

# METODOLOGIA DE EXPLORACION Y EXPLORACION GEOTERMICA

Fase de desarrollo y explotación



RD - 53  
(740)

# OLADE

ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA

SECRETARIA PERMANENTE  
Departamento Técnico

SP/T/165  
7-XI-80

Castellano  
Original: Castellano

---

PRELIMINAR

METODOLOGIA DE EXPLORACION Y EXPLOTACION GEOTERMICA  
Fase de Desarrollo y Explotación

# I N D I C E

	<u>Página</u>
<u>ALCANCES</u>	1
1. <u>DESARROLLO</u>	2
1.1 UBICACION DE POZOS PRODUCCION Y REINYECCION	2
1.1.1 Pozos de Producción	2
1.1.2 Pozos de Reinyección	7
1.2 PERFORACION Y TERMINACION DE POZOS	9
1.2.1 Diseño del Pozo	9
1.2.2 Ejecución de la Perforación	15
1.2.3 Criterios de Terminación	24
1.2.4 Estimación de Costo	25
1.3 INSTALACIONES SUPERFICIALES EN PLATAFORMA	26
1.3.1 Instalaciones de Obra Civil	26
1.3.2 Instalaciones Mecánicas	31
1.3.3 Costos	32
1.4 DESARROLLO Y EVALUACION DE POZOS	34
1.4.1 Observación	34
1.4.2 Inducción	35
1.4.3 Calentamiento	37
1.4.4 Desarrollo	38
1.4.5 Evaluación	39
1.5 SISTEMA DE TRANSPORTE DE FLUIDOS	41
1.5.1 Transporte en una Fase	41
1.5.2 Transporte de Mezcla	43
1.5.3 Transporte Combinado	45
1.5.4 Transporte de Agua para Reinyección	45
1.5.5 Transporte de Gases Incondensables	46
1.5.6 Optimización Técnico-económica	46
1.5.7 Mediciones de Caudales	47

1.6	PROYECTOS DE CENTRALES GEOTERMICAS	49
1.6.1	Ingeniería Básica	49
1.6.2	Ingeniería de Detalle	53
1.6.3	Organización Típica de un Proyecto	56
1.6.4	Procedimientos de Ingeniería	56
1.6.5	Enlace con Construcción	56
1.6.6	Criterios para Construcción	57
1.6.7	Presupuesto del Proyecto	57
1.7	CONSTRUCCION DE CENTRALES GEOTERMICAS	59
1.7.1	Programa General de Construcción	59
1.7.2	Programas Intermedios de Construcción	61
1.7.3	Programas Detallados de Construcción	61
1.8	PLANTAS A BOCA DE POZO	64
1.8.1	Antecedentes	64
1.8.2	Tipo de Plantas	64
1.8.3	Criterios de Selección	65
1.8.4	Infraestructura	66
1.8.5	Costos de Inversión	66
1.8.6	Recomendaciones Generales	67
1.9	EVACUACION DE FLUIDOS Y CONTROL AMBIENTAL	68
1.9.1	Descargas de Agua Residuales	68
1.9.2	Controles	69
2.	<u>EXPLORACION</u>	71
2.1	OPERACION DE CAMPO Y CENTRAL	71
2.1.1	Operación de Pozos	71
2.1.2	Operación de Sistemas de Separación y Transporte	72
2.1.3	Operación y Mantenimiento de Centrales Geoter- moeléctricas	78

2.2	MANTENIMIENTO DE POZOS Y CAMPO	81
2.2.1	Mantenimiento de Pozos	81
2.2.2	Mantenimiento de Campo	86
2.3	PROGRAMA DE MEDICIONES	92
2.3.1	Consideraciones Generales	92
2.3.2	Parámetros a ser Medidos	93
2.4	CRITERIOS BASICOS PARA EL ANALISIS, EVALUACION Y PRONOSTICO DEL COMPORTAMIENTO DE RESERVORIOS	97
2.4.1	Análisis Estadístico de la Información	97
2.4.2	Interpretación de los cambios de los parámetros con el tiempo	100
2.4.3	Utilización de modelos de simulación en el pro- nóstico del comportamiento del reservorio	102
2.5	POLITICAS DE EXPLOTACION	104
2.5.1	Acciones en cuanto a la Explotación del Reservorio	104
2.5.2	Acciones en cuanto a las Condiciones de Operación de los Pozos	104
2.5.3	Acciones en cuanto al Manejo de Fluídos de De- secho	104
2.6	CRITERIOS BASICOS PARA ANALISIS DE COSTOS DE INVERSION, GASTOS ANUALES Y COSTOS DE GENERACION	106
2.6.1	Costos de Inversión	106
2.6.2	Gastos Anuales	109
	BIBLIOGRAFIA	115

## A L C A N C E S

La fase de desarrollo y explotación en un programa geotérmico, comprende desde las etapas sucesivas a la metodología ya establecida por OLADE hasta la utilización comercial de los recursos geotérmicos para fines de generación.

La fase de desarrollo es la continuación en detalle de los estudios geocientíficos que participan en la evaluación del reservorio, la búsqueda y extracción del recurso y la elaboración del proyecto definitivo hasta la construcción de la Planta Generadora.

La fase de explotación define los parámetros más importantes que permiten de una manera general la optimización en el manejo del fluido geotérmico, desde su extracción del reservorio hasta la producción de energía eléctrica en forma continua y confiable, considerando la evolución del campo en función del tiempo.

Los criterios expresados en esta metodología no pretenden ser exhaustivos y son el resultado de las experiencias obtenidas en los proyectos geotérmicos en fase de desarrollo y explotación, considerando la particularidad de las condiciones geológicas regionales así como la capacidad tecnológica de los países latinoamericanos y del Caribe.

## 1. DESARROLLO

## 1.1 UBICACION DE POZOS DE PRODUCCION Y REINYECCION

## 1.1.1 Pozos de Producción

En la ubicación de pozos de producción se emplean criterios geociencíficos y de ingeniería, obtenidos en base a las diferentes disciplinas participantes en las anteriores fases de la explotación.

Es por lo tanto, una actividad multidisciplinaria que debe ser ejercida en forma conjunta por los expertos profesionales, que posean un amplio conocimiento de las características particulares del campo geotérmico que se pretenda explotar.

En la programación de los parámetros básicos de la fase de desarrollo se tomaron en mente los dos siguientes aspectos:

- Exigencias de carácter socio-económico para la planeación en tiempo del desarrollo.
- El modelo geohidrológico del campo, construido sobre la base de los conocimientos disponibles después del estudio de factibilidad.

Será así posible definir el número de pozos a perforarse (producción y reinyección) y el programa de investigaciones geocientíficas necesarias para la ubicación final de los pozos mismos.

No existe un modelo definido de criterio para la ubicación de pozos aplicable a cualquier campo, debido a que sus condiciones geológicas varían en cada caso.

Los reservorios geotérmicos desarrollados en rocas volcánicas tienen características físicas sumamente heterogéneas en todas sus dimensiones, mientras que los desarrollados en rocas sedimentarias tienden a ser más uniformes. Por tal razón la ubicación de pozos geotérmicos, en ambientes volcánicos, presenta mayor dificultad, por lo que se requiere un conocimiento más detallado del campo.

En el caso de campos controlados por permeabilidad secundaria, frecuentemente volcánicos, el objetivo principal en la ubicación de los pozos de explotación será la definición de la geometría de las fracturas productoras.

Tomando como base los resultados obtenidos en las fases de reconocimientos, prefactibilidad y factibilidad\*, a continuación se exponen los diversos criterios que se recomienda deben tomarse en consideración para la ubicación de pozos, debiendo tenerse un conocimiento suficiente de la mayoría, dependiendo del tipo de reservorio y medio ambiente.

#### 1.1.1.1 Criterios Geocientíficos

##### A) GEOLOGICOS-VULCANOLOGICOS

Estos deben basarse en un conocimiento amplio adecuado al modelo geológico del campo; los siguientes son algunos datos que es necesario conocer:

---

\* Documentos I y V de Metodología de OLADE

- Correlaciones estratigráficas basadas en los pozos perforados
- Los minerales de alteración hidrotermal
- Ubicación de la fuente calórica
- Definición preliminar de los límites del campo
- Conocimiento de los eventos volcánicos, y sus posibles proyecciones
- Datación de las diversas formaciones litoestratigráficas

#### B) ESTRUCTURALES

Los criterios aportados, en base al conocimiento de las condiciones estructurales de un campo, permiten disminuir las probabilidades de error en la localización de pozos productores.

Los elementos primordiales de esta disciplina son los siguientes:

- Definición de la estructura regional
- Definición de la estructura local
- Definición de los sistemas de fracturamiento superficial

#### C) ESTRATIGRAFICOS

El conocimiento de las condiciones estratigráficas del campo aporta criterios adicionales para la ubicación de los pozos. Los aspectos fundamentales que deben conocerse son:

- Secuencia litológica del campo

- Definición de los componentes litológicos del campo (cubierta, capa sello, reservorio y basamento)
- De ser posibles, correlaciones estratigráficas en base a estudios petrográficos especiales de los minerales de alteración.

#### D) HIDROGEOLOGICOS

La Hidrogeología de un campo geotérmico es un aspecto determinante en la ubicación de pozos.

Estos criterios son:

- Definición de la cuenca de recarga
- Definición de zonas y flujos de recarga
- Identificación de los diferentes acuíferos de la zona
- Características geohidrológicas del reservorio (transmisibilidad, permeabilidad, porosidad, etc.)
- Características hidroquímicas e isotópicas de los acuíferos
- Determinación del modelo preliminar hidrológico

#### E) GEOQUIMICOS

Un buen conocimiento de las condiciones geoquímicas del campo contribuyen a fortalecer los criterios de ubicación. Los puntos fundamentales sobre los que se basan son:

- Distribución de la temperatura del reservorio en base a geotermómetros
- Características geoquímicas de los diferentes acuíferos existentes en el campo
- Delimitación superficial del campo mediante métodos geoquímicos

## F) GEOFISICOS

La aplicación de métodos geofísicos en la determinación de las condiciones físicas del subsuelo constituye una herramienta de gran valor para la ubicación de pozos. En cada caso particular deberá aplicarse el método de mayor adaptabilidad al medio geológico de que se trate. Es recomendable la comprobación de las anomalías detectadas mediante la aplicación de dos o más métodos. Los criterios aplicables en base a esta disciplina son:

- Determinación de anomalías electromagnéticas gravimétricas y su interpretación
- Determinación de anomalías microsísmicas, distribución e interpretación

## 1.1.1.2 Criterios termodinámicos

El conocimiento de las características termodinámicas del reservorio contribuyen a ubicar los pozos productores. Los principales parámetros que se deben tomar en cuenta son:

- Distribución de temperatura en el campo
- Correlaciones entálpicas de los pozos
- Variaciones de las características termodinámicas durante la explotación

## 1.1.1.3 Criterios Técnico-Económicos

En la ubicación de un pozo productor se deben tomar en cuenta los siguientes factores:

- Topografía del terreno. Cuando la fisiografía de los sitios de perforación es accidentada, la construcción de plataformas y accesos resulta sumamente costosa o difícil de realizar. Por lo tanto, a igualdad de posibilidades, se deberán seleccionar los sitios que presenten menos grados de dificultad.
- En la selección de sitio de perforación se deberán tomar en cuenta características mecánicas del terreno, para evitar problemas durante la perforación (hundimientos, deslaves, etc.)

#### 1.1.2 Pozos de Reinyección

La reinyección de fluidos puede cumplir dos funciones diferentes, la eliminación del agua separada o del condensado, y la recarga hidráulica y térmica del reservorio. En el primer caso la función principal es evitar la contaminación del ambiente y en el segundo es recargar el reservorio, extraer una mayor parte del calor almacenado en el reservorio y reducir el posible asentamiento del terreno.

Quando se decida reinyectar existen dos posibilidades:

- A) Que esta se efectúe dentro del campo
- B) Que se realice fuera del campo en explotación

En el primer caso, los criterios para la ubicación de los pozos de Reinyección, serán los mismos como si se tratara de Pozos Productores.

En el segundo caso, los criterios que habrán de emplearse son básicamente geológicos, hidrogeológicos, geofísicos y técnico-económicos.

a) GEOLOGICOS

- Selección de la formación geológica más adecuada para la reinyección
- Conocimiento de la situación estructural de la formación seleccionada

b) HIDROGEOLOGICOS

- Selección de la cuenca adecuada

## 1.2 PERFORACION Y TERMINACION DE POZOS

### Generalidades:

Toda la información que se reunió en las perforaciones realizadas en la fase de factibilidad será determinante para apoyar la planificación de las perforaciones durante el desarrollo del campo.

Es recomendable perforar un número de pozos extra suficiente para garantizar una disponibilidad de fluidos a las necesidades de la central. Durante la vida del reservorio se requerirán de pozos de sustitución para mantener la producción necesaria.

En igual forma, todas las obras complementarias para la perforación deberán ejecutarse en forma integral, como son: oficinas, campamentos, almacenes, accesos, drenajes, suministro de agua, servicios de perforación, etc.

En esta etapa, deberán continuar las investigaciones y estudios geofísicos, geológicos, geoquímicos, etc., paralelos al desarrollo y explotación del campo, para retroalimentar y ajustar criterios y conceptos técnicos que permitan tomar en forma más adecuada las decisiones de los programas e innovaciones.

### 1.2.1 Diseño del pozo

Toda la información y resultados que se obtuvieron de las perforaciones realizadas en la etapa de factibilidad sirven de base para diseñar los pozos en la etapa de desarrollo y explotación; dicha información será de gran valor para contratar los servicios de compañías especializadas que realicen las perforaciones, dado que podrán soportarse con toda

seguridad los distintos elementos técnicos y legales para estructurar un contrato que rijas las relaciones entre contratante y contratista.

El diseño del pozo tipo será de acuerdo a las condiciones particulares de cada campo, como son:

- A) Campo en rocas sedimentarias
- B) Campo en rocas volcánicas

Estos tipos de campo darán los parámetros físicos, determinantes, en el diseño de los pozos. A continuación se revisan algunos:

- a) **Objetivo:** El objetivo esencial al construir un pozo es poder explotar un caudal estimado en las condiciones más económicas posibles. Puede haber diferentes caminos para alcanzar el reservorio; sin embargo, es importante tomar en cuenta ciertos factores que permitan el logro del objetivo, tanto al realizar el pozo, como en su explotación y mantenimiento ya que el costo del conjunto total será lo que a la postre ponga en evidencia si el proyecto ha sido económico y eficazmente planeado.
- b) **Tipo de formaciones:** Pueden ser sedimentarias, ígneas y metamórficas, o una combinación entre ellas. El enfoque de los diseños incluyendo el tipo de perforación a emplear pueden diferenciarse significativamente, dependiendo del tipo de formaciones geológicas.

- c) Profundidad: Al realizar perforaciones a diferentes profundidades, las dificultades y problemas técnicos así como los riesgos se incrementan en razón directa con la profundidad. Se recomienda clasificar la problemática de perforación para pozos hasta 1500, de 1500 a 2500 y de 2500 mts., en adelante. No se debe olvidar esta situación, ya que obligará a seleccionar con mayor cuidado: al personal, equipos, herramientas y procedimientos que de acuerdo a las profundidades ya señaladas sean los más adecuados.
- d) Programa de diámetros de tuberías y perforación: Apoyados en las evaluaciones obtenidas en los pozos de la etapa de factibilidad, deberá proyectarse el diámetro de las tuberías de producción.

Existen alternativas al seleccionar el diámetro adecuado de las tuberías, caudales y número de pozos, haciendo un análisis económico para tomar la decisión más conveniente.

Un factor que debe considerarse en el diseño son las posibles reparaciones, lo cual puede significar la colocación de una tubería extra, cuyas dimensiones deben ser razonables para continuar la utilización del pozo. Habiéndose definido el diámetro de la tubería de producción, podrán definirse los diámetros de la tubería de ademe y anclaje, así como las tuberías superficiales, conductores y tuberías cortas que pudieran colocarse enfrente a la zona de explotación.

En igual forma y de acuerdo a las tolerancias establecidas, podrán decidirse los diámetros de la

perforación que en cada etapa se consideren más adecuados, haciendo la aclaración que en pozos geotérmicos se considera más conveniente tener un espacio anular entre tubo y formación de 2.5 a 5 cms. y así obtener la máxima capacidad del cemento a la compresión, aumentando la capacidad de aislamiento y protección a la tubería, reduciendo las posibilidades de corrosión a cambio de una mayor inversión, pero que puede redundar a la postre en un costo menor de la energía obtenida.

e) Calidad de las tuberías de ademe y capacidad mecánica. En este aspecto deberán considerarse dos factores fundamentales:

- La capacidad mecánica de la tubería para soportar colapsos, y esfuerzos de tensión y compresión que se originan principalmente por efectos térmicos.
- Resistencia de las aleaciones usadas a diferentes tipos de corrosión y a los efectos de fragilización por hidrógeno.

Dentro del grupo de problemas de corrosión, los aceros que la soportan mejor son los más suaves; sin embargo su capacidad mecánica es menor, por lo tanto, deberá hacerse un análisis muy cuidadoso de los aceros disponibles comercialmente, balanceando factores de capacidad mecánica y resistencias a la corrosión.

f) Tipo de Juntas. Este aspecto es tan importante como el señalado anteriormente, ya que las roscas redondas API tienen menor capacidad que el cuerpo del tubo, por lo tanto, para conservar una capacidad uniforme se recomienda roscas tipo Buttress o especiales que además tienen un sello más efectivo. Asimismo,

es importante evitar que existan discontinuidades en la superficie interior de la tubería de producción, ya que éstas originan turbulencias y problemas de erosión por cavitación que pudieran dañar las juntas provocando desprendimiento de las mismas.

- g) Accesorios para cementaciones. Los distintos accesorios necesarios para cementar las tuberías podemos dividirlos en dos grupos: aquellos que estarán sometidos a temperaturas normales dentro de normas API y aquellos que estarán sometidos a las temperaturas previstas en la etapa de factibilidad. Para el primer grupo podrán ser empleados accesorios convencionales petroleros, para el segundo se deberán utilizar solamente los diseñados especialmente para soportar altas temperaturas y la acción corrosiva de los fluidos geotérmicos.
- h) Cementos. En este aspecto, será indispensable utilizar aquellos que han ofrecido mejores resultados en la construcción y explotación de pozos geotérmicos, principalmente tipo G o H, normas API, modificados con harina de sílice, perlitas y/o puzolanas activadas. Dependiendo de cada caso, son de recomendarse la perlita para tubería de producción y anclaje, y las mezclas con puzolana en las superficiales y conductores. El uso de cementos adecuados y una buena cementación reducirán sustancialmente problemas mecánicos y problemas de corrosión; sin embargo, los resultados obtenidos en pozos que han trabajado varios años han mostrado que las mezclas antes mencionadas sufren degradaciones que pueden causar problemas graves y aún descontroles, por esta razón, todo aquello que mejore este aspecto es muy conveniente, no obstante un costo mayor.

) Terminación: La terminación podemos enfocarla en tres tipos:

- Agujero abierto sin ademe
- Tubería corta ranurada sin cemento
- Tubería cementada al fondo y disparos

El agujero abierto sin revestimiento se puede utilizar con cierta reserva en formaciones con gran estabilidad y que aún durante la explotación, no originen derrumbes y desprendimientos que pudieran dañar al pozo.

La terminación utilizando tubería corta ranurada se recomienda en formaciones poco estables, debiendo ajustar con gran cuidado las zonas abiertas a explotación para evitar el ingreso de aguas de más baja temperatura que la que se desea explotar.

Por último, en aquellos casos en los que se decida utilizar una terminación cementando la tubería hasta el fondo, se deberá posteriormente perforar la tubería utilizando disparos; este tipo de terminación permite seleccionar los intervalos que deben quedar abiertos; sin embargo, una gran dificultad en este procedimiento es la limitación del equipo a la temperatura y el alto costo; además se presenta el riesgo de invadir las formaciones productoras con cemento.

1.2.2 Ejecución de la Perforación.

1.2.2.1 Perforación por contrato o administración.

La experiencia ha demostrado que es más económico y conveniente la perforación por contrato, cuando quedan perfectamente establecidos en el mismo tanto las especificaciones técnicas como los aspectos legales, que siempre deberán estar sujetos a la decisión del grupo técnico del contratante. Las razones en que se basan estas recomendaciones son las siguientes:

- a) El contratista en perforación debe tener el personal y equipo adecuado, con experiencia suficiente para ejecutar los trabajos de perforación.
- b) No se recomienda efectuar la perforación por administración, ya que ésto significa mayor costo por las siguientes razones:
  - El costo de los equipos de perforación es muy alto y para amortización se requiere utilizarlos en forma continua.
  - La estadística ha demostrado que los rendimientos de las brigadas de perforación bajo el control del contratista es de 2 a 3 veces mayor que por administración.

El contrato que rija las relaciones de contratante y contratista deberá estar formado de los siguientes grupos de documentos:

- a) Contrato que indica las obligaciones y derechos tanto del contratante como del contratista y de acuerdo a las normas legales que cada país establece por este tipo de contratos.
- b) Un catálogo de precios unitarios que surge de un análisis muy cuidadoso que establece los precios, detallando los alcances y limitaciones de los mismos así como un instructivo para su aplicación. Los precios deben establecerse por metro perforado, por jornada, con o sin herramienta de perforación y por tiempos de espera.
- c) Las normas técnicas especiales y de acuerdo a cada caso en particular, incluyendo los esquemas constructivos de los pozos.
- d) El programa de trabajo indicando el calendario respectivo.
- e) El programa de la utilización de los equipos contratados.
- f) Plano de localización de los pozos contratados.
- g) Las especificaciones e inventarios detallados de todos los equipos de perforación que el contratante acepte para realizar los trabajos objeto del contrato.
- h) En caso que el contratante requiera materiales, equipo y servicios del contratista, éste los suministrará previa aceptación del contratante, indicando precios.

La elaboración de reportes preparados tanto por el contratante como por el contratista deberá ser parte integral de los procedimientos establecidos. Su contenido detalla las actividades realizadas y acordadas y son el apoyo para evidenciar el control sobre el contratista, recopilar información técnica y elaborar estimaciones para cada pozo realizado.

#### 1.2.2.2 Perforación

Tanto el personal como el equipo deberán ser adecuados para la ejecución de los pozos que se deben realizar, además, se deben considerar los siguientes factores:

- La preparación de un programa de tuberías.
- Características de barrenas, ampliadores y molinos que deberán tenerse en el sitio de perforación.
- Elementos mecánicos que deberán integrar la sarta de perforación, así como el tipo y clase de fluidos de perforación.
- Programa de procedimientos para control de pérdidas de circulación, derrumbes, pegadura, pescas, etc.
- Programa de registros eléctricos y térmicos.
- Equipo especial, como preventores que soporten la temperatura de los fluidos geotérmicos.
- Banco de compresores y equipo especial a boca de pozo para eliminar los recortes, cuando se perfora con aire.
- Para perforar con agua, deberá preverse su disponibilidad segura y eficiente.

La perforación en general ha desarrollado en campos petroleros una tecnología amplia y sofisticada; sin embargo, su

aplicación en campos geotérmicos debe considerar aspectos especiales, como son:

- Proyecto constructivo que contemple temperaturas, corrosiones, diámetros de perforación mayores del convencional en pozos petroleros y roscas en tuberías de ademe.
- Mayores pérdidas de circulación ocasionada por una elevada permeabilidad primaria y secundaria de reservorios geotérmicos.
- En registros eléctricos, el equipo y cable deberán ser especiales para trabajar a temperaturas elevadas y ambientes corrosivos.
- Debe considerarse la necesidad de equipo para obtener registros de temperatura que son fundamentales.
- Los cementos deberán soportar el efecto de los fluidos geotérmicos, modificándolos con perlita, puzolana activada, sílice y dosificaciones específicas de retardadores a cada temperatura.
- Las cementaciones deberán planearse para cubrir la longitud total de cada una de las tuberías instaladas provistas de accesorios especiales para alta temperatura, exceptuando tuberías cortas.

#### 1.2:2.3 Programa Técnico

Antes de iniciar la realización de un pozo, el contratante elabora un programa técnico que especifique lo siguiente:

- La localización del pozo, situándolo con sus tres coordenadas.
- La litología que se espera atravesar, referida al pozo.
- Objetivo del pozo, indicando las profundidades a que se deberá llegar.
- Equipo de perforación; tipo y capacidad de acuerdo al pozo.
- Muestreo - En este caso, se indicará la frecuencia de recolección de muestras de canal, número y profundidad de los núcleos que se requieran, definiendo la frecuencia del muestreo de lodos de perforación.
- Perforación - En este caso, se indicarán el tipo y diámetro de barrenas, ampliadores y molinos que deberán utilizarse en cada etapa de la perforación.
- Registros - Se indicarán la calidad y cantidad de registros necesarios tanto eléctricos como térmicos.
- Lodos - Se indicarán las características de los fluidos que en cada etapa deben utilizarse, de acuerdo a la experiencia ya obtenida.
- Verticalidad - Se deberá indicar la tolerancia de la máxima desviación aceptable.
- Materiales previstos para el pozo - Antes de iniciar un programa de pozos, será conveniente disponer del listado de la totalidad de los materiales que van a utilizarse.

#### 1.2.2.4 Equipo de Perforación

El equipo de perforación debe ser adecuado al tipo y característica del pozo proyectado, tomando en cuenta los factores siguientes:

- El mástil y aparejo de izaje debe ser capaz de colocar la tubería de revestimiento, con un factor de seguridad de un 100%
- Los malacates y transmisiones deben ser congruentes en su capacidad a las cargas por operar.
- Se debe contar con un equipo de bombas adecuado a la profundidad y diámetros de perforación programados para tener velocidades anulares satisfactorias.
- Presas de lodos provistas con agitadores y un sistema de enfriamiento capaz de obtener una diferencial de temperatura de más o menos 20°C.
- Un equipo adecuado para eliminar sólidos en lodo de perforación. Preventores provistos de empaques para alta temperatura.

Para la perforación en campos de vapor dominante puede aplicarse el equipo que utilice aire en vez de lodo de perforación. En este caso son determinantes el banco de compresores, control de recortes a boca de pozo y repuestos para la sarta de perforación.

#### 1.2.2.5 Técnicas de Perforación

Los parámetros fundamentales que deben tomarse en cuenta son:

- Fluido de Perforación - Deberá escogerse el más económico y adecuado según el caso, utilizando aditivos químicos para soportar temperaturas elevadas cuando sea necesario.

En el caso de usar aire, los aspectos más críticos son la corrosión excesiva y los costos de la sarta de perforación, necesitándose un análisis técnico económico para justificar el uso de dicho sistema.

- Se debe establecer el ritmo de muestreo de recortes necesarios para reconstruir la columna litológica.
- Núcleos - El corte de núcleos debe vigilarse para que su recuperación sea máxima a las profundidades programadas.
- Registros eléctricos - De acuerdo a las características y tipo de roca, deberán programarse los registros más útiles. Los cables y sondas deberán ser capaces de operar a las temperaturas del pozo y será necesario un tratamiento específico del lodo para facilitar el descenso del equipo.
- Registro de Temperatura - Al penetrar formaciones que manifiestan alta temperatura, es importante obtener registros térmicos que conjuntamente a los eléctricos servirán de apoyo para la terminación del pozo.
- Colocación de la tubería de revestimiento - La tubería programada y sus accesorios, deberán colocarse con toda facilidad a cada una de las profundidades previstas. En los tramos donde se manifieste temperatura elevada, el lodo deberá tratarse con polímeros inorgánicos para conservar satisfactorias sus propiedades geológicas
- Cementos y cementaciones - El tipo de cemento y aditivos se deberá seleccionar de acuerdo a características litológicas y a las temperaturas en el tramo por cementar. Los accesorios para dirigir y

controlar la cementación en una, o más etapas, deberán ser especiales para altas temperaturas. Durante la cementación deberán evitarse presiones elevadas que pueden inducir pérdida de circulación en esta operación.

- Limpieza de cemento, tapones y coples - Se utilizan barrenas y preferentemente molinos para eliminar los tapones, restos de cements y coples, para continuar la perforación de acuerdo a lo programado. En esta operación deben tomarse precauciones para evitar daños a la tubería de ademe y provocar desprendimiento de tramos de la misma. Al continuar la perforación y en los cambios de barrenas, se debe evitar inducir pérdidas de circulación, para lo cual el perforador introducirá la herramienta circulando por etapas hasta la profundidad total, evitando incrementos de presión al encontrar lodos flocculados.

#### 1.2.2.6 Problemas en la perforación

Se señalan a continuación algunos problemas comunes en esta etapa:

- Pegaduras diferenciales - Ocurren cuando en la columna de lodo interior y exterior de la herramienta de perforación existen diferentes densidades. Este problema se resuelve con facilidad, utilizando productos especiales mezclados con diesel.
- Pérdida de circulación - Es común y frecuente que se presenten tanto en rocas ígneas como sedimentarias, al perforar y cementar la tubería de ademe. Se pueden resolver utilizando los materiales convencionales para obturar y controlar la pérdida. En casos severos de pérdidas, es recomendable utilizar polímeros inorgánicos, recientemente desarrollados, especiales para obturarlas y si se considera necesario recurrir a taponamiento con cemento.
- Derrumbes y atrapamientos - En algunos casos pueden encontrarse formaciones que provoquen este problema. Si la causa es por

efectos físicos-químicos, deberá analizarse y utilizarse un neutralizante dentro de los reactivos desarrollados para lodo de perforación.

En otros casos, se puede originar por derrumbes en formaciones inestables. En este caso la solución puede ser: incrementar el peso del lodo o cementar y reperforar el tramo problema, hasta lograr la estabilidad necesaria para continuar la perforación.

Al perforar con aire o agua, es posible que ocurra un desgaste en la sarta de perforación mayor de lo normal al de la perforación convencional, lo que se deberá confirmar con revisiones periódicas de acuerdo con normas API.

### 1.2.3 Criterios de Terminación

Para la terminación se podrán tomar en cuenta los siguientes factores:

- Columna litológica
- Registros eléctricos
- Temperaturas de lodo de perforación, a la entrada y salida del pozo
- Registros de temperatura
- Análisis mineralógico de las muestras de canal
- Hidrofracturaciones cuando convenga y se disponga del equipo necesario
- Tratamiento con ácidos, cuando la formación lo permita y no se dañen las tuberías del pozo.

Con el análisis de los parámetros anteriores, debidamente correlacionados, se puede precisar la zona más confiable para obtener resultados óptimos.

En el caso de pozos de rocas ígneas, existe la posibilidad de hacer pruebas de permeabilidad y/o producción dependiendo en cada caso específico de la situación que prevalezca.

#### 1.2.4 Estimación de Costo

La estimación de costos totales de perforación durante la etapa de desarrollo y explotación, está influenciada por la experiencia alcanzada en la etapa de perforación exploratoria.

Se considera que los costos por metro de pozo terminado, en esta etapa, será entre \$ 400 y 600 Dlls.

### 1.3 INSTALACIONES SUPERFICIALES EN PLATAFORMA

Las instalaciones Superficiales en Plataforma por su importancia se dividen en dos tipos:

- Instalaciones de obra civil
- Instalaciones de obra mecánica

#### 1.3.1 Instalaciones de obra civil

Las principales actividades que se desarrollan son las siguientes:

- Localización y trazo topográfico:

Una vez determinada el área para desarrollo y explotación, y como resultado de la fase de factibilidad en los trabajos exploratorios previos, deberá hacerse un levantamiento topográfico detallado que nos permita definir los siguientes parámetros: Determinación y deslinde de la zona geotérmica probable, determinación del sistema de coordenadas al cual deberán referirse las localizaciones de cada pozo. Dentro de este aspecto deberán definirse:

- Trazo de poligonal con la instalación de mojoneras en vértices
- Orientación astronómica de dicha poligonal
- De ser posible establecer una liga con levantamientos pre-existentes o monumentos reconocidos

Con la anterior información podrá integrarse un plano que contendrá lo siguiente:

- Distancia entre vértices
- Sistema de coordenadas y coordinación de los vértices
- Rumbos astronómicos de los lados de la poligonal

Oportunamente serán necesarios levantamientos parciales, en donde se apoyarán cada una de las distintas obras que para cada pozo o grupo de pozos se requiera. Dichos levantamientos, lógicamente, estarán apoyados en el primero que se ha mencionado.

- Proyecto y construcción

Necesariamente deberá hacerse un análisis cuidadoso que permita apoyar la conformación de un proyecto, encaminado a obtener la resolución más eficaz con respecto a la construcción y desarrollo del campo geotérmico de que se trate; dentro de este aspecto podemos mencionar algunos de los elementos constructivos más significativos tales como: Caminos de acceso, plataforma, localización de fuentes de suministro de agua, o en su defecto, construcción de pozo para dicho suministro, drenaje tanto para dar salida a los desechos de la perforación como para el manejo del afluyente geotérmico de cada pozo, que deben ser cuidadosamente controlado para evitar daños al medio ambiente circundante, contrapozo, silenciador o silenciadores verticales, base de soporte tanto de separador como de apoyos diversos para líneas, instrumentos y válvula esférica.

Este tipo de obras comprenden entre otras:

- Caminos de acceso

Es muy importante que la planeación y ejecución de los accesos entre el campamento de apoyo, almacenes, oficinas y central geotérmica, o la plataforma, esté resuelta en conjunto, para un diseño eficaz debiendo tomar en cuenta algunos de los factores que a continuación señalamos:

- En cada campo habrá características muy propias que definitivamente obligarán a un diseño en particular tomando en cuenta si el campo es accidentado o plano, ya que ésto influirá en forma definitiva en la colocación y distribución relativa de plataformas, proyectos de caminos, tuberías, colectores, ramales, drenes, etc., puede resolverse en forma más eficaz y satisfactoria.
- En los terrenos accidentados, para la construcción de caminos deberán seleccionarse con todo cuidado las dimensiones y sobre todo las pendientes en las que deberá transitarse con equipo de perforación, cementación y equipo muy pesado, comunmente de longitudes mayores a las convencionales.

En donde la precipitación pluvial sea elevada, deberá proveerse el drenaje, tanto de las aguas pluviales como de las que eventualmente provengan de los pozos en etapa de desarrollo, medición y de explotación.

- Plataformas

Las dimensiones de éstas, por lo general se proyectan tomando en consideración:

- Las dimensiones de los equipos de perforación utilizados de tal manera que permitan una adecuada vialidad.
- Las características de las instalaciones superficiales de plataforma que requiere el pozo.

En terrenos planos es importante la altura sobre el nivel natural del terreno de modo que se evite la inundación por precipitación pluvial, por aguas de riego o por los fluídos de perforación; además, deberá considerarse una pendiente adecuada en las plataformas para evitar las inundaciones mencionadas.

Se debe tomar en cuenta, para el proyecto de las plataformas, la dirección del viento dominante. Se recomienda, cuando el terreno lo permita, construir las plataformas perpendicularmente a la dirección de éste con el propósito de que cuando existan descargas a la atmósfera se afecten lo menos posible las instalaciones superficiales, provocando diversos problemas.

Las plataformas deben estar perfectamente compactadas con el fin de que los equipos de perforación no tengan hundimientos que puedan inclinarlos y dificulten la perforación dando lugar a pozos desviados u otros problemas.

- Contrapozo

Los principales objetivos del contrapozo son:

- Permitir la realización de maniobras con holgura, tales como la instalación del cabezal, la inspección de la soldadura del mismo, la conexión del cabezal con el carrete reductor y la de éste con la válvula maestra, así como la inspección y mantenimiento de las mismas.
- Permitir la cercanía del nivel superior de la plataforma al árbol de válvulas, de tal manera que se puedan facilitar las maniobras de mantenimiento del mismo.
- Apoyar el árbol de válvulas
- Silenciadores

Los principales objetivos de los silenciadores son:

- Amortiguar el ruido de la descarga del pozo
- Disminuir las velocidades del flujo

Los silenciadores pueden ser: horizontales o verticales. Los silenciadores horizontales son los más sencillos, puesto que consisten en dos o más tubos conectados de menor a mayor diámetro a la línea de descarga del fluido, que puede ser mezcla o agua separada, El gran inconveniente de estos silenciadores, es que requieren de un área grande de descarga; de no ser así producen erosiones en plataformas y caminos, además de dañar las instalaciones superficiales. Los silenciadores verticales pueden ser sencillos, como un par de tubos verticales de lámina, o más complejos, como los de concreto armado dependiendo del uso o aplicación que se desee, lo cual está basado en las diferentes operaciones del pozo, tales como: Inducción, calentamiento, desarrollo y operación continua del mismo.

Por otra parte, los silenciadores pueden ser fijos o portátiles. Los fijos son aquellos que se construyen de concreto armado con cámaras y/o 2 chimeneas que pueden ser de lámina, madera o de resina poliéster con fibra de vidrio y serán utilizados en los pozos que entrarán en operación. Los del tipo portátil están contruídos con placa metálica. Las chimeneas son del material idéntico al de los fijos. Pueden ser transportados de una plataforma a otra y son usados en el desarrollo y evaluación de pozos.

Los silenciadores verticales tienen las siguientes ventajas sobre los horizontales:

- Son más eficientes en la disminución del ruido
- Son más eficientes en la disminución de la velocidad del flujo
- Permiten efectuar la medición del caudal de agua

Las dimensiones de los silenciadores se definen de acuerdo a los siguientes parámetros: Nivel de ruido, caudal, características del fluido, posible arrastre de agua por las chimeneas y el factor económico.

- Bases de soportería y separador

Las tuberías de conducción deben quedar perfectamente sujetas y no permitir otro movimiento que no sean los calculados en el estudio de flexibilidad. Es necesario entonces que los anclajes, además de soportar adecuadamente la tubería, resistan las cargas que imponen los desplazamientos por efectos secundarios así como los eventos sísmicos que se presenten.

1.3.2 Instalaciones Mecánicas

Las instalaciones mecánicas superficiales en plataforma están sometidas a esfuerzos mecánicos producto de las presiones y temperaturas de los flúidos que conducen.

Los criterios técnicos para el proyecto y construcción de las instalaciones mecánicas están basados en las experiencias adquiridas en los diferentes campos geotérmicos. Ejemplo de estas instalaciones son:

- Arbol de válvulas - Constan de los siguientes elementos: Cabezal, carrete de expansión, válvula maestra, válvula de operación. Estos elementos pueden variar de campo a campo dependiendo de las características de cada uno.

Es importante hacer notar que todos los elementos deberán trabajar con un rango de seguridad lo bastante amplio, como para garantizar la seguridad del equipo y personal que lo opera.

Por esta razón, aunque normalmente se efectúa en fábrica, se deben verificar las pruebas hidrostáticas.

- Soporte del árbol de válvulas - El árbol es soportado por la propia tubería del pozo y debe centrarse por una estructura metálica para evitar movimientos laterales que pongan en peligro al personal, al pozo y a las instalaciones superficiales.
  
- Instrumentación - La instrumentación recomendable a instalar en cada pozo geotérmico consiste básicamente en un indicador y registrador continuo de presión. Se recomienda instalar un indicador con una escala graduada para conocer los desplazamientos verticales del árbol.
  
- Separador y válvula esférica e instalaciones complementarias. Los separadores más comúnmente empleados en campos geotérmicos de agua dominante son del tipo centrífugo por su facilidad de operación y mantenimiento.

El separador deberá estar protegido contra sobrepresiones por discos de ruptura.

Las trampas de agua, también conocidas como válvulas de bola o válvulas esférica, es un dispositivo de seguridad instalado en la línea de vapor para evitar el arrastre de agua que dañaría la turbina.

La base y soportes se deberán diseñar de tal manera que resistan los pesos de la válvula y el agua durante la prueba hidrostática, el peso normal de la válvula mientras se encuentra en operación y los esfuerzos debidos a las expansiones térmicas.

### 1.3.3 Costos

El costo de la inversión de las instalaciones superficiales

en un pozo geotérmico de agua dominante, incluyendo Obra Civil e Instalaciones Mecánicas, varía en los siguientes rangos: \$ 150,000.00 - \$ 250,000.00 Dlls.

En campos de vapor dominante el costo se reduce considerablemente.

#### 1.4 DESARROLLO Y EVALUACION DE POZOS

Una vez terminada la construcción de los pozos son necesarias una serie de etapas hasta llegar a la evaluación que permite conocer las características de producción del pozo.

Las etapas son las siguientes:

- Observación
- Inducción
- Calentamiento
- Desarrollo
- Evaluación

##### 1.4.1 Observación

Terminadas las operaciones de perforación y limpieza, se debe instalar el equipo de observación que consiste en manómetros, registrador de presión, e indicadores de dilatación de tubería, para que reúna la información necesaria que permita juzgar su evolución.

Para controlar la descarga de gases liberados por el reservorio se recomienda colocar una purga con trampas que eviten el paso de agua, ya que de acumularse producirán un desplazamiento del nivel de agua hacia el fondo. Si se liberan súbitamente los gases, el agua del fondo al ascender puede originar un calentamiento rápido en la tubería que podría dañarla.

En esta etapa, el agua dentro del pozo se irá calentando hasta alcanzar las temperaturas de las formaciones geológicas circundantes. Si se acelera el proceso natural de calentamiento en forma no controlada, se pueden provocar problemas en la tubería.

Por otra parte, las presiones en el pozo tenderán a equilibrarse con las del reservorio, por lo que se recomienda efectuar registros con el fin de conocer la evolución térmica del pozo, el estado de las tuberías, las presiones y niveles estáticos.

La duración de esta etapa dependerá de cada caso específico. Una aplicación muy útil de los perfiles de temperatura durante esta etapa es la de identificar los estratos calientes y fríos a lo largo del pozo y posteriormente distinguir las situaciones anómalas una vez que éste ha entrado en producción.

Los registros de presión son necesarios para determinar las presiones originales del yacimiento y posteriormente poder hacer comparaciones.

Los registros de calibración de diámetro de tuberías son necesarios para detectar cualquier anomalía que se presente en esta etapa.

Se recomienda en los casos en que se utilicen carretes de expansión, vigilar en esta etapa, por medio de registros de calibración, la posición del extremo superior de la tubería de producción con respecto a la válvula maestra, con el fin de que no presente el riesgo de que penetre en la válvula y la deje inoperante.

#### 1.4.2 Inducción

En aquellos pozos que no llegan a fluir por sí solos se requerirá de algún medio para estimular el flujo. Se han utilizado varios métodos dentro de los cuales podemos señalar los siguientes: Presurización por gases, pistoneo, cubeteo, bombeo, inyección de fluidos térmicos, inyección de aire, etc. Estos métodos se basan en el desplazamiento de la columna de agua fría, con agua de mayor temperatura.

La selección de métodos utilizados y la velocidad de inducción depende de varios factores. Los más importantes son: Perfil de temperatura, terminación de pozos, características del Reservorio.

Durante esta etapa, es necesario continuar los registros de fondo con el objeto de determinar la evolución del pozo y poder, en caso necesario, acelerar o disminuir la inducción o cambiar el método. Se recomienda particularmente efectuar registros de calibración para determinar daños ocasionados al pozo durante esta etapa. A continuación se describen los métodos de inducción más comunes.

a) Presurización por gases:

Este método puede aplicarse ya sea utilizando los mismos gases producidos por el reservorio o inyectándolos. En ambos casos el objetivo es de desplazar la columna de agua hasta las formaciones calientes y posteriormente despresurizar en forma controlada, con lo cual se logra inducir al pozo.

b) Pistoneo:

En este procedimiento se hace uso de pistones empacados y es el que habitualmente se ha utilizado para el desarrollo y limpieza de pozos de agua y ocasionalmente en pozos petroleros. Este método es peligroso, ya que los pistones tienden a empacarse. La experiencia ha demostrado que en aquellos pozos en que se utilizó se provocaron daños en la tubería.

c) Cubeteo:

Este método utiliza una cubeta con una válvula de pie en el fondo, con el propósito de extraer agua del pozo. Este sistema puede llegar a producir una inducción súbita si no se aplica correctamente y provocar un descontrol.

d) Bombeo:

Este método consiste en utilizar una bomba superficial o sumergible dependiendo de la profundidad y perfil de temperatura.

El uso de bombas sumergibles está limitado por su capacidad de trabajo a altas temperaturas, recomendándose la utilización de dispositivos de control.

e) Inyección de Fluidos Geotérmicos

Este método consiste en inyectar a presión, fluidos de otro pozo con el fin de desplazar la columna de agua fría hacia el fondo, hasta lograr que el pozo al que se inyecta se represione lo suficiente, para que fluya por sí sólo.

f) Inyección de Aire

La inyección de aire se puede hacer en dos formas: Por la misma tubería o por el espacio anular entre la tubería de inyección y la tubería de producción. Su objetivo es extraer agua para aligerar la columna hidrostática y provocar la entrada de agua caliente del reservorio.

El uso de espumantes facilita esta operación. Este método es el que tiene un rango de aplicación más amplio.

1.4.3 Calentamiento

La etapa de calentamiento continúa después de la inducción. Su objetivo es calentar gradualmente las tuberías y la formación geológica circundante.

Este período es muy importante que se inicie lo más pronto posible después de haberse terminado de construir el pozo, con el fin de evitar problemas de corrosión de tuberías.

El período de calentamiento termina cuando la temperatura del pozo alcance en toda su columna valores próximos a los de las formaciones productoras.

El control de caudales y características químicas de los fluidos es recomendable en esta etapa. Su duración depende de varios factores como son: Terminación del pozo, temperatura y presión del reservorio, la dilatación de tuberías y la composición química de los fluidos. También es importante que se verifiquen periódicamente las variaciones de los diámetros de la tubería de producción, por medio de registros de calibración.

Los mismos controles (registros) que se recomendaron en la etapa anterior se deben continuar durante el calentamiento. Las acciones a tomar dependerán de los resultados obtenidos, debiéndose en base a ellos, continuar o no con la siguiente etapa.

#### 1.4.4 Desarrollo

Quando se ha terminado el calentamiento se procede a la apertura gradual con el objeto de llegar a su descarga máxima, terminando hasta lograr la limpieza de materiales derivados de la perforación y de aquellos provenientes de la formación.

Al igual que en la etapa anterior, los incrementos de flujo deberán ser graduales y controlados. Estos incrementos estarán en función del contenido de sólidos descargados y de que la presión en el cabezal alcance su estabilización.

El desarrollo del pozo podrá ser vertical u horizontal dependiendo de los problemas particulares que se presenten en cada caso.

#### 1.4.5 Evaluación

El objetivo de esta etapa es efectuar mediciones para la cuantificación del fluido descargado por el pozo, información que se utiliza para la elaboración de curvas características de producción y que permitirán obtener un valor aproximado de la productividad del pozo. Estas mediciones deberán efectuarse a diferentes presiones en la cabeza, por lo que se recomienda efectuarlas en la etapa de desarrollo del pozo.

Los métodos utilizados para la evaluación de los caudales descargados dependerán principalmente del tipo de campo que se esté desarrollando.

Agua dominante:

- Medición de fases separadas
- Medición de mezcla a partir de presión crítica de labio

Vapor dominante:

- Medición utilizando orificios
- Medición utilizando conos

##### 1.4.5.1 Campos de fases separadas

###### a) Medición de fases separadas

Este es uno de los métodos más exactos que se tienen, pero es común que al nivel de esta etapa no siempre se cuenta con las instalaciones superficiales en plataforma y que se requieren para aplicar este método, por lo que generalmente se utiliza, cuando el pozo se encuentra ya en explotación, aunque para efectos únicamente de evaluación podrían utilizarse también instalaciones provisionales. La separación de las fases se lleva a cabo descargando la mezcla a un separador. Dentro de los separadores conocidos para uso geotérmico,

el tipo centrífugo es el que ha dado mejores resultados. Para la medición del vapor separado pueden utilizarse los métodos convencionales utilizando orificio, cono o tubo Pitot. Para la medición de agua separada el método más recomendable es descargar a un silenciador y medir el caudal por medio de un vertedor. Para la aplicación de este método se requiere medir simultáneamente con el caudal de agua, la presión de separación, con el fin de calcular la fracción evaporada del silenciador.

b) Medición de la mezcla a partir de presión crítica. Aunque existen varios métodos basados en la medición de presión crítica en el labio, es recomendable el que utilice la medición del caudal de agua con un vertedor después de haber descargado la mezcla a un silenciador.

#### 1.4.5.2 Vapor dominante

La cuantificación del flujo en un campo del tipo vapor dominante se hace en forma similar a los métodos mencionados anteriormente para la medición de vapor separado. Se deberán tener en cuenta aquellos casos en los que se mide vapor sobrecalentado o vapor con alto contenido de humedad.

## 1.5 SISTEMA DE TRANSPORTE DE FLUIDOS

Como parte del anteproyecto y una vez definida la localización de los pozos productores y de la central deberá seleccionarse el sistema de transporte de fluidos, que incluye el tipo de fluido a conducir, su trayectoria y los diámetros respectivos.

La mejor opción para el transporte de fluidos será aquella que contribuya con el valor más bajo al costo de generación sin sacrificio de confiabilidad.

Los parámetros más importantes a tomar en cuenta en el análisis son los siguientes:

- El tipo de reservorio (agua dominante o vapor dominante).
- La curva de declinación de presión y temperatura del yacimiento con el tiempo, para estimar la curva de declinación y producción en el cabezal y seleccionar la presión y producción más recomendable.
- Las características químicas del fluido y sus características incrustantes a diferentes condiciones de presión, temperatura, calidad y velocidad del fluido.
- La presión o presiones de admisión seleccionadas para el ciclo térmico de la unidad.
- Los costos estimados de inversión, operación y mantenimiento de tubería de conducción de agua, mezcla o vapor, incluyendo aislamiento y equipo de separación.

### 1.5.1 Transporte en una fase

En este sistema de transporte se pueden tener dos modalidades en función del tipo de fluido producido en los pozos.

- Enviando vapor directamente del pozo a la central, como es el caso de campos de vapor dominante.
- Separando las fases en las instalaciones de plataforma de los pozos para después enviarse el vapor separado a la central.

El criterio básico de diseño para estos sistemas de transporte de fluidos consiste en determinar la diferencia entre las presiones inicial y final del ducto, que en la generalidad de los casos serán datos bien definidos como, por ejemplo, presión del separador, presión de admisión a la turbina, etc. Posteriormente el valor de la diferencia se utiliza como dato de entrada en las ecuaciones que interrelacionan pérdida de carga, longitud, velocidad y diámetro.

El transporte de agua y vapor en conductos independientes tiene ciertas ventajas y desventajas:

#### Ventajas:

- El transporte de vapor separado desde el pozo hasta la central permite, por medio de "purgas" colocadas a lo largo de su trayectoria, eliminar el condensado y las sales que se arrastran por deficiencia en la separación, obteniendo un vapor de menor contenido de sales, lo que permite menor frecuencia de mantenimiento en las turbinas.

- La operación de tuberías de transporte de agua o vapor separado es sencilla y, en caso de que la tubería de agua se incruste, se puede continuar enviando vapor a la central, y que se puede desviar al silenciador que se tiene en cada pozo.

Desventajas:

- El costo de inversión es más alto, ya que se requieren dos tuberías y un separador para cada pozo, aún cuando no se utilice en ciertos períodos durante el mantenimiento del mismo.
- Se complica la red de tuberías, se reduce el área libre en el campo y se incrementan los costos de operación y mantenimiento de la misma.

1.5.2 Transporte de Mezcla

El fluido geotérmico producido por los pozos es una mezcla de agua-vapor como en el segundo caso del inciso anterior; sin embargo, aquí no se separan las fases en plataforma, la mezcla es conducida hasta la central o en lugar intermedio en donde se efectúa la separación.

La expresión de Dukler es aplicable para el flujo en dos fases.

Es importante considerar la posibilidad de incrustación y su efecto en el diámetro y rugosidad.

Al igual que el transporte en fases separadas, la conducción de mezcla tiene ciertas ventajas y desventajas:

Ventajas:

- El costo de inversión es menor al no requerirse de un separador en cada pozo ni de dos tuberías por pozo.

- La red de tuberías se reduce y la operación de la misma es más simple, concentrándose la atención de los operadores en un solo sitio en donde se efectúa la separación de la mezcla proveniente de varios pozos.
- Al no requerirse de instalaciones en la plataforma de cada pozo, se deja suficiente espacio libre para efectuar maniobras de reparación en éstos.

Desventajas:

- Al cambiar las condiciones iniciales de calidad de la mezcla, por efectos de cambios en el reservorio, se modifican las condiciones de diseño que pueden repercutir en la capacidad de la tubería.
- Al efectuar la separación en las proximidades de la central, se incrementan las posibilidades de que el agua en el vapor llegue hasta las turbinas, ocasionando erosiones y depósitos en las primeras etapas de álabes que reducen la eficiencia de la misma y obligan a paros para la limpieza.
- Se depende de una sola tubería por pozo. En caso de obstrucción o para su mantenimiento, se requiere suspender la conducción de mezcla.
- Son más comunes en este tipo de conducción los flujos pulsantes, que originan movimientos periódicos considerables en ciertos tramos de la tubería, con posibles fallas por fatiga del material.
- Se dificultan las mediciones periódicas de producción de cada pozo, lo que no permite conocer con detalle su evolución.

### 1.5.3 Transporte Combinado

Este sistema de transporte es una modalidad que maneja tanto tuberías de vapor como tuberías de agua, con el fin de aprovechar la energía del fluido con separadores múltiples que combinan la vaporización en la boca del pozo y en un punto próximo a la central. Los criterios establecidos en los dos incisos anteriores se aplican de igual manera para este caso.

### 1.5.4 Transporte de Agua para Reinyección

En aquellos proyectos en los que se ha demostrado previamente la factibilidad técnico-económica de la reinyección de agua al reservorio, el criterio de diseño dependerá de la opción que se seleccione, que puede ser:

- Cuando se tiene una sola presión de admisión a las turbinas, reinyectar a la presión de separación sin tratamiento.
- Cuando se tienen varias etapas de evaporación, reinyectar agua caliente sin tratamiento después de la última etapa, en cuyo caso puede requerirse bombeo.
- Reinyectar agua después de un tratamiento para eliminar los sólidos en suspensión, en cuyo caso puede requerirse bombeo.

En los tres casos los criterios de diseño de la tubería siguen procedimientos convencionales, aunque en los dos primeros se tienen mayores posibilidades de que se presenten incrustaciones o depósitos en las paredes interiores de los ductos, en las bombas, o en la formación en que se reinyecte; por lo que se deberá tomar en cuenta el diseño, de tal forma que faciliten el mantenimiento.

### 1.5.5 Transporte de Gases Incondensables

Cuando se requiere conducir gases incondensables fuera del área de la central, se recomienda el uso de tuberías de resina epóxica, reforzadas con fibra de vidrio. El criterio de diseño para el cálculo del diámetro es convencional.

### 1.5.6 Optimización Técnico-Económica

El manejo de fluidos geotérmicos implica no sólo su conducción desde el punto de vista de satisfacer condiciones técnicas particulares de la instalación, sino también desde el punto de vista económico.

La economía en el diseño de un sistema de transporte de fluidos consiste básicamente en localizar la combinación óptima de inversión capital y costos de operación para un determinado período de vida.

La inversión de capital se concreta al costo de las instalaciones y a los costos de operación originados por el mantenimiento de las instalaciones y las pérdidas de energía durante el transporte del fluido.

Desde el punto de vista general, los criterios de diseño son:

- El costo de la tubería se incrementa aproximadamente en forma lineal respecto al diámetro, cuando los incrementos son pequeños y cuadráticamente cuando los incrementos son grandes.

La capacidad de transporte de energía se incrementa con el cuadrado del diámetro.

- El costo de transporte decrece con la temperatura porque el contenido energético por unidad de masa se incrementa con la misma.
- La pérdida de energía se incrementa con la diferencia de temperaturas entre el fluido y medio ambiente.
- La pérdida de energía es proporcional a la relación del área superficial y el volumen del tubo por unidad de longitud. En general, los diámetros grandes proporcionan un bajo valor de esta relación.
- La distancia incrementa linealmente el costo.

Con la combinación de los factores anteriores, se determina el punto de inflexión de la curva que representa el costo mínimo contra diámetros.

#### 1.5.7 Medición de Caudales

Los tipos de fluidos térmicos cuya determinación de caudal se requiere son básicamente: mezcla, vapor separado y agua separada.

##### Mezcla

Este caudal puede determinarse en el pozo por medio de métodos de presión crítica en el labio y uso de vertedores; sin embargo, es más conveniente hacerlo por diferencia a través de cuantificaciones de caudales de vapor y agua separada. Los métodos de mediciones por presión diferencial, no proporcionan valores satisfactorios. (tema 1.4).

Los medidores magnéticos no son recomendables por su costo excesivo y la inexactitud al presentarse evaporación.

### Vapor Separado

Los orificios de medición son los más adecuados para estas mediciones. Pueden usarse también algunos otros sensores que cumplan con normas ASME.

### Agua Separada

Por ser esta una fase al igual que la anterior, se dispone de procedimientos ASME y de algunos sensores que usan el principio del tubo de pitot, aunque los problemas de incrustación y evaporación complican su uso. Normalmente, se determina este caudal por medio de las mediciones en instalaciones de plataforma usando silenciadores y vertedores.

1.6 PROYECTO DE CENTRALES GEOTERMICAS

El proyecto de Centrales Geotermoeléctricas se divide en dos grandes etapas:

- a) Ingeniería Básica
- b) Ingeniería de Detalle

1.6.1 Ingeniería Básica

Las actividades principales son las siguientes:

- a) Selección del sitio de la Central.

La localización del sitio está condicionada a los siguientes factores:

- Localización de Pozos
- Disponibilidad de agua
- Drenajes y desechos de la Planta
- Problemas Socio-Políticos
- Intercomunicación con sistemas de distribución existentes
- Contaminación ambiental
- Topografía del terreno

- b) Tamaño de la unidad

La decisión sobre la capacidad de la unidad que deberá compararse, depende básicamente de:

- El tamaño que es posible, práctico y económico fabricar
- Estandarización del equipo

- Cuando se trata de una central de varias unidades, es también importante considerar los períodos de mantenimientos y las posibilidades de fallas.
- El sistema eléctrico al cual quedará conectada la central.

c) Parámetros principales de diseño

Los parámetros de diseño para una Central Geotermoeléctrica son:

- Presión del vapor de admisión
- Presión en el condensador
- Tipo de Enfriamiento en el Generador
- Medios de Enfriamiento
- Condiciones ambientales

d) Información Preliminar de Fabricantes

Es importante para quien desarrolla esta etapa del proyecto, ya que proporciona una idea del equipo disponible en el mercado, la experiencia del fabricante y su capacidad de producción.

e) Arreglo General de la Planta

El arreglo de la Central depende de los siguientes factores:

- Facilidades en la Operación
- Facilidades en el Mantenimiento
- Vialidad dentro de la Planta
- Tipo de Condensador
- Sistema de Enfriamiento
- Seguridad
- Economía
- Estética

f) Especificaciones para compra de equipo principal. La Ingeniería Básica debe abarcar la elaboración de las especificaciones para la compra de equipo principal, las cuales son:

- Turbogenerador (Turbina, generador)
- Condensador
- Transformadores Auxiliares y de Potencia

Las especificaciones técnicas, constan de los siguientes capítulos:

- Descripción del Proyecto
- Condiciones Ambientales
- Condiciones de Operación
- Características de Diseño
- Desviaciones
- Datos Físicos
- Información con la oferta
- Información con la Orden
- Precios
- Programa de Entrega
  
- Mécanica de Suelos

Una vez que se ha seleccionado el sitio donde se construirá la Central se debe proceder a efectuar un estudio detallado del terreno o sitio seleccionado. Además es recomendable que simultáneamente se efectúe el estudio de agresividad del terreno.

h) Diagramas Unifilares del Sistema

Estos diagramas deben mostrar la forma en que se conectarán las unidades con el Sistema de Transmisión de Energía, indicando

además el equipo eléctrico principal con sus sistemas de control y protección.

i) Diagramas Unifilares de la Central

Estos Diagramas definen como operará la Central ya que muestran la forma en que estarán conectadas las Unidades entre sí; además, indica los distintos niveles de voltaje en que operarán los equipos, estableciéndose en estos diagramas el equipo de respaldo y arranque auxiliar de la Central.

j) Diagramas de Flujo

Muestran el proceso con el balance de masas y de energía, indicando los parámetros de dicho proceso. De éstos se derivan los diagramas de tubería e instrumentación.

k) Criterio de Diseño

Los principales conceptos que deben considerarse en el criterio de diseño son los siguientes:

- Número y capacidad de equipo auxiliar
- Factores de seguridad en cuanto a capacidad de equipo y tuberías
- Grado de Automatización
- Diseño conceptual de los tableros
- Clase de instrumentación
- Factores de seguridad en cuanto a capacidad de cables eléctricos
- Sistemas de agua de enfriamiento
- Sistemas de aire acondicionado y ventilación
- Capacidad de tanques de almacenamiento

- Niveles de alumbrado
  - Clase de aislamiento
  - Protección contra corrosión de fluidos geotérmicos
  - Otros
- 1) Programa de Fechas Clave

La Ingeniería Básica debe incluir la elaboración de un programa de fechas clave, en el cual se muestran en forma resumida las actividades principales de un Proyecto en las áreas de Ingeniería, Construcción, Abastecimientos y Puesta en Servicio.

#### 1.6.2 Ingeniería de Detalle

Debe iniciarse si la Ingeniería Básica está terminada, sin embargo, se ha encontrado que es práctico que exista un tralape entre las mismas. La Ingeniería de Detalle comprende las siguientes actividades principales:

##### a) Elaboración de Especificaciones

Con excepción de las especificaciones que se anotaron en la Ingeniería Básica, la Ingeniería de Detalle deberá elaborar la totalidad de las especificaciones de un proyecto.

Las especificaciones más importantes de un proyecto geotermoelectrico se pueden clasificar en las siguientes cinco áreas principales:

- Area Civil
- Area Mecánica
- Area Eléctrica
- Area de Diseño de Planta
- Area de Instrumentación y Control

Para su elaboración es indispensable hacer el diseño y cálculo del sistema en donde los equipos que se especifican están involucrados; de estos cálculos resultarán las características de dichos equipos. También muchas de las especificaciones involucran listas de equipo o materiales.

b) Evaluación de Ofertas

Las ofertas de los fabricantes deberán ser evaluadas técnica y económicamente, tomando en cuenta:

- Características técnicas
- Plazo de entrega
- Precio
- Experiencia

c) Elaboración de pedidos

Los pedidos deberán elaborarse apegándose a las especificaciones de Ingeniería

d) Revisión y/o aprobación de planos de fabricantes.

Una vez colocado el pedido, el fabricante deberá entregar la información, planos y literatura solicitada en las especificaciones. Lo más importante de esta información es permitir continuar con la Ingeniería de la Central, ya que en muchas ocasiones la información de un equipo es vital para la especificación de otro en el sistema.

e) Elaboración de Planos

La actividad que representa en forma relativa el avance o estado de un proyecto es la emisión de planos, necesarios para la construcción.

Las áreas o disciplinas que generan planos son:

- Civil
- Eléctrica
- Diseño de Planta
- Instrumentación y Control

La cantidad de planos que se generan en cada disciplina depende del grado de detalle que se requiera en el proyecto, y este grado de detalle está en función de la experiencia del constructor empleado y/o de la historia del proyecto que se desee conservar.

f) Modelo de Ingeniería

El uso de un Modelo de Ingeniería, aunque no es indispensable, representa las siguientes ventajas:

- Disminuye el número de planos necesarios
- Disminuyen los errores en el diseño y construcción.
- Facilita al constructor la interpretación del proyecto
- Facilita al personal de Operación el conocimiento inicial de la Central
- Sirve como medio de exposición

g) Programas Detallados de Ingeniería

En base al Programa de Fechas Clave se deberán desarrollar los Programas "Detallados de Ingeniería"; estos programas como su nombre lo indica, detallan las actividades del proyecto, tales como:

- Estudios
- Cálculos
- Especificaciones
- Planos
- Lista de materiales

## h) Libro de datos de la Central

Conforme se recibe la información definitiva y aprobada por parte de los fabricantes del equipo, es necesario elaborar lo que se denomina "Libro de Datos de la Central"; en este se vierten todos los datos de diseño, construcción y operación del equipo; esto ayuda al mantenimiento y conservación de la Central.

## i) Manual de la Central

Al diseñar una Central se toma en cuenta la forma en que debe operarse cada uno de los sistemas que intervienen en ésta; por lo tanto es necesario que lo anterior quede asentado en un manual, con la descripción de los sistemas y la forma de operarlos.

## 1.6.3 Organización Típica de un Proyecto

A continuación se mencionan los principales niveles jerárquicos en la organización de un proyecto:

- Jefe de Proyecto
- Asesoría Técnica
- Programación y Control
- Supervisor
- Jefe de Grupo

## 1.6.4 Procedimientos de Ingeniería

Los procedimientos establecen la forma de llevar a cabo las actividades en forma general, pero no deben de ninguna manera bloquear la iniciativa o desarrollo personal; deben ser dinámicos, lo que significa que sufrirán modificaciones o adaptaciones conforme las circunstancias cambien.

#### 1.6.5 Enlace con Construcción

El enlace de la Ingeniería con el constructor se inicia desde la elaboración del programa de fechas clave, y la comunicación en ambos sentidos debe permanecer abierta hasta la operación comercial de la Planta.

#### 1.6.6 Criterios para Construcción

El Departamento de Proyectos se encarga de elaborar criterios generales para construcción, con la idea de establecer guías que estén basadas en los Códigos Nacionales o Internacionales aceptados por la empresa:

- Arquitectónicos
- Detalles para Estructuras
- Códigos de colores para Equipo y tubería
- Procedimientos de soplado o limpieza para tuberías
- Detalle de conexión de equipo eléctrico
- Detalle de drenajes pluviales

#### 1.6.7 Presupuesto del Proyecto

El presupuesto que el Departamento de Proyectos elabora en base al programa de fechas clave tiene por objeto la programación de las erogaciones que la empresa debe hacer. Su cuantificación está hecha en base a costos de proyectos anteriores, precios preliminares obtenidos de los fabricantes y la experiencia propia del personal.

El presupuesto incluye:

- Costo de Ingeniería
- Costo del Equipo
- Costo de Materiales
- Costo de Instalación

Para cada proyecto se hacen tres correcciones al presupuesto original.

La primera se prepara cuando el avance de la Ingeniería del Proyecto tiene entre el 1 y 5%, la segunda se hace cuando tiene entre el 10 y el 25% y la tercera se hace cuando se tiene un 40% aproximadamente.

Una vez que se establece el costo total presupuestado, la programación de las erogaciones se hace en base al programa de fechas clave, tomando en consideración los términos de pago de las distintas partidas involucradas.

## 1.7 CONSTRUCCION DE CENTRALES GEOTERMoeLECTRICAS

### 1.7.1 Programa general de construcción

#### 1.7.1.1 O B J E T I V O

El objetivo del Programa General de Construcción es proporcionar a las autoridades del Proyecto responsables de su ejecución, una herramienta básica para la planeación y coordinación de las actividades de Construcción; sirve también como medio de comunicación con las áreas de Ingeniería, Abastecimientos y Puesta en Servicio.

El Programa General de Construcción origina los programas intermedios y éstos a su vez originan los programas detallados.

#### 1.7.1.2 D E F I N I C I O N

Un Programa General de Construcción (PGC) es el desglose de todas las actividades importantes de Construcción y Puesta en Servicio de un Proyecto, enmarcadas dentro de lo establecido en el Programa de Fechas Clave.

#### 1.7.1.3 P R E P A R A C I O N

En la elaboración de este programa se requiere la participación de los responsables de la construcción, la información disponible del proyecto y de datos estadísticos de proyectos similares.

El método general para preparar este programa es el siguiente:

- a) Se listan los conceptos aplicables al proyecto.
- b) Se indican las fechas de entrega en la obra de los planos para la construcción.
- c) Se indican las fechas de entrega en la obra de la estructura de acero, equipos y materiales.
- d) Se programan el montaje del equipo, soportes de tubería mayor e instalación de charolas.
- e) Cuando las restricciones son conocidas, éstas deberán marcarse con línea punteada y una flecha que indica la dirección de la restricción.
- f) Las principales actividades de Puesta en Servicio también deben aparecer, tales como: Prueba de Vacío de la Turbina, Rodado de la Turbina y Operación Comercial.
- g) En todas estas etapas debe verificarse la interrelación entre todas las áreas que intervienen o afectan el desarrollo de la obra.

#### 1.7.1.4 A P R O B A C I O N

La aprobación, actualización, reprogramación y distribución del programa deberán quedar especificados indicando la causa de la modificación.

#### 1.7.1.5 Programa Histórico

Todos los documentos originados durante la construcción deberán clasificarse y archivarse para ser utilizados en futuras programaciones de otros proyectos.

### 1.7.2 Programas Intermedios de Construcción

Para la elaboración de estos programas se utilizan: El Programa General de Fechas Clave, Programa General de Construcción (PGC), Programas Intermedios de Ingeniería, Registro de Documentos de Ingeniería, Arreglo General de la Obra y Técnicas de Construcción a usar, así como la información disponible de planos, horas-hombre y cantidades de obra estimadas por Ingeniería de Costos y Abastecimientos.

Para fines de desarrollar los programas intermedios de construcción, a continuación se mencionan las principales actividades:

- Casa de Máquinas, Turbina y Generador
- Edificio de Control
- Sistema de Agua de Circulación
- Areas Exteriores
- Subestación

### 1.7.3 Programas Detallados de Construcción

Un Programa Detallado de Construcción es un desglose de las actividades de un sistema o montaje de un equipo, contemplado en un programa intermedio de construcción, conservando la duración definida en los programas intermedios, programa general de construcción y programa de fechas clave.

El objetivo de los Programas Detallados de Construcción (PDC) es constituir una guía diaria de las actividades de Construcción.

#### 1.7.3.1 Registro de Abastecimientos

Forma parte del Programa General de Construcción y permite el control de calidad y el seguimiento de las adquisiciones necesarias para la ejecución de la obra.

#### 1.7.3.2 Catálogo de Cuentas

Todos los Proyectos de Centrales Geotermoeléctrica, sin importar tipo o tamaño, deberán usar un Catálogo de Cuentas. El grado de complejidad y nivel de detalle deberá ser tal que facilite la separación de los costos y cantidades significativas, pero usando el número mínimo de cuentas que permita obtener un seguimiento efectivo del proyecto.

El Catálogo de Cuentas permite el seguimiento de los costos y las cantidades de horas-hombre durante la construcción de un proyecto. Asegura la uniformidad en el presupuesto de nuevos proyectos y proporciona puntos de referencia para estudios posteriores.

#### 1.7.3.3 Presupuestos

Los presupuestos proporcionan la información básica y estiman las cantidades a ejercer de acuerdo a un calendario, clasificando las inversiones durante la ejecución de la obra.

Se elaboran en base a la definición de alcance del proyecto y de acuerdo al programa de fechas clave.

#### 1.7.3.4 Registro de Costos y Compromisos

Es un documento en el que se registran los compromisos para la adquisición de materiales, equipo y su costo.

Para cada proyecto se deben llevar 2 tipos de registro:

- Registro de costos de materiales
- Registro de costos de mano de obra

Estos registros se utilizan para hacer el seguimiento de los compromisos y elaborar presupuestos de materiales, equipo y mano de obra; se deben revisar continuamente y comparar con los costos a la fecha, para verificar que no se hagan pagos en exceso a los compromisos autorizados.

En este registro debe aparecer la siguiente información:

El número del pedido del equipo o material en cuestión, su fecha de emisión, la descripción del concepto, incluyendo la especificación y el fabricante, el monto y el tipo de moneda en que se hizo el compromiso.

#### 1.7.3.5 Prestaciones y Otros Gastos de Mano de Obra

Estas cuentas incluyen todas las erogaciones por prestaciones y ayudas otorgadas al personal.

## 1.8 PLANTAS A BOCA DE POZO

### 1.8.1 Antecedentes

Considerando que el tiempo que transcurra entre la perforación de los primeros pozos productores de un campo geotérmico y la construcción de la Central definitiva, que en ocasiones se prolonga llegando a ser hasta de períodos que van de 3 a 10 años y que los pozos geotérmicos representan una inversión alta, que en muchos casos excede al millón de dólares por pozo, se ha considerado la utilización de las Plantas Portátiles a Boca de Pozo, que aprovechen el vapor de los primeros pozos exploratorios necesarios para la evaluación con fines de generación eléctrica. El rango de 3,000 a 20,000 KW sirve para amortizar las inversiones que representa el desarrollo de un campo geotérmico y a la vez se pueden utilizar dichos pozos como herramienta de evaluación para cuantificar el potencial geotérmico de un campo.

### 1.8.2 Tipo de Plantas

#### 1.8.2.1 Plantas de Flujo Total

Actualmente, se dispone de Plantas experimentales de 1000 KW que se están probando en diversos campos del mundo. Las ventajas de estas Plantas es que no requieren de una infraestructura complicada para su operación, reduciéndose substancialmente el tiempo para iniciar el aprovechamiento de la energía encontrada. Su principal desventaja en este momento es la falta de experiencia con respecto a los problemas de operación y mantenimiento; sin embargo, parece que estos últimos están siendo resueltos, esperando que en unos cinco años se disponga comercialmente de este tipo de Plantas.

### 1.8.2.2 Plantas Portátiles Convencionales de Condensación

Esta Planta es más eficiente que la de descarga atmosférica; su costo por KW es casi el doble que las del tipo portátil sin condensación.

Existen en el mercado Plantas hasta de 5,000 KW; si se consideran de mayor capacidad su portabilidad es cuestionable.

### 1.8.2.3 Plantas Portátiles Convencionales con Descarga Atmosférica

Estas Plantas se ofrecen en el mercado con una capacidad hasta de 10,000 KW; se trata de Plantas paquete, cuya instalación puede ser relativamente rápida. El costo por KW instalado de este tipo de Plantas es menor que el de la Planta de Condensación, pero menos eficiente que éstas, porque requieren mayor consumo específico de vapor.

### 1.8.3 Criterios de Selección

En los Criterios de Selección se deben tomar en cuenta los siguientes factores para la selección de una Planta a Boca de Pozo:

- Características de los pozos y fluídos
- Grado de Portabilidad
- Costo por KW
- Consumo específico de vapor
- Tipo de Materiales
- Disponibilidad en el mercado
- Rangos de presión de operación

Todos estos factores deben ser manejados adecuadamente para cada caso en particular.

#### 1.8.4 Infraestructura

Para el caso de las Plantas Portátiles con o sin condensación, se requiere la siguiente infraestructura:

- Separadores y Eliminadores de Humedad

Los primeros son requeridos solamente en el caso de campos de agua dominante.

- Silenciador

Se requiere en cualquier tipo de campo y su diseño dependerá de cada caso específico.

- Subestación y Líneas de Transmisión

Cada caso, deberá resolverse de acuerdo con las características locales del sistema.

- Sistema de Evacuación de Fluidos

Se deberá contar con los sistemas de evacuación de fluidos antes de iniciar la operación de la Planta.

#### 1.8.5 Costos de Inversión

Este es uno de los aspectos más difíciles de estimar en este momento, debido a que no se dispone de suficiente información; sin embargo se puede decir que los costos por Kw instalados varía en el rango de \$ 200.00 a \$ 600.00 dólares por concepto de turbogenerador, dependiendo éste de los diferentes parámetros que intervienen en cada caso para Plantas sin condensación, y sin incluir el costo de los pozos.

#### 1.8.6 Recomendaciones Generales

Los suministros de equipos deberán ser por unidades de generación completas, en las que los fabricantes deberán cumplir con las normas internacionales adoptadas.

Es conveniente disponer de suficiente información meteorológica para seleccionar el tipo de protección exterior de la máquina.

Es recomendable incluir en la adquisición del equipo suficientes partes de repuesto hasta para un año de operación; y además exigir al fabricante la garantía para disponer de las refacciones necesarias hasta por un período de 10 años.

La oferta de los fabricantes deberá contar con lo siguiente:

- Características y datos de comportamiento eléctrico y mecánico del equipo para su operación.
- El costo del equipo.
- Vida útil de la máquina.
- Condiciones de venta y alcance de suministro.

## 1.9 EVACUACION DE FLUIDOS Y CONTROL AMBIENTAL

En la metodología de Exploración Geotérmica, fase de factibilidad, han sido descritos los aspectos ambientales más importantes que deben ser considerados en la evaluación de un campo geotérmico, así como los sistemas para la evacuación de desechos, con énfasis en la reinyección.

A continuación se presenta lo relacionado con el desecho de fluidos y su control para protección ambiental, en las fases de desarrollo y explotación.

### 1.9.1 Descargas de aguas residuales

#### 1.9.1.1 Reinyección

La reinyección al subsuelo es uno de los métodos que en diferentes magnitudes está siendo realizado tanto en campos en explotación como en campos en fase de desarrollo. Se presenta como una solución adecuada a los problemas de contaminación ambiental, permitiendo además de disminuir las posibilidades de asentamientos del terreno por efectos de la explotación, complementar la recarga natural de los acuíferos.

Se considera que en los pozos seleccionados para la reinyección deben observarse las recomendaciones hechas en el punto 1.2.

#### 1.9.1.2 Corrientes Superficiales a través de canales y cuerpos receptores

El sistema de evacuación consistente en canales o cauces revestidos de concreto, que conducen el afluente geotérmico desde las instalaciones superficiales hasta los cuerpos receptores ha sido

utilizado por muchos años; sin embargo, si el tratamiento previo no es adecuado, los costos de mantenimiento son elevados, especialmente por la presencia de incrustaciones que deben ser removidas periódicamente.

Cuando las descargas de aguas geotérmicas se efectúan en ríos que poseen caudales lo suficientemente elevados, que permitan diluir el agua geotérmica abajo de los niveles máximos aceptados por las normas establecidas, se considera una alternativa aceptable aunque probablemente con limitaciones para la expansión de los sistemas.

Cuando los residuos se conducen hasta el océano es recomendable realizar las investigaciones necesarias que aseguren la dilución suficiente para minimizar los cambios de las condiciones en el área de descarga.

#### 1.9.1.3 Lagunas de Evaporación

Pueden ser utilizadas en condiciones favorables relacionadas con un alto índice de evaporación; el presente sistema deberá estar unido con las posibilidades para la extracción de productos químicos específicos y su explotación en la industria.

Actualmente se estudian métodos de tratamiento de aguas residuales cuyo objetivo es disminuir los problemas durante la reinyección y eliminación de residuos.

La selección del sistema de evacuación de desechos dependerá de las características particulares de cada caso.

#### 1.9.2 Controles

Dependiendo del método que sea adoptado para la evacuación de los desechos geotérmicos, se deberá establecer un programa de control sistemático.

Es recomendable implementar un programa de medición de niveles de sulfuro de hidrógeno en el medio ambiente con el fin de que en sus subsecuentes etapas de expansión se disponga de información suficiente para pronosticar su impacto.

1.9.2.1 En cauces naturales por Descargas Superficiales

- Características químicas del cuerpo receptor
- Características químicas de acuíferos someros
- Muestreo y análisis químico de afloramientos y pozos someros cercanos al cauce del desecho
- Muestreo periódico de suelos y su análisis para comprobar su deficiencia o enriquecimiento en elementos químicos particulares.

1.9.2.2 Control por efectos de explotación

- Levantamientos topográficos de primer orden, dentro del campo con estaciones de referencia confiables localizadas fuera del área de explotación para detectar movimientos verticales y horizontales del terreno.

En algunos casos son convenientes estudios microgravimétricos para el control de cambios de masa en el reservorio.

- Registro de la actividad sísmica del sistema.

## 2. EXPLOTACION

### 2.1 OPERACION DE CAMPO Y CENTRAL

#### 2.1.1 Operación de Pozos

Los criterios de operación de pozos en la etapa de explotación son los mismos expresados para la etapa de desarrollo y evaluación (Tema 1.4).

Al terminar la etapa de desarrollo y evaluación, se hace la interconexión del pozo al sistema de transporte de fluidos, para iniciar el aprovechamiento del flujo.

Primeramente, se efectúan una serie de mediciones para elaborar la curva característica de producción.

Posteriormente, se efectúa la integración del pozo al sistema de la Central generadora.

Durante la etapa de explotación se debe llevar recopilación sobre el comportamiento de cada pozo como son:

- Condiciones de operación como: Presión en la cabeza y grado apertura
- Cuantificación de gastos
- Características termodinámicas del fluido
- Análisis químicos
- Perfiles de temperatura, presión y calibración
- Informes detallados de intervenciones
- Comportamiento de elementos mecánicos instalados
- Contenido de sólidos como: arena, partículas de incrustación, etc.
- Informe de maniobras diversas

Varios de estos datos se aprovechan para programación de intervenciones en pozos.

Cuando se tienen pozos de reinyección en operación, se deberá recopilar el mismo tipo de información antes mencionado.

#### 2.1.2 Operación de sistemas de separación y transporte

El manejo de un fluido geotérmico de dos fases requiere de un sistema que permita separar cada una de éstas; para ello se emplea un separador que se complementa con los siguientes elementos:

- Arbol de válvulas
- Silenciador
- Sistema de protección por sobrepresión
- Tuberías
- Válvula esférica

En forma general estos sistemas pueden diferenciarse en base al número de etapas de evaporación y a su ubicación.

- Una etapa de evaporación con el equipo a boca de pozo
- Una etapa de evaporación con el equipo en un punto intermedio o en el área de la Central
- Dos o más etapas de evaporación con una parte del equipo a boca de pozo y otra en un punto intermedio o en el área de la Central

Las maniobras de operación básicas pueden resumirse en función de las siguientes necesidades:

- Integración del pozo al sistema de la Central
- Control del nivel de agua en el separador
- Cuantificación de flujo y determinación de la calidad del vapor separado

- Mantenimiento o reparación de las instalaciones
- Muestreos químicos y de sólidos
- Salida del pozo del sistema de la Central

#### 2.1.2.1 Una etapa de evaporación con el equipo a boca de pozo

Este arreglo es hasta el momento el más usual en campos de agua dominante, y por lo tanto, del que se tiene mayor experiencia.

La distribución convencional del equipo consiste en tener el separador y el silenciador localizados en la plataforma en forma tal que el flujo del pozo se envía directamente al separador o al silenciador por medio de maniobras en el árbol de válvulas.

Se dispone también de una tubería del separador al silenciador con una derivación para la evacuación de flúidos (reinyección, laguna de evaporación, etc.). El vapor separado se conduce a un sistema de tuberías que recolectan la producción de otros pozos para su transporte a la Central.

Integración del pozo al sistema de la Central.

La secuencia de maniobras para esta operación es la siguiente:

- Calentamiento del separador y tuberías por medio de flujo regulado del pozo
- Presurización aumentando el flujo del pozo, hasta llegar a las condiciones de trabajo del separador
- Interconexión a los ramales principales o colectores que reúnen el vapor de otros pozos

Durante estas maniobras, se recomienda prestar especial atención a los siguientes puntos:

- Nivel de agua dentro del separador
- Presiones de cabezal
- Purgas en las tuberías de vapor
- Presión del separador
- Presiones del colector
- Posibles fugas

Quantificación de flujos y determinación de la calidad del vapor separado

Para cuantificación del agua separada, las maniobras consisten básicamente en enviarla hacia el silenciador, en donde por medio de un vertedor se efectúan las mediciones de agua separada.

Durante la cuantificación del vapor se debe verificar que no se tengan pérdidas de vapor por la tubería de salida de agua separada. La determinación de la calidad se hace en paralelo a esta maniobra por muestreo y análisis químico del vapor y agua separada.

Mantenimiento o reparación de las instalaciones

Dependiendo de las necesidades de mantenimiento o de reparación que se requiera dar a las instalaciones, el pozo podrá sacarse de sistema o dejarse dentro. En caso de suceder lo primero, se aplicarán los procedimientos correspondientes, indicados en el tema 2.2.2.

Muestreos químicos y de sólidos

Para esta necesidad, el pozo debe permanecer dentro del sistema; se requiere únicamente la operación de las válvulas instaladas para esta actividad. El muestreo químico puede realizarse también en el silenciador.

### Salida del pozo del sistema de la Central

La secuencia de maniobras es la siguiente:

- Maniobras del árbol de válvulas para enviar el flujo del pozo al silenciador
- En paralelo a la maniobra anterior, se deberá ir cerrando la entrada al separador, procurando mantener la presión del cabezal constante
- De igual manera la válvula de corte a las tuberías que recolectan vapor del resto de los pozos, debe irse cerrando
- En esta maniobra se deberán tener los mismos cuidados que los indicados para la integración

2.1.2.2 Una etapa de evaporación con el equipo en un punto intermedio o en el área de la Central

El arreglo en plataforma se reduce a la tubería de descarga al silenciador y a la tubería de transportes de mezcla. La producción del pozo es enviada al sistema de separación el cual puede localizarse en el sitio de la Central o en un punto intermedio. En este lugar pueden instalarse uno o más equipos de separación formando grupos, siendo necesario disponer de un sistema de silenciadores adecuado y líneas de manejo de vapor.

### Integración del pozo al sistema de la Central

La secuencia de maniobras es similar a la de una etapa de evaporación a boca de pozo. De igual forma las recomendaciones serán las mismas agregándose un especial cuidado a la soportería de la tubería de mezcla.

### Quantificación de flujos y determinación de la calidad del vapor separado

La cuantificación del agua separada se hace usando el sistema de separación, quedando el silenciador en plataforma para efectos de sacar el pozo fuera del sistema y determinar las características de su comportamiento.

Las maniobras de cuantificación de flujos y determinación de la calidad son las mismas que para el arreglo de una etapa.

Las maniobras de operación requeridas para el mantenimiento o reparación de las instalaciones, muestreo químico y arrastre de sólidos y salida del pozo del sistema de la Central son las mismas que para el arreglo de una etapa de evaporación con equipo a boca de pozo.

#### 2.1.2.3 Dos o más etapas de evaporación con un equipo a boca de pozo y otro en un punto intermedio o un el área de la Central

El arreglo en plataforma es semejante al descrito en el inciso 2.1.2.1 con la diferencia de que el agua separada no se envía a desecho o reinyección directamente, sino que es enviada a una segunda etapa de evaporación en donde se obtiene vapor de menor presión que a su vez se envía a la Central.

De esta segunda etapa de evaporación el agua se envía a subsecuentes etapas o al sistema de evacuación.

Integración del pozo al sistema de la Planta

La secuencia de maniobra es la siguiente:

- Para la primera etapa de evaporación, las maniobras son las mismas que las indicadas en el inciso 2.1.2.1 con la diferencia de que el agua deberá quedar derivada al silenciador en espera de enviarse a la segunda etapa.
- La integración de la segunda etapa o subsecuentes de evaporación, también siguen los mismos criterios generales que la primera, debiendo tenerse presente que cada arreglo específico tiene aspectos operativos particulares.
- En el desarrollo de estas maniobras se recomienda prestar especial atención a los puntos mencionados en 2.1.2.1, y además a las presiones y niveles de operación de las etapas subsecuentes.

Cuantificación de flujos y determinación de la calidad del vapor separado.

- La cuantificación de los flujos se hace en la plataforma de cada pozo, de acuerdo a lo establecido en el inciso 2.1.2.1. De esta manera se determina el caudal enviado a la segunda etapa, en donde se pueden a su vez determinar los caudales de vapor obtenidos. Para los muestreos químicos y de sólidos y el mantenimiento o reparación de las instalaciones, se realizan las mismas maniobras que las mencionadas en el inciso 2.1.2.1, con la diferencia de que la cantidad de equipo es mayor.

Salida del pozo del sistema de la Planta

Se procede a la inversa que con la integración, sacando primero la segunda etapa de evaporación para lo cual se deriva el agua separada en la primera etapa al silenciador

en plataforma. A continuación se procede de igual forma que para una etapa de evaporación con equipo a boca de pozo.

### 2.1.3 Operación y Mantenimiento de Centrales Geotermoeléctricas

#### 2.1.3.1 Operación

Las centrales Geotermoeléctricas por naturaleza deben operarse como centrales de carga base, con objeto de aprovechar mejor la energía del campo geotérmico. Su operación es más simple que una central termoeléctrica convencional, ya que los generadores de vapor y todos sus auxiliares son substituidos por los pozos, requiriendo controles más sencillos; por lo tanto el personal que se requiere para operar la Planta es menor, existiendo la posibilidad de automatización parcial o total.

El vapor empleado para impulsar las turbinas generalmente contiene gases no condensables, condensados, sólidos disueltos y en suspensión. Estos últimos originan una rápida incrustación y erosión en las turbinas, disminuyendo su capacidad y originando un mayor mantenimiento, por lo cual deberá vigilarse todo el tiempo la buena operación de separadores, filtros y purgas. Tanto por el elevado contenido de gases no condensables en el vapor, como por no requerirse de una alta pureza del condensado, es posible utilizar condensadores de contacto directo en lugar de los de tipo de superficie por ser más económicos. Por otro lado y debido al elevado contenido de gases no condensables, se requiere para la operación de estas plantas contar con un sistema de extracción de gases de mucha mayor capacidad que el de las centrales térmicas convencionales.

En las centrales geotermoeléctricas el vapor condensado sirve de repuesto para el sistema de agua de circulación, razón por

la cual en estas se requiere mucha menor cantidad de suministro externo de agua.

Es de gran importancia conocer los componentes del vapor y del agua con que opera la Central con el fin de prevenir o resolver los problemas que éstos pudieran producir al equipo y al personal. De los resultados de los análisis del agua dependerá el tipo de tratamiento a emplear, en el cual se recomienda poner especial atención.

#### 2.1.3.2 Mantenimiento

Cada campo geotérmico presenta características particulares que originan condiciones específicas de mantenimiento en la Central; sin embargo, pueden considerarse los siguientes aspectos comunes:

- Presencia de incrustaciones en las turbinas por arrastre de sólidos en el vapor, cuya limpieza se recomienda hacer por medio de chorro de aire y arena en la turbina desmantelada, evitando dañar los elementos mecánicos de la misma. La experiencia que se tiene en la aplicación de este método es que se requiere de 10 a 15 días para efectuarla, comparados con los 30 días que aproximadamente se requieren para el mantenimiento de la unidad.
- La presencia de sulfuro de hidrógeno origina problemas fuertes de corrosión en todos aquellos equipos que tienen elementos de cobre y sus aleaciones, especialmente en los equipos eléctricos, disuelto en el agua de circulación ataca el acero al carbón, la madera y el concreto. Se deberá por lo tanto dar mayor atención al mantenimiento de: Equipos eléctricos de protección y medición, enfriadores de aceite y de hidrógeno, ductos de circulación de agua fría y caliente y madera de la torre de enfriamiento, la cual puede además sufrir degradación por ataque químico biológico.

Para evitar problemas de contaminación ambiental y corrosión en el área de la Central, es muy importante disponer y mantener operando adecuadamente el sistema de desecho de gases no condensables; por el carácter tóxico de este gas, es recomendable vigilar que sus niveles de concentración en el ambiente, no sobrepasen los permitidos en cada país. Se recomienda disponer de equipo de protección personal para casos de emergencia.

## 2.2 MANTENIMIENTO DE POZOS Y CAMPO

### 2.2.1 Mantenimiento de Pozos

Esta actividad está destinada a mantener los pozos en las mejores condiciones de trabajo posibles durante su vida útil y comprende desde la válvula maestra hasta el fondo, incluyendo carrete de expansión, tubería de anclaje, tubería de producción y tuberías cortas.

#### Criterios de Mantenimiento

Válvula maestra, carrete y cabezal - Es necesaria una revisión periódica en estos elementos, visual y radiográfica, con el objeto de verificar el estado en que se encuentra el cuerpo y la soldadura del cabezal y el carrete con la tubería de revestimiento. Así mismo, es importante revisar periódicamente la operabilidad de la válvula maestra, ya que de ella depende en gran parte la seguridad del pozo.

#### Tuberías de Producción

Si se observan cambios en la presión y temperatura superficial de un pozo, será necesario programar su revisión.

Antes de iniciar esta revisión, es necesario conocer con detalle los datos siguientes:

- Diseño y construcción del pozo
- Antecedentes Operacionales
- Condiciones prevalecientes

Los problemas que se pueden presentar en las tuberías son los siguientes:

1) Incrustaciones en las tuberías de producción

Cuando se inicia la incrustación de un pozo, se detecta en su disminución de producción de flujo y esto será comprobado mediante calibración.

Alternativas para limpiar las incrustaciones:

a) Con el pozo sin fluir

Dependiendo de las características particulares de cada pozo, se deberá seleccionar el método para depresionarlo, tratando de evitar los cambios bruscos de temperatura. Simultáneamente se procederá a correr registros de temperatura, presión y calibración.

Con el análisis de estos resultados se define la magnitud de las incrustaciones y el programa de limpieza.

El equipo recomendado para estas incrustaciones es el equipo de perforación rotatoria.

b) Con el pozo fluyendo

La desincrustación de una tubería de producción bajo esta condición es posible de realizar teniendo presente los riesgos de un pozo fluyendo. El equipo utilizado es rotatorio, con la variante de que se requiere en la cabeza del pozo, un sistema preventor rotatorio refrigerado, que permita operar las herramientas de perforación con el pozo bajo presión. Las presiones y flujos que se deben tener en la cabeza del pozo deberán ser las más bajas posibles.

2) Colapsos y fracturas en las Tuberías de Producción

Es uno de los problemas más graves que se pueden presentar en un pozo geotérmico y su origen está relacionado en forma directa con los siguientes factores:

- Diseños de tubería de revestimiento
- Problemas durante la perforación

Problemas durante la introducción de las tuberías de ademe y las de producción:

- Tipos de cemento y cementaciones
- Agresividad de los fluidos geotérmicos
- Problemas operacionales

Alternativas para la solución de estos problemas:

#### Colapsos

La operación consiste en tratar de restablecer el diámetro original de la tubería con el equipo de herramientas especiales que existen en la tecnología de perforación.

Cuando el colapso es total y dependiendo del número de ellos, se deberá considerar su programa de rehabilitación para continuar como pozo productor o abandono del mismo.

#### Fracturas

En el caso que estas sean longitudinales, se emplea el mismo método anterior. Si la fractura está dentro de la anterior tubería de ademe, es posible continuar explotando el pozo sin necesidad de colocar una nueva tubería de producción; cuando la fractura está fuera del ademe, será necesario considerar el uso de una nueva tubería porque existe el riesgo de que cuando el pozo esté en producción, el flujo avance por fuera de las tuberías hasta la superficie.

Cuando la fractura está en la parte de la tubería ranurada frente al estrato productor, es posible continuar explotando el pozo, con el debido cuidado en su operación.

### 3) Corrosión en las tuberías de producción

Se puede presentar en las tuberías de producción en la parte interna y externa de las tuberías. Las causas se atribuyen a ataques químicos y electrolíticos, asociándolos también con una alta concentración de sulfuro de hidrógeno y agua salada a elevada temperatura. Estos pueden originar desprendimientos totales en secciones en la columna de la tubería de ademe.

En estos casos, la rehabilitación de pozos es posible con la introducción de una nueva tubería de producción dentro de la que falló, siempre y cuando no se haya perdido la alineación de la anterior.

Otra alternativa de reparación, cuando el caso lo requiera, es introducir, colgar y cementar una sección de tubería de revestimiento cubriendo la parte más dañada.

### 4) Incrustación de zona productora

Cuando se presenta incrustación de la tubería ranurada a tal grado que el caudal disminuya a valores no comerciales, se recomiendan disparos en la tubería en esa zona u otra previamente seleccionada.

### Descontrol de Pozos

Cuando se opera un pozo deberá tenerse presente la posibilidad de un descontrol.

Estos se pueden presentar en:

- El árbol de válvulas
- Las tuberías del pozo

Descontrol del pozo por daños en el árbol de válvulas

- Los factores que originan este tipo de problemas están relacionados con la calidad, capacidad y diseño de los materiales, válvulas, conexiones de la cabeza del pozo, así como mantenimiento al árbol de válvulas inadecuado y operaciones incorrectas.
- Otros factores tan importantes como los mencionados son el incremento de producción y el arrastre de sólidos aunados al flujo, que pueden erosionar las válvulas del cabezal del pozo.
- La solución de este tipo de problemas es la de efectuar una serie de operaciones con el pozo fluyendo.

Descontrol por daños en las tuberías del pozo

- Este tipo de problemas tiene más probabilidades de ocurrir cuando se tiene únicamente una tubería de ademe, una de anclaje y otra de producción, si se fractura o colapsa la de ademe, el flujo puede avanzar por fuera de la tubería de revestimiento.

Uno de los procedimientos recomendables a seguir es el siguiente:

- Descargar verticalmente el pozo.

- Instalar líneas de descargas laterales y tubería de inyección para alta presión
- Derivar el flujo a las descargas laterales
- Instalar preventores con empaquetaduras para alta temperatura y sistema de enfriamiento
- Introducir una tubería de diámetro adecuado, con juntas integrales con diámetro exterior igual a la tubería, de preferencia hasta el fondo del pozo, bombear lodo y después cemento.

Lo descrito es un bosquejo muy general de este tipo de operaciones, que implica personal con experiencia, equipo y materiales especiales.

#### 2.2.2 Mantenimiento de campo

El mantenimiento en un campo geotérmico en explotación comprende básicamente aquellos trabajos tendientes a conservar en buen estado de funcionamiento los elementos mecánicos y civiles de superficie.

El sistema que permite manejar el fluido geotérmico y conduce los fluidos a sus destinos finales se encuentra expuesto a múltiples y variados problemas que repercuten en el deterioro de la función para la que han sido diseñados. Los principales son: incrustación, corrosión, erosión, medio ambiente húmedo y salino, temperatura, presión, esfuerzos, reacciones, asentamientos diferenciales del terreno, drenaje y filtraciones.

A continuación se mencionan los principales elementos de superficie haciendo una breve descripción de su función, problema y mantenimiento.

### Arbol de Válvulas del Pozo

Controla el flujo a la salida del pozo, por medio de un conjunto de válvulas que regulan la descarga de fluido a separadores, silenciadores y ductos.

La concentración de los componentes químicos de los fluidos y los elevados rangos de presión y temperatura pueden provocar fallas de las empaquetaduras y grasas lubricantes, ocasionando con esto fugas, corrosión, incrustaciones y dificultad de operación en las válvulas, lo que ocasiona esfuerzos excesivos al operarlos, pudiendo causar roturas y deformaciones en los elementos de las válvulas. Cuando se presenta arrastre de sólidos, se puede provocar erosión de elementos mecánicos, desgastándolos y presentándose fugas.

Para el mantenimiento del árbol de válvulas se recomienda limpieza y pintura para alta temperatura exterior, limpieza y lubricación permanente en la parte expuesta del vástago, lubricación para alta temperatura, ajuste al estopero y reposición de empaque; son convenientes las operaciones de apertura y cierre de válvulas en forma periódica, con objeto de romper espesores delgados de incrustación. Cuando por razones de operación y seguridad algún elemento del árbol tiene que reponerse, es preferible el cambio de la parte dañada del árbol, o del árbol completo sin incluir la válvula maestra, para proceder al mantenimiento de esas partes en taller, tomando en cuenta las recomendaciones para despresurización del pozo que se mencionaron en el capítulo anterior.

### Interconexión Pozo - Separador

Quando se tiene el sistema de separación en plataforma, está conectado el árbol de válvulas con el separador con la entrada de mezcla al mismo y debe permitir la suficiente flexibilidad para absorber movimientos diferenciales entre el separador y el árbol de válvulas.

Los problemas más comunes que esta sección presenta son: las erosiones y las consecuentes fugas que se presentan generalmente en los cambios de dirección. Una de las soluciones a este problema es instalar una conexión en forma de "T" en lugar del codo de 90°.

#### Sistema de Protección del Equipo

Los discos de ruptura, la válvula de seguridad o alivio y la válvula esférica, constituyen el sistema de protección contra alta presión en el separador y el arrastre de agua en el vapor.

La acción del medio ambiente salino y húmedo origina corrosión en la parte exterior del disco de ruptura, ocasionando posibles fugas o rupturas abajo de las presiones de diseño. En la válvula esférica se presentan problemas de inoperabilidad por incrustación en el espacio entre el globo y la guía, también deformación, rotura y desgaste de esta última e inmovilidad del globo por rotura de la canastilla centradora del mismo. Como prácticas de mantenimiento se recomiendan:

En los discos de rompimiento, se recomienda su inspección y reemplazo periódico y protección contra la humedad, con materiales impermeables, recomendándose que sean dos con diferente presión de ruptura, colocando una válvula de corte en el de rango más bajo, inspección ocular, y prueba hidrostática, tan frecuente como sea posible. Dado lo importante de su buen funcionamiento, también es conveniente destaparla y repararla en caso necesario, Conservar en buen estado el aislamiento térmico.

#### - Separador

Su función consiste en separar las fases para su posterior

conducción. Los principales problemas en este equipo son: la erosión por arrastre de sólidos y la incrustación. Se recomienda revisión, desincrustación y limpieza en forma periódica, por los accesos instalados para tal efecto, revisión y verificación de las tomas de presión y del indicador de nivel; conservación en buen estado del aislamiento térmico del cuerpo metálico del separador, pintura anticorrosiva y esmalte a estructura metálica, tornillería y partes expuestas.

- Válvulas de Corte

Se requieren para efectuar maniobras de cambios de dirección de flujos en tuberías conductoras. Los problemas en estas válvulas son similares a los mencionados en el caso del árbol de válvulas del pozo. Cabe mencionar que el problema de incrustaciones no se presenta en el caso de vapor separado. Se recomienda un mantenimiento similar al del árbol de válvulas del pozo.

- Tuberías conductoras de mezcla, vapor y agua

Conducen el flujo geotérmico en sus diferentes fases a sus destinos finales, dentro del proceso de generación de energía eléctrica. La conducción de mezcla, como la de agua, presenta algunos problemas característicos como son: formación de incrustaciones que disminuyen su capacidad y dependiendo del tipo de flujo, se pueden presentar problemas de desplazamientos que originan caídas de sus soportes. En la conducción del vapor el único problema que se puede presentar es la corrosión de la parte interior de la tubería. En las tuberías de mezcla y agua se recomienda colocar registros para observación del grado de incrustación y efectuar la limpieza de las mismas, mecánica o hidráulicamente, así como limpieza y recubrimiento con pintura para elevada temperatura en la parte externa. En las tuberías de vapor, se recomienda instalar purgas de condensado suficientes y apropiadas.

- Aislamiento Térmico de Tuberías Conductoras

Su función es la de evitar la pérdida de calor del fluido conducido por las tuberías. El problema observado es el deterioro de los materiales de aislamiento por el intemperismo.

Se recomienda la reposición o reparación de tramos deteriorados.

- Soportería y Estructuras Metálicas

Su función es el transmitir al terreno las cargas debidas al peso de las tuberías y los fluidos. Los principales problemas que se presentan son la corrosión y la deformación por sobreesfuerzos de los elementos y fallas en la cimentación.

Se recomienda, para su mantenimiento, recubrimientos anti-corrosivos, reparación o reposición según sea el caso, e inspección periódica de los soportes deslizantes.

- Sistema de Drenaje

Desaloja el condensado y el agua permanente en el sistema de tuberías y en los recipientes a presión. Los problemas observados son de incrustación, taponamiento y corrosión en el interior de los equipos y tuberías. Se recomienda la limpieza periódica de las purgas y lubricación de sus válvulas.

- Silenciador y Canal Vertedor

Atenúa el ruido provocado por la descarga de fluidos a la atmósfera y permite la medición del caudal del agua. Los principales problemas observados son la incrustación, la erosión y en el

caso de silenciadores metálicos, la corrosión. Se recomienda la limpieza periódica de la cámara y el canal de agua.

- Contrapozo

Sirve de apoyo al árbol de válvulas, evita la presencia de aguas freáticas, evitando la corrosión. Los principales problemas observados son las filtraciones de lodos por grietas y fracturas, la degradación del concreto y la acumulación de agua de lluvias. Debe inspeccionarse y limpiarse, sellando las grietas y fracturas.

## 2.3 PROGRAMA DE MEDICIONES

### 2.3.1 Consideraciones Generales

Durante la etapa de explotación de un campo geotérmico, las condiciones originales del reservorio son afectadas por la extracción de grandes cantidades de fluidos y en algunos casos por la reinyección de fluidos residuales. La modificación de las condiciones generales del reservorio producirá invariablemente cambios en los parámetros físicos, químicos y termodinámicos, que a la vez producirá variaciones en las características y flujos de las descargas de los pozos.

La velocidad y extensión de los cambios que ocurran en los reservorios y en las descargas varía en cada campo geotérmico, dependiendo del tipo de fase dominante (agua o vapor), y de sus características físicas.

Como se observa de lo anterior, la evolución de un reservorio, durante su explotación, afectará la disponibilidad de los fluidos utilizados para generación, por lo que es necesario seguir en forma detallada las tendencias de los parámetros del reservorio, en base a un programa de mediciones que proporcione los datos que permitan evaluar estos cambios y poder predecir así, la evolución del campo geotérmico.

El diseño del programa de mediciones varía en cada campo geotérmico, dependiendo de sus características particulares. Por lo que en este documento se pretende dar lineamientos generales y requerimientos mínimos para poder seguir la evolución del campo, y así poder hacer las predicciones sobre su comportamiento.

Es de gran importancia que se cuente, durante la etapa de explotación, con equipo necesario y el personal calificado que se responsabilice de las siguientes actividades.

- Preparación e implementación de los programas de mediciones rutinarios.
- Manejo estadístico de los datos, para tener el grado de precisión y exactitud.
- Interpretación preliminar de los datos.
- Participación y supervisión de las mediciones especiales.
- Supervisión del grupo de mediciones.

La organización y ubicación de este grupo de mediciones dependerá de cada caso específico.

### 2.3.2 Parámetros a ser medidos

Se considera que los parámetros fundamentales que deben ser medidos en un campo geotérmico en explotación son:

- Temperatura
- Presión
- Flujos de agua, vapor y gases incondensables
- Composición química de fluidos

#### 2.3.2.1 Temperatura

La medición de la temperatura de los fluidos del reservorio debe ser considerada de alta prioridad en un programa de mediciones durante la fase de explotación, no sólo como parámetro que proporciona información respecto a la evolución del mismo, sino que indirectamente se utilizará para calibrar y comparar otros parámetros medidos.

La temperatura dentro de un pozo puede ser medida en condiciones estáticas y dinámicas, durante la evolución del reservorio.

La frecuencia de las mediciones de temperatura depende de la disponibilidad de los pozos, ya que en esta etapa se encuentran co-

nectados a la central, pero en todo caso es necesario el mayor número de registros de temperatura, sobre todo durante las primeras etapas de la explotación y cuando se detecten cambios que es necesario seguir de cerca. También se enfatiza en la conveniencia de que las mediciones se efectúen simultáneamente con las de presión.

#### 2.3.2.2 Presión

Siendo la presión el parámetro dominante, tanto en las relaciones de saturación del acuífero como en las características de la descarga de los pozos, las variaciones que pueden ocurrir durante la extracción de fluidos del acuífero son críticas en el comportamiento del campo. Esto hace necesario mantener un estrecho control de la presión por medio de un programa de mediciones que contemple lo siguiente:

- Perfiles de presión en condiciones estáticas.
- Perfiles de presión en condiciones dinámicas.
- Pruebas transitorias de presión.
- Presiones en el cabezal del pozo, en el equipo de separación y en el sistema de transporte de fluidos.

Frecuencia de las mediciones:

- Perfiles de Presión Estática

La frecuencia con que se obtendrán los perfiles de presión seguirá el mismo criterio que el establecido para las de temperatura.

De ser posible se recomienda la instalación de registradores continuos de presión a una profundidad de preferencia escogida en un pozo de observación, lo que permite obtener información continua del comportamiento de la presión.

- Perfiles de Presión Dinámicos

La frecuencia de estas pruebas no es crítica en el programa

de mediciones, pero es recomendable efectuarlas por lo menos una vez al año en todos los pozos productores.

- Pruebas Transitorios de Presión

La frecuencia de estas pruebas será dictada a partir de la información que se requiera para la Ingeniería de Reservorio, para calibrar los modelos teóricos al comportamiento real del sistema y para determinar las propiedades físicas del reservorio.

- Presión de Cabezal, Equipo de Separación y Transporte de Fluidos

Estas mediciones deberán efectuarse con la mayor frecuencia posible, ya que no presentan dificultades y permiten tener una buena referencia para conocer la descarga de los pozos y las condiciones de operación del equipo de transporte. Se recomienda la instalación de medidores continuos a boca de pozo y en el separador.

2.3.2.3 Flujos de agua, vapor y gases incondensables

La medición de flujos tiene varias aplicaciones como son:

- Conocer la evolución del flujo de los pozos con el tiempo.
- Conocer la cantidad de fluidos descargados y reinyectados.
- Establecer los criterios de explotación del campo.
- Determinar las eficiencias del aprovechamiento de los fluidos.
- Comprobar la eficiencia de los equipos de separación y evaporación.

La frecuencia de la medición de los caudales descargados por los pozos deberá ser por lo menos mensual para poder estimar con un

grado de exactitud aceptable los totales descargados.

#### 2.3.2.4 Composiciones Químicas

Un método para detectar y controlar los cambios que ocurren en el reservorio durante la etapa de explotación es el análisis químico de los fluidos descargados por los pozos y por la actividad geotérmica natural.

El programa de control químico debe comprender:

- Recolección y análisis de muestras de agua y vapor en pozos.
- Recolección y análisis de muestras de agua y vapor en manifestaciones naturales.

La frecuencia de la recolección y análisis de muestras dependen de las características particulares de cada proyecto.

Al inicio de la explotación se recomienda una frecuencia mayor para determinar las necesidades de información.

## 2.4 CRITERIOS BASICOS PARA ANALISIS, EVALUACION Y PRONOSTICO DEL COMPORTAMIENTO DE RESERVORIOS

Los estudios del reservorio, desde su evaluación y análisis estadístico hasta su utilización como una herramienta de predicción por medio de modelos empíricos y matemáticos, se iniciaron a partir de técnicas petroleras y geohidrológicas que con el tiempo han tomado su fisonomía propia y aunque se requiere de más tiempo de observación, forman ya parte de una tecnología geotérmica.

### 2.4.1 Análisis estadístico de la información

La confirmación de la teorías y de todas las actuales suposiciones sobre el comportamiento del reservorio requiere el contar con historia de los parámetros básicos, ya que éstos son los indicadores de la evolución del campo en explotación.

A partir del análisis estadístico se obtienen conocimientos básicos para la estructuración de las políticas de explotación. De esta manera se recomienda que la información más importante a considerar, dentro de un programa de control estadístico, es la siguiente:

- Perfiles de presión en los pozos.
- Perfiles de temperatura en los pozos.
- Presiones de cabezal.
- Producción de los pozos.
- Curvas características de producción.
- Variaciones químicas de fluidos geotérmicos.
- Entalpías.
- Caudales reinyectados.

Los métodos estadísticos utilizados en este análisis son estándar y no necesitan ser descritos en esta metodología.

- Perfiles de Presión de Pozos

Se recomienda presentar los resultados de estos registros en las siguientes formas gráficas:

- En coordenadas de profundidad contra presión, para disponer de una presentación de la variación de presión a lo largo del pozo.
- En coordenadas de presión contra tiempo, referidas a una misma elevación uniforme en todo el campo.

Quando se consideran las condiciones del pozo al mínimo gas to posible los resultados son representativos del estado del reservorio en ese punto.

- Perfiles de Temperatura de los Pozos

Se recomienda presentarlos gráficamente de la manera siguiente:

- En coordenadas de profundidad contra temperatura.
- En coordenadas de temperatura contra tiempo.

Al igual que en los Perfiles de Presión, cuando se conserva el pozo al mínimo gasto durante la corrida, se consideran los resultados como representativos del reservorio en el área del pozo.

- Presión de Cabezal en los Pozos

Por medio de registradores continuos de presión se recolecta esta información por cada pozo. El manómetro conectado al árbol de válvulas proporciona de esta manera la variación en todo momento de esta presión, siendo conveniente construir una gráfica de presión de cabezal contra tiempo por cada pozo.

- Producción de los Pozos

El programa debe incluir la producción total de fluido geotérmico y los flujos de las fases separadas. Es conveniente representar los resultados de la siguiente manera:

- En forma de tabla, los resultados de mediciones mensuales de la producción total y de cada fase, para cada uno de los pozos integrados al sistema de la central. En forma semejante los valores anuales acumulados.
- Presentar en forma de tabla los valores acumulados actualizados de los resultados del inciso anterior presentados en forma mensual para todo el campo en explotación, para la producción total y de cada fase.
- En forma de tabla, a partir de los resultados del primer inciso, el promedio en ton/h de producción total de cada pozo para cada mes y por cada año. De igual forma para cada una de las fases.
- Los valores tabulados, referidos en los incisos anteriores conviene graficarse.

A partir de la producción del pozo a diferentes presiones en la cabeza se construyen estas curvas, las cuales se deberán actualizar periódicamente para conocer la evolución del reservorio. Estas curvas deberán contener datos de producción de agua, vapor, mezcla y entalpia.

- Variaciones Químicas

Este programa debe comprender el control químico del fluido en sus dos fases.

Dentro del control estadístico de la fase líquida, se recomiendan las siguientes tablas actualizadas, así como sus gráficas correspondientes:

- Variación de la concentración de los componentes químicos disueltos en la fase líquida por pozo y calculadas a la presión atmosférica y a las condiciones del reservorio.
- A partir de los datos del punto anterior construir gráficas por pozo que muestran la variación en el tiempo de las temperaturas calculadas a partir de índices químicos tales como Na/K, NaKCa y  $\text{SiO}_2$ .

Para la fase de vapor:

- Para cada pozo la concentración de gases incondensables.

#### 2.4.2 Interpretación de los cambios de los parámetros con el tiempo

Cada uno de los parámetros considerados en el inciso anterior tiene su forma particular de comportarse en el tiempo; sin embargo de una manera general, se pueden hacer las siguientes observaciones al respecto:

- La variación en el tiempo en lo relativo a la presión, temperatura, entalpia y a la producción puede tener la forma de una curva exponencial decreciente. Los rasgos distintivos de esta curva son dos estados, uno inicial con variaciones decrecientes drásticas (Transitorio) y que persiste hasta alcanzar un segundo estado de casi equilibrio en el cual las variaciones son cada vez menores.
- Existe una tendencia semejante entre las variaciones de temperatura y producción en un reservorio geotérmico en explotación. Lo anterior puede verse afectado por alguna condición particular en los pozos que la haga diferir de este comportamiento, sin embargo no significa que el reservorio no siga en general esta tendencia.

- Perfiles de presión y temperatura en los pozos.
- En condiciones dinámicas los valores de presión y temperatura, obtenidos por medio de sondas mecánicas o eléctricas, representan condiciones locales; es decir, el cambio de su valor precisamente en el pozo en el punto considerado. La variación de éstos seguirá la tendencia mencionada en los puntos generales anteriores.

Los valores obtenidos por mediciones pueden proporcionar una dispersión en ocasiones muy amplias, para lo cual se pueden aplicar métodos numéricos de ajustes de curvas. Una de las aplicaciones prácticas de lo mencionado anteriormente es de auxiliar en la determinación de las posibles zonas de recarga y sus valores.

- Presión de Cabezal

Este parámetro debería variar en forma semejante a la presión de fondo; sin embargo se ve afectada notoriamente por la condición particular del pozo.

- Producción de los Pozos

La producción de los pozos declina también con el tiempo en la forma ya antes explicada; también aquí se tiene una influencia de las condiciones particulares del pozo sobre la producción. En las curvas características de producción, se puede observar que la producción total de los pozos es mayor mientras es menor la presión en la cabeza. Esta curva variará con el tiempo durante la evolución del reservorio por efecto de su explotación. Esto significa que la potencia obtenible de cada pozo variará también con el tiempo.

- Variaciones Geoquímicas

Durante la etapa de explotación, se considera de gran utilidad el control químico del flujo geotérmico extraído, ya que con esta infor-

mación se pueden estimar los cambios en las características termodinámicas del reservorio.

- Las variaciones de la temperatura del agua del reservorio pueden ser determinadas con geotermómetros químicos con la ventaja que no es necesario suspender la producción de un pozo para descender sondas.

- Las concentraciones de solutos en el agua que alimenta un pozo pueden ser afectadas por los siguientes procesos: dilución con otros fluidos, concentración por agua de reinyección, vaporización o condensación y conducción de calor a las rocas o de las rocas.

- Las tendencias de las concentraciones de solutos, relacionados con la temperatura de los fluidos, proporciona un método para determinar los procesos de concentración o dilución que ocurren en el reservorio.

- El contenido de isótopos naturales es un método muy utilizado para determinar la edad y el origen de los fluidos. Es posible también detectar su mezcla con aguas meteóricas.

- La concentración de gases en los fluidos descargados proporciona un método para detectar cambios en las condiciones del reservorio.

#### 2.4.3 Utilización de modelos de simulación en el pronóstico del comportamiento del reservorio

Los modelos de simulación son una herramienta muy importante en la predicción del comportamiento de un campo geotérmico. Las políticas de explotación pueden planearse oportunamente y derivarse de esa manera un mejor aprovechamiento de los recursos disponibles. Los modelos de simulación aplicables a campos geotérmicos pueden obtenerse con bases empíricas o matemáticas, y su desarrollo dependerá de los recursos técnico-económicos de cada proyecto.

- Modelos Empíricos

Cada campo geotérmico puede obtener a través de la observación de las variaciones particulares de los parámetros básicos, su propio modelo empírico.

En general se debe disponer de conceptos básicos para este propósito, que sirvan como tendencias confiables. Entre ellos se pueden mencionar los siguientes:

- El estado inicial, que representa las condiciones del reservorio antes de que ocurran cambios por efectos de su explotación.
- El estado durante la explotación, que representa una condición de evolución, que es provocada por la extracción, no natural, de masa y calor del reservorio.
- Los conceptos de transferencia de calor y de masa que ocurren en el reservorio entre los fluidos y las formaciones.

Manejando estos tres conceptos básicos, puede implementarse un modelo empírico que responda razonablemente al comportamiento del reservorio.

- Modelos Matemáticos

La disponibilidad actual de modelos matemáticos es para medios porosos, las ecuaciones que gobiernan el flujo y el transporte de masa y energía se pueden desarrollar basándose en un enfoque práctico global o un enfoque teórico detallado de la conservación de masa y energía.

A la fecha existen diversos modelos de simulación matemática para sistemas geotérmicos, pero éstos son de difícil aplicación.

## 2.5 POLITICAS DE EXPLOTACION

Son todas aquellas recomendaciones derivadas del conocimiento de la explotación de campo cuyos objetivos son los siguientes:

- Acciones en cuanto a la explotación del reservorio.
- Acciones en cuanto a las condiciones de operación de los pozos.
- Acciones en cuanto al manejo de fluídos de desecho.

### 2.5.1 Acciones en cuanto a la explotación del reservorio (ver párrafo 2.4)

Objetivos:

- Recomendar políticas de explotación que garanticen la vida económica del reservorio.
- Recomendar acciones tendientes al incremento o disminución de la extracción total de masa y energía.
- Recomendar políticas de reinyección.

### 2.5.2 Acciones en cuanto a las condiciones de operación de los pozos (ver párrafo 2.1.1)

Dependiendo de las características particulares que se observen en cada pozo, variarán las acciones necesarias tomando en cuenta todos los factores que intervienen en la toma de decisiones, principalmente la historia constructiva y la historia productiva del pozo.

### 2.5.3 Acciones en cuanto al manejo de fluídos de desecho (ver párrafo 1.9.1)

Los controles que se recomiendan efectuar para pozos de reinyección son los siguientes:

- Presiones en el cabezal de pozo de reinyección.
- Mediciones periódicas de temperatura.
- Determinación periódica de las características químicas de los fluidos reinyectados.
- Determinación de las zonas de reinyección por medio de medidores de flujos.
- El mismo tipo de control mencionado anteriormente en pozos de producción.
- Control de incrustaciones en el pozo de reinyección y en fuentes naturales mediciones periódicas de flujo, temperatura y características químicas.
- La frecuencia de las observaciones mencionadas será muy particular a cada zona en explotación y a su evolución en el tiempo.

Además de lo anterior, los resultados obtenidos durante la utilización del sistema de desecho seleccionado y los efectos que sobre éste tengan las políticas de explotación.

- En base a los análisis estadísticos de las condiciones de producción de cada pozo, se regulan éstas para conservar los requerimientos individuales por pozo, y por el campo lo más constantes posible.
- Implementar programas de reparación de pozos y la perforación de otros para reposición, con la intención de compensar la falta de producción cuando algunos no sean ya capaces de proporcionarla.
- Implementar programas de recarga del reservorio.

## 2.6 CRITERIOS BASICOS PARA ANALISIS DE COSTOS DE INVERSION, GASTOS ANUALES Y COSTOS DE GENERACION

El propósito de esta parte del documento es el de suministrar un procedimiento práctico del análisis de los costos unitarios de generación en un proyecto geotermoeléctrico en operación, dando por hecho que el análisis económico para decidir la construcción de la central fue en la fase de factibilidad.

Los costos de inversión y los gastos anuales de un proyecto geotérmico deben conservarse a un nivel competitivo con otras fuentes convencionales de energía eléctrica, lo cual requiere de un adecuado sistema de control de costos en las diferentes fases del proyecto, cuidando siempre de obtener un adecuado equilibrio entre éstos y la confiabilidad de operación del sistema, constituido por el reservorio, los pozos, el sistema de transporte de fluidos, la central y la línea de transmisión.

En general, puede decirse que las primeras unidades de una Central Geotermoeléctrica tienen un costo mayor que las unidades siguientes, por las instalaciones e infraestructura general de utilidad común como son la exploración y evaluación del área, el desarrollo del sitio, los accesos, el sistema de evacuación de desechos, etc.

Los gastos anuales y los costos de generación en una Central Geotermoeléctrica están constituidos por los costos fijos de inversión y por los costos de operación y mantenimiento. Los primeros se derivan de los valores totales de las inversiones y los segundos de los gastos anuales de operación y mantenimiento. A continuación se describen los principales conceptos de tales costos y gastos, los métodos de cálculo para obtener los gastos anuales y los costos de generación.

### 2.6.1 Costos de Inversión

Los costos de inversión de un proyectos geotérmico tienen la siguiente estructura general:

- Reconocimiento, prefactibilidad y factibilidad.
- Pozos e instalaciones superficiales.
- Sistema de transporte y evacuación de fluidos.
- Central.
- Subestación elevadora.
- Líneas de transmisión.

#### 2.6.1.1 Reconocimiento, Prefactibilidad y Factibilidad

Los principales conceptos de costo de inversión involucrados durante estas fases son los siguientes:

- Exploración geológica, geofísica y geoquímica.
- Pozos de uso múltiple de pequeño diámetro.
- Pozos exploratorios profundos.
- Terrenos y accesos.
- Estudios de ingeniería de reservorio.
- Indirectos (Ingeniería y Administración).

Se tienen dos alternativas respecto a la asignación de los costos de reconocimiento, prefactibilidad y factibilidad; una es la de asignar el costo a la primera Central Geotermoeléctrica y otra la de prorratear éstos entre todas las Centrales que se construyan, derivadas de esos estudios.

#### 2.6.1.2 Pozos e Instalaciones Superficiales

Los principales conceptos de costo de inversión que se tienen en la etapa de perforación de pozos e instalaciones superficiales, son los siguientes:

- Terrenos
- Plataformas y accesos
- Tuberías y accesorios

- Lodos de perforación
- Registros
- Cementaciones
- Perforación
- Instalaciones superficiales
- Observación, inducción, calentamiento, desarrollo y evaluación de pozos
- Indirectos

#### 2.6.1.3 Sistema de Transporte y Evacuación de Fluidos

Los principales conceptos de inversión que se tienen en el sistema de transporte y evacuación de fluidos son los siguientes:

- Acondicionamiento del terreno
- Tubería de conducción de agua, vapor, mezcla y gases, incluyendo aislamiento, soportería y accesorios
- Equipos de separación, evaporación y regulación
- Colectores de vapor y eliminadores de humedad
- Instrumentación
- Montaje de tuberías, válvulas, equipos e instrumentación
- Sistema de evacuación de desechos
- Indirectos (Ingeniería y Administración)

#### 2.6.1.4 Central Geotermoeléctrica

Los principales conceptos de inversión para la construcción de una central Geotermoeléctrica son los siguientes:

- Terrenos
- Turbogenerador
- Tubería y aislamiento
- Grúa viajera
- Equipos de proceso (intercondensadores, enfriadores de aceite y enfriadores de hidrógeno)
- Instrumentación y control

- Sistema eléctrico
- Transformadores (arranque, potencia y auxiliar)
- Condensador
- Edificios y cimentaciones
- Bombas de agua
- Torre de enfriamiento
- Sistema contra incendio y agua de servicio
- Subestación elevadora
- Montaje
- Indirectos (Ingeniería y Administración)

#### 2.6.1.5 Línea de Transmisión

- Terrenos y derechos
- Torres y líneas
- Indirectos (Ingeniería y Administración)

#### 2.6.2 Gastos Anuales

Los gastos anuales en una Central Geotermoeléctrica están constituidos por:

- Costos fijos anuales por concepto de inversión
- Gastos anuales por concepto de operación y mantenimiento

##### 2.6.2.1 Costos Fijos Anuales por Concepto de Inversión

Los costos fijos anuales por concepto de inversión están constituidos por el costo anual de capital y el costo anual de depreciación. El costo anual del capital se determina a partir del costo total de la inversión, que incluye los intereses durante la ejecución, desde su inicio hasta la puesta en operación de la Central; ésto es:

- Costo anual del capital = Inversión total x tasa anual de descuento.

- Inversión total = Inversión inicial + intereses durante la ejecución.
- Costo anual por depreciación = Inversión total  $\div$  años de vida útil.
- Costos fijos anuales = Costo anual del capital + costo anual por depreciación.

La siguiente expresión puede ser empleada para calcular la inversión total o los intereses durante la ejecución:

$$IT = I_1(I+j)^{n-1+0.5} + I_2(I+j)^{n-2+0.5} + I_j(I+j)^{n-j+0.5} \dots + I_{n-1}(I+j)^{1.5} + I_n(I+j)^{0.5}$$

Donde:

IT = Inversión total, incluyendo intereses durante la ejecución.

$$I = \text{Inversión inicial} = I_1 + I_2 + I_j + I_{n-1} + I_n$$

j = Tasa de interés anual sobre el capital.

n = Período en años, comprendido desde la fecha en que se hace el primer gasto, hasta la fecha de entrada en servicio de la Central, considerando que las inversiones se hacen a la mitad de cada año.

El costo anual por depreciación se debe calcular en la forma permitida en cada país, aunque la más común es la depreciación en línea recta.

#### 2.6.2.2 Gastos anuales por concepto de Operación y Mantenimiento

Estos gastos son proporcionales, principalmente, a los KW instalados, al contrario de las Centrales Térmicas, en donde el princi-

pal concepto de gasto de operación es el ocasionado por el consumo de combustible.

Los gastos por concepto de operación y mantenimiento de una Central Geotermoeléctrica se obtienen directamente de los gastos registrados anualmente, debiendo dar el mismo tratamiento a las inversiones hechas para substituir pozos y tuberías o equipos en la Central, que el dado a las inversiones; esto es, se deberá calcular en esos casos el gasto fijo anual por inversión, para que junto con los gastos por operación se obtenga el gasto anual total y el costo de generación eléctrica.

Los gastos anuales totales están constituidos por los gastos de operación y mantenimiento de los pozos y por los gastos anuales por operación y mantenimiento de la Central.

A su vez, los gastos anuales por operación y mantenimiento de pozos están formados por los siguientes conceptos:

- Gastos de reposición o substitución de pozos
- Gastos de reparación de pozos
- Gastos de operación y mantenimiento de pozos y sistema de transporte de fluidos
- Gastos de reposición o substitución de tuberías y recipientes
- Gastos por estudios del reservorio durante su explotación
- Gastos de operación y mantenimiento del sistema de evacuación de fluidos
- Indirectos (Ingeniería y Administración)

Los gastos anuales por concepto de operación y mantenimiento de la Central están constituidos básicamente por gastos de mano de obra, materiales diversos para mantenimiento y administración.

### 2.6.2.3 Gastos Anuales Totales por Inversión, Operación y Mantenimiento

El gasto total anual por inversión, operación y mantenimiento de un proyecto geotérmico o anualidad total, se utiliza para determinar el costo unitario de generación considerando el factor de planta anual que se tenga; ésto es: el costo unitario de generación se calcula multiplicando la anualidad total por la capacidad de la Central y dividiéndola entre la generación eléctrica obtenida para cada período particular.

$$GC = \frac{GTA \times C}{GA}$$

Donde:

GC = Costo de generación eléctrica \$/KW H

GTA = Gasto total anual por inversión, operación y mantenimiento del sistema geotérmico (\$/KW)/año.

C = Capacidad de la Central (KW)

GA = Generación anual = (KW h/año)

FP = Factor de planta anual =  $\frac{GA}{C \times 8760}$

Es conveniente separar los gastos anuales entre los atribuibles a los pozos y al sistema de transporte de fluidos y los atribuibles a la Central Geotermoeléctrica, con el fin de conocer el costo de la energía o vapor, ésto es:

$$GTA = GTP + GTC$$

Donde: GTP = Gasto anual por inversión, operación y mantenimiento de pozos, sistema de transmisión y evacuación de fluidos (\$/KW) / Año

GTC = Gasto anual por inversión, operación y mantenimiento de la Central (\$/KW) / Año

Si se desea conocer el gasto anual, incluyendo la transmisión eléctrica, se deberá incluir en la expresión anterior el gasto anual por concepto de inversión en la línea de transmisión y las pérdidas por transmisión.

Para estimar el costo de la energía térmica, se obtiene primeramente el costo del KWH a partir del valor de GTP, el cual incluye los siguientes conceptos:

$$GTP = CAP + CAW + GAOP + GAOS$$

Donde:

CAP = Costo fijo anual por inversión en las etapas de reconocimiento, prefactibilidad y factibilidad.

CAW = Costo fijo anual por inversión en pozos.

CAS = Costo fijo anual por inversión en el sistema de transporte y evacuación de fluidos.

GAOP = Gasto anual por operación y mantenimiento de pozos.

GOAS = Gasto anual por operación y mantenimiento del sistema de transporte y evacuación de fluidos.

A partir de este valor GTP, se calcula el valor del vapor en \$/KWH.

$$CEV = \frac{GTP}{8760 \times F.B.}$$

Donde:

CEV = Valor promedio anual de la energía (vapor) \$/KWH

FD = Factor de disponibilidad de vapor

$$FD = \frac{\text{Producción real anual de vapor}}{\text{Producción anual teórica necesaria}}$$

En unidades de masa:

$$CEM = \frac{CEV}{CE} \times 100 \text{ \$/ton.}$$

Donde:

CEM = valor del vapor

CE = consumo específico del vapor de la Central KG/KWH

A partir del valor promedio de la energía (vapor) es posible determinar el valor del mismo en \$/Kcal conociendo sus características termodinámicas.

El criterio anterior de cálculo del valor de la energía por concepto de vapor está en función de su eficiente utilización para generación eléctrica; sin embargo, para estimar el costo de esta energía térmica, sin tomar en cuenta su aplicación, únicamente se deben considerar las inversiones en pozos y los gastos de operación y mantenimiento, para producir la energía utilizable.

## BIBLIOGRAFIA

## I. DESARROLLO

1. I. Puente C. and A. De la Peña L. - 1978  
"Geología del Campo Geotérmico de Cerro Prieto"  
Proceedings/Actas - First Symposium of the Cerro Prieto Geothermal Field, Baja California, México - 1978.
2. A. Abril G. and J.E. Noble - 1978  
"Correlación de secciones transversales en base a registros eléctricos de pozos del Campo Geotérmico de Cerro Prieto".  
Proceedings/Actas - First Symposium of the Cerro Prieto Geothermal Field, Baja California, México.
3. J.E. Noble and A. Abril G. - 1978  
"Analysis of Cerro Prieto well Logs: Some results and Problems".  
Proceedings/Actas - First Symposium of the Cerro Prieto Geothermal Field, Baja California, México.
4. W.A. Elders, J.R. Hoagland, S.D. McDowell and J.M. Cobo R. - 1978  
"Hydrothermal Mineral Zones in the Geothermal Reservoir of Cerro Prieto".  
Proceedings/Actas - First Symposium on the Cerro Prieto Geothermal Field, Baja California, México.
5. T. Yamasaky, Y. Matsumoto and M. Hayashi - 1970  
"The Geology and Hydrothermal Alteration of Otake Geothermal Area".  
Proceedings of the United Nations on the Development and Utilization of Geothermal Resources. Geothermics Pisa, Italia - 1970.

6. J.H. Smith - 1970  
"Geothermal Development in New Zealand"  
Proceedings of the United Nations on the Development and Utilization of Geothermal Resources. Geothermics, Pisa, Italia - 1970.
7. G.W. Grindley - 1970  
"Subsurface Structures and Relation to Steam production in the Broadland Geothermal Field New Zealand".  
Proceedings of the United Nations on the Development and Utilization of Geothermal Resources. Geothermics, Pisa, Italia - 1970.
8. G.F. Risk, W.D.P. MacDonald and G.B. Dawson - 1976  
"D.C. Resistivity surveys of the Broadland Geothermal Region, New Zealand".  
Proceedings of the United Nations of the Development and Utilization of Geothermal Resources. Geothermics, Pisa, Italia - 1970
9. A. Mañón M., A. Sánchez A., J.J. Fausto L., M.E. Jiménez S., A. Jacobo R., and I. Esquer P. - 1978  
"Modelo Geoquímico Preliminar del Campo Geotérmico de Cerro Prieto".  
Proceedings/Actas - First Symposium on the Cerro Prieto Geothermal Field, Baja California, México - 1978.
- 10, A. Razo M., F. Arellano G., y H. Fonseca L. - 1978  
"Estudios de Resistividad realizados por C.F.E. en Cerro Prieto".  
Proceedings/Actas - First Symposium on the Cerro Prieto Geothermal Field, Baja California, México - 1978.
11. M.J. Wilt and N.E. Goldstein - 1978  
"L.B.L. Resistivity Studies at Cerro Prieto".  
Proceedings/Actas - First Symposium on the Cerro Prieto Geothermal Field, Baja California, México 1978.

New Sources of Energy, Proceedings of a Conference.  
Roma 21-23 agosto 1961. Vol. I and II.

19. Contini Remo and Cigni Ugo - 1961  
"Air Drilling in Geothermal Bores".  
New Sources of Energy, Proceedings of a Conference.  
Roma 21-23 agosto 1961. Vol. I and II.
20. Contini Remo - 1961  
"Methods of exploitation of Geothermal Energy and the equipment requires".  
New Sources of Energy, Proceedings of a Conference.  
Roma 21-23 agosto 1961. Vol I and II.
21. Craig S.B. - 1961  
"Geothermal Drilling practices at Wairakei, New Zeland".  
New Sources of Energy, Proceedings of a Conference.  
Roma 21-23 agosto 1961. Vol. I and II.
22. Fisher W.M. - 1961  
"Drilling equipment used at Wairakei Geothermal Power Project, New Zeland".  
New Sources of Energy, Proceedings of a Conference.  
Roma 21-23 agosto 1961. Vol. I and II.
23. English Earl F. - 1961  
"Methods and equipment for harnessing Geothermal Energy at the Geysers, Cal.".   
New Sources of Energy, Proceedings of a Conference.  
Roma 21-23 agosto 1961. Vol. III, p. 142.
24. Domínguez A. Bernardo y Francisco Vital B. - 1979  
"Cement Degradation and Casing Corrosion in Cerro Prieto Geothermal Wells".

Second Symposium on the Cerro Prieto Field, Baja California, México, octubre 17-19, 1979 (in print).

25. Domínguez A. Bernardo, y J.M. Cobo - 1979  
"Some problems in the Completion of Geothermal Wells in Cerro Prieto, related to the Lithological Conditions of the Reservoir".  
Second Symposium on the Cerro Prieto Field, Baja California, México, octubre 17-19, 1979.
26. Domínguez A. Bernardo y Francisco Bermejo - 1975  
"Método actual para la apertura e inicio de explotación de pozos en el Campo Geotérmico de Cerro Prieto, B.C., México".  
Proceedings, Second United Nations Symposium, San Francisco Ca., 1975. 1619-1628.
27. Bermejo M., Francisco - 1977  
"Interpretación de Registros de Temperatura y Presión en Pozos del Campo Geotérmico de Cerro Prieto".  
Primera Reunión de Intercambio Técnico, San Felipe, B.C, México, 1977.
28. Mañón M. Alfredo. et al - 1977  
"Extensive geochemical studies in the Geothermal Field of Cerro Prieto, México".  
Lawrence Berkeley Laboratory. Rep. LBL-7019, 113pp'.
29. Bermejo M. Fco., Cortéz A.C. y Aragón A.A. - 1978  
"Cambios físicos y termodinámicos en el yacimiento geotérmico de Cerro Prieto".  
Primer Simposio sobre el Campo Geotérmico de Cerro Prieto, San Diego, Ca. 1978.

30. Bermejo M. Fco. - 1979  
"Variación de Presión en el yacimiento de Cerro Prieto durante su explotación".  
Segundo Simposio sobre el Campo Geotérmico de Cerro Prieto, Mexicali, B.C. México - 1979.
31. Russell James - 1966  
"Measurement of Steam-water mixtures discharging lt. Speed of sound to the atmosphere".  
Proc. C. Eng.; A.M.I. Mech. E.; octubre 1966.
32. Asme Power Test Codes.  
"Supplement on instruments and apparatus Part 5, Measurement of quantity of materials".
33. ASTM, DESIGNATION D-2034-68  
"Standar Method for open channel flow measurement of water and waste water by weirs".
34. Nencetti, Renzo  
"Methods et dispositifs de mesure en tete des puits employe's an chanp geothermique de Larderello apres eruption d'un sondge; Larderello".  
New Sources of Energy, Proceedings of a conference.  
Roma 21-23 agost, 1961, Volumen II.
35. Perry, Robert H. & Cecil Chilton  
"Chemical Engineers Handbook"  
Fifth Edition, Tokio, Mc Graw-Hill.
36. Pollastri, G. - 1976  
"Design and Construction of Steam Pipelines"  
ENEL-Studi e Ricerche L'Energia Geotérmica No. 4 Feb. 1976.

37. Marconcini, R. and Neri G.  
"Numerical Simulation of a Steam Pipeline Network".  
ENEL Grupo Minerario Compartimento Diferenze, Larderello,  
It. Geothermics, Vol. 7 pp. 17-27.
38. Howl, A.E. - 1977  
"Surface Preparation and Coating of Pipes"  
Pipes e Pipelines International, abril 1977.
39. THE M.W. KELLOG COMPANY  
"Design of Piping Systems"  
New York, John Wiley & Sons.
40. Altseimer, John H.  
"Geothermal Well Technology and Potential applications of  
subterranean devices".  
Proceedings of the Second United Nations Symposium on the  
Development and Use of Geothermal Resources, San Francisco Ca.,  
USA, 20-29 mayo, 1975. V.2 pp-1453-1470.
41. Cigni, Ugo and Fulvio, Fabbri.  
"Advancement in cementation techniques in the Italian Geothermal  
Wells".  
Proceedings of the Second United Nations Symposium on the  
Development and Use of Geothermal Resources, San Francisco, Ca.,  
USA., 20-29 mayo, 1975. V.2 pp-1471-1481.
42. Maurer, William C.  
"Geothermal Drilling Technology".  
Proceedings of the Second United Nations Symposium on the  
Development and Use of Geothermal Resources, San Francisco, Ca.  
USA., 20-20 mayo, 1975. V.2 pp-1509-1521.

43. Domínguez A. Bernardo y Francisco Vital B.  
"Reparación y control de Pozos Geotérmicos en Cerro Prieto, Baja California, México".  
Proceedings of the Second United Nations Symposium on the Development and Use of Geothermal Resources. San Francisco, Ca., USA, 20-29 mayo, 1975. V.2 pp-1483-1495.
44. Domínguez A. Bernardo y Francisco Bermejo.  
"Método actual para la apertura e inicio de explotación de pozos en el campo geotérmico de Cerro Prieto, Baja California, México".  
Proceedings of the Second United Nations Symposium on the Development and Use of Geothermal Resources. San Francisco Ca., USA., 20-29 mayo, 1975. V.3 pp-1619-1628.

## II. EXPLOTACION

45. Domínguez A. Bernardo y Francisco Vital B.  
"Reparación y control de pozos geotérmicos".  
Segundo Simposio Internacional de Geotermia, San Francisco Ca., USA., 20-29 mayo, 1975.
46. Domínguez A. Bernardo y Francisco Vital B. - 1977  
"Problemas de corrosión en tuberías de producción e incrustaciones en tuberías ranuradas".  
Primera Reunión sobre Intercambio Técnico sobre Geotermia.  
San Felipe, B.C., México. Noviembre, 1977 (en impresión).
47. Domínguez A. Bernardo - 1978  
"Terminación y Desarrollo de Pozos en Cerro Prieto".  
Actas Primer Simposio de Geotermia del Campo Cerro Prieto, B.C., México, San Diego, Ca. USA., septiembre de 1978.

48. Bolton, R.S. - 1971  
"A commentary on well measurement and measurements programmes".  
Reporte Interno. UNDP Survey of Geothermal Resources  
El Salvador, junio 1971
49. Bolton, R.S. - 1970  
"The Behavior of Wairaki Geothermal Field During Exploitation".  
Proceedings U.N. Symposium on Development and Utilization of  
Geothermal Resources, Pisa, Geothermics, Special issue 2, 1970.
50. Pritchett, J.M., L.F. Rice and S.K. Craig - 1979  
"Summary of Resource Engineering Data: Wairakei Geothermal  
Field New Zealand".  
L.B.L 8669, Lawrence Berkely Laboratory, 1979.
51. Lamers, M.D.  
"Measurement Requeriments and Methods for Geothermal Reservoir  
System Parameter (an appraisal)".  
LBL-9090 Lawrence Berkely Laboratory - 1979.
52. Stefanson, Valgarour  
"Geothermal Logging"  
Presented at the third Geothermal training seminar in San José,  
Costa Rica, 1980.
53. Ellis, A.J. and W.A.J. Mahom  
"Chemistry and Geothermal Systems".  
Academic Press, New York - 1977
54. Pinder P. George - 1979  
"State of The Art".  
Review of Geothermal Reservoir Modeling.  
LBL 9093 - GSRMP-5 UC-66A, marzo, 1979

55. Fournier, R.O. and A.H. Truesdell - 1973  
"An empirical Na-K-Ca"  
Geothermometer for natural waters".  
Geochimica et Cosmochimica Acta, 1973, Vol. 37, p. 1255-1275.  
Northern Ireland. Pergamon Press.
56. Mañón M. Alfredo et al. - 1977  
"Extensive Geochemical Studies in the Geothermal Field of Cerro Prieto, México, Lawrence Berkeley Lab."  
Reporte LBL 7019, 1977 113 pp.
57. Mañón M. Alfredo et al.  
"Modelo Geoquímico preliminar del campo geotérmico de Cerro Prieto".  
Primer Simposio sobre Cerro Prieto 1978, San Diego, Ca. (en impresión).
58. Benedict, Robert P.  
"Fundamentals of temperature, pressure and Flow Measurement"  
Second Edition, John Wiley & Sons.
59. CHEMICAL ENGINEERING  
"Engineering Economic Refresher Series"  
Part 1 to 20, junio 25, 1973. Octubre 28, 1974.
60. Goldsmith Kurt  
"Engineering aspects of Geothermal Development with emphasis on the Imperial Valley of California."  
Energy Vol. 3 p. 127-148. Pergamon Press, 1978
61. Larson, Tod.  
"Costs of geothermal development"  
Geothermal Energy Magazine, Vol. 5 No. 3.  
Marzo 1977, p. 18-33.

62. Towse, Donald - 1976  
"Economics of Geothermal heat as an alternate fuel".  
Society of Mining Engineering, AIME, diciembre 1976.  
Vol. 260.
  
63. Juul-Dam, T. and H.F. Dunlop.  
"Economic analysis of a Geothermal Exploration and Production  
Venture".  
Second United Nations Symposium on the Development of geothermal  
resources, San Francisco Ca., 1975.