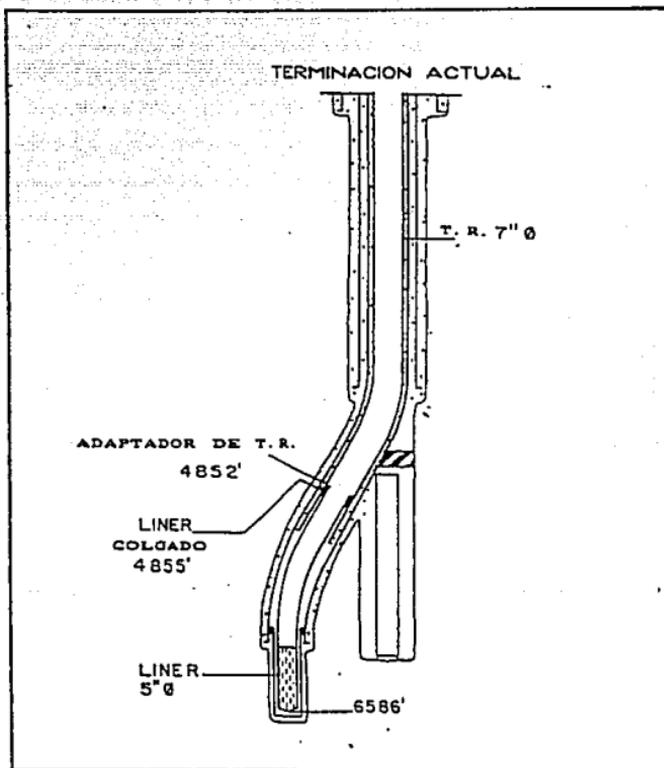


FIGURA IV.7. POZO M-103, CERRO PRIETO, B.C.

CAPITULO V

DISCUSION DE TECNICAS

V.1. Motores con Desplazamiento Positivo.

En las Tablas V.1., V.2. y V.3 se muestra un resumen de las corridas con motor de fondo direccional realizadas en los Pozos EE-2 y EE-3. Los motores con desplazamiento positivo PDM's se utilizaron hasta una profundidad de 3.0 km (9,800 pies) en formaciones con temperaturas de hasta 200 °C (400 °F). El conjunto motor de fondo típico utilizado se presenta en La Tabla V.4. Los resultados de las corridas con motores direccionales deben ser analizados, tomando en cuenta que se utilizaron con tramos de tubería de 2 cople, 19 m (62 pies) durante las operaciones de dirección.

Como es evidente en las Tablas V.2. y V.3. todos los motores proveen velocidades de penetración aceptables. La vida en el fondo del agujero es frecuentemente limitada por el severo desgaste del calibre (diámetro exterior) de la barrena en sólo 2 ó 3 horas de operación. Además las fallas en la herramienta de dirección interrumpen las corridas del motor en determinadas ocasiones.

Ventajas de Perforar con Motores.

El método más común de deflexionar pozos es utilizar un motor de fondo con un codo (bent sub). Cuando se comparan los resultados con los obtenidos en las técnicas rotatorias convencionales, la perforación con motores de fondo es mejor en costo y operación. El costo por pie de un pozo puede ser reducido, porque el motor mejora el rendimiento de la barrena mediante incrementos en las revoluciones por minuto (rpm) y en el torque reactivo de la barrena.

Otros beneficios del motor perforador son:

- Se requiere menor peso sobre la barrena, esto mejora el control sobre la desviación del agujero.
- Mejor control en la desviación del agujero resulta en menos problemas.
- Agujeros homogéneos reducen el desgaste en las tuberías de perforación, revestimiento y en los componentes de las mismas, reduciendo la probabilidad de desconexiones.

TABLA V.1.

A. DESCRIPCION DE LOS MOTORES UTILIZADOS EN LOS POZOS EE-2 Y EE-3.

TIPO	DIAMETRO (cm)	TEMP. (°C)	LONGITUD (m)	COMPANIA DE SERVICIO	CODIGO
Desplazamiento Positivo	17.1	175°	6.0	Baker Service Tools Houston, Tx.	BPNM
Desplazamiento Positivo	19.7	155°	6.0	DynaDrill, Smit Int'l Invine, Ca.	DDPDM
Desplazamiento Positivo	20.3	155	6.9	Christensen Downhole Tools Oklahoma, City	NPDM
Turbina	19.7	320	6.3	Maurer Engineering, Inc. Houston, Tx.	MEIT

17.1 cm. = 6 3/4 pg; 19.7 cm. = 7 3/4 pg. y 20.3 cm. = 8 pg.

B. TURBINAS EVALUADAS EN EE-2 Y EE-3.

TIPO	DIAMETRO (cm)	TEMP. (°C)	LONGITUD (m)	COMPANIA DE SERVICIO	CODIGO
Turbina	13.7	320	6.7	Maurer Engineering, Inc. Houston, Tx.	MEIT5 (EE-2)
Turbina	17.8	370	7.2	DynaDrill, Smit Int'l Invine, Ca.	DDT7D (EE-3)
Turbina	17.8	370	11.8	DynaDrill, Smit Int'l Invine, Ca.	DDT7S (EE-3)

13.7 cm. = 5 3/4 pg; 17.8 cm. = 7 pg.

TABLA V.2. RESUMEN DE CORRIDAS DE PERFORACION DIRECCIONAL Y RESULTADOS DEL POZO EE-2.

[Todas las corridas con barrenas de 31.1 cm de diámetro]

Corrida No.	Motor de Perforación	Herram. de Direcc.	Angulo del Bent Sub	Profundidad m ^a	Desviación del Pozo	Dist. Perf. m	Absorb. de Golpes
1	MEIT	N. A.	0	1497	S 5 3/4° W 64°	17.0	SI
2	DDPDM	DOT	2° ?	1979	S 4 1/2° W 64°	0.0	NO
3	DDPDM	-----	2° ?	1986	4 1/4 °	9.0	NO
4	DDPDM	-----	2° ?	2011	3°	24.0	NO
5	DDPDM	-----	2° ?	2017	4°	6.7	NO
6	DDPDM	-----	2° ?	2078	N 4 3/4° W 37°	30.5	NO
7	BPDM	-----	2°	2107	N 5 1/2° W 8°	14.0	NO
8	BPDM	-----	1 1/2°	2135	N 6 3/4° E 18°	27.0	NO
9	DDPDM	-----	2° ?	2360	N 15° E 13°	16.5	NO
10	MEIT	DOT	1 1/2°	2538	N 16° E 13°	17.7	SI
11	MEIT	DOT	1 1/2°	2538	-----	0.6	SI
12	MEIT	DOT	1 1/2°	2584	N 16° E 17°	28.0	SI
13	MEIT	DOT	1 1/2°	2604	N 13 3/4° E 37°	40.0	SI
14	MEIT	DOT	1 1/2°	2613	-----	9.1	SI
15	MEIT	DOT	1 1/2°	2613	-----	0.0	SI
16	MEIT	DOT	2°	2754	-----	18.3	SI
17	MEITM	DOT	2°	2754	-----	0.0	SI
18	MEIT	DOT	1 1/2°	2768	N 15° E 34°	13.0	SI
19	MEIT	DOT	2°	2800	-----	32.0	SI
20	MEIT	DOT	1 1/2°	2838	N 13 1/2° E 40°	37.5	SI

Continúa Tabla V.2

Corrida No.	Motor de Perforación	Herram. de Direcc.	Angulo del Bent Sub	Profundidad m ^a	Desviación del Pozo	Dist. Perf. m	Absorb. de Golpes
21	MEIT	DOT	1 1/2°	2854	N 13 1/4° E 42°	15.8	SI
22	MEIT	DOT/SST	2°	2854	-----	0.0	SI
23	MEIT	EYE	2°	2885	N 12 1/4° E 44°	32.0	SI
24	MEIT	EYE	2°	2900	N 12 1/4° E 44°	14.0	SI
25	MEIT	EYE	2°	2905	-----	5.5	SI
26	MEIT	EYE	2°	2980	N 13° E 59°	10.0	NO
27	BPDM	EYE	2°	2997	N 15 1/2° E 74°	15.5	NO
28	BPDM	EYE	2°	3002	-----	3.0	NO
29	MEIT	EYE	2°	3021	N 13° E 59°	19.0	NO
30	MEIT	EYE	2°	3059	-----	36.0	NO
31	MEIT	EYE	1 1/2°	3216	N 21° E 70°	38.7	NO
32	MEIT5+	N. A. ^b	-----	4353	N 35° E 71°	3.0+	NO
33	MEIT5+	N. A. ^b	-----	4357	N 35° E 71°	3.0+	NO

* - Ver Tabla V.1.

+ - Pruebas especiales de turboperforadores de 13.7 cm de diámetro con sellos; barrena con 22.2 cm de diámetro; en preparación para la perforación direccional del pozo EE-2.

a - Profundidad al final de la corrida.

b - La versión del escudo térmico de la herramienta de dirección fue exitosamente probado durante estas pruebas corridas.

TABLA V.3. RESUMEN DE CORRIDAS DE PERFORACION DIRECCIONAL Y RESULTADOS DEL POZO EE-3.

[Todas las corridas con barrena de 31.1 cm de diámetro]

Corrida No.	Motor de Perforación	Herram. de Direcc.	Angulo del Bent Sub	Profundidad m	Desviación del Pozo	Dist. Perf. m
1	BPDM	-----	2°	1981	N 9 1/2° W 53°	23.0
2	BPDM	-----	2°	2027	N 14 3/4° W 54°	39.0
3	BPDM	EYE	2°	2075	N 14 3/4° W 37°	30.0
4	BPDM	EYE	2°	2083	N 14 1/2° W 20°	17.9
5	DDPDM	EYE	2°	2168	N 13° E 23°	64.3
6	BPDM	EYE	2°	2216	N 10 1/2° E 43°	27.4
7	BPDM	EYE	2°	2216	-----	0.0
8	NPDM	EYE	2°	2236	N 10 1/2° E 43°	20.7
9	NPDM	EYE	2°	2264	N 8 3/4° E 62 1/2°	27.4
10	NPDM	EYE	2°	2281	N 7° E 47°	16.8
11	DDT7D	EYE	1 1/2°	2395	-----	0.3
12	DDPDM	EYE	1 1/2°	2402	N 15 3/4° E 51°	8.2
13	DDPDM	EYE	1 1/2°	2409	N 15° E 47°	6.7
14	DDPDM	EYE	1 1/2°	2420	N 16° E 51°	10.7
15	NPDM	EYE	1 1/2°	2454	N 16 1/4° E 59°	34.1
16	NPDM	EYE	1 1/2°	2457	-----	3.0
17	NPDM	EYE	1 1/2°	2480	-----	28.0
18	NPDM	EYE	1 1/2°	2490	-----	3.4
19	NPDM	EYE	1 1/2°	2519	N 16 1/4° E 87°	28.9
20	DDT7S	-----	-----	2562	N 17 1/2° E 84°	0.0

Continúa Tabla V. 3.

Corrida No.	Motor de Perforación	Herramienta de Diracc.	Angulo del Baril Sub	Profundidad m	Desviación del Pozo	Dist. Perf. m
21	DDTTS	---	---	2582	N 17 1/2° E 84°	0.0
22	NPDM	EYE	1 1/2°	3011	N 25 1/2° E 66°	8.8
23	NPDM	EYE	1 1/2°	3011	N 25 1/2° E 66°	0.0
24	DDT7D	EYE	1 1/2°	3053	N 24° E 72°	0.0
25	DDT7D	EYE	1 1/2°	3053	N 24° E 72°	0.0
26	MEIT	EYE	1 1/2°	3083	N 27° E 70°	30.4
27	MEIT	EYE	1 1/2°	3085	N 27° E 70°	2.1
28	MEIT	EYE	1 1/2°	3094	N 29° E 67°	8.2
29	MEIT	EYE	1 1/2°	3110	N 27 3/4° E 68°	16.5
30	MEIT	EYE	2°	3150	N 27 1/4° E 51°	9.4
31	MEIT	EYE	2°	3163	N 24 3/4° E 66°	13.4
32	MEIT	EYE	2°	3175	N 24 3/4° E 66°	11.9

TABLA V. 4.

CONJUNTOS DE FONDO TÍPICOS " BHA " PARA PERFORACION DIRECCIONAL
EN ROCA SECA CALIENTE (HDR) DE LOS POZOS EE-2 Y EE-3

BHA para Motor Perforador del Azimut Alteración del Angulo.	BHA por inclinación Rotatoria Incremento del Angulo^a.	BHA por inclinación Rotatoria Mantenimiento^c.
Barrena con 31.1 cm de diámetro. Absorbedor de Golpes. Motor Perforador. Crossover Sub. Bent Sub orientado. Cople monel de 20.3 cm de diámetro. 12 Lastrabarras de 20.3 cm de diámetro. 21 Juntas HWDP ^a .	Barrena con 31.1 cm de diámetro. BH Rectificador de 3 ptos. Crossover Sub. Lastrabarras monel de 17.1 cm de diámetro. Lastrabarras de 17.1cm de diámetro. Crossover Sub. Sarta Rectificada de 3 ptos. Lastrabarras de 20.3 cm de diámetro. 10 Lastrabarras de 20.3 cm de diámetro. 8 Juntas HWDP ^a . Guías de Perforación. 13 Juntas HWDP ^a .	Barrena de 22.2 cm de diámetro. BH Rectificador de 6 ptos. Lastrabarras corto de 17.1 cm de diámetro. Sarta Rectificada de 3 ptos. Lastrabarras monel de 17.1 cm de diámetro. Sarta Rectificada de 3 ptos. 4 Lastrabarras de 17.1 cm de diámetro. 20 Juntas HWDP ^a . Guías de Perforación. 13 Juntas HWDP ^a .

31.1 cm = 12 1/4 pg; 2.3 cm = 8 pg; 17.1 cm = 6 3/4 pg y 22.2 cm = 8 3/4 pg.

a - 12 cm de diámetro externo y 4.3 kg / m (5 pg de diámetro exterior, 50 lb / pie).

b - Ensamble de construcción.

c - Ensamble para Agujero Empacado (contenido).

Cuando perforamos con un motor de fondo bajo las condiciones del campo geotérmico, algunos factores requieren consideraciones especiales. Primero, las herramientas usadas para la deflexión deben ser orientadas correctamente como cualquier mecanismo de deflexión. Segundo, la severidad en el cambio resultante en la dirección e inclinación (pata de perro), debe mantenerse dentro de los límites calculados.

V.2. Comportamiento del Motor Turbina Neumático.

Se realizaron pruebas de perforación para el primer prototipo de motor neumático de fondo en la planta de la Compañía Bayless Drilling en Farmington, New Mexico, en roca de la formación Kirtland.

Antes de utilizar el motor de fondo en los pozos geotérmicos, se realizaron dos pruebas de perforación rotatoria convencional (usando barrenas de conos y rodillos, idénticas a aquellas que serán usadas más adelante en las pruebas con motor de fondo). En la primera se usó agua como fluido de perforación y en la segunda se utilizó aire. Estas pruebas fueron realizadas para obtener datos de referencia con el propósito de comparar el comportamiento perforador en el motor de fondo.

Basados en los resultados obtenidos, se establecieron las siguientes relaciones:

a) Usando agua como fluido de perforación.

$$ROP_w = 108.6 \left[\frac{W}{4D_b} \right]^{0.616} \left[\frac{N}{100} \right]^{0.75} \dots\dots(V.1.)$$

b) Usando aire como fluido de perforación.

$$ROP_a = 123.9 \left[\frac{W}{4D_b} \right]^{0.279} \left[\frac{N}{100} \right]^{0.75} \dots\dots(V.2.)$$

Donde:

- W - peso sobre barrena; 10³ lbs.
- N - velocidad rotatoria; rpm.
- ROP - velocidad de penetración; pies/hora.
- D_b - diámetro de barrena; pg.

Dado que las pruebas fueron realizadas a velocidades rotatorias constantes, el exponente seleccionado fue 0.75; el cuál, parece un valor razonable para una formación suave. El alto valor en el factor de perforabilidad para la perforación convencional con aire (123.9 contra 108.6 pies/hora para la perforación convencional con agua) esta explicado por el efecto de presión diferencial sobre la velocidad de penetración. Un incremento relativamente pequeño en la perforabilidad, esta relacionado a la profundidad superficial del agujero (aproximadamente 350 pies) en la cual, la prueba se desarrolló. En contraste con el comportamiento consistente del factor de perforabilidad, la magnitud del exponente para peso sobre barrena también parece demasiado bajo. Son necesarias pruebas adicionales para verificar estos resultados.

Antes que el motor de fondo fuera corrido dentro del agujero, el ensamble del motor se provó en el piso del equipo de perforación, asegurándolo a la mesa rotaria y midiendo el torque reactivo con las llaves. Estas mediciones se realizaron con tres gastos de flujo volumétrico de aire (600, 1,200 y 2,800 pie³/min @ c.s.). Las pruebas fueron realizadas con la válvula de bypass abierta y cerrada. Estas pruebas proporcionaron información muy importante acerca del torque de atascamiento y la presión de inyección. Los resultados de las pruebas se presentan en las Figs. V.1. y V.2. También se muestran los datos experimentales obtenidos y los correspondientes valores calculados. El análisis de estas dos figuras es el siguiente:

- Los valores en el torque de atascamiento fueron satisfactoriamente predichos (con excepción de aquéllos obtenidos a 1,600 pie³/min @ c.s.)
- La magnitud para la presión de inyección se correlaciona muy favorablemente con los valores calculados.

Terminadas las pruebas en el piso del equipo de perforación, el motor fue introducido al pozo. Con el motor en el fondo del agujero, se removieron rápidamente los recortes residuales y el agua de formación acumulada utilizando la válvula bypass. La perforación empezó con un peso sobre barrena de 8,000 lbs y un flujo volumétrico de aire de 1,200 pie³/min @ c.s. Subsecuentemente el gasto de aire se incrementó a 1,800 pie³/min @ c.s. Después que la perforación se estabilizó por un corto tiempo, el gasto de aire se incrementó a 2,400 pie³/min @ c.s. y el peso sobre barrena a 16,000 lbs. Inicialmente se notaron vibraciones muy fuertes en la mesa rotaria (que había sido asegurada para absorber el torque reactivo), indicando que el motor estaba perforando a través de formaciones fracturadas. En el intervalo entre los 440 y los 490 pies de profundidad, las condiciones de perforación fueron relativamente estables, por lo tanto, proporcionaron información precisa para analizar el rendimiento del motor.

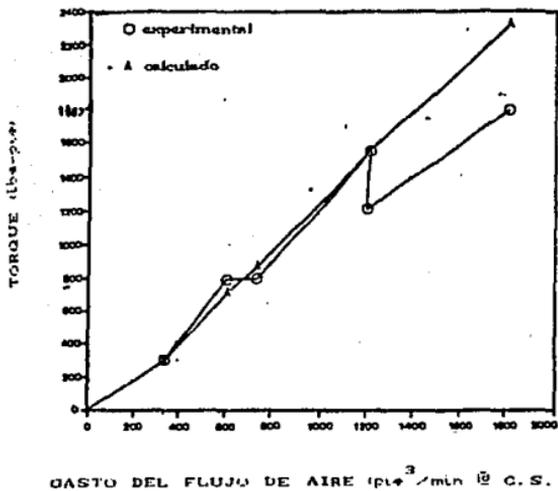


FIGURA V.1. TORQUE vs GASTO DEL FLUJO DE AIRE.

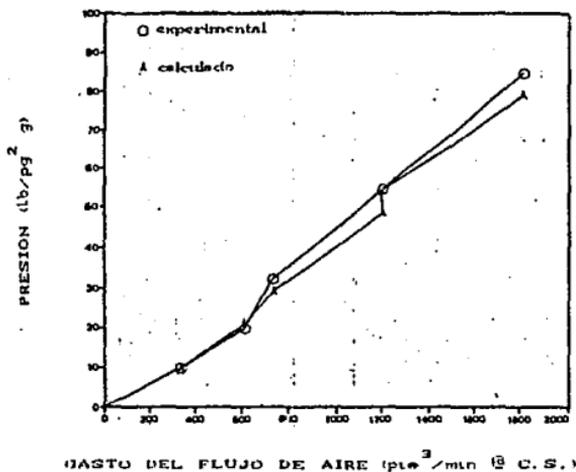


FIGURA V.2. PRESION DE INYECCION vs GASTO DEL FLUJO DE AIRE.

Para comparar las velocidades de perforación, es necesario conocer la velocidad rotatoria, así como el peso sobre barrena, el gasto de aire, etc. Con este propósito, la potencia de la turbina calculada y la potencia real en la barrena son graficados contra la velocidad rotatoria (Fig. V.3.). La ordenada en el punto donde se interceptan la curva para el rendimiento de la turbina (HP_t) con la línea de la potencia de la barrena (HP_b), proporciona la velocidad rotatoria real en la barrena. En el caso considerado, la velocidad rotatoria es aproximadamente 115 rpm. Con estos parámetros, $W = 16,000$ lbs y $N = 115$ rpm, el promedio registrado en la velocidad de perforación fue de 98 pies/hora. Esta velocidad de perforación es aproximadamente la misma que la obtenida en la perforación convencional empleando aire como fluido perforador. Este resultado es explicado por la poca profundidad del pozo (cerca de 500 pies). Se espera que las ventajas de usar un motor de fondo serán más evidentes en agujeros más profundos (por ejemplo 1,500 pies o más). Las presiones observadas en la tubería de perforación fueron muy cercanas a los valores predichos.

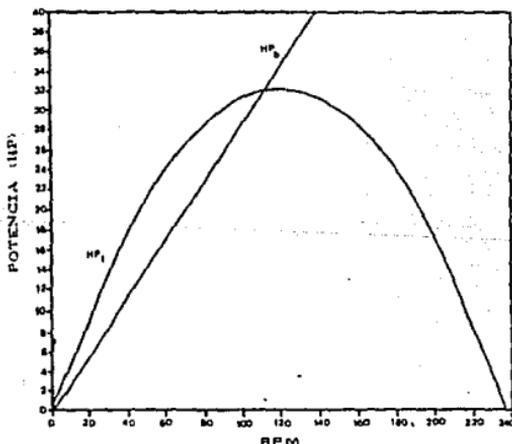


FIGURA V.3. POTENCIA vs RPM, 2,400 pie³/min @ C.S.

A una profundidad en el pozo de 570 pies, se le agregaron 10 bbl/hora de agua al aire. El promedio en la velocidad de perforación aumentó en cerca de 16 pies/hora. Este incremento está asociado con una mayor potencia en la turbina debido al incremento en el flujo másico. Cuando se registró una relativamente entrada grande de agua, el gasto volumétrico de aire se incrementó a 3,000 pie³ @ c.s. Esto originó como resultado un incremento en la velocidad de perforación hasta en 185 pies/hora. La operación de la barrena se hizo más difícil, indicando atascamiento de la turbina por un torque muy alto y consecuentemente un pico alto en la potencia.

Perforar con altas velocidades de penetración y con relativamente bajos gastos de aire a través de formaciones suaves con flujo de agua generó altas presiones en la tubería de perforación. Para evitar el taponamiento completo del espacio anular, la prueba fue interrumpida y el motor fue llevado a inspección. La prueba de campo proporcionó la evidencia de que este motor es capaz de perforar eficientemente en ambientes de perforación difíciles (por ejemplo formaciones fracturadas y grandes cantidades de agua de formación).

Debido a lo anterior, no fue posible probar el motor a su máxima potencia (3,600 pie³/min @ c.s.). Es de esperar que la velocidad de perforación usando la máxima potencia pudo haber sido del orden de 250 pies/hora. Debe hacerse notar que este prototipo del motor fue específicamente diseñado para perforación direccional en la dura roca metamórfica del área Geysers. En formaciones de roca más duras, la velocidad de perforación será mucho menor que las velocidades experimentadas durante estas pruebas de campo. Estas pruebas fueron conducidas totalmente en roca de la formación sedimentaria Kirtland.

V.3. Perforación con Turboperforador.

El turboperforador MEI con diámetro de 7 3/4 pg (19.7 cm) se utilizó por primera vez en campo en Julio de 1979. Se empleó para perforar direccionalmente 21 corridas en la sección de alta temperatura en el pozo EE-2. La última corrida en la secuencia de operación fue típica del comportamiento alcanzado.

El turboperforador MEI presenta el problema de desgaste severo en los baleros y para su aplicación en el campo se requiere tener disponibles repuestos adecuados. Además, el mantenimiento de la turbina requiere el uso de herramienta especial y un mecánico experimentado para desarmarla. Sin embargo, puede realizarse en el campo la reparación de éstas unidades. El tiempo de operación en el fondo del pozo, entre los servicios de éstas herramientas, es comparable al de los PDM's, pero el desgaste en la barrena fue ligeramente mayor por la alta velocidad de la turbina.

Se utilizó un absorbedor de golpes para alta temperatura entre la barrena y el turboperforador para reducir el impacto de las cargas sobre los cojinetes.

El turboperforador de 5 3/8 pg (13.7 cm) fue probado inicialmente en campo a la profundidad total del pozo EE-2 en Mayo de 1980, donde la temperatura estática de la formación en el fondo del agujero es de 600 °F.

Los dos turboperforadores probados funcionaron como se predijo y perforaron los 10 pies previamente especificados a la profundidad total. Durante estas pruebas iniciales de perforación en el campo, se observó que la operación apropiada del turboperforador requiere una estimación de las rpm. Por lo tanto, un tacómetro de turbina fue desarrollado para proporcionar una indicación en la superficie de la velocidad del motor de fondo. La operación de dicha unidad se basó en un pulso de presión producido durante cada revolución del eje en la turbina mediante una perturbación en la hélice más superior del motor. El pulso es transmitido a través de la columna de fluido en la sarta de perforación hasta la superficie donde es detectado y procesado. Fueron requeridos amortiguadores para mejorar la resolución en las señales por pulso de presión en la superficie y mejorar la eficiencia del tacómetro en el turboperforador.

Treinta corridas de perforación direccional con motor fueron requeridas para el pozo EE-2 [Williams, 1990]. De los tres diferentes tipos de motores usados, únicamente uno, el turboperforador MEI demostró la capacidad de operar exitosamente arriba de los 400 °F. La Tabla V.5 muestra una comparación del rendimiento promedio para varios motores.

TABLA V.5.

**RESUMEN DEL COMPORTAMIENTO " CONJUNTO MOTOR DE FONDO"
CON AGUJERO DE 31.1 cm DE DIAMETRO EN EL POZO EE-2.**

TIPO DE MOTOR	NUMERO DE CORRIDAS	PROMEDIO HRS. / CORRIDA	PROMEDIO AVANCE / CORRIDA	PROMEDIO ROP / CORRIDA (pies / hora)
Turb - MEIT	21	2.8	59.8	21.6
B - PDM	6	4.5	54.7	12.3
A - PDM	4	7.8	48.8	6.2

ROP - Velocidad de penetración.

31.1 cm = 12 1/4 de pg.

La perforación direccional en el segundo pozo del programa HDR, el EE-3, requirió un control aún más estricto sobre la perforación para mantener el espaciamiento vertical en ± 50 pies y la localización del azimut en ± 100 pies de la trayectoria real del primer pozo (EE-2). Estos requerimientos fueron alcanzados mediante el uso del turboperforador MEI. La Tabla V.6. resume las 48 corridas de perforación direccional.

TABLA V. 6.

COMPORTAMIENTO DEL CONJUNTO^a MOTOR DE FONDO PARA LA PERFORACION DIRECCIONAL EN EL EE-3.

Tipo de Motor	Corridas éxito / intentos	Promedio hrs. / corrida	Promedio ^b m / corrida	Promedio ROP (pies / hora)	Diámetro del Motor (cm)
MEIT - 7 ^c	14 / 17	3.4	43.3	12.7	19.7
MEIT - 6 ^c	5 / 8	2.1	59.3	28.2	13.7
NPDM ^d	9 / 10	4.0	62.2	14.8	20.3
DDPDM ^d	8 / 8	5.5	59.6	10.8	19.7
BPDM ^d	4 / 5	14.0	98.5	7.0	17.1

19.7 cm = 7 3/4 pg; 13.7 cm = 5 3/8 pg; 20.3 cm = 8 pg y 17.1 cm = 6 3/4 pg.

- a - El conjunto incluye: la barrena, el motor, la válvula de flotación, el codo y orientador inferior y la herramienta de dirección.
- b - Basados sobre corridas exitosas. Fueron fijadas en 60 pies de tubería de perforación por utilizar tramos de 2 juntas.
- c - Turboperforadores de alta temperatura.
- d - Usados en temperaturas menores a los 400 °F.

V.4. Eficiencia de los Amortiguadores de Golpes.

Las herramientas amortiguadoras de golpes, comercialmente disponibles, fueron exitosamente utilizadas en todas las aplicaciones de perforación rotatoria con temperaturas menores a los 205 °C. Las herramientas amortiguadoras de goma (para baja temperatura), se utilizaron para perforar agujeros de 26, 17 1/2 y 12 1/4 pg (66, 44.5 y 31.1 cm). Los tipos para alta temperatura (metálicos) fueron usados desde 150 °C hasta los 205 °C. Actualmente esta empezando a usarse un amortiguador para alta temperatura de la Cía. Houston Engineering, para trabajo axial y también para amortiguar la torsión en agujeros de 31.1 cm con temperatura mayor a 200 °C.

V.5. Técnicas de Control en la Dirección.

Se usaron tres modelos diferentes de herramientas para dirección en el fondo del pozo, ver Tabla V.7. Estas herramientas transmiten una lectura continua del azimut (medido desde la parte superior del agujero) en la superficie, proporcionando el azimut magnético y lecturas de inclinación conforme los requerimientos del dispositivo de control. La herramienta "EYE" para controlar la perforación direccional fue la única que soportó adecuadamente la vibración y la temperatura.

TABLA V. 7.

HERRAMIENTAS DE DIRECCION UTILIZADAS EN LOS POZOS EE-2 Y EE-3.

Tipo de Sensor	Temperatura (°C)	Compañía de Servicio	Código
Magnetómetro con Inclínómetro	275 ^a	Eastman - Whipstock Houston, Tx.	DOT
Magnetómetro con Inclínómetro	316 ^a	Sperry - Sun Houston, Tx.	SST
Magnetómetro con Inclínómetro	200 ^b	Scientific - Drilling Controls Irvine, Ca.	EYE

a - Requiere escudo térmico.

b - Corrido con escudo térmico arriba de los 200°C (400°F).

La guía del agujero con herramientas direccionables depende del alineamiento de ésta con el codo, antes del motor, y el alineamiento de la herramienta depende del asiento de la zapata con el equipo inferior y consecuentemente con el cople. Este sistema de alineamiento generalmente trabaja bien.

V.6. Selección del Método para Perforación Horizontal.

La tecnología de radio corto alcanza la horizontal más rápidamente y por lo tanto es atractiva en áreas menores de 80 metros. Las zonas problemáticas son eliminadas antes de perforar el agujero lateral dado que estos pozos requieren una limitada distancia vertical verdadera (TVD) para alcanzar la horizontal. Debido a la rápida velocidad de construcción de la curva corta, la tecnología de radio corto puede alcanzar con poca precisión el objetivo. El torque rotatorio es aplicado por la mesa rotaria haciendo al radio corto aplicable para la utilización en trabajos de terminación. Los sistemas de radio medio también son adecuados para aplicarse en terrenos restringidos, desde 1200 pies de agujero lateral. Los perfiles de radio medio también permiten

revestir zonas problemáticas en la sección vertical, comparados con los pozos de radio largo permiten un punto de desviación cercano a la profundidad del objetivo y pueden ser perforados más precisamente para alcanzar un objetivo específico que con el método de radio largo.

En el sistema de radio largo los pozos horizontales emplean la rotación convencional o los sistemas direccionables (navegacionales) en campos petroleros de tamaño normal. Estos tienen moderados rangos de construcción para ligeras "patas de perro", son registrados fácilmente y pueden ser terminados selectivamente con tubería de revestimiento. Son útiles en aplicaciones costa fuera y donde se desea mayor desplazamiento horizontal. Los pozos de radio largo alcanzan mayores distancias horizontales que los métodos de radio medio.

V.7. Problemas en la Sarta de Perforación.

V.7.1. Control y Resistencia.

La geometría en cada uno de los pozos previamente discutidos, implica que, además de numerosas patas de perro de varias magnitudes, una gran parte de la sarta perforadora tiene contacto directo con la pared del pozo. En realidad, abajo de 1220 m (4000 pies) en la parte más baja de la sarta, donde usualmente se encuentra una cantidad significativa del peso total, casi el 20% del peso es aplicado normalmente a la pared del pozo. Usualmente, estos factores tendrán consecuencias moderadas, sin embargo, debido a la impermeabilidad en la matriz de la roca, no se desarrolla enjarre lubricante por filtrado en las paredes del pozo. Esto resulta en una considerable resistencia por fricción torsional y axial entre la sarta de perforación y el pozo. Por lo tanto, no se recomienda el uso de las herramientas con alto contacto de pared, como una sarta larga con lastrabarreras de gran diámetro y estabilizadores con aletas fijas. Adicionalmente, la sarta de perforación debe ser suficientemente resistente para hacer frente a la fricción altamente anormal.

El primer intento para reducir este problema fue utilizar rectificadores de rodillos como herramientas de contacto con la pared, en lugar de los estabilizadores comunes de tipo paleta. Esta acción reduce significativamente la resistencia a la torsión y la magnitud del desgaste abrasivo observado durante la siguiente perforación rotatoria. Aunque el rectificador de rodillos proporcionó menor área de contacto que los rectificadores de aletas, el control en la dirección se realizó satisfactoriamente.

El agujero intermedio con diámetro de 31.1 cm se perforó aproximadamente desde los 762 m hasta los puntos de desviación para la construcción del ángulo en 3,536 y 3,231 m utilizando 21 lastrabarreras con diámetro externo

de 20 cm, hasta que la resistencia torsional medida en la superficie alcanzó el valor del torque para armado de las conexiones con diámetro externo de 12.7 cm de la tubería de perforación NC-50 y la resistencia axial se acercó al punto de cedencia plástica. En este punto, los lastrabarrenas con diámetro externo de 20 cm fueron reemplazados por 18 lastrabarrenas con diámetro externo de 17 cm y 21 juntas de tubería de perforación pesada "HEVI-WATE" (HWDP) con diámetro externo de 12.7 cm. Conforme continuó la perforación dentro del agujero de 22.2 cm a 35° de la vertical, los lastrabarrenas con diámetro externo de 17 cm fueron reemplazados por 12 juntas adicionales de HWDP. Posteriormente 33 juntas de tubería pesada fueron usadas para cargar a la barrena durante el resto del agujero con diámetro de 22.2 cm.

Para reducir aún más la magnitud de la resistencia axial y torsional entre la sarta de perforación y el agujero, se desarrolló el procedimiento de agregar un líquido lubricante al fluido de perforación (agua). Una mezcla de triglicéridos modificados con alcohol (Baroid Div. of NL Ind., TORQ TRIM II) se agregó al fluido de perforación en una concentración de 5.7 kg/m³, esta mezcla fue inyectada al agujero en baches de 8 m³, aunque el lubricante es eventualmente circulado fuera del pozo, se desarrolló una inmediata y suficiente reducción en la fricción residual, lo que permitió continuar la perforación y los viajes de tubería. Este método fue desarrollado mediante muchas pruebas piloto a las temperaturas en el fondo del pozo indicadas, todos los demás lubricantes se degradaron térmicamente en las primeras horas, o son inefectivos a cualquier temperatura cuando se mezclan o reemplazan con el fluido de perforación, agua corriente (limpia).

V.7.2. Control de la Corrosión.

Tomando en cuenta los hostiles ambientes a que fue expuesta la sarta de perforación en el pozo EE-2 y en los primeros 3,050 m en el EE-3, el rendimiento fue muy bueno. El factor más significativo, fue el desgaste abrasivo de la sarta de perforación tanto en las juntas de la herramienta como a lo largo del cuerpo en el tubo. Aunque las fallas en el fondo del pozo no se atribuyeron a éste desgaste anormal, unos 1,800 m de tubería de perforación se desecharon debido al deterioro externo. Se utilizaron varias aplicaciones de carburo de tungsteno en las juntas de la herramienta para retardar la velocidad de desgaste.

Cuatro fallas por fatiga se presentaron en la sarta de perforación durante toda la perforación del EE-2 y en los primeros 3,050 m en el EE-3. Sin embargo, varias fallas por fatiga ocurrieron durante la perforación del intervalo entre 3,050 a 3,200 m en el EE-3. Todas estas fallas son atribuidas al crecimiento de grietas por fatiga en puntos de corrosión y ralladura. Estos puntos de corrosión fueron previstos antes de utilizar la sarta de perforación en el

proyecto de Fenton Hill. Esta serie de fallas provocaron un cambio completo de la tubería de perforación. La incidencia de fallas por fatiga en ésta sarta fue considerada entre baja y moderada, en vista de la longitud de agujero perforado direccionalmente en Fenton Hill, de la magnitud y la frecuencia de los ciclos de carga axial y torsional aplicados a la sarta de perforación y el desconocimiento de la historia de fatiga en la sarta de perforación usada. Por lo tanto, se puso atención especial para evitar alta severidad en el cambio angular en la parte superior del pozo, ya que se empleó tubería de perforación con punto de cedencia bajo, 517 MPa (75,000 lb/pg²) en toda la parte superior de los 1,057 m de la sarta.

Tomando en cuenta el hecho de que fue utilizada agua pura como fluido de perforación y que ésta era enfriada durante cada circulación por contacto atmosférico, la velocidad de corrosión total se mantuvo en un mínimo. El control de la oxidación fue el principal esfuerzo en ambos pozos, ya que no aparecieron constituyentes sulfhídricos ni incrustantes en el sistema. La combinación de un agente de película amina, el control del PH y la remoción del oxígeno mantuvieron la velocidad de corrosión abajo de 0.02 IPY (pulgadas de penetración por año). El cual es el resultado de dividir el peso del metal perdido en libras, entre el producto de la densidad del mismo, dada en lb/pg³, por el área de metal base en pg² y por el tiempo de exposición en años. Un valor de IPY = 0.01 indica un ataque severo, IPY = 0.005 es un valor medio e IPY = 0.001 indica que la corrosión es despreciable.

V.8. Velocidad de Perforación.

La velocidad de penetración durante la perforación depende del tipo de formación atravesada, el tipo de fluido de perforación, los parámetros hidráulicos y los accesorios mecánicos utilizados durante la operación de perforación.

Existen formaciones de origen volcánico, impermeables y duras que exigen propiedades lubricantes en los fluidos de perforación para disminuir la abrasión e incrementar la vida útil en la tubería de perforación y las barrenas.

En el caso de formaciones de tipo sedimentario que son permeables y suaves, los fluidos utilizados deberán presentar características específicas para reducir las pérdidas de circulación inducidas.

Existen combinaciones de estructuras geológicas que varían con la profundidad y exigen un fluido apropiado para cada una de ellas en cada pozo.

En la Fig. V.4. se muestran diferentes tipos de fluidos de perforación [Morales, 1991] relacionados con su velocidad de penetración, en donde se puede

observar que el aire es cuatro veces más veloz que un fluido convencional; sin embargo, tiene limitaciones en cuanto a su aplicación.

Generalmente, durante la perforación se emplean diferentes tipos de fluidos para hacerla más eficiente. En lo que respecta a fluidos y espuma para perforación es necesario que tengan estabilidad térmica en las zonas del pozo con mayor temperatura.

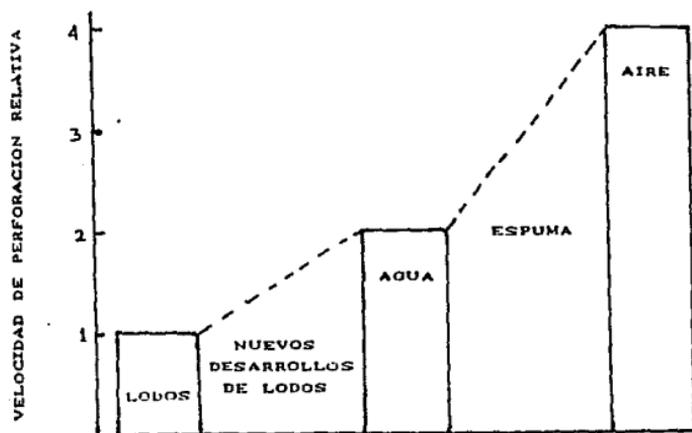


FIGURA V. 4. VELOCIDAD DE PERFORACION CONFORME AL TIPO DE FLUIDO.

V.9. Análisis de Costos en la Perforación de Pozos Geotérmicos.

En la Figura V.5. se muestran los costos de perforación para pozos geotérmicos (PG) y petroleros (PP) con incrementos a través del tiempo. Se observa que los costos en PG se mantienen aproximadamente tres veces más altos que los PP, aunque individualmente varían entre 1 y 6 veces el costo de PP. El factor de escalación en costo es de 17% anual.

Los costos de perforación representan aproximadamente el 50% de la inversión total requerida para explotar un campo geotérmico considerando una vida útil en los pozos de 10 años.

El costo de perforación de un pozo es de aproximadamente \$ 2,500 millones de pesos para la perforación y un 30% más para mantenimiento y/o reparación [Morales, 1991].

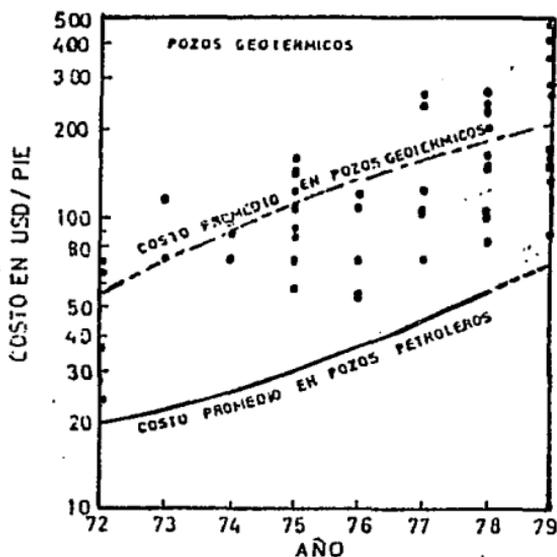


FIGURA V.5. ESCALACION EN COSTO POR POZO.

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Ha sido desarrollado y probado el equipo capaz de presentar un comportamiento exitoso en el ambiente geotérmico de Roca Seca Caliente (HDR). Pero se requieren desarrollos adicionales en los sistemas de perforación direccional para incrementar la eficiencia operacional y reducir los costos globales en la perforación geotérmica.

De acuerdo a las necesidades de explotar el recurso geotérmico para generación eléctrica en México, es conveniente aplicar nuevas técnicas de perforación direccional que soporten las altas temperaturas de la perforación geotérmica, como las que se han desarrollado y aplicado en el mundo.

Los métodos de perforación direccional son empleados en la industria petrolera y por algunos segmentos de la industria geotérmica. Aunque la perforación direccional inicialmente costaba más que la perforación de pozos verticales, en muchos casos puede ser más efectiva y económica para corridas largas. Existen numerosas ventajas en agujeros perforados direccionalmente, algunas de ellas permiten la perforación y la producción en pozos que normalmente no pueden ser considerados.

Conforme las inquietudes ambientales y legales se vuelven más que una recomendación, una restricción para el desarrollo de los recursos en todo el mundo, las soluciones de perforación direccional serán más comúnmente aplicadas.

Muchas aplicaciones de la perforación direccional ya se utilizan en la perforación geotérmica. Las técnicas de perforación direccional permiten perforar pozos geotérmicos múltiples desde una sola localización y pueden reducir el tamaño del sistema de producción. Las técnicas son empleadas para proporcionar el espacio adecuado en el fondo del agujero para la producción geotérmica, incrementar la producción de yacimientos fracturados verticalmente y facilitar la colocación de pozos inyectores en partes críticas del yacimiento.

En varias ocasiones la producción de los pozos geotérmicos ha sido incrementada de dos a cuatro veces mediante la perforación de varios pozos direccionales, cerca al fondo del pozo inicial.

Debido a que la mayoría del agua caliente y del vapor en un pozo geotérmico es producido por fracturas de origen natural, la producción se incrementa con el uso de la perforación horizontal, porque los agujeros direccionales interceptan fracturas adicionales.

Dado el éxito en el campo de éstos métodos, la perforación direccional continuará encontrando aplicaciones extensas en el desarrollo de los recursos geotérmicos.

En cuanto a los sistemas direccionables, es difícil el diseño de un sistema que cumpla adecuadamente con los requerimientos del programa de perforación, que incluyen muchos factores, tales como la formación a ser perforada, la barrena, el sistema de lodo, la herramienta de inspección utilizada, los criterios direccionables, los puntos para colocar las tuberías de revestimiento y la capacidad de la torre.

Un sistema direccionable adecuado debe tener amplios límites de operación en el fondo, y deben ajustarse a las condiciones y los requerimientos cambiantes del agujero.

Los criterios de funcionalidad y seguridad a ser considerados son los siguientes:

- El comportamiento en el fondo debe ser controlado desde la superficie.
- Debe proporcionar ambas perforaciones, direccional y vertical en el agujero, sin viajes para cambiar el conjunto de fondo BHA.
- Debe perforar una curva homogénea con un mínimo de severidad en los cambios angulares.
- El sistema debe ser capaz de mantener la desviación a través de cambios en la formación y la profundidad independientemente de la velocidad de penetración.
- El diseño debe incorporar la mínima desviación para disminuir tanto la fuerza lateral en la barrena, como el tamaño del agujero cuando se perfora en el modo rotatorio.
- El sistema debe funcionar independientemente del tipo, de caída de presión y del tamaño de barrena y debe ser capaz de trabajar corridas tan largas como 200 horas.

Reunir estos criterios, requiere una adaptación técnica en la planeación del pozo, para obtener la selección de la barrena, del BHA, los parámetros de operación y la economía del sistema adecuados. Esta adaptación produce beneficios económicos significativos, particularmente en aplicaciones de pozos múltiples, ya que el costo por metro perforado baja consistentemente con el del conjunto sucesivo.

Ventajas Ambientales de la Perforación Direccional.

Estas técnicas impiden la modificación de terrenos para la agricultura. Si son construidos un camino de acceso y una plataforma para perforar un pozo vertical en un amplio campo. Este problema es frecuentemente evitado con la construcción de la plataforma para perforar en la orilla del campo y perforando direccionalmente uno o más pozos desde el mismo lugar. Este método es usado tanto para pozos de producción como de inyección y mantiene la máxima cantidad de terreno cultivable en producción.

Para tener una medida del ahorro en los costos de construcción, el aumento en la producción y la comodidad en las operaciones de mantenimiento, numerosos pozos pueden ser perforados desde una sola localización.

Las plataformas para pozos múltiples tienen las siguientes ventajas:

- El perforar varios pozos desde una plataforma común, elimina la necesidad de una extensa red de tuberías aisladas en el sistema recolector. Los ahorros en las líneas de tubería en la superficie para producción e inyección pueden ser tan altos como el 80%. Adicionalmente, un sistema recolector compacto reducirá grandemente el impacto visual de un proyecto.
- Todos los pozos pueden ser perforados sin costosos movimientos de equipo y a una distancia de cuatro metros de separación en la superficie, entre los conductores.
- Las plantas generadoras pueden ser localizadas junto a las plataformas para perforar. Esta característica elimina un separador en cada localización de pozo y permite la instalación de un solo separador como parte de la planta generadora.

Los yacimientos geotérmicos están constituidos generalmente por fracturas permeables, a diferencia de la permeabilidad primaria encontrada en casi todos los yacimientos petroleros y de gas. La mayoría de las fracturas abiertas en los yacimientos se encuentran a ángulos grandes (arriba de 45° desde la horizontal). Esto es probablemente porque el peso de las rocas superiores libres tiene la tendencia de cerrar las fracturas menores a 45°.

Debido a este aspecto, la perforación de pozos verticales, no es el camino más ventajoso para la exploración o la explotación de un campo geotérmico, porque estos tienden a ocultar las fracturas verticales o cercanas a la vertical.

Por lo tanto, los pozos direccionalmente perforados dentro de yacimientos geotérmicos tienen las siguientes ventajas:

- Los segmentos de ángulo alto en los pozos direccionalmente perforados tienen la oportunidad de interceptar más fracturas, incrementando así la producción de los fluidos geotérmicos. Esto también incluye la intersección de sistemas de fracturas subsuperficiales, dentro de los cuales el agua caliente está surgiendo y dispersándose en los conductos de rocas superficiales más permeables.

- Varios segmentos con ángulo alto pueden ser perforados en diferentes direcciones desde un sólo pozo exploratorio para encontrar nuevas fracturas productivas y ayudar a entender el patrón de fractura en un campo geotérmico nuevo.

- En áreas donde el yacimiento consiste de un medio permeable no fracturado, un pozo direccional puede exponer una sección mucho mayor de la zona productora que un pozo vertical.

Beneficios Económicos.

En general, la perforación direccional cuesta entre el 15 y el 20% más que los pozos verticales. Este porcentaje, sin embargo, puede aumentar dependiendo del programa de perforación, la profundidad del pozo, el ángulo de desviación, los tipos de roca sobre y dentro del yacimiento, y la disponibilidad de los servicios de perforación direccional.

En ciudades donde los costos para la mano de obra son bajos y los motores no son disponibles, el uso de un desviador puede ser menos costoso para alcanzar buenos resultados. Los costos de las instalaciones para pozos múltiples son mayores inicialmente que la instalación para un sólo pozo vertical; además, si la perforación de pozos direccionales elimina problemas intangibles (políticos, ecológicos, etc.), esto puede bien valer los costos extra. Por ejemplo, la compra de terrenos cultivables para construir caminos de acceso y plataformas, así como los costos adicionales a pagar por las futuras pérdidas de cosechas, pueden fácilmente sobrepasar la diferencia de costos de la perforación direccional.

El descubrimiento de un campo geotérmico nuevo puede compensar por mucho los costos de perforar pozos verticalmente con una o más patas direccionales. Esta técnica de exploración ha sido generalmente aceptada por la mayoría de los operadores geotérmicos en los Estados Unidos y probablemente será extensamente usada en los siguientes años.

Por lo tanto, "no hay un camino óptimo y sencillo para perforar pozos direccionales y horizontales".

Recomendaciones.

Antes de iniciar el programa de un pozo direccional, es necesario conocer todos los datos que intervienen en este, tales como la capacidad del equipo, el tamaño de agujero, el programa para los fluidos de perforación, la localización superficial, la zona objetivo, las formaciones que se van a encontrar, los programas de tuberías de revestimiento, etc.; para que se pueda elaborar un plan eficiente y económico para la desviación del agujero.

El programa ya terminado mostrará un patrón básico de agujero en el que se deberá incluir la desviación total, la dirección y el grado de desviación para cada corrida de la herramienta desviadora.

GLOSARIO DE TÉRMINOS

(BHA) Bottomhole Assembly - Conjunto para el fondo del pozo - las herramientas de fondo y los componentes de la sarta de perforación que componen el ensamble perforador.

(BUR) Build up Rate - Velocidad de construcción - la proyección de la severidad de la pata de perro dentro del plano vertical, donde describe la curva de la ruta del pozo.

(CFE) Comisión Federal de Electricidad - organismo encargado de la generación de energía eléctrica en México.

Deviation - Desviación (sección vertical), también "Desplazamiento" - distancia horizontal entre la localización en la superficie y la localización del objetivo.

(DLS) Dogleg Severity - Severidad de la pata de perro - cambio en la inclinación y/o dirección del agujero en tres dimensiones, usualmente expresado en %/100 pies.

(DOT) Directional Orientation Tool - Herramienta de Orientación Direccional - proporciona lectura de la dirección e inclinación del azimut y la cara de la herramienta.

Drift Angle - Rumbo del ángulo - ángulo de inclinación del pozo en relación a la vertical.

(gpm) Galones por Minuto - Velocidad de flujo.

(HDR) Hard Dry Rock - Roca Seca Caliente - yacimiento geotérmico.

(KOP) Kick off Point - Punto de desviación - profundidad en la cual se inicia la desviación del pozo desde la vertical.

(l/s) Litros por Segundo - Velocidad de flujo.

(MD) Measured Depth - Profundidad medida - distancia total perforada en un momento dado.

(MW) Mega Watts - unidad de energía eléctrica.

(MWD) Measurement-While-Drilling - Medición durante la perforación - se refiere a una variedad de sistemas, los cuales proveen datos durante las operaciones de perforación.

(PDM) Positive Displacement Mud Motor - Motor de lodo con desplazamiento positivo - un tipo de motor de fondo que convierte el flujo de lodo en movimiento rotacional para girar la barrena.

(Psi) Pound Square Inch - Libras sobre pulgada cuadrada - unidad de presión; lb/pg².

(Psg) Pound Square Inch Gravimetric - Libras sobre pulgada cuadrada gravimétrica - unidad de presión gravimétrica; lb/pg² g.

(ROP) Rate of Penetration - Velocidad de penetración - la velocidad calculada en la cual la barrena penetra en la formación, expresada en pies/hora.

(RPM) Revoluciones por Minuto - Velocidad de rotación.

(SCFM) Standar Cubic Foot Minute - Pies cúbicos por minuto medidos a condiciones estándar; gasto de un gas en pie³/min @ c.s.

(TCI) Tugsten Carbure Insert - Inserto de carburo de tungsteno - un tipo especial para barrenas en rocas duras.

(TVD) True Vertical Depth - Profundidad vertical verdadera - distancia vertical desde la localización en la superficie hasta un punto dado.

(WOB) Weight on Bit - Peso sobre la barrena - es el peso necesario que se aplica a la barrena para perforar y su magnitud depende del tipo de formación y configuración de la sarta de perforación.

BIBLIOGRAFIA

Alonso E. Hector.

"Estado Actual de la Geotermia en México".
Comisión Federal de Electricidad, 1987.

Boyd W. E.

"Rotary Drilling, Unit III, Leson 1, Controled Directional Drilling".
Petroleum Extension Service.
The University of Texas Division of Extension.
Austin, Texas, Marzo 1969.

Brittenham, Terry L.; Williams, R. Edward; Rowley, C. Johny
Neudecker, W. Joselph.

"Directional Drilling Operations Hot Dry Rock Well EE-2".
Geothermal Resources Council.
TRANSACTIONS, Vol. 4, September 1980, p. 273 - 276.

Burkman, Jeff and Nickels, Nic.

"Advantages and Economics Aspects of Directional Drilling".
Geothermal Resources Council.
BULLETIN, April 1990, p. 113 - 116.

Burkman, Jeff and Nickels, Nic.

"Directional, Navigational and Horizontal Drilling Techniques".
Geothermal Resources Council.
BULLETIN, April 1990, p. 106 - 112.

Domínguez A. B.

"Terminación y Desarrollo de Pozos en Cerro Prieto".
Comisión Federal de Electricidad.
Mexicali, Baja California Norte, MEXICO.

Fooks, E. L. D.

"New Zealand Geothermal Investigations-Drilling into the Eighties".
New Zealand.
Geothermal Resources Council, 1990.

Gutiérrez Negrín L. C. A.

"Desarrollo Geotérmico Internacional".
Geotermia, Vol. 7, No. 2, Mayo-Agosto 1991.
Comisión Federal de Electricidad.

Hiriart Le - Bert Geraldo.

"Status of Geothermal Resources in Mexico".

Comisión Federal de Electricidad.

Geothermal Resource Council.

TRANSACTIONS, Vol. 14, Part. 1, August 1990, p. 195 - 202.

Jurgens, Rainer; Bitto, Ron and Henderson, Bruce.

"Horizontal Drilling and Completions, Part 1".

PETROLEUM ENGINEERING International.

February 1991, p. 14 - 21.

Jurgens, Rainer; Bitto, Ron and Henderson, Bruce.

"Horizontal Drilling and Completions: A Review of Available Technology".

PETROLEUM ENGINEERING International.

February 1991, 14 - 21.

Kesley, James R. and Carson, Charles C.

"Geothermal Drilling".

Sandia National Laboratories.

Geothermal Soc. and Tech., 1987.

Volumen I, p. 39 - 61.

M., E. Jaime y Serrano, Vaca.

"Tecnología de la Perforación de Pozos en México".

Comisión Federal de Electricidad.

Mercado, Sergio.

"México: generando energía con el calor de la tierra".

Instituto de Investigaciones Eléctricas, 1987.

Morales Rosas J. M. y Santoyo Gutiérrez S.

"Análisis de Costos en la Construcción de Pozos Geotérmicos".

Instituto de Investigaciones Eléctricas.

II Reunión Nacional de Ingeniería en Energía y Recursos Energéticos,

San Luis Potosí, México, 1991.

Morales Rosas J. M., Herrera Codos O., Arriola Valle R. y Pérez M. Andrés.

"Construcción de un Pozo Geotérmico".

Curso de Geotermia.

Departamento de Geotermia.

Instituto de Investigaciones Eléctricas.

Morales Rosas J. M. y Arellano, Víctor M.
"Explotación de Yacimientos Geotérmicos".
Departamento de Geotermia.
Instituto de Investigaciones Eléctricas, 1985.

Neudecker, J. W. y Rowley, J. C.
"Development and Field Performance of a High Temperature Geothermal Turbodrill".
Los Alamos National Laboratory.
Los Alamos, New Mexico.
Geothermal Energy Symposium, 1988, p. 227 - 232.

Quintero Nuñez M. y Peña Romo J. M.
"Geothermal Development in Mexico".
Geothermal Resources Council.
BULLETIN, January 1989.

"Resumen Geológico del Pozo Azufres No. 16".
Departamento de Geotermia.
Comisión Federal de Electricidad. Junio 1980.

Seiji Saito.
"Recent Geothermal Well Drilling Technologies in Kakkonda and Matsukawa, Japan".
Geothermal Resources Council. BULLETIN, June 1991.

Stagg, Ted.
"Horizontal Well Technology Moves Forward"
PETROLEUM ENGINEERING International.
January 1991, p. 19 - 21.

"Técnicas de Perforación en el Campo Geotérmico de Los Azufres, Michoacán. MEXICO".
Comisión Federal de Electricidad.
Gerencia General de Estudios e Ingeniería Preliminar.
Subgerencia de Ingeniería Básica. Departamento de Geotermia.
Mayo 1979.

Teys, Ray.
"Directionally Controlled Drilling and Side Tracking".
Workshop on Geothermal Drilling & Completion.
Reno, NV, USA, May 24-26, 1982.

Williams, R. E.; Neudecker, J. W. y Rowley, J. C.
"Directional Drilling and Equipment for Hot Granite Wells"
Los Alamos National Laboratory, United States.
Geothermal Resources Council, 1990, p. 9.1 - 9.24.

Williams, C. Lyous.
"Field Testing of a Dowhole Pneumatic Turbine Drilling Motor".
Geothermal Energy Symposium, 1988. p. 205 - 209.