

204

METODOLOGIA DE EXPLORACION GEOTERMICA

FASE DE FACTIBILIDAD



I N D I C E

1.	INTRODUCCION	5
2.	CONSIDERACIONES TECNICAS	7
	2.1 Objetivo y Alcances	7
	2.2 Estudios Técnicos	7
	2.2.1 Estudios Geocientíficos	7
	2.2.2 Perforación Profunda Exploratoria	13
	2.2.3 Ingeniería de Reservorios y Producción	24
	2.2.4 Tópicos Especiales	41
	2.2.5 Transporte de Fluidos	49
	2.2.6 Conversión de Energía	54
3.	DISEÑO PRELIMINAR DEL SISTEMA	64
	3.1 Definición de los Términos y Conceptos Utilizados	65
	3.2 Aplicabilidad y Complejidad del Ciclo Binario Rankine	68
	3.3 Estado Actual de la Disponibilidad de Rutinas Técnicas de Cálculo	69
	3.4 Síntesis de los Subsistemas de Conversión de Energía	70
	3.5 Optimización de la Metodología del Sistema Total	70
	3.6 Estudio de Factibilidad	70
	3.6.1 Estimación de Riesgos	72
	3.6.2 Comprobación de los Requisitos por la Agencia que Proporciona el Financiamiento	73
	3.7 Resumen del Diseño del Sistema	73
4.	RESUMEN DEL ESTUDIO DE FACTIBILIDAD	75
	4.1 Tiempos	75
	4.2 Costos	76
	NOMINA DE PARTICIPANTES	79

1. INTRODUCCION

El II Seminario sobre Exploración Geotérmica, que se realizó en San Salvador, El Salvador, del 30 de abril al 4 de mayo del presente año, constituyó otra etapa decisiva en la marcha del programa regional de OLADE por la integración de este recurso renovable en la oferta energética de una mayoría de países latinoamericanos.

Co-organizado por la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa y con la colaboración de la Comisión Federal de Electricidad de México, dicho seminario tuvo como objetivo central la revisión y redacción final del documento preliminar "Metodología sobre Exploración Geotérmica - Fase Factibilidad", elaborado por el Grupo Geotérmico de OLADE.

Su presente publicación dentro de la Serie: DOCUMENTOS OLADE, que edita la Secretaría Permanente de la Organización, cierra otro importante capítulo iniciado con el estudio metodológico correspondiente a las etapas de reconocimiento y prefactibilidad, luego de su aprobación por el I Seminario que sobre la materia se efectuó en Quito, Ecuador, a fines de marzo de 1978.

Al impulsar su programa regional sobre exploración geotérmica, OLADE ha considerado fundamental el estudio de las características de potencialidad del medio geológico latinoamericano, la ubicación geográfica de este recurso y la conveniencia de encarar su explotación planificada y masiva con una visión más regional que fronteriza tendiente a la optimización de su uso hacia fines del presente siglo.

Al respecto, el diseño de la metodología respectiva -dentro de las cinco etapas en que está articulado el proyecto- (reconocimiento, prefactibilidad, factibilidad, desarrollo y explotación) responde a una genuina concepción latinoamericana, que facilita una selección y combinación de técnicas fácilmente adaptables a las condiciones y características de cada país y que permite, además, resolver efectivamente las distintas fases de exploración.

Dentro del marco operativo de su metodología, OLADE iniciará la marcha de la primera etapa -reconocimiento- con cuatro proyectos locales, que beneficiarán a Ecuador, Haití, Perú y República Dominicana.

Vale destacar que el esquema técnico-económico de la fase factibilidad puede adecuarse a cualquier país de la región y que de ser aplicado podrá orientar a esta Secretaría Permanente en la búsqueda y captación de financiamientos externos que

aseguren el inicio de nuevos proyectos geotérmicos o la intensificación y apoyo de los actualmente en curso.

Con el convencimiento que el recurso energético, entre varios, es una real alternativa que ha de permitir a América Latina abrir una etapa de "transición" hacia economías basadas en menor grado sobre los hidrocarburos y sus derivados, entregamos a consideración de la comunidad regional el presente trabajo. Como contribución efectiva a los fines de divulgación de la información científica y de difusión de tecnologías que persigue OLADE, este estudio resume, además una exitosa jornada en el proceso de integración energética del área: la realización del II Seminario Sobre Exploración Geotérmica.

Nuestro reconocimiento, entonces, al aporte entregado por los expertos geotérmicos participantes de BOLIVIA, COLOMBIA, COSTA RICA, ECUADOR, EL SALVADOR, GUATEMALA, HAITI, HONDURAS, MEXICO, NICARAGUA, PANAMA, PERU, REPUBLICA DOMINICANA, y VENEZUELA.

De manera especial, nuestro agradecimiento al Gobierno y a las autoridades del país sede de este evento, El Salvador, por su valioso respaldo y por la experiencia entregada a este Programa.

En lo que concierne a las dos últimas etapas de la Metodología sobre Exploración Geotérmica serán materia de revisión de un tercer Seminario Regional, que se realizará en octubre de 1980.

CONSIDERACIONES TECNICAS

2.1 OBJETIVOS Y ALCANCES.

Los prospectos geotérmicos, cuya fase de prefactibilidad haya sido superada positivamente, evolucionarán a la fase de estudio de FACTIBILIDAD, objeto de éste documento. Al inicio de la presente etapa se debe contar con un esquema preliminar del área, así como también con las localizaciones de los puntos prioritarios de perforación.

Los objetivos de un estudio de FACTIBILIDAD, consisten en la evaluación del potencial geotérmico del área prospectada y en el diseño preliminar de los posibles sistemas de utilización de los eventuales recursos descubiertos. Estos objetivos serán alcanzados a través de perforaciones exploratorias profundas, estudios geocientíficos, estudios de ingeniería de reservorios, y finalmente análisis técnico—económico de los posibles esquemas de utilización.

Un estudio de factibilidad se considera completo, cuando el modelo geotérmico del área sea conocido en sus parámetros esenciales: sistema de reservorio roca—sello, circulación de los fluidos y sus características físico—químicas, distribución de la termalidad, y finalmente las características físicas de las zonas productoras. Cuando se obtengan los datos señalados se definirán las características del eventual reservorio descubierto, así como su potencial energético, los posibles esquemas de utilización y el programa de operaciones a realizarse en la subsecuente fase de desarrollo.

La orientación básica de este documento es esquematizar una metodología para llevar a cabo un estudio de FACTIBILIDAD de un proyecto geotérmico, con fines de generación de energía eléctrica.

2.2 ESTUDIOS TECNICOS

2.2.1 ESTUDIOS GEOCIENTIFICOS.

A) INVESTIGACIONES SUPERFICIALES.

Contemporáneamente y consecuentemente a las primeras perforaciones exploratorias profundas, serán necesarios estudios suplementarios de explotación superficial. Los objetivos de estas investiga-

ciones serán principalmente los siguientes:

- Completar, detallar y verificar el modelo geológico e hidrogeológico de la zona de interés;
- Delimitar la extensión del posible campo descubierto.

Las investigaciones que se realizarán en esta etapa serán similares a las que normalmente se efectúan en los estudios de prefactibilidad; geología y vulcanología, geoquímica, hidrogeología y geofísica. La variante que se introduce es el cambio de la dimensión del área y del nivel de detalle. En efecto, el área de interés en el cual se realiza un estudio de factibilidad es de dimensiones variables, oscilando entre 10 y 100 Km² como valor máximo.

No es posible esquematizar una secuencia óptima de estas investigaciones, ni el nivel de detalle, por el motivo de que las situaciones y los casos posibles son muy numerosos. Generalmente se utilizarán combinaciones de relieves geofísicos de detalle y estudios geológicos y geoquímicos particulares, los cuales serán realizados paralelamente a la exploración profunda. Tampoco es posible tener un límite en el tiempo para el desarrollo de estos estudios. En particular la delimitación del campo necesitará extensas investigaciones geológico-geofísicas.

B) GEOLOGIA SUBTERRANEA.

Después de la perforación de cada pozo, todos los datos recolectados (recortes, núcleos, registros, medidas de temperatura, etc.) serán estudiados con detalle, utilizando laboratorios para análisis y estudios especiales.

El objetivo de este estudio en síntesis, es llegar a una reconstrucción lo más completa posible, de las características de las formaciones perforadas, indispensable para intentar correlaciones geológicas, geoquímicas e hidrogeológicas, entre los pozos perforados.

La síntesis de los conocimientos obtenidos del subsuelo y de la superficie, representa el momento principal de la exploración del área, en el cual se define su modelo geotérmico. Este continuo proceso de síntesis es la guía conceptual de la exploración en la etapa de factibilidad, que determina ubicación, profundidad y

número de pozos exploratorios a perforarse y el programa de investigaciones de superficie.

La etapa de factibilidad, en otras palabras la exploración, termina cuando se considere suficientemente bien conocido el modelo geotérmico del área. Este modelo, conjuntamente con los datos de reservorio, representará la base física para la definición del potencial del área, y en caso de resultados favorables, de las operaciones a realizarse en la fase sucesiva (fase de desarrollo).

C) EJEMPLOS.

Se considera útil subrayar algunos tipos de investigaciones que frecuentemente se efectúan en esta fase de la exploración. El programa y la secuencia de estas operaciones, como se mencionó antes, depende de la situación local y de los resultados que progresivamente se obtienen.

C.1) Geología.

En algunos casos será necesario disponer de una cartografía geológica de detalle (1:10,000 – 1:20,000) de áreas reducidas. Se harán estudios estructurales para la ubicación de fallas y su datación. Estudios petrográficos y vulcanológicos de campo y de laboratorio.

En síntesis la geología, en la fase de factibilidad, presta colaboración directa a todas las otras disciplinas geocientíficas y geotécnicas involucradas en trabajos de detalle.

C.2) Geoquímica e Hidrogeología.

Se deberá realizar en esta etapa un control periódico (medidas, muestreo y análisis) de pozos de agua y manantiales, termales y fríos, seleccionados sea para motivos de control ambiental, sea para determinar la evolución del sistema geotérmico en distintos períodos del año. Este control deberá continuarse durante las fases de desarrollo y explotación del campo, porque mediante este proceso se podrá establecer un registro definido de la evolución del sistema geotérmico.

En áreas en donde faltan datos hidrológicos representativos de la situación local, será útil establecer estaciones meteorológicas, cuyos datos serán utilizados posteriormente para evaluaciones de balances hidrológicos.

Se considera necesario también el establecimiento de una estación meteorológica de primer orden dentro del campo en estudio, cuyos datos serán de gran utilidad, tanto en la etapa de diseño de la central geotérmica, como en el período de explotación.

Identificar y delimitar las posibles áreas de recarga, es uno de los objetivos de la exploración en esta etapa. Para este fin será necesario estudios geoquímicos tal como muestra en 2.2.3 "incluyendo análisis isotópicos", e hidrogeológicos de detalle, con el fin de establecer lo más aproximadamente posible la extensión del sistema.

C.3) Geofísica.

Se ejecutarán programas geofísicos de detalle para solucionar problemas particulares relacionados con la geometría de fallas, espesores de formaciones específicas, extensión real de posibles niveles productores, delimitación de áreas de anomalía térmica y de alteración hidrotermal, detección de fluidos salinos, etc.

Para alcanzar estos objetivos se utilizarán generalmente métodos empleados en la fase de pre-factibilidad, esencialmente geoelectrónica, gravimetría, magnetometría, etc.; en algunos casos se justificará también el empleo de métodos más costosos, como sísmica de reflexión y refracción, o tipos particulares como estudio de microtemblores, audiomagnético telúrico, magneto-telúrico, etc. (todos estos métodos se describen en el documento de prefactibilidad). Los levantamientos gravimétricos de detalle y microgravimétrico, (este último en fase experimental), podrán servir para definición de rasgos estructurales y de base para la detección de cambios de masa durante las fases de desarrollo y explotación.

D) ASISTENCIA GEOLOGICA Y GEOQUIMICA A LA PERFORACION DE POZOS EXPLORATORIOS PROFUNDOS.

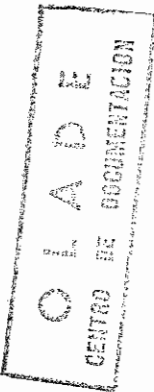
D.1) Geología.

Los objetivos de las observaciones geológicas que se efectuarán durante la perforación son los siguientes:

- Procesar los datos geológicos necesarios para el diseño preliminar de los pozos.
- Reconstruir la serie litoestratigráfica perforada.
- Estudiar las características de permeabilidad y porosidad de los tipos litológicos encontrados.
- Estudiar las características físicas de las formaciones interceptadas, en lo referente a la abrasividad, dureza, fracturamiento y alteración.
- Obtener los datos geológicos necesarios para establecer criterios para el proceso de la perforación (programación de testigos, mediciones de temperatura y presión, inyectividad, verticalidad, etc.).
- Estudiar las condiciones de temperatura de formación de los minerales hidrotermales. En efecto, la presencia de minerales hidrotermales existentes en forma de vetas en los recortes y núcleos, a través del estudio de láminas delgadas, puede dar importantes informaciones sobre las condiciones de temperatura de formación de estas paragénesis; y consecuentemente del estado térmico de la serie perforada.

Todos los datos obtenidos durante la perforación serán esquematizados en un informe descriptivo y gráfico, el cual contendrá los diferentes parámetros registrados.

Para la realización de estas operaciones se necesitará personal específicamente entrenado, equipo petrográfico y facilidades para hacer láminas delgadas.



Gran parte de estas actividades podrán ser realizadas con equipo sencillo y de bajo costo. Los análisis de minerales hidrotermales deberán efectuarse en laboratorios especializados

D.2) Geoquímica.

El muestreo y el análisis químico completo de los fluidos encontrados en los diferentes niveles permeables perforados, permite completar y detallar las observaciones obtenidas a través de las investigaciones geoquímicas e hidrogeológicas de superficie, y por lo tanto llegar a un modelo tridimensional más completo de la circulación de fluidos. En particular se podrán diferenciar los posibles reservorios existentes. Además, se obtendrán informaciones esenciales sobre las características químicas y físicas de los fluidos del reservorio.

E) REQUERIMIENTO DE PERSONAL, TIEMPO Y COSTO.

Parte del personal técnico que ha participado en el desarrollo de las diferentes disciplinas involucradas en la fase de pre-factibilidad, podría continuar vigente en la presente fase, para el desarrollo de los estudios geocientíficos que hayan sido programados. El número y características del personal técnico necesario no es definible, debido a las condiciones locales variantes de cada proyecto. Por lo tanto los costos y el tiempo no pueden ser establecidos definitivamente, sino de manera genérica. Se considera que el tiempo de duración de los estudios geocientíficos, será similar al tiempo que dure las perforaciones de exploración profunda.

El costo global para un área comprendida entre 10 y 100 Km², varía entre un mínimo de US\$ 200,000.00 a un máximo de U.S. \$ 1,000.000.00.

2.2.2 PERFORACION PROFUNDA EXPLORATORIA.

A) GENERALIDADES

Esta actividad, puede considerarse como la culminación de los trabajos previos de las exploraciones geológicas, geofísicas y geoquímicas, que nos lleva hasta un punto en que ya se tiene localizados puntos concretos para la construcción de pozos profundos.

Por lo tanto, los estudios geocientíficos entran en esta etapa como valiosos auxiliares de la perforación, además de que continuarán atentos a todos los datos que el pozo vaya proporcionando, para poder confirmar o reinterpretar en su caso, cada una de las curvas, temperaturas o predicciones que se hubiesen considerado. Es decir, que estrechamente ligada con la perforación, deberán seguir laborando conjuntamente todos los equipos técnicos de exploración.

Después de evaluar los resultados obtenidos en la fase de prefactibilidad, deberá proporcionarse un mínimo de 3 pozos localizados en los lugares con mejores posibilidades dentro de un área preseleccionada. La cantidad máxima de pozos a perforar y su separación dependerá de la extensión del área, de los resultados encontrados y de algunas condiciones especiales propias de la misma.

Se debe mencionar, que por lo general las profundidades promedio de perforación geotérmica en algunos lugares de América Latina son: en Los Azufres (México) de 1,000 mt. a 2,000 mt.; en Ahuachapán (El Salvador) de 800 mt. a 1,000 mt.; en Moyuta (Guatemala) de aproximadamente 1,000 mt.; en Momotombo (Nicaragua) de 600 mt. a 2,000 mt. y en Tatio (Chile) de 700 mt. a 1,800 mt.

B) ALCANCE DEL PROGRAMA.

Se deberá hacer un reconocimiento topográfico del área, con objeto de localizar los mejores trazos para la construcción del camino de acceso y plataforma donde se instalará el equipo. Se tendrá en cuenta que los caminos deberán construirse pensando en que por ellos transitarán vehículos con exceso de longitud y carga.

Para la construcción de la plataforma, se deberá conocer ya el tamaño del equipo de perforación que se empleará, por lo que las dimensiones de ella serán las adecuadas.

Durante este reconocimiento del área, deberá seleccionarse un lugar estratégicamente situado con respecto a la totalidad de los pozos por perforar, que servirá para la concentración de todos los materiales de consumo que se emplearán durante las perforaciones como son barrenas, materiales químicos, cementos, etc.

Un aspecto muy importante que deberá determinarse, es la presencia de agua de escurrimiento superficial, durante todo el año (entre más abundante mejor), ya que es ella la que se empleará correctamente para la perforación del pozo y será además un factor económico importante en el programa, puesto que si la perforación se da a contrato, el contratista tendrá que cotizar posiblemente bombas de agua de gran potencia y grandes longitudes de tubería de línea para su conducción. Si no se tiene agua cerca y en abundancia deberá esperarse la presencia de tiempos perdidos en el equipo de perforación, por recuperaciones de agua para tratar lodo, para lavar el pozo o para efectuar pruebas de inyectividad lo que también afecta los costos de operación.

Como segundo aspecto de estas consideraciones generales, deberá estimarse las características que tendrá el equipo de perforación que efectuará los trabajos de construcción de los pozos exploratorios, cuyos objetivos fueron deducidos mediante los análisis geocientíficos. Para ello, primeramente se esquematizará una columna geológica probable del pozo más profundo por perforar, donde deberán aparecer los siguientes datos:

- a) Litología
- b) Características físicas de las formaciones a diferentes profundidades.
- c) Cruce de niveles permeables esperados a diferentes profundidades.
- d) Objetivos, y

e) Profundidad total.

Con la anterior información a la mano, se procederá al diseño de los diámetros óptimos de perforación (considerando únicamente aspectos técnicos y económicos), así como de las diferentes tuberías de ademe que se instalarán para tener un pozo que, además de ser exploratorio, pueda tener un buen flujo productor, en el supuesto caso de encontrar un yacimiento. Con esta información se podrán calcular tanto los gastos y la potencia que deberán tener las bombas, como el tamaño y potencia del malacate del equipo, es decir que, los volúmenes y las presiones necesarias para tener las velocidades anulares y la potencia hidráulica, adecuadas a la perforación de los diámetros programados, indicarán el tamaño de las bombas que deban emplearse.

El mismo criterio deberá seguirse en lo que respecta al malacate, el cual deberá ser seleccionado considerando las cargas máximas que manejará, debiendo adicionarse un factor de seguridad, en potencia, del 80o/o como mínimo.

C) TECNICAS DE PERFORACION.

Para la perforación en si, deberá elaborarse un programa, en el que aparecerán detalladas todas las operaciones a realizarse durante la construcción del pozo y todos los materiales que se emplearán en él, como se ve en la siguiente relación:

a) Nombre y localización del pozo.

Incluir las coordenadas del mismo y una referencia longitudinal orientada, con respecto a un nivel de referencia fija.

b) Objetivos que se persiguen.

Anotar la localización de posibles zonas permeables, la presencia probable de algún contacto estratigráfico, la confirmación de alguna zona de baja resistividad, la presencia de temperaturas de producción de vapor, el conocimiento de las características geoquímicas de los fluidos encontrados, etc.

c) Perforación.

Mencionar los diámetros y tipos de las barrenas y ampliadores,

el tipo y características de los lodos y las técnicas de perforación (peso sobre barrena, revoluciones por minuto en la rotaria y presión de bombeo), así como las profundidades de cada diámetro, el tamaño y características de las tuberías de ademe a instalar, y los accesorios que se emplearán en las cementaciones, tipo y dosificación del cemento y aditivos, fraguado, etc.

d) Muestreo.

Indicar la frecuencia en que se tomarán las muestras de canal, así como cantidad, longitud y profundidad de los muestreos de fondos (núcleos). También la frecuencia y periodicidad con que se tomarán las muestras de lodos o agua de perforación para análisis geoquímicos.

e) Registros.

Mencionar todos los registros que se pretendan tomar así como los intervalos de perforación en los que se realicen, (ver en 2.2.3 la sección correspondiente).

f) Instalaciones superficiales.

Indicar la cantidad y las características de cada uno de los componentes, tanto del equipo de control (preventores), como de las conexiones de producción (árbol de válvulas), que se instalen en la cabeza del pozo.

g) Pruebas.

Anotar todas las pruebas rutinarias o especiales que se pretendan realizar dentro del pozo, así como su duración y características de peso o presión que deban tener.

h) Diversos.

También deberán aparecer en el programa de perforación otros casos especiales de regulación o control que se pretendan, de acuerdo a las condiciones locales existentes en el lugar de la perforación.

C.1) Control técnico de la perforación.

Como la perforación profunda de un pozo exploratorio es muy costosa y presenta muchos riesgos, siempre se deberá

tener en mente, que entre más rápido y mejor construido sea el pozo, se economizará más dinero y se evitarán más problemas, por lo que debe considerarse la posibilidad de emplear algunos sistemas o herramientas que si al principio significan alguna inversión adicional, al final compensarán con creces en los resultados obtenidos. Por lo anterior se considerará lo siguiente:

a) Selección de barrenas.

Actualmente hay en el mercado barrenas de insertos de carburo de tungsteno y con roles que trabajan sobre bujes (en lugar de baleros) que tienen una vida de 3 a 5 veces la de una barrena de dientes fresados.

Estas barrenas también son de diferentes tipos, por lo que se pueden emplear tanto en formaciones blandas como duras, e inclusive hay algunas que pueden trabajar, en cierto rango, tanto en una formación como en la otra. El empleo de este tipo de barrenas significa un mayor tiempo de perforación constante, antes de sacar la tubería para su cambio, y un menor número de viajes a la superficie, con lo que se ahorra mucho tiempo.

Puede también recomendarse que para la perforación superficial se usen barrenas de dientes, con lo que se tendría algún ahorro en costos.

b) Diseño de la sarta de perforación.

Para poder aplicar los máximos pesos recomendados sobre las barrenas, y hacer que éstas trabajen con los tres puntos de corte sobre el fondo del pozo al mismo tiempo, se deben emplear intercalados en la sarta de perforación, varios estabilizadores de agujero para los lastrabarrenas (Drill Collars). Las características y tipos de los estabilizadores que se seleccionen, dependerá de las condiciones de las formaciones por perforar y de las temperaturas esperadas.

El uso de los estabilizadores, colocados en lugares predefinidos, garantiza la construcción de un agujero en calibre y sin cambios bruscos de dirección, por lo que la

operación de ademar casi se asegura y se evitan algunos problemas. El empleo de un amortiguador elimina las vibraciones, aumentando así la vida útil del equipo.

c) Lodos de perforación.

Se recomienda elaborar un programa de lodos considerando siempre una mínima densidad, ya que el incremento de ésta, puede ocasionar la inducción de pérdidas de circulación, afectando la permeabilidad de posibles niveles productores, y procurar que si se encuentran formaciones alteradas hidrotermalmente o deleznable, los filtrados permanezcan en el mínimo. Los materiales necesarios para la preparación y tratamiento de los lodos son:

c.1) Bentonita, para la preparación y mantenimiento de la viscosidad.

c.2) Taninos o lignitos, para el control de viscosidades, y gelatinosidades; y para la emulsificación y estabilización del sistema.

c.3) Lignosulfonatos, igual que el anterior pero en presencia de altas temperaturas.

c.4) Sosa cáustica, para un óptimo resultado de los reactivos de los incisos c.2) y c.3), sobre todo cuando hay incremento en la salinidad.

c.5) Carbonato de sodio, sólo con fines económicos para tratar los lodos contaminados con cemento dentro del ademe.

d) Perforación.

En esta etapa, deberán tomarse en cuenta algunas consideraciones específicas sobre la mecánica de la perforación, como son:

d.1) Aplicar siempre el máximo peso sobre barrena posible, de acuerdo al diámetro de la misma y a la forma-

ción que se atravesase, siempre y cuando se cuente con una sarta estabilizada.

- d.2) Conservar siempre los gastos de bomba necesarios para perforar con buenas velocidades anulares de retorno (procurar que éstas sean superiores al mínimo recomendado).
- d.3) Instalar el menor tamaño de toberas posible en la barena, para disponer de una máxima potencia hidráulica.
- d.4) Instalar en la sarta de perforación cuando menos 3 estabilizadores apropiados al agujero de que se trate. El lugar específico en donde deberán colocarse cada uno de estos estabilizadores, dependerá de la dureza y abracibilidad que tengan las formaciones que se atraviezan.

La supervisión de la operación que corresponda a las técnicas anteriores, es recomendable vigilarlas constantemente.

Un aspecto muy importante de la perforación de un pozo geotérmico, es el cuidado que deberá observarse cuando se penetre en zonas con posible producción. Para ello se deberá primero, bajar la viscosidad del lodo a un mínimo o si se tiene un buen suministro de agua, efectuar el cambio de aquél por ésta, para procurar no obturar las zonas con poca permeabilidad que sin embargo, pueden aportar algo en la futura producción.

Con la perforación de esta forma aumenta los riesgos de atrapamientos y derrumbes, primero se eliminarán los estabilizadores y después se puede considerar la posibilidad técnico—económica de perforar con un agua aereada o mediante aire con espumantes.

e) Tuberías de Ademes.

Para poder elaborar un programa adecuado de las diferentes tuberías de revestimiento que se instalarán en un pozo,

deberán predeterminarse los siguientes datos:

e.1) Profundidad máxima.

Con este dato se calculan los esfuerzos tensionales y radiales a que estarán sujetos dentro del pozo, y se deberán proteger las tuberías contra un colapso originado por estos factores.

e.2) Tipo de fluido geotérmico esperado.

El conocimiento de este dato es importante, para poder seleccionar el tipo de acero que pueda resistir mejor los contaminantes, sobre todo si son gases.

e.3) Columna litológica.

Con esto se puede programar las tuberías para aislar zonas deleznable o zonas con acuíferos fríos, o también para fijar las profundidades donde anclarán las zapatas, etc.

e.4) Temperaturas de fondo.

De los estudios previos a la perforación se toma este dato, para estimar los grados de acero de la tubería y el tipo de junta que deberá tener.

Con los datos anteriores se deberá programar la adquisición de tuberías especificando: diámetro, grado de acero, peso por unidad de longitud, tipo de cople, tipo de cuerda y rango de longitud por tramo. En el caso de que se ordene tubería ranurada, habrá que especificar: la cantidad de ranuras por metro lineal de tubo, la longitud y espesor de la ranura, el sentido y la forma de ranuración, procurando tener un área de filtración entre el 6 o/o y el 8 o/o de la superficie tubular. Se recomienda que la tubería de producción tenga los coples que técnicamente ofrezcan mayor seguridad.

Después de determinar las características de las tuberías de edeme, ya se deberá ordenar la adquisición de los accesorios para su cementación como son zapatas, coples, centrodoros, tapones, etc.

f) Cementación de Ademes.

Por la importancia que tienen las cementaciones en un pozo geotérmico y las consecuencias que de éstas se pueden derivar, para elaborar los programas de cementación, siempre deberán considerarse las profundidades, temperaturas existentes, presencia de fluidos salinos y sus características químicas, presencia de gases, calibración del agujero perforado (si no es posible, elaborar un perfil geológico detallando las zonas de inestabilidad) y registrar las zonas con pérdidas de circulación.

Con los datos anteriores se definirá: el tipo de cemento a usarse, las características que tendrán las lechadas, y la técnica de cementación que se empleará.

Debido a la resistencia que tienen los cementos tipos "G" y "H", a la degradación de sus características cementantes por efectos químicos de los sulfatos, se recomienda que éstos tengan preferencia sobre otro cualquiera. Por considerar que la adición de harina de sílice a las lechadas aumentan grandemente la resistencia a la compresión de los cementos fraguados, es también aconsejable su empleo. Para aumentar las posibilidades de tener una buena cementación, se procurará suspender la perforación cada vez que se tengan pérdidas parciales de circulación, para efectuar en ellas, una vez que sea determinada su improductividad, cementaciones a presión y consolidarias para que resistan la carga hidráulica de la futura columna de cemento cuando se ademe.

g) En las referencias 1 y 2, citadas al final del capítulo, pueden encontrarse mayores detalles de los tópicos mencionados en esta parte del trabajo.

D) DESARROLLO DEL POZO.

Este aspecto se detalla en la parte 2.2.3. de este trabajo. En la presente, solamente mencionaremos que para efectuar la inducción del pozo, existen diferentes técnicas, como la inyección de aire o vapor, cubeteo, empleo de detergentes, etc., por lo que es recomendable aplicar la más adecuada, considerando los factores específicos que cada pozo presente.

E) ESTIMACION DE COSTOS Y PERSONAL.

El tratar de fijar costos que tengan validez general para la realización de los trabajos de la perforación exploratoria profunda, es muy difícil dada la gran diversidad de condiciones que se presentan, como son: la lejanía que pueda haber de los centros de abastecimiento de materiales, las condiciones topográficas del lugar, el apoyo logístico del área, etc. En el presente documento se considera que, en condiciones "normales", la inversión necesaria para este fin oscilará, entre los 600 a 700 D11/mt. Este costo estimado, puede considerarse como total, e incluye, desde la transportación del equipo en su lugar de origen, hasta su movilización al término del contrato.

El tiempo necesario para desarrollar un programa de perforación en la etapa de factibilidad, dependerá del número de pozos que se construyan, pero en términos generales se estima que un pozo a 1,500 mt. debe perforarse en 3 meses y otro a 2,000 mt. en 4 meses.

El personal técnico necesario para la realización de este programa, deberá ser altamente calificado y con amplia experiencia en cada una de sus disciplinas, puesto que esto garantiza la buena realización del mismo. Para supervisar y efectuar todas las operaciones de construcción y medición del pozo, se requiere el siguiente personal:

Un Ing. de perforación.

Un Ing. geólogo.

Un Ing. químico (geoquímico).

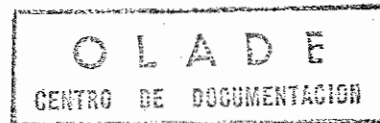
Un Ing. de reservorio.

Un Ing. civil.

8 técnicos especializados en perforación, laboratorio y mediciones.

REFERENCIAS.

1. De la Torre, A. E.: "Diseño de un Pozo de Exploración para el Sistema Geotérmico de Cerro Prieto, B.C., México", Serie de Publicaciones del Departamento de Geotermia, Comisión Federal de Electricidad, México, D.F.
2. Reyes, S. R. y Galindo, L. A.: "Técnicas de Perforación en el Campo Geotérmico de Los Azufres, Mich.", Serie de Publicaciones del Departamento de Geotermia, Comisión Federal de Electricidad, México, D.F.



2.2.3 INGENIERIA DE RESERVORIOS Y PRODUCCION.

A. Objetivos.

Los objetivos perseguidos al aplicar las técnicas de la Ingeniería de reservorios y producción son:

1. Primeramente la evaluación preliminar del potencial del o de los pozos exploratorios perforados en la zona seleccionada con base en la información disponible.
2. La evaluación preliminar del potencial energético disponible en el reservorio, para la generación de energía eléctrica. La metodología necesaria, para alcanzar las metas antes mencionadas, se desglosa en los párrafos que a continuación se presentan.

B. Evaluación preliminar de los Pozos Exploratorios.

Con el objeto de efectuar una correcta evaluación del potencial de generación representado por los pozos productores perforados, es necesario contar con una serie de datos, parte de los cuales se obtienen durante la etapa de perforación, y el resto al concluir dicha etapa y después de efectuar la prueba de producción de los pozos. Las fuentes de datos requeridos para efectuar esta evaluación son las siguientes:

1. Análisis petrográfico de recortes de la roca y núcleos cortados.
2. Registros de temperatura y presión vs. profundidad.
3. Registros geofísicos en pozos.
4. Pruebas de presión en pozos.
5. Pruebas de la productividad del pozo.
6. Muestreo y análisis de los fluidos del reservorio.

Un análisis más detallado de los seis puntos antes mencionados se incluye a continuación:

1. Recortes de la roca y núcleos.

Es conveniente y sumamente importante para la evaluación a

efectuarse posteriormente, realizar un análisis petrográfico y mineralógico lo más continuo posible, de los recortes de roca (muestras de canal), tal como se menciona en la Sección 2.2.1.D

Asimismo, por lo que toca a los núcleos de rocas sedimentarias o tipo sedimentario, es recomendable además de los análisis petrográficos, efectuar determinaciones de porosidad y permeabilidad en los mismos. Además sería deseable, si se dispone del equipo adecuado, efectuar mediciones de conductividad y difusividad térmica en los núcleos, así como de los esfuerzos axiales, sobre las últimas; sean estos procedentes de rocas ígneas o sedimentarias.

2. Registros de temperatura y presión vs. profundidad.

Este tipo de mediciones se efectúa durante dos diferentes etapas de la construcción de un pozo, siendo éstas las siguientes:

- a) Durante la perforación.
- b) En el calentamiento y desarrollo del pozo.

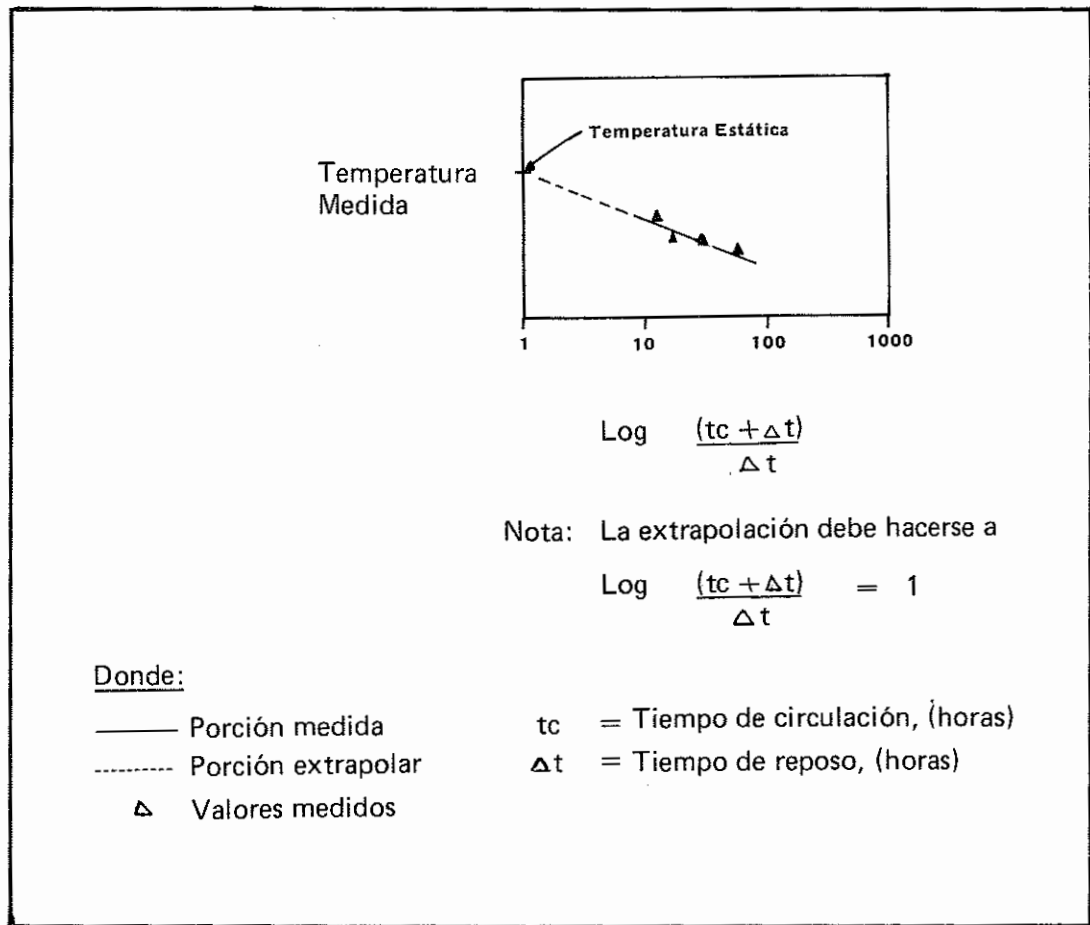
Registros tomados durante la perforación.

Cuando se está en la etapa de perforación de un pozo exploratorio, y después de haber cementado la tubería conductora, es conveniente realizar registros de temperatura y presión vs. profundidad, cada vez que se esté perforando un intervalo que pueda parecer de interés para la posible producción de fluidos geotérmicos. El indicador que nos servirá como base para decidir si la zona es o no de interés, es la alta temperatura de salida de lodo del pozo; o bien, la diferencia entre las temperaturas de entrada y salida del lodo.

El objetivo perseguido con el registro de presión es el conocer la profundidad a que se localiza el nivel del espejo de agua, mientras que con el de temperatura se intenta conocer el perfil de temperaturas a lo largo del pozo.

Otro momento indicado para tomar este tipo de registros es cuando se alcanzan las profundidades adecuadas para cementar las

tuberías de revestimiento, siendo conveniente realizar los registros antes de efectuar la operación. Al llegar a una zona de interés, o bien a la profundidad de cementación de las tuberías, es conveniente realizar como mínimo una serie de cuatro registros de temperatura vs. profundidad, transcurriendo entre ellos un lapso determinado, con objeto de permitir que la temperatura por registrarse dentro del pozo se incremente entre corridas. Una vez que se hayan completado estos registros, y disponiendo como datos del tiempo de circulación de lodos dentro del pozo a la profundidad de interés, así como también de los tiempos de reposo que preceden cada registro, es posible determinar, en forma aproximada el valor de la temperatura estática de la formación. Se entiende por temperatura estática de la formación, aquella que existía en ese punto del medio antes de introducir el disturbio térmico representado por el pozo. Con los datos obtenidos se traza la siguiente gráfica:



La temperatura estática es un valor confiable para el establecimiento de un plazo de isothermas del campo geotérmico.

3. Registros Geofísicos en Pozos.

Los diferentes tipos de registros geofísicos para pozos proporcionan un medio útil para establecer correlaciones de unidades estratigráficas entre los mismos, pudiendo mediante algunos de ellos detectar la presencia de zonas permeables. El tipo de registros geofísicos a emplearse en un caso dependerá tanto del tipo de roca presente como de las condiciones del reservorio.

Algunos de los registros geofísicos que parecen haber encontrado aplicación en pozos geotérmicos son los siguientes:

- a) Registros eléctricos
 - Potencial Espontáneo
 - Resistividad
 - Dual inducción
- b) Registros sínicos
 - Sínico de cementación
 - Sínico
- c) Registros Radioactivos
 - Neutrón–Gamma
 - Gamma–Gamma

Es de hacer notar que la aplicabilidad de estos registros en un caso específico, puede verse obstaculizada por varios factores tales como: la existencia en las cercanías del reservorio de compañías que presten el servicio, aunado con los altos costos de los registros, y en segundo término, la poca resistencia a la alta temperatura que presentan los elementos eléctricos de la mayoría de las sondas empleadas para recibir las señales emitidas en los diferentes registros.

4. Pruebas de Presión en Pozos.

Una vez que durante la perforación de un pozo se ha alcanzado un horizonte promisorio, en el cual se ha determinado que la temperatura estática de la formación está dentro del rango

considerado como de interés comercial, el siguiente paso consiste en determinar si la posible formación productora alcanzada, tiene la capacidad para suministrar al pozo el volumen suficiente de fluidos como para que su posible producción pueda ser comercialmente atractiva; la medida de esta capacidad la proporciona la permeabilidad.

Con objeto de determinar el producto permeabilidad—espesor de formación (capacidad de la formación), se recomienda efectuar una o varias pruebas de inyectividad—recuperación de presión; estas pruebas consisten en inyectar agua a la zona de interés a un volumen determinado, durante un tiempo dado, suspendiendo luego la inyección.

Durante esta operación debe tenerse un elemento registrador de la presión a una profundidad inferior a la correspondiente al nivel estático del agua, con objeto de registrar en forma continua los cambios en presión que ocurran tanto en la etapa de inyección, como en la de recuperación, la cual por conveniencia debe ser del mismo orden de duración, o inclusive mayor a la de la etapa de inyección. Es conveniente efectuar una serie de dos a tres registros de temperatura vs. profundidad una vez concluída la prueba de inyectividad, con objeto de localizar las zonas que aceptaron el fluido inyectado. Una alternativa para la localización de estas zonas, ofrece la utilización de un molinete hidráulico (spinner). La metodología para la interpretación de estas pruebas se ilustra en la Referencia 1.

Si tanto la temperatura estática como la capacidad de la formación, determinadas mediante las pruebas correspondientes, alcanzan valores dentro de los rangos considerados como de interés comercial, se procede a efectuar la terminación del pozo, siguiendo los lineamientos establecidos en la Sección 2.2.2. de este trabajo.

En caso de que alguno de los valores determinados esté por debajo de dichos límites, se procede a continuar con la perforación del pozo.

Si la decisión fue terminar el pozo en el intervalo probado, una

vez concluidas las operaciones correspondientes, se procede a efectuar las pruebas de productividad del pozo, pudiendo realizarse una prueba de presión con pozo fluyente posterior a dichas pruebas, conocida como "Prueba a dos gastos"; el objetivo de la misma es el de corroborar el valor de la capacidad de la formación calculada a partir de la prueba de inyectividad.

5. Pruebas de la Productividad del Pozo.

Cuando se ha concluido con la terminación, se procede a efectuar el lavado y calentamiento del pozo, así como su inducción en caso de ser este último necesario, de acuerdo a la metodología descrita en la Sección 2.2.2.D de este trabajo.

Es conveniente realizar registros de temperatura y presión vs. profundidad durante la etapa de calentamiento, con objeto de conocer la evolución del pozo durante esta etapa.

Una vez que el pozo se encuentra fluyendo, se procede a efectuar su fase final de calentamiento y posterior desarrollo, dejándolo fluir a través de una línea de descarga de diámetro pequeño, durante un lapso prolongado, siendo durante este período que es recomendable tomar de 3 a 4 registros de temperatura vs. profundidad, para vigilar su evolución y detectar posibles problemas con su terminación.

Cuando el pozo se encuentra lo suficientemente caliente, se procede a incrementar gradualmente su producción, hasta que en un período que puede variar entre uno a tres días, se alcanza su apertura total. Durante este período de apertura se deriva el flujo alternadamente, tanto en forma horizontal como vertical, a través de restricciones en las líneas (placas de orificio y conos calibrados), de diámetros crecientes, hasta alcanzar el diámetro total de descarga. Una descripción más detallada del procedimiento de apertura de pozos geotérmicos puede encontrarse en la Referencia 3.

Es necesario en el transcurso de la etapa de desarrollo descrita anteriormente, conocer valores de parámetros tales como caudales de agua, vapor y mezcla, así como también de la entalpia

de la mezcla; para este fin puede recurrirse a cualquiera de los métodos descritos en la Referencia 4; a saber: medición utilizando silenciador y lectura de presión de labio; medición combinada utilizando presión diferencial a través de un orificio calibrado, presión de labio y silenciador; o bien, separar las fases mediante un separador, midiendo el vapor a través de un orificio y el agua utilizando una canaleta adaptada a un silenciador. Cuando se requiere realizar una estimación rápida de la capacidad de un pozo, o bien, no se cuenta con silenciador o separador, puede efectuarse una medición burda y preliminar, consistente en medir temperatura y presión de labio con el pozo descargado a la atmósfera. Obviamente, si el pozo en cuestión produce sólo vapor, la medición del caudal producido puede realizarse mediante orificios. Es deseable para la economía del proyecto, el utilizar en esta etapa instalaciones de silenciador y separador tipo portátil y semiportátil.

El objetivo perseguido al efectuar las mediciones de los caudales producidos durante el desarrollo del pozo, es el obtener datos para elaborar una curva característica preliminar del mismo, la cual nos permitirá establecer la productividad a esperar bajo diferentes condiciones de presión en la cabeza del pozo. Es de hacer notar que la curva obtenida es sólo aproximada, dado que su período de flujo bajo las diferentes restricciones no fue lo suficientemente largo como para asegurar un adecuado tiempo de estabilización. Es por esta razón que es recomendable dejar fluir el pozo completamente abierto por un período de tiempo lo más prolongado posible, vigilando las fluctuaciones en presión de cabezal, caudales y entalpia, para así tener un valor más confiable de su potencial.

6. Muestreo y Análisis de los fluidos del yacimiento.

Es conveniente tomar muestras del fluido en el fondo del pozo durante las interrupciones en la perforación, así como mantener un programa periódico de muestreo de fluidos producidos (agua y vapor o mezcla), desde el momento en que se inicia la apertura del pozo. Esto nos permitirá conocer la evolución de las características químicas de los fluidos producidos, al variar tanto las condiciones de flujo, como también la presión en la cabeza.

Además, si durante la etapa de desarrollo del pozo se observa una fuerte tendencia a producir cantidades apreciables y crecientes de partículas sólidas tales como arena, recortes de roca, partículas de cemento, etc., es conveniente mantener un programa de muestreo y cuantificación de estos desechos, con objeto de planificar en forma adecuada el desarrollo de los pozos, evitando en lo posible los problemas de erosión a las instalaciones de medición.

Como mínimo, los análisis químicos deben incluir la determinación de los siguientes factores:

a) Agua separada:

– Determinaciones indispensables:

N_a , K, C_a , Cl, S_iO_2 , pH

– Determinaciones adicionales recomendables:

As, B, L_i, SO_4 , HCO_3

b) Gases en vapor separado:

– Determinaciones indispensables:

H_2S , CO_2 , NH_3 , gases residuales

– Determinaciones adicionales recomendables:

H_2 , CH_4 , N_2

La metodología para el correcto muestreo de los fluidos y la interpretación de los datos obtenidos puede encontrarse en las Referencias 9, 10 y 11.

Asimismo, al final de la etapa del desarrollo de todos los pozos, es recomendable efectuar un análisis isotópico de las muestras, con objeto de determinar las cantidades presentes de oxígeno 18 y deuterio.

Es conveniente contar con instalaciones adecuadas para poder preservar las muestras de fluidos durante un tiempo largo, con objeto de efectuar investigaciones posteriores en ellas.

C. Evaluación Preliminar del Reservorio.

Una vez concluída la perforación, desarrollo y medición de los po-

zos, así como el análisis químico de los fluidos producidos, se pasa a una etapa en la cual es necesario realizar una serie de pruebas que involucren al reservorio como un todo, con objeto de conocer la reacción del mismo a probables condiciones de explotación y poder efectuar una primera estimación de su potencial. Los datos necesarios para efectuar esta estimación se obtienen por medio de la aplicación de la metodología que se describe a continuación:

1. Registros de temperatura y presión vs. profundidad,
2. Pruebas de presión
 - a) En un solo pozo
 - b) En varios pozos simultáneamente
3. Pruebas de producción
4. Estimación preliminar del potencial del reservorio.
5. Simulación preliminar del comportamiento del reservorio.

A continuación se muestra el desglose de los conceptos antes mencionados.

1. Registros de temperatura y Presión vs. Profundidad.

Cuando el pozo ha estado en producción durante un lapso prolongado, es recomendable mantener un programa periódico de este tipo de registros, con la finalidad de vigilar la evolución del pozo bajo condiciones reales de producción; además, resulta conveniente realizar este tipo de registros antes y después de una prueba de presión.

2. Pruebas de presión en pozos.

El objetivo perseguido con la aplicación de este tipo de pruebas, es el de estimar parámetros del reservorio mediante la interpretación de los cambios de presión registrados al variarse las condiciones de explotación de uno o varios pozos. Los parámetros que se intentan conocer son: capacidad y almacenamientos del o los horizontes productores, factores de daño en los pozos, presencia de barreras impermeables y zonas de dirección de conductividad preferencial de fluidos, condiciones iniciales del reservorio, etc.

En general, pueden distinguirse dos tipos principales de pruebas en pozos; aquellas que involucran un solo pozo y las que requieren para su realización, de la manipulación simultánea de varios pozos.

Pruebas en un solo pozo

La finalidad de éstas es el conocimiento de las condiciones medias prevalecientes en la parte del reservorio drenada por el pozo. La información que se obtiene de estas pruebas es: coeficiente de capacidad de la formación productora, presión inicial y media en el volumen de drene del pozo, factor de daño y la presencia de algún tipo de barrera impermeable en la vecindad del mismo.

El tipo de pruebas que pueden efectuarse en un pozo se clasifican en dos categorías:

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

Pruebas de Decremento de Presión

Este tipo de pruebas se efectúan con el pozo en condiciones de producción; estas condiciones pueden ser de gasto constante o variable. Una descripción adecuada de estas pruebas puede encontrarse en la Referencia 5.

Dentro de las pruebas de caudal variable, existe un tipo de medición (alrededor de 3 a 6 horas), la cual se ha demostrado que es aplicable a un rango variado de situaciones; esta prueba se conoce como "prueba a dos gastos", y básicamente consiste en registrar e interpretar los cambios en presión ocurridos al variar las condiciones de producción de un pozo. Una descripción detallada de la metodología se puede encontrar en la Referencia 2.

Pruebas de Incremento de Presión

Estas pruebas consisten en cerrar un pozo hasta alcanzar flujo cero, registrando el incremento de la presión de fondo durante

un intervalo largo de tiempo en la etapa de cierre. El lapso de cierre adecuado para la prueba varía de acuerdo con las condiciones de permeabilidad de la formación, pudiendo ser desde unos cuantos días hasta varias semanas. Una descripción de la metodología de estas pruebas se muestra en la Referencia 6.

Pruebas de Presión en varios Pozos Simultáneamente

La finalidad de este tipo de pruebas es la de obtener información que normalmente no es posible conocer de las pruebas en un sólo pozo. Este tipo de información es la siguiente: grado de conectividad o continuidad en el reservorio, definición de zonas o direcciones preferenciales del movimiento de los fluidos, coeficientes de almacenamiento (producto porosidad—compresibilidad total del sistema — espesor) y capacidad de la formación, así como también el volumen poroso del reservorio en el área del mismo delimitada por la(s) prueba(s) efectuada(s). Con esta información en mente y el conocimiento estructural del campo, es posible determinar factores tan importantes como el espaciamiento óptimo entre pozos y volumen disponible de fluidos.

Las pruebas que nos permiten conocer los parámetros antes mencionados son las conocidas como “pruebas de interferencia”. Básicamente, estas pruebas consisten en medir, mediante un instrumento de alta presión instalado en el fondo, un pozo conocido como “de observación”, los cambios en presión producidos por las variaciones en el caudal de uno o varios pozos conocidos como “pozos activos”. Los datos reportados por estas mediciones son analizados, obteniéndose los parámetros mencionados arriba. Una descripción más detallada de las técnicas empleadas para la interpretación de los datos puede encontrarse en la referencia 5.

Es conveniente hacer notar que es importante la aplicación de las pruebas de presión tan temprano como sea posible en la vida de un pozo, con objeto de obtener datos lo más representativos posibles de las condiciones iniciales del reservorio. Es muy útil afinar el modelo geológico preliminar del campo concebido al final de la etapa de prefactibilidad, que integra la in-

formación que se va obteniendo durante el desarrollo de la etapa de factibilidad. Esta información proviene fundamentalmente de las siguientes fuentes: análisis de los recortes de perforación y núcleos, análisis de los problemas encontrados durante la perforación, análisis de muestras de los fluidos, registros de temperatura y presión, zonas de pérdidas de circulación durante la perforación, datos de las pruebas de producción e interpretación de las pruebas de presión, etc.

Es necesario contar con el concepto, lo más claro posible, de un modelo preliminar del campo al momento de iniciar la etapa final de las pruebas de presión en los pozos, ya que es durante esta etapa cuando se llevarán a cabo las pruebas de interferencia, y el contar con una idea lo suficientemente clara del sistema bajo estudio, será de gran ayuda para la correcta interpretación de los datos obtenidos de ellas.

. Pruebas de Producción

Hasta este punto y en base a las pruebas anteriores, se cuenta con información sobre los siguientes tópicos: la temperatura y presión del reservorio, su capacidad de ceder fluidos al pozo bajo un diferencial de presión determinada, así como también del potencial inicial de cada uno de los pozos. Sin embargo, aún no se tiene ningún dato sobre la respuesta que tendrá el reservorio bajo condiciones de una explotación de fluidos prolongada. La respuesta a esta última cuestión es muy importante, ya que dará una idea sobre la posible duración del reservorio cuando se esté produciendo energía eléctrica.

Con objeto de suministrar una idea adecuada sobre la declinación de la productividad de un pozo, resulta conveniente realizar una prueba prolongada de producción de algunos de ellos; se recomienda que la duración de estas pruebas sea lo suficientemente larga para obtener una respuesta adecuada, efectuando mediciones de los caudales y entalpia frecuentemente. La forma de manejar los datos procedentes de estas mediciones se ilustra en la referencia 8. En esta etapa puede ser conveniente aprovechar el vapor producido mediante el empleo de unidades móviles de generación de energía eléctrica.

4. Estimación Preliminar del Potencial del Reservorio.

Una vez concluida la etapa de adquisición de datos necesarios para realizar la evaluación del reservorio, es conveniente que el grupo técnico encargado del estudio se reúna, con objeto de integrar la formación disponible, llegando a establecer un modelo preliminar del campo, el cual debe incluir todos los datos disponibles, para con este modelo en mente, iniciar los trabajos tendientes a establecer el potencial del reservorio.

La etapa inicial de la evaluación consistirá en fijar límites tentativos a la extensión del reservorio. Estos límites deben fijarse con base a una temperatura mínima de los fluidos contenidos en la estructura permeable.

El plano de isotermas a una profundidad de interés determinada puede elaborarse combinando la información disponible de las mediciones de temperatura en los pozos exploratorios, con aquella proveniente del cálculo de temperaturas que, con base en los geotermómetros, se determinó del análisis de muestras provenientes de manantiales y manifestaciones termales de la zona.

De los métodos de evaluación reportados en la literatura técnica, el conocido como "método volumétrico" es el que parece producir los mejores resultados, así como también es el que tiene actualmente un rango de aplicabilidad más amplio. Una breve descripción del método aplicado a un sistema cerrado, en el cual no se contempla la reinyección de fluidos se ofrece a continuación:

- a) Evaluar la magnitud del recurso base accesible, entendiéndose por recurso base accesible aquella parte del recurso que puede alcanzarse mediante perforaciones, dentro del rango económicamente aceptable.

Esta evaluación consiste básicamente, en determinar primeramente el volumen de fluidos disponibles en el área identificada como del reservorio, utilizando para ello la información del coeficiente de almacenamiento obtenido de las pruebas de interferencia.

b) Estimar la cantidad de calor disponible contenida en el volumen del reservorio, (H_{yac}), teniendo en mente que aproximadamente un 90 por ciento de este calor se encuentra contenido en la roca, y sólo un 10 por ciento corresponde a los fluidos.

c) Tomando en cuenta que sólo una parte del calor contenido en el recurso base accesible puede recuperarse económicamente en la superficie, para ser utilizado en la generación de energía eléctrica, es necesario afectar el valor de H_{yac} calculado en la parte b), por un factor que tome en cuenta este hecho. Este factor es lo que se conoce como "Factor de recuperación", el cual se define en la siguiente forma:

$$F_r = \frac{H_{wh}}{H_{yac}}$$

Donde:

F_r — Factor de recuperación

H_{wh} — Calor extraído, medido a condiciones de cabeza de pozo.

H_{yac} — Calor total contenido originalmente en un volumen determinado de roca y fluido asociado, medido a condiciones de reservorio.

Aún cuando no existe una metodología generalmente aceptada para estimar el valor de F_r , pueden considerarse como valores promedio para una evaluación conservadora preliminar, y en espera de una mejor estimación del mismo, los siguientes:

1. Para sistemas líquido dominante: $F_r = 0.12$ a 0.15

2. Para sistemas vapor dominante: $F_r = 0.07$ a 0.09

Entonces, se tendrá que la cantidad de valor disponible en la superficie será igual al producto del factor de recuperación y de la cantidad de calor disponible en el volumen del reservorio. El procedimiento para determinar la energía eléctrica

producida por una determinada cantidad de energía calorífica es bien conocido, por lo cual no se mencionará aquí. Una descripción más detallada del método de evaluación volumétrico aplicado tanto a sistemas cerrados, como a aquellos con reinyección de fluidos, puede encontrarse en la Referencia 7.

Con objeto de efectuar una evaluación preliminar de la duración y comportamiento del yacimiento, puede recurrirse a la aplicación de la Teoría de Curvas de Declinación.

5. Simulación Preliminar del Comportamiento del Reservorio

Una vez concluida la etapa de evaluación del reservorio, y siempre con el modelo geológico del campo en mente, se procede a efectuar una primera simulación de la respuesta que tendría el reservorio al explotarse bajo diferentes políticas de extracción y/o reinyección. La ventaja que ofrece el efectuar esta simulación, es que nos permitirá evaluar varias alternativas de esquemas de localización de pozos productores e inyectores, así como también de variación en los caudales tanto de producción como de inyección, con objeto de seleccionar la mejor alternativa antes de comprometer el proyecto a una programa a priori de desarrollo y perforación de pozos.

Es importante reconocer que los resultados obtenidos de esta primera simulación son sólo una aproximación, ya que el grado de conocimiento del reservorio en esta etapa es muy limitado.

Personal necesario

El personal técnico mínimo para llevar a cabo esta fase del Proyecto es el que a continuación se muestra:

- 1 Geólogo con conocimientos de petrografía
- 1 Geoquímico
- 1 Ingeniero de mediciones
- 1 Ingeniero de reservorios
- 1 Ingeniero jefe de proyecto con conocimientos generales de las fases involucradas.

Además, se requiere de personal de apoyo y ayudantes con alta preparación técnica para cada uno de los ingenieros.

Gastos de la Etapa

El costo global de esta fase del proyecto es de aproximadamente 300 a 800,000 (U.S. Dólares a 1978).

REFERENCIAS

1. Saltuklaroglu, M. y Rivera, R.J.: "Injection Testing in Geothermal Wells", Proceedings, Stanford Geothermal Reservoir Engineering Workshop, Stanford University (Dic. 1978).
2. Rivera, R. J. y Ramey, H.J., Jr.: "Application of Two-Rate Flow Tests to the Determination of Geothermal Reservoir Parameters", 52 Conferencia Técnica Anual de la Sociedad de Ingenieros Petroleros de AIME, Denver, Col., E.E.U.U. (Oct. 1977). Próximo a ser publicado en el Journal of Petroleum Technology de la misma sociedad.
3. Domínguez A.B., Bermejo, M.F.: "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, Sn. Fco. Cal. (1975), 1619-1628.
4. James, R.: "Factors Controlling Borehole Performance", Geothermics, Special Issue 2, (1970) 1502-1515.
5. Samaniego, V.F. y Cinco, L.H.: "Reservoir Engineering Concepts", Capítulo 9.
6. Ramey, H.J.: "Pressure Transient Analysis for Geothermal Wells", Proceedings, Second United Nations Symposium, Sn. Fco. Cal. (1975), 1749-1757.
7. Muffler, P. y Cataldi, R.: "Methods for Regional Assessment of Geothermal Resources", Proceedings, ENEL-ERDA Workshop, Larderello, Italia (Sept., 1977) 131-207

8. Rivera, R.J.: "Decline Curve Analysis — A Useful Reservoir Engineering Tool", Transactions, Geothermal Resources Council, Vol. 1, San Diego, Cal. (Mayo 1977).
9. Nehring, L. N. y Truesdell, A. H.: "Collection of Chemical, Isotope and Gas Samples from Geothermal Wells", Proceedings, Second Workshop on Sampling Geothermal Effluents, Las Vegas, Nev. (Feb. 1977) 130—140.
10. Mañon, M.A., Mazor, E., Jimenez, M., Sánchez, A., Fausto, J., y Zenizo, C.: "Extrusive Geothermal Studies in the Geothermal Field of Cerro Prieto, México", Reporte No. LBL 7019, V.C. — 66 71D—4500 — R 66, Lawrence Berkeley Laboratory, (1977).
11. Truesdell, A.H. y Fournier, R.D: "Calculation of Deep Temperatures in Geothermal Systems from the Chemistry of Boiling Spring Waters of Mixed Origin", Proceedings, Segundo Simposio de la ONU para el Desarrollo y Uso de Recursos Geotérmicos, Sn. Fco. (1975) 837 — 844.

.2.4 TOPICOS ESPECIALES

A) ASPECTOS AMBIENTALES

La energía geotérmica es considerada una de las fuentes energéticas más limpias. Los problemas, en lo que respecta a protección del ambiente, requieren una búsqueda interdisciplinaria de soluciones económicamente factibles dentro de las diferentes alternativas técnicas; por lo que se recomienda, en la fase de factibilidad de un proyecto geotérmico, concretizar todos los problemas ambientales que existen o que puedan producirse en el futuro, como consecuencia del desarrollo geotérmico, siendo objetivos en cuanto a su magnitud, para poder evaluar correctamente las soluciones y minimizar los posibles efectos adversos.

A continuación se enumeran los principales problemas ambientales que pueden presentarse:

a) EFLUENTES QUIMICOS.

– Sulfuro de Hidrógeno, H₂S

Uno de los gases que casi siempre acompaña a los fluidos geotérmicos en diferentes concentraciones, es el H₂S, por lo que probablemente presentará problemas de cambios en el ambiente, principalmente de corrosión. Al presente, es posible técnicamente reducir sus efectos a valores razonables.

– Dióxido de Carbono, CO₂

El dióxido de Carbono no tiene efectos sobre la salud humana, siendo el mayor constituyente de los gases que son emitidos conjuntamente en los fluidos geotérmicos. La emisión a la atmósfera de grandes cantidades de CO₂, parece ser común en las instalaciones geotérmicas, y hasta la fecha no se han presentado problemas ambientales de consideración.

– Aguas Residuales

Las aguas residuales producidas como desecho de los procesos de separación de los fluidos de los sistemas de líquido dominante, contienen cantidades variables de sales minerales disueltas, algunas de las cuales en concentraciones elevadas, pueden presentar efectos en el ambiente. El estudio de éstos,

debe iniciarse con el análisis químico completo de los efluentes líquidos, para determinar las concentraciones relativas de las especies, y luego evaluar sus consecuencias en la ecología.

La eliminación de cualquier efecto en el ambiente se ha demostrado que es técnica y económicamente factible.

b) RUIDO.

El ruido proveniente de la expansión a la atmósfera de los fluidos geotérmicos presurizados, puede llegar a niveles elevados en diferentes etapas del desarrollo, por lo que su control debe ser uno de los objetivos a alcanzar. Los casos de ruido, siempre se presentan en descargas libres durante las fases iniciales del desarrollo de los pozos, por lo que se aconseja el uso de instalaciones apropiadas para alcanzar límites tolerables.

c) CALOR.

La eliminación de aguas residuales calientes puede presentar ciertos problemas para algunas formas de vida acuática. Este aspecto ambiental requiere de un estudio que contemple la posible utilización del calor residual presente, con objeto de disminuir a un mínimo cualquier riesgo.

d) ASENTAMIENTOS.

La extracción de grandes cantidades de fluidos del subsuelo puede ocasionar asentamientos, los movimientos asociados con ellos podrían ser tanto horizontales como verticales, por lo que es un factor que se debe tener en consideración al determinar la ubicación de la planta; así como en el diseño y construcción de obras civiles asociadas al campo geotérmico. Esto hace recomendable realizar un control de nivelación de primer orden del terreno, antes y durante la explotación.

B) CORROSION E INCRUSTACIONES.

1.— CORROSION.

La naturaleza corrosiva de los fluidos geotérmicos, depende principalmente de su composición química, temperatura, tipo de fase y velocidad del fluido.

Los efectos de corrosión se pueden presentar tanto en las instalaciones superficiales, como en los pozos y equipo de la planta.

Las especies químicas que mayor efecto tienen en la corrosividad de los fluidos geotérmicos son: H , CO_2 , H_2S , NH_3 , NH_4 , y SO_4 . Por lo que se recomienda efectuar, en la etapa factibilidad, las pruebas necesarias para determinar, la corrosividad de los diferentes ambientes geotérmicos sobre diversas aleaciones, y poder así seleccionar los materiales óptimos.

En general se recomienda efectuar pruebas de corrosión con testigos en los siguientes ambientes:

- 1— Vapor separado
- 2— Vapor separado aireado
- 3— Vapor condensado
- 4— Condiciones atmosféricas
- 5— Agua separada
- 6— Agua separada en condición atmosférica
- 7— Mezcla agua—vapor

Cuando se disponga de producción en los primeros pozos exploratorios, estas pruebas se pueden realizar en forma sencilla y a un bajo costo.

2.— INCRUSTACIONES.

Uno de los factores que debe estudiarse durante la fase de factibilidad, es la posible formación de incrustaciones y depósitos en los ductos, instalaciones de la planta y en las for-

maciones de los pozos productores y de reinyección. Es conveniente señalar que este problema en casos extremos puede llegar a ser un factor decisivo en la utilización de un campo geotérmico.

En esta etapa, es indispensable conocer a fondo el comportamiento de los fluidos en las diferentes condiciones de los procesos de utilización, para poder dar las recomendaciones que posteriormente serán utilizadas como criterios para el diseño del equipo.

La composición química y las condiciones termodinámicas de los fluidos geotérmicos, varía en cada reservorio. La salinidad total del agua en la mayoría de los sistemas geotérmicos, oscila entre 1,000 y 30,000 ppm, además de contener proporciones diferentes de gases disueltos.

Las condiciones químicas y termodinámicas de los fluidos producidos varían al cambiar la presión y temperatura, siendo también afectadas por el contacto con diferentes materiales y atmósferas. Estos cambios y la composición original de los fluidos, son los que determinan la formación de depósitos y/o incrustaciones.

Los constituyentes dominantes de los depósitos e incrustaciones producidas por fluidos geotérmicos son: carbonato de calcio y/o sílice, los cuales aparecen principalmente como calcita y sílice amorfa. Debe anotarse que la depositación de calcita es bastante frecuente, ya que el calcio y los carbonatos están presentes en condiciones límites de solubilidad, y cualquier caída de presión producirá dióxido de carbono, incrementando el pH del fluido y la concentración de carbonatos. Hay que hacer notar que la solubilidad del carbonato de calcio es inversa con respecto a la temperatura.

La velocidad de formación de los depósitos de sílice está condicionada, entre otros factores, por la temperatura, de la solución y condiciones locales tales como: velocidad de los efluentes, contacto con el aire, etc.

En base a lo anterior, se recomienda efectuar estudios detallados de la tendencia incrustante de los fluidos, con especial énfasis en los depósitos constituídos por carbonatos de calcio y sílice.

Los resultados obtenidos podrán utilizarse con los siguientes fines:

- Establecer criterios para evitar la incrustación en los pozos y fracturas del reservorio.
- Diseñar los equipos de transmisión y conversión de energía.
- Establecer la factibilidad de la reinyección de fluidos sin problemas de depósitos.

C) ELIMINACION DE RESIDUOS.

El grado de dificultad para eliminar los residuos de un campo geotérmico depende de la naturaleza del sistema geotérmico en estudio; ya que si éste es un campo de vapor seco, las soluciones son mucho más simples y de menor costo; en cambio en aquellos sistemas que producen fluidos en dos fases, las soluciones son mucho más complejas y dependen de factores relativos a las características de los fluidos y del sistema de conversión de energía utilizado.

En el caso de vapor seco, el problema de eliminación de residuos se limita al condensado producido en la planta y los gases residuales no condensables.

La eliminación de los residuos, en el caso de campos geotérmicos de líquido dominante, involucra todas las etapas del proceso (separación de fases, condensación en las tuberías de transporte, proceso de conversión, etc.), y la masa de fluidos resultantes es mucho mayor que en el caso anterior.

Los sistemas de eliminación propuestos normalmente son los siguientes:

a) GASES.

La emisión a la atmósfera de gases tales como el sulfuro de hidrógeno por medio de chimeneas lo suficientemente altas para asegurar una buena dispersión, o bien en zonas altamente ventiladas, está restringida a casos en los que su concentración no sea excesiva, ya que de ser así, se podrán buscar otros medios de eliminación, como es la síntesis del azufre. Esto deberá ser acompañado de una evaluación de las condiciones atmosféricas iniciales, con objeto de detectar cualquier cambio posterior.

b) LIQUIDOS.

La eliminación de los líquidos residuales es el principal problema que se presenta en un desarrollo geotérmico, y las soluciones se deben buscar específicamente para cada caso. En áreas desérticas, la eliminación en la superficie presenta menos problemas que en áreas pobladas y de un alto grado de utilización agrícola.

Las alternativas que se deben tener en consideración, como solución a la eliminación de los fluidos residuales, son las siguientes:

- a) Eliminación a la superficie por medio de cuerpos de agua naturales.
- b) Eliminación por medio de lagunas de evaporación
- c) Reinyección al subsuelo.
- d) Procesamiento industrial de los residuos.

La solución más efectiva desde el punto de vista técnico, debe ser escogida después de un análisis que comprenda los siguientes aspectos: ambientales, geográficos, económicos y de Ingeniería de reservorio.

En general se considera que la reinyección es una solución conveniente, y se recomienda que se efectúen los estudios correspondientes como alternativa prioritaria.

D) REINYECCION.

La disposición de fluidos residuales, mediante su reinyección al subsuelo, parece ser la alternativa más favorable para eliminar los residuos geotérmicos. Esta puede efectuarse en el mismo reservorio de donde provienen los fluidos, o en zonas permeables sin relación alguna con él.

La reinyección de los fluidos de desecho en el mismo nivel del que son producidos, se plantea como la solución más atractiva, no sólo tomando en cuenta consideraciones ambientales, sino por presentar ventajas desde el punto de vista de la eficiencia del aprovechamiento de la energía del campo; es decir, que esta opción es una forma adicional de recuperar energía del reservorio.

Otras ventajas que deben tomarse en cuenta, es el hecho de que, en alguna forma, se compensa al reservorio parte de la masa extraída en la producción, con lo que disminuye el peligro de asentamientos.

Aún cuando existen algunas dudas respecto a la factibilidad técnica de reinyectar, el problema fundamental parece estar enfocado a "dónde y como reinyectar", y la respuesta a estas dudas requiere soluciones interdisciplinarias para cada caso, debiendo tenerse en consideración los siguientes factores:

- Posibilidad técnico—económica de efectuar un pretratamiento.
- Características químicas y termodinámicas de los fluidos residuales.
- Características del reservorio (porosidad, permeabilidad, condiciones estructurales, condiciones termodinámicas, etc.)
- Factores geográficos.

El análisis de estos factores debe llevar a aclarar las siguientes consideraciones:

- 1— Efectos de la reinyección en el campo geotérmico
- 2— Efectos de la reinyección en los acuíferos superficiales
- 3— Selección de sitios óptimos para reinyectar

- 4— Posible formación de incrustaciones y depositaciones, en instalaciones superficiales, pozo y formaciones permeables.
- 5— Diseño del sistema de control
- 6— Costos de inversión y operación.

Como es evidente de la discusión anterior, antes de llevar a cabo un proyecto de reinyección, es necesario realizar un amplio programa de estudio que involucra los diferentes aspectos que pueden ser críticos para el éxito del proyecto, el cual deberá ser ejecutado durante esta etapa de factibilidad.

2.2.5 TRANSPORTE DE FLUIDOS.

A) Introducción.

El objetivo del párrafo 2.2.5 es el de presentar una descripción cualitativa de los elementos funcionales del sistema de transporte de fluidos, el cual se extiende desde los pozos de producción hasta la entrada de la casa de máquinas y desde la salida de la casa de máquinas hasta los pozos de inyección.

Esta descripción tiene como objetivo proveer suficiente información de base para la discusión del Diseño Preliminar en 4.0. La descripción identifica las características físicas distintivas entre los componentes de transporte hacia y desde la central, así como aquellos parámetros y relaciones que afectan en mayor grado el comportamiento económico y técnico del sistema de transporte de fluidos.

B) Descarga de Pozos.

La descarga de los pozos geotérmicos puede ser en la forma de sólo vapor (una fase), sólo líquido (una fase), una mezcla de vapor/líquido (dos fases).

Flujo Espontáneo: Todos los pozos de descarga espontánea económicamente atractivos, descargan vapor seco o una mezcla de vapor/líquido, como resultado de un diferencial de presión entre la cabeza del pozo y el reservorio.

Flujo Bombeado: Bajo ciertas circunstancias es técnica y económicamente necesario bombear mecánicamente el fluido de los pozos. Con esta intención, una bomba es instalada dentro del entubamiento del pozo.

El total de la presión proporcionada por el reservorio más la de la bomba, es suficiente para evitar el flasheo, la liberación de gases no condensables y la consecuente depositación de sólidos. El uso de una bomba auxiliar que es colocada en la superficie cerca del cabezal del pozo disminuye las necesidades de energía de la bomba profunda.

Esta bomba auxiliar mantiene una descarga de una sola fase y evita la liberación de gases disueltos y la posible incrustación a través de todo el sistema de transporte—conversión.

La energía necesaria para el funcionamiento de la bomba de profundidad y la auxiliar es considerable, y debe ser sustraída de la energía total del sistema.

Las bombas de profundidad que se obtienen en el comercio, generalmente tienen una máxima temperatura de operación continua de aproximadamente 180° C (356° F), y una capacidad de descarga limitada. Estas limitaciones de temperatura y descarga hacen que su uso, para aplicaciones geotérmicas de temperatura media sea marginal, y no son utilizables en casos de alta temperatura. Al presente existen por lo menos cuatro conceptos de bombas de profundidad con altas temperaturas que se encuentran en diferentes etapas de desarrollo. Algunos de estos conceptos han sido aplicados experimentalmente, pero al presente ninguno de ellos se encuentra comercialmente.

C) Separación de Fases.

En pozos de flujo espontáneo con líquido dominante, el flasheo comienza en el agujero del pozo (o en la formación geológica) y se completa en la superficie, en el separador.

La presión del fluido es reducida en el separador y causa la ebullición final que resulta en la separación de la fase líquida y la fase de vapor.

El porcentaje de vapor (en base masa) que es producido, está determinado por el contenido calórico del líquido saturado 100o/o en la boca del pozo y por los niveles de presión seleccionados en el flash/separador. Una o más etapas secuenciales de presión de flasheo pueden ser usadas para obtener un proceso termodinámico que ofrezca resultados económicamente favorables.

Existen varias opciones para seleccionar la localización donde se instalará el separador. Las más adecuadas son:

- a) Estaciones múltiples de separación, localizadas cerca de los pozos productores con tubería de vapor separado y paralelas para cada nivel de presión.
- b) Estación sencilla de separación localizada cerca de la planta, con una o más tuberías de conducción a los separadores.
- c) Estaciones múltiples o sencillas localizadas en puntos intermedios entre los pozos productores y la planta, para poder facilitar el desecho de los líquidos del separador a los pozos de reinyección.
- d) Combinaciones de los incisos anteriores.

La comparación económica de las opciones disponibles identificará la selección más favorable.

D) Sistema de tubería.

Las características de los flujos que deben ser conocidas para efectuar el diseño del sistema de transporte incluye: presiones estáticas y dinámicas, temperatura, relación vapor/líquido (calidad termodinámica), identificación de sólidos transportados (si los hay) y constituyentes químicos de las corrientes de flujo. Diseñar sistemas de tubería para flujo de dos fases, económicamente competitivos, es más complejo que diseñar sistemas de tuberías para flujo de una sola fase, sin embargo dicho sistema utiliza los mismos parámetros técnicos y económicos. El sistema de tuberías de flujo de dos fases es ventajoso económicamente cuando se usa con el proceso de doble flasheo, especialmente con pozos de alta presión y producción. Poca experimentación a sido realizada con el propósito de verificar el análisis teórico del flujo de dos fases en tuberías horizontales (ver ref. 1 y 2).

Como un paso preliminar para el diseño de un sistema de tuberías de conducción de fluidos en dos Fases, es aconsejable efectuar pruebas con varios diámetros de tuberías, para determinar el grado de incrustación inducido por el flasheo debido a las caídas de presión.

En el diseño de tuberías para transportar fluidos de una sola fase, no existen problemas tecnológicos que no se hayan solucionado. No obstante, hay un número de diferencias/significativas entre las plantas geotérmicas y las plantas industriales normales, a causa de las razones siguientes:

- a) Las características químicas y físicas de los fluidos geotérmicos.
- b) A menudo hay que instalar largos tramos de tuberías en terrenos accidentados.

El objetivo del diseño es reducir las pérdidas de presión, reducir las pérdidas de calor y minimizar el costo de capital y operación del sistema. Se requiere minimizar la pérdida de calor mediante el aislamiento adecuado de todas las tuberías conductoras, así como del equipo de separación. A menudo, los valores que se escogen son diferentes de los valores teóricos, a causa de la estandarización por parte de los fabricantes, de las dimensiones de la tubería y del aislamiento. Un levantamiento topográfico de las rutas propuestas para las tuberías es esencial para llevar a cabo el diseño preliminar.

El ingeniero encargado del diseño debe considerar el rango más extremo de temperaturas esperando, porque la tubería que es anclada en varias secciones, debe estar libre para moverse lateralmente y longitudinalmente entre los puntos de anclaje. El que diseña las tuberías debe considerar los posibles movimientos futuros verticales y horizontales debidos a los posibles asentamientos del terreno. La utilización de juntas de expansión de tipo fuelle debe ser la mínima posible, a causa de sus altos costos iniciales y los graves problemas de mantenimiento. Por razones económicas, es preferible darle a la geometría del sistema de flexibilidad necesaria para absorber la expansión térmica. La distribución en planta puede estar basada en forma triangular o rectangular. La forma omega es más costosa y a menudo no se acomodan a la topografía del terreno.

La distribución de las tuberías de transporte sobre el terreno puede ocasionar un efecto visual adverso, siendo posible minimizarlo si se recubren con la pintura adecuada. El diseño del tendido de

las líneas de conducción debe tratar de minimizar la interferencia de éstas en zonas de uso agrícola. Debe realizarse un diseño concienzudo de las anclas y puntos de apoyo de las tuberías conductoras debido a que la irregularidad del flujo puede ocasionar fuertes vibraciones.

Las tuberías para la transmisión del vapor (incluso sobre calentado) deben tener válvulas de drenaje localizados en los puntos bajos para remover el condensado. En general, el uso de trampas automáticas debe ser limitado a casos especiales, porque los depósitos sólidos pueden causar que la trampa falle, resultando esfuerzos inaceptables en la tubería causados por un flujo tipo tapón. Es preferible mantener una descarga de vapor pequeña y continua para remover el condensado como gotas pequeñas.

2.2.6 CONVERSION DE ENERGIA.

A) INTRODUCCION

El objetivo de 2.2.6 es presentar una descripción cualitativa de los procesos de conversión de energía disponibles al presente, como información de base para la discusión del diseño preliminar en 3.0. La descripción identifica las características y las ventajas técnicas de los procesos de conversión. Se identifican también aquellos parámetros y relaciones que afectan más fuertemente la competitividad económica de las principales alternativas entre los procesos de conversión de energía.

B) PROCESOS DE CONVERSION DISPONIBLE.

Al presente existen esencialmente tres procesos básicos de conversión de energía, los cuales están bien establecidos o tienen una gran competitividad en el futuro. Cada uno de estos procesos básicos de conversión tiene un número de variantes que lo hacen más aplicable. Algunos de los procesos de conversión (y sus variaciones) pueden ser combinados con otros para alcanzar ventajas técnicas que faciliten su competitividad económica. Todos estos procesos de conversión emplean el clásico ciclo termodinámico de RANKINE.

Procesos con Vapor Seco.

El proceso con vapor seco es el más simple disponible y además es el menos costoso de construir y de operar. El vapor seco, el cual se descarga como una sola fase de los pozos de producción, se alimenta directamente en la turbina después de un pretratamiento relativamente simple. El vapor exhausto de la turbina es condensado y éste puede después ser suministrado al sistema de enfriamiento (torres, piscinas de spray, etc.) o para otros usos.

El condensado que no es consumido durante el enfriamiento (u otros usos) puede ser eliminado por los métodos discutidos en 2.2.4.

Las mayores ventajas de los procesos de vapor seco son:

- a) Costos de capital inicial más bajos

- b) Proporciona su propia agua de enfriamiento
- c) Volúmenes relativamente pequeños de líquidos residuales que necesitan ser eliminados.
- d) Se basa en una tecnología bien establecida y probada.

Hay algunas desventajas asociadas con este proceso, y son las siguientes:

- a) El material fino de arrastre, el cual entra en el vapor de alta velocidad desde el pozo, causa erosión e incrustaciones en los álabes de la turbina.
- b) La velocidad de corrosión es acelerada por la presencia de cloro en el vapor sobrecalentado.
- c) Se consume energía adicional para remover volúmenes relativamente grandes de gases no condensables.

Procesos de vapor flashado.

En este contexto el término "flasheo" es sinónimo de "ebullición". El proceso de flasheo, el cual puede iniciarse en el interior del pozo, prosigue y se completa en el separador por medio de una repentina reducción de presión. Inmediatamente después del flasheo, las dos fases son separadas una de la otra y se extraen continuamente del separador por dos tuberías separadas.

La fase vapor es alimentada directamente a una turbina de alta presión. La fase líquida puede ser desechada inmediatamente o, si aún se posee un contenido energético suficientemente alto, puede ser flashada a un segundo nivel de más baja presión. El vapor de baja presión resultante alimenta a una turbina de baja presión (o a las etapas de baja presión de una turbina de alta presión). Aproximadamente del 10 al 25% de la masa total fluyente del reservorio, puede convertirse a vapor utilizable por medio de este procedimiento. Bajo ciertas circunstancias especiales puede ser económicamente ventajoso el incorporar una tercera etapa de flasheo. Sin embargo, cada caso debe ser examinado individualmente a la luz de todos los factores técnicos y económicos prevalecientes para determinar la combinación más favorable y para proveer suficiente presión para reinyectar.

Debe mencionarse que el vapor proveniente del separador siempre es húmedo, y que las pequeñas gotas de líquido son arrastradas hasta la turbina, golpeando los álabes con gran velocidad.

El porcentaje de energía obtenido depende del contenido de energía inicial (entalpía) de los fluidos del reservorio y de los niveles de presión de flasheo seleccionados. Los líquidos residuales de las últimas etapas de flasheo son extraídos continuamente del separador y se eliminan por uno de los métodos discutidos en 2.2.4.

Se pueden introducir un número de variaciones y refinamientos en los procesos básicos anteriores para alcanzar mayor competitividad económica.

Por razones económicas los procesos de vapor flashado se aplican mejor a fluidos de alta temperatura.

Las ventajas de los procesos de flasheo son:

- a) El vapor llega relativamente limpio a la turbina
- b) El vapor exhausto condensado de la turbina puede ser utilizado como fuente de agua para el sistema de enfriamiento.
- c) Productos minerales, como el cloro de potasio, se pueden recuperar económicamente de los líquidos residuales.

La desventaja de este proceso es que como en el caso del vapor seco, se liberan volúmenes de gases no condensables (si se encuentran en el reservorio). La presencia de estos gases disminuye la eficiencia del sistema y se requiere de gastos adicionales de energía para removerlos. Los volúmenes grandes de líquidos residuales descargados van a ser eliminados por medio de métodos discutidos en 2.2.4.

Procesos Binarios.

El aspecto más importante del proceso binario es la transferencia de energía térmica del fluido geotérmico al fluido de trabajo seleccionado en la etapa de diseño, por medio de un intercambiador de calor. Durante esta etapa de transferencia de calor, el fluido de trabajo se vaporiza y después se alimenta directamente a la turbi-

na para producir el trabajo mecánico requerido. El proceso binario de conversión de energía para aplicaciones geotérmicas se encuentra en fase de desarrollo.

El tipo de intercambiadores de calor más común utiliza una barrera mecánica entre los fluidos geotérmicos y el fluido de trabajo, para prevenir el contacto físico entre ellos. Para una correcta operación de un proceso binario de conversión de energía, es necesario que a través de todo el sistema de transporte, fluya un líquido de una sola fase, ya que esto previene el bloqueo del cambiador de calor con vapor de agua o con los gases no-condensables liberados, minimizando así la posibilidad de incrustación. Sin embargo, ocurre un serio problema operacional si se deposita material sólido de los fluidos geotérmicos en las superficies de intercambio de calor. Capas relativamente delgadas de depósitos sólidos reducirán la eficiencia del proceso binario. Como medio de sobreponer esta dificultad, se están realizando investigaciones experimentales en las cuales el fluido geotérmico caliente se mezcla íntimamente con un fluido de trabajo inmiscible, para alcanzar el efecto de transferencia de calor requerido, sin el uso de superficie de transferencia de calor (ver Ref. 3 y 4). Esta técnica es referida comúnmente como transferencia de calor por contacto directo. Al no utilizar las superficies de transferencia de calor se elimina el problema de deposición dentro del intercambiador. Aunque este método de transferencia ha sido usado exitosamente por largo tiempo en otras aplicaciones industriales, se debe comprender que se necesita completar bastante trabajo de desarrollo antes de que sea probado en aplicaciones geotérmicas.

Existen cientos de sustancias químicas, con propiedades físicas que las hacen utilizables como fluidos de trabajo termodinámico. Desafortunadamente, muchos de estos fluidos tienen características químicas y físicas no deseables o son de alto costo, por lo cual no son adecuadas para la mayoría de las aplicaciones.

Dado que un fluido de trabajo ideal no existe, la selección del fluido adecuado origina una serie de implicaciones, lo que lo convierte en un proceso difícil.

La selección sistemática del fluido de trabajo más favorable re-

quiere en primer lugar el desarrollo de un conjunto de criterios que reflejan los requisitos de la aplicación en mente. El procedimiento descrito anteriormente es delineado en la referencia 5 en donde se presenta un ejemplo ilustrativo. Se pueden tener ventajas termodinámicas si se usa una mezcla de dos o más tipos de hidrocarburos como fluido de trabajo.

En la referencia 6 se presentan las propiedades físicas y termodinámicas de aproximadamente 35 fluidos de trabajo. Los datos existentes de las propiedades físicas (termodinámicas) y de transporte para la mayoría de fluidos de trabajo de un solo componente no son confiables. Esto es particularmente cierto del punto crítico de los fluidos. Esta deficiencia de datos físicos es mucho más grave en las mezclas de hidrocarburos. Se están llevando a cabo investigaciones teóricas y experimentales con el objeto de obtener y verificar los datos requeridos.

Los materiales y la tecnología disponibles para los fabricantes de turbinas, son adecuados para llenar los requisitos de diseño de turbinas para hidrocarburos, las cuales se pretenden utilizar en la generación eléctrica a partir de energía geotérmica con ciclo binario. Sin embargo, las turbinas que han sido construidas a la fecha son de potencia relativamente pequeña, la más grande de las cuales es del orden de 25,000 hp (18.54 MWm). El incremento de la capacidad de potencia de los diseños existentes y la realización de las modificaciones necesarias no se considera un gran problema técnico. Se debe reconocer, sin embargo, que no obstante la existencia de diseños de 65 MWe para turbinas de hidrocarburos que podrán tener aplicación para procesos geotérmicos binarios, el equipo en sí no existe todavía. La construcción de turbinas de hidrocarburos de gran capacidad y las pruebas exitosas de ellas están todavía por realizarse.

La temperatura más baja del sistema (sink temperature) es aquella de la atmósfera o de cuerpos naturales de agua a la cual es desechado el calor de los ciclos de conversión de las plantas de generación eléctrica y otros ciclos termodinámicos. Conjuntamente con la aplicación de los procesos binarios de conversión de energía, es posible alcanzar reducciones sustanciales en los costos promedios anuales de la energía eléctrica a la salida de la central, toman-

do ventajas de las variaciones diarias y de estación en la temperatura atmosférica.

Esta forma de operación requiere que el sistema de enfriamiento de la planta de generación siga cercanamente a la temperatura más baja del sistema, cuando ésta declina o se incrementa durante los cambios diarios y estacionales. Este concepto es conocido comúnmente como "modo de enfriamiento flotante". El parámetro físico individual más crítico, que controla la factibilidad del enfriamiento flotante, es el peso molecular del fluido de trabajo. Los ciclos de potencia que tienen fluidos de trabajo con peso molecular relativamente alto (como el isobutano, PM=54) pueden alcanzar incremento sustancial en la eficiencia termodinámica siguiendo el declive de la temperatura más baja del sistema. Sin embargo los ciclos que usan agua como fluido de trabajo (PM = 18), como en los procesos de vapor seco y vapor flasheado no pueden alcanzar ventajas económicas por este medio. Discusiones detalladas de esta técnica y sus ventajas son presentados en las referencias 6, 7, 8 y 9.

Las ventajas de los procesos binarios pueden ser reunidas como sigue:

- 1— Se elimina la contaminación de la carcasa y el rotor de la turbina, por el fluido geotérmico, evitándose así la corrosión y erosión.
- 2— Con el uso de fluidos de trabajos de bajo punto de ebullición, es posiblemente más económico extraer energía de fluidos geotérmicos de bajo contenido térmico.
- 3— Los fluidos de trabajo de alto peso molecular, hacen posible una reducción en el área de descarga anular de la turbina y por lo tanto una reducción en el tamaño de la turbina y costos.
- 4— La operación del proceso binario en el modo flotante de enfriamiento, puede producir una reducción sustancial de los costos de energía a la salida de la central.
- 5— El proceso binario puede impedir la liberación de gases no

deseados a la atmósfera o desechos sólidos y líquidos a la superficie.

- 6— Los costos de producción y de eliminación de los fluidos son los componentes dominantes en los costos de energía eléctrica obtensibles a partir de recursos de baja temperatura, debido a la baja eficiencia neta de utilización del recurso. El costo de la energía eléctrica para procesos binarios puede ser menor a consecuencia de que la eficiencia neta de utilización de los ciclos binarios es inherentemente más alto, que la del vapor flasheado a bajas temperaturas.

Las desventajas de los procesos binarios pueden ser resumidos como sigue:

- 1— La mayoría de los fluidos de trabajo termodinámica y económicamente más adecuados, son inflamables.
- 2— Las bombas de profundidad disponibles para servicio continuo en ambientes geotérmicos de alta temperatura y de gran capacidad están en fase de desarrollo.
- 3— El problema de depositación excesiva de los fluidos geotérmicos en las superficies de transferencia de calor está solucionada sólo parcialmente.
- 4— El trabajo de desarrollo necesario, asociado con la construcción y perfeccionamiento de turbinas de gran capacidad para hidrocarburos con fines de generación eléctrica está todavía por realizarse.

Aunque la aplicación comercial completa de los procesos de conversión binarios necesitan del desarrollo de bombas de profundidad con vida útil larga y del desarrollo de turbinas para una porción sustancial de recursos de baja temperatura en los cuales el procesobinario es claramente la mejor solución.

Debe considerarse también la posibilidad de emplear el proceso binario de conversión, aún en pozos con alta temperatura, pero en los que la mezcla que descargan, tiene en solución grandes cantida-

des disueltas de calcita; lo anterior, es con el fin de evitar la presencia de incrustaciones tanto en el pozo, como en los sistemas de transporte y conversión.

Procesos Combinados.

Bajo ciertas circunstancias, puede ser técnicamente ventajoso efectuar algunas combinaciones entre los procesos de conversión anteriormente mencionados, con el fin de buscar la opción más económica. Un ejemplo de lo anterior podría ser, el aprovechar el calor que tiene la salmuera de deshecho proveniente de un separador de un sistema de flasheo, para calentar un fluido de trabajo en un sistema binario. Otro ejemplo sería el posible empleo de un fluido de trabajo de un ciclo binario, como un medio para enfriar los condensadores de un proceso de flasheo.

Obviamente, las diferentes combinaciones de procesos que se hagan, sólo deberán tomarse en cuenta como candidatos viables, en un análisis económico de optimización.

CAPACIDAD DE LAS UNIDADES.

En sistemas eléctricos de alta demanda y/o grandes extensiones, es necesario considerar la instalación de unas unidades geotérmicas con capacidad de generación de 30 a 200 MWe, y por otra parte, para lugares pequeños y/o de baja demanda, las unidades por instalarse serán de 500 a 5,000 KWe, tales como las de tornillo helicoidal de expansión y otras que empleen espansores de flujo total; a este tipo de plantas también se les conoce como "generadores a pie de pozo".

REFERENCIAS

Sistema de Transporte de Fluidos y Sistema de Conversión de Energía.

- 1) Masahiro Soda, Kentaro Aikawa, Yasuro Takahashi Katsuto Kubota, Yasuhiko Ejima
"Experimental Study on Transient Phenomena of Steam-Water Mixtures Flowing Through a Large Pipeline for Geothermal Power Stations".
Naciones Unidas – Simposio sobre Desarrollo y Utilización de Recursos Geotérmicos, San Francisco, Mayo, 1975.
- 2) Kentaro Aikawa, Masahiro Soda
"Advanced Desing in Hatchobaru Geothermal Power Station"
Naciones Unidas – Simposio sobre Desarrollo y Utilización de Recursos Geotérmicos, San Francisco, Mayo, 1975.
- 3) Urbanek, M. W., "Development of Direct Heat Exchangers for Geothermal Brines, Final Report", DSS Engineering, Inc., Serie No. LBL-8558, UC-66d, Octubre 4, 1977 – Junio 30, 1978.
- 4) Pessina, S., Rumi, O., Silvestri, M., and Sotigia, G., "Gravimetric Loop for the Generation of Electrical Power from Low Temperature Water", Naciones Unidas – Simposio sobre Desarrollo y Utilización de Recursos Geotérmicos, Pisa 1970, Vol. 2, Parte I.
- 5) Horn, G. and Norris, T. D., "The Selection of Working Fluids Other Than Steam for Future Power Generation Cycles", The Chemical Engineer, Noviembre 1966, p. 298-305.
- 6) ASHRAE, "Thermodynamic Properties of Refrigerants, 1969". American Society of Heating, Refrigerating, and Air-Conditioning Engineering, Inc., 345 East 47th St., New York, New York, 10017.
- 7) C. J. Shaffer, "Floating Power Optimization Studies for the Cooling System of a Geothermal Power Plant", TREE-1164

EG&G Idaho, Inc., Laboratorio Nacional de Ingeniería de Idaho, Idaho Falls, Agosto, 1977.

- 8) H. E. Khalifa, "Effect of Seasonal Variations of Ambient Temperature on the Performance of Low Temperature Power Cycles", Reporte del Departamento de Ingeniería, Brown University COO/4051-10, Providence, R. I. Junio, 1978.
- 9) H. H. Pines, W. L. Pope, M. A. Green, P. A. Doyle, L. F. Silvester, and R. L. Fulton, "The Thermodynamic and Cost Benefits of a Floating Cooling Geothermal Binary Cycle Power Plant at Heber, California", presentado en el Concilio de Recursos Geotérmicos 1978.
Laboratorio Lawrence Berkeley, Berkeley California.
- 10) H. S. Pines, M. A. Green, W. L. Pope, and P. A. Doyle, "Floating Dry Cooling, a Competitive Alternative to Evaporative Cooling in a Binary Cycle Geothermal Power Plant", presentado en el Congreso Anual de Invierno de ASME, San Francisco, California, Diciembre 10-15, 1978, LBL-7087 Julio 1978, Laboratorio Lawrence Berkeley, Berkeley, California.
- 11) Jorge Reza Chavez
"Optimización del aprovechamiento de recursos Geotérmicos" – Reporte interno IIE.
- 12) Sergio Mercado
"Selección de Flasheadores"
Reporte interno IIE.

3. DISEÑO PRELIMINAR DEL SISTEMA

INTRODUCCION

En esta Sección se presenta una metodología general para el diseño conceptual de un sistema de conversión de energía geotérmica. Cuando las características del sistema geotérmico y su potencial hayan sido establecidos al final de la etapa de factibilidad, se puede llevar a cabo un diseño conceptual de la planta. Esta etapa de diseño puede subdividirse en los siguientes pasos:

- 1— Recolección de información,
- 2— Identificación de las alternativas posibles de conversión,
- 3— Selección de la mejor alternativa geotérmica de conversión,
- 4— Evaluación de su factibilidad comercial.

Se efectuará un bosquejo simplificado de la secuencia de eventos y puntos de toma de decisiones a realizarse en el período del diseño conceptual, el cual puede ser usado por el grupo coordinador del proyecto para controlar esta fase del mismo.

Para sistemas tipo líquido dominante que cuenten con un rango de temperaturas de aproximadamente 150 a 220°C, será a menudo necesario tomar en cuenta otros tipos de plantas de conversión de energía, además del proceso convencional de flasheo de vapor. Con objeto de facilitar esta selección, es conveniente efectuar la simulación y optimización a nivel de sistema de las alternativas comparables, utilizando computadoras digitales. A continuación se describen brevemente las características principales de los programas de computadoras actualmente disponibles, así como de las técnicas utilizadas en el desarrollo del proceso, tales como:

- 1— Filtrado, selección y eliminación de los diferentes tipos de planta consideradas como alternativas.
- 2— Optimización de los mejores candidatos.
- 3— Selección final del tipo de planta.

Al alcanzar el último punto, la prueba de factibilidad para la operación comercial será discutida, seguida por una breve descripción de la subsecuente fase preliminar de diseño. El objetivo último de esta fase consiste en proporcionar una especificación completa de los aspectos técnicos y económicos

involucrados en el diseño del sistema, los cuales serán utilizados para obtener el capital necesario para proseguir con las fases restantes del proyecto, a saber:

- 1— Diseño final
- 2— Programa de perforación en el etapa de desarrollo de campo y pruebas de pozos.
- 3— Construcción de la planta

El alcance de la discusión de esta sección está limitado a aquellas unidades de generación eléctrica de tamaño comercial (de 30 a 100 MWe, aproximadamente), las cuales forman parte de una red de distribución. Sin embargo, es conveniente aclarar que en muchas ocasiones el uso de unidades más pequeñas de generación "a pie de pozo" (de 1 a 5 MWe, aproximadamente), pueden resultar más adecuadas. Existen otros usos no eléctricos, en los que el empleo directo del calor de recursos geotérmicos de baja temperatura, debe ser considerado detenidamente por los países latinoamericanos, cuando estos planeen el desarrollo de sus fuentes energéticas geotérmicas.

Los sistemas geotérmicos de conversión requieren de una elevada inversión inicial de capital, la cual es compensada posteriormente por lo bajos costos de operación sucesivos. Tanto en la fase de exploración, como la subsecuente fase de desarrollo existen riesgos económicos. Al buscar financiamiento para el desarrollo del recurso geotérmico, y la posterior construcción de la planta, se presume la existencia de un plan bien definido que asegure que la inversión será recuperable. El inversionista que se inicia en el desarrollo de sistemas geotérmicos, deberá familiarizarse con el lenguaje técnico utilizado, con objeto de tratar de una manera eficaz con las diferentes organizaciones existentes dentro del ramo.

3.1 DEFINICION DE LOS TERMINOS Y CONCEPTOS UTILIZADOS

Sistema

El sistema planta geotérmica, tal como se define en esta Sección consiste de:

- 1— El recurso geotérmico
- 2— Los subsistemas de producción y desecho de fluidos (pozos).
- 3— Los subsistemas de transporte de fluidos (tuberías de suministro y desechos).

- 4— El subsistema de conversión de energía, conocido comunmente como casa de máquinas.

Es necesario establecer este concepto de sistema, con objeto de asegurar que las interdependencias entre los subsistemas se caractericen en forma adecuada, tanto desde el punto de vista técnico como económico. Únicamente cuando se dispone de una caracterización a nivel de sistema, será posible llevar a cabo una optimización del diseño general del sistema cumpliendo con el objetivo de un costo mínimo de producción de energía eléctrica (Referencia 1).

Síntesis

El término síntesis utilizado aquí consiste en el proceso compuesto de los siguientes pasos:

- 1— Seleccionar los sistemas de conversión de energía técnicamente factibles.
- 2— Reducir los candidatos a un número limitado, con objeto de llevar a cabo un análisis detallado subsecuente.
- 3— Definir tanto los límites del sistema como las suposiciones a emplearse.
- 4— Seleccionar el grado de detalle que será adoptado durante el análisis.

Análisis

El término análisis como se utiliza aquí, es el proceso cuantitativo que transforma la información de entrada al simulador del sistema (conocido también como modelo termodinámico del sistema) en un diseño específico. Este diseño específico tiene características técnicas y económicas que son función directa de un conjunto específico de variables independientes del sistema.

Optimización

El término optimización por otro lado, se refiere al proceso iterativo de análisis consistente en la modificación de las variables independientes del sistema, con el propósito y objetivo de alcanzar el diseño óptimo.

La optimización es una parte importante del proceso de diseño de una planta geotérmica debido a las bajas eficiencias inherentes al proceso termodinámico.

La optimización es particularmente útil al analizar sistemas geotérmicos del tipo clasificado como de temperatura intermedia, en los cuales pueden analizarse varias alternativas de sistemas de conversión de energía geotérmica. Es en este tipo de sistemas donde la selección entre un proceso de ciclo binario Rankine y el proceso convencional de flasheo de vapor no resulta obvia. Cabe mencionar que la aplicación de la optimización a sistemas geotérmicos de baja temperatura es muy importante, ya que aun cuando técnicamente la selección de ciclos binarios pueda parecer lo más adecuado, su factibilidad económica puede ser cuestionable.

Factibilidad

Una planta geotérmica se considera factible cuando la energía eléctrica puede producirse en el centro de consumo a un costo similar al de otras alternativas comparables desde el punto de vista comercial, por ejemplo:

- 1— Plantas hidroeléctricas
- 2— Plantas que emplean combustibles fósiles
- 3— Plantas nucleares.

Objetivos de diseño

El término objetivo de diseño puede a menudo significar cosas diferentes para gente diferente. Dependiendo de si se diseña el sistema completo o simplemente un subsistema, las restricciones de diseño difieren en cada caso, y por lo tanto también los objetivos de diseño pueden diferir. Los objetivos de diseño para el subsistema de casa de máquinas pueden ser, dependiendo de las restricciones de diseño y otras consideraciones, por ejemplo: costo de capital mínimo de la planta, eficiencia termodinámica máxima de la planta, eficiencia de utilización máxima del recurso, o máxima energía específica. Para los fines perseguidos en esta discusión, el objetivo de diseño de sistema es el costo mínimo de producción de energía eléctrica. Este es el único objetivo de diseño de sistema lógico y coherente con el concepto de factibilidad como se definió anteriormente (Referencia 1).

Cuando se comparan varias alternativas de sistemas de conversión de energía

geotérmica, el costo de ésta puede basarse en el costo de la "producción de energía eléctrica, a la salida de la planta". Cuando se comparan alternativas geotérmicas con otros sistemas de generación disponibles en el área, la comparación generalmente se basa en el costo de "producción de la energía eléctrica en el centro de consumo" (incluyendo el costo de las líneas de transmisión).

3.2 APLICABILIDAD Y COMPLEJIDAD DEL CICLO BINARIO RANKINE

El ciclo binario simple Rankine es un proceso más complicado que el proceso de flasheo de vapor en dos etapas. La determinación del ciclo binario óptimo para un recurso dado es difícil debido a los siguientes factores:

- 1— El comportamiento termodinámico y económico es influenciado por el fluido de trabajo seleccionado.
- 2— Para caracterizar el comportamiento termodinámico y económico de una planta se requiere conocer seis parámetros de estado independientes de la misma.
- 3— Es posible optimizar el efluente másico de un pozo cuando es necesario mantenerlo en fase líquida, mediante una bomba colocada en el fondo del pozo, con objeto de tener una sólo fase presente en el intercambiador primario de calor.
- 4— Si las condiciones de temperatura del medio ambiente son variables, esta variabilidad puede utilizarse para obtener mejoras adicionales al proceso. Para lograr un diseño óptimo de la planta se requiere de la aplicación de rutinas muy complejas de simulación y optimización. A pesar de esto, el proceso de ciclo binario Rankine debe ser tomado en cuenta por aquellos países que no poseen recursos hidrotermales de alta temperatura. La eficiencia de utilización de los recursos, así como la eficiencia termodinámica del ciclo binario son más altas que las correspondientes al proceso de vapor flasheado dentro del rango de temperaturas económicamente aplicables. Dependiendo de la temperatura del recurso y del costo de la producción de la energía eléctrica obtenibles de fuentes alternas no geotérmicas, los ciclos binarios serán no sólo económicamente factibles, sino también la mejor selección desde el punto de vista del sistema tomado como un todo.

3.3 ESTADO ACTUAL DE LA DISPONIBILIDAD DE RUTINAS TECNICAS DE CALCULO.

Algunos de los sistemas de cálculo disponibles más sofisticados y que encuentran mayor uso en el diseño de sistema geotérmicos presentan las siguientes características (referencia 1):

- 1— Estructura modular
- 2— Subrutinas de biblioteca para el cálculo de las propiedades de los diferentes fluidos.
- 3— Rutinas detalladas y sistemáticas de análisis económicos y termodinámicos.
- 4— Capacidad de efectuar optimizaciones mediante análisis multiparamétricos, incluyendo comprobaciones de sensibilidad.
- 5— Rutinas detalladas del diseño de procesos.
- 6— Rutinas de cálculo eficientes.
- 7— Alimentación y preprocesamiento de los datos de entrada mediante un sistema interactivo entre la computadora y el usuario, con objeto de verificar si la cantidad y calidad de los datos es tanto eficiente como suficiente.

Además, los criterios de convergencia seleccionados en la rutina de optimización en sus diferentes etapas deben ser consistentes, con objeto de superar cualquier problema en el proceso de optimización. Un algoritmo generalizado de optimización económica ha sido desarrollado y aplicado con éxito a sistemas geotérmicos complejos, en los que se presentaban funciones objetivo tanto continuas como discontinuas. Utilizando esta rutina, ciclos binarios con seis parámetros independientes de proceso pueden optimizarse en un solo paso y a un costo de cómputo de aproximadamente \$30.00 ó menos.

Los códigos para el diseño de sistemas en uso actual, difieren considerablemente en aspectos tales como: generalidad, formalidad, estructura básica, el tratamiento y grado de exactitud de las propiedades de los fluidos, criterios y algoritmos de convergencia (y por lo tanto en la exactitud general, consistencia, generalidad y rapidez) metodología de optimización y niveles de documentación. Los usuarios potenciales deben conocer estas diferencias y limitaciones. Es conveniente reconocer que aunque estos códigos proporcionan una herramienta útil e indispensable para la conceptualización y optimización, nunca podrán reemplazar el buen juicio de un ingeniero experi-

mentado.

3.4 SINTESIS DE LOS SUBSISTEMAS DE CONVERSION DE ENERGIA

Ninguno de los sistemas de cómputo de simulación optimización existentes puede llevar a cabo la importante función de síntesis, la cual precede a la definición del objetivo de diseño y su optimización. La experiencia y buen juicio utilizados para la caracterización del sistema, en la que se debe tomar en cuenta los elementos esenciales del proceso de conversión, son complementados mediante la comprensión adecuada de la teoría aplicable. Debido a los muchos factores técnicos y económicos potencialmente controversiales, la discusión en detalle de la función síntesis está más allá del propósito de este documento.

3.5 OPTIMIZACION DE LA METODOLOGIA DEL SISTEMA TOTAL

Una vez que los tipos de planta candidatos han sido seleccionados mediante un proceso de síntesis inicial, el sistema termodinámico se define hasta alcanzar el grado de desarrollo deseable para suministrarlo a la computadora. La persona que diseña debe especificar alguna función objetiva de diseño del sistema total (por ejemplo, el costo mínimo medido en la terminal de la planta, costo de capital mínimo, etc.), y deben seleccionarse algunos o todos los parámetros termodinámicos independientes del sistema, como parámetros a optimizar.

Los cálculos multiparamétricos de optimización son generalmente llevados a cabo en la forma ilustrada en la Figura 3.1. Utilizando los resultados obtenidos en los primeros pasos de la optimización, se calcula tanto la función objetivo como sus derivadas numéricas respecto a cada uno de los parámetros a optimizar. Usando esta información, la persona que está efectuando la optimización realiza nuevas selecciones de los parámetros a optimizarse, alcanzando finalmente el diseño óptimo. Consideraciones de optimización de los sistemas geotérmicos muy importantes se discuten en detalle en la referencia 1.

3.6 ESTUDIO DE FACTIBILIDAD

Una vez que los candidatos obvios de los sistemas de conversión geotérmica considerados como plantas base, han sido optimizados utilizando en el costo mínimo de producción de energía eléctrica, se compara el mejor de ellos

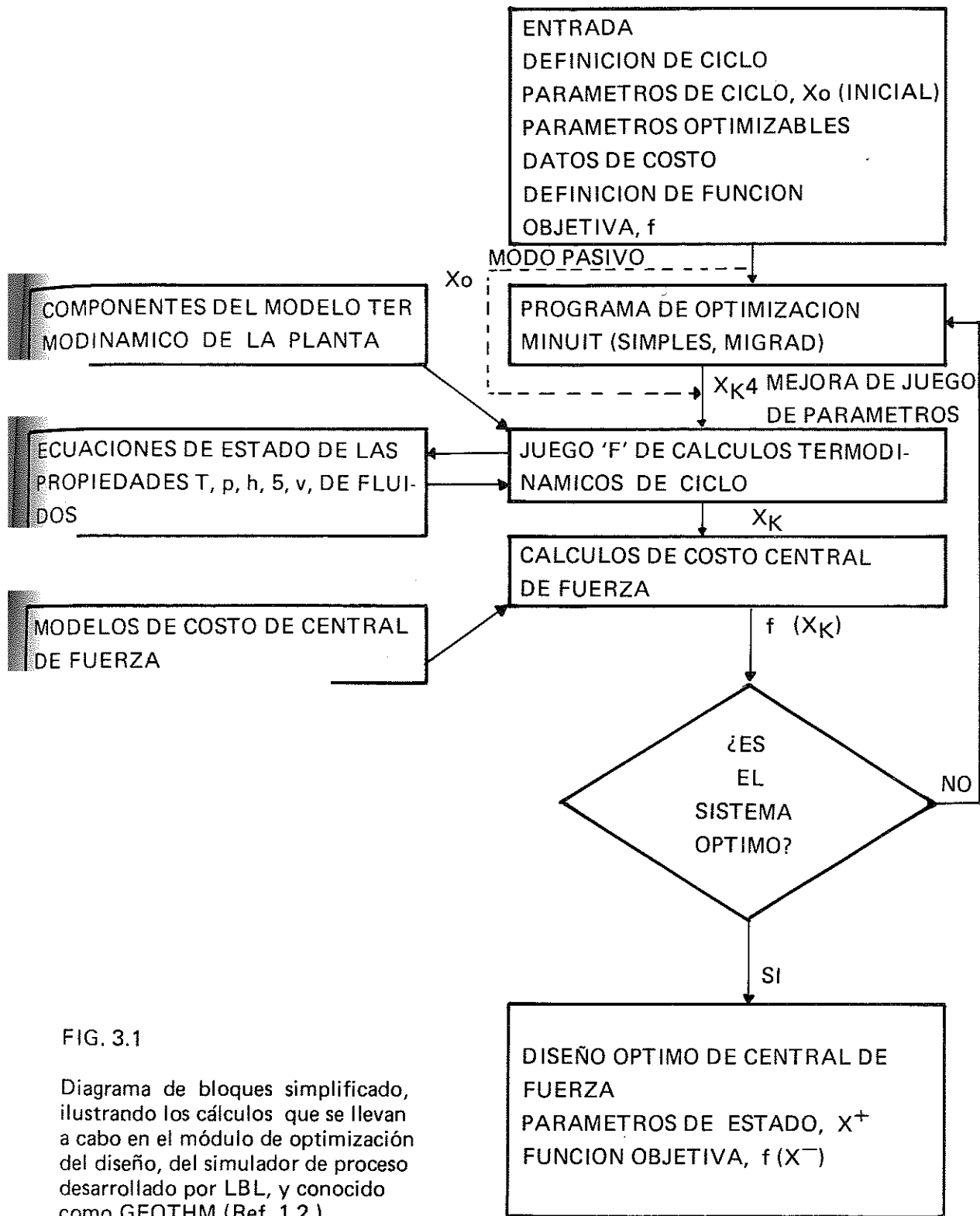


FIG. 3.1

Diagrama de bloques simplificado, ilustrando los cálculos que se llevan a cabo en el módulo de optimización del diseño, del simulador de proceso desarrollado por LBL, y conocido como GEOTHM (Ref. 1.2.).

XBL 792-7368

con el costo conocido de producción de energía mediante las otras alternativas no geotérmicas en las mismas condiciones que están disponibles en el área. En caso de que la prueba de factibilidad falle, siendo la diferencia un porcentaje escaso, el procedimiento obvio será revisar la potencia neta obtenible del sistema especificado, P_N . A continuación, el proceso de optimización se repite utilizando nuevos valores supuestos de P_N hasta que las plantas que constituyen los mejores candidatos hayan sido optimizadas en todas sus variables relevantes.

En caso de que la prueba de factibilidad continúe fallando, puede ser necesario regresar a la etapa de síntesis y examinar sistemas adicionales de conversión. En caso de que las mejores alternativas sean ciclos de vapor flasheado, el número especificado de etapas de flasheo puede ser reexaminado. En caso de que los procesos binarios sean los mejores, se pueden examinar varias alternativas, tales como: otros fluidos de trabajo, etapas múltiples, o quizá pudiera ser adecuado considerar un sistema de enfriamiento flotante. Si la prueba de factibilidad continua fallando por márgenes substanciales, el proyecto geotérmico debe probablemente abandonarse, si sólo se contempla su desarrollo como una inversión lucrativa.

Es conveniente mencionar que, si bien la factibilidad económica de un proyecto, proporciona el criterio más consistente para comparar y seleccionar entre las diferentes alternativas de los sistemas de conversión de energía geotérmica, la viabilidad de un proyecto en una situación particular dada, puede estar sujeta a un conjunto complejo de situaciones político-económicas locales, tales como dependencia creciente del suministro de energéticos del exterior, situación de la balanza de pagos, situaciones de déficit, etc.

3.6.1 ESTIMACION DE RIESGOS

En caso de que el diseño seleccionado sea factible o viable pero se sabe que las incertidumbres de diseño, o los riesgos, son altos, sería conveniente reexaminar los factores que contribuyen a ello, antes de proceder a continuar con la siguiente fase de diseño. Las incertidumbres pueden reducirse mejorando la caracterización de los siguientes factores:

- 1— El recurso. Obtener una mayor cantidad o mejorar la calidad de los datos técnicos, si es posible (ver Secc. 2.2).
- 2— El sistema total. ¿Es adecuado el grado de caracterización del sistema? ¿Se han examinado en forma adecuada todas las interdepen-

dencias importantes del sistema?

- 3— Costos. ¿Se han utilizado los mejores datos disponibles? Una vez que se ha determinado la viabilidad del sistema geotérmico de generación, se han llenado todos los requerimientos del área, y además, los riesgos considerados son aceptables para el Jefe de proyecto, es tiempo de comenzar la Fase Preliminar de Diseño.

3.6.2 COMPROBACION DE LOS REQUISITOS, POR LA AGENCIA QUE PROPORCIONA EL FINANCIAMIENTO.

Al alcanzar esta etapa, la parte del grupo a cargo de las finanzas del proyecto, debe haber investigado los requisitos formales, en cuanto a documentación, que son requeridos por la agencia que financiará el proyecto. Debe reconocerse que el nivel de riesgo considerado como aceptable por el grupo a cargo del proyecto durante la etapa preliminar de diseño, puede no ser compatible con los estándares de la agencia financiera.

Algunas instituciones financieras proporcionarán una alta prioridad a programas del desarrollo de recursos geotérmicos que sean parte de un plan integral de desarrollo energético, ya sea a nivel regional o nacional.

Además, las suposiciones financieras y criterios de aceptación usados en la fase de diseño conceptual, pueden tener que ser modificadas temporalmente, de forma tal que la viabilidad del proyecto pueda ser verificada utilizando los métodos requeridos por la Institución que proporciona el crédito. En algunas ocasiones estos "métodos" se determinan para cada caso, estableciéndose una vez que las solicitudes de crédito se han presentado.

3.7 RESUMEN DEL DISEÑO DEL SISTEMA

Tomando en cuenta los siguientes conceptos:

- a) la inexistencia de una tecnología básica, b) escasa información confiable de costos, y c) una complejidad creciente de la termodinámica del sistema, las incertidumbres de diseño probablemente serán mayores para las plantas con procesos binarios que en aquellas que utilizan vapor separado, por lo menos en el futuro cercano.

Por otra parte los riesgos en el desarrollo del sistema no son necesariamente

te correlacionables con estas incertidumbres en el diseño de la planta (Ref. 3,4,5 y 6). El desarrollo de recursos de temperatura moderada mediante el uso de ciclos binarios no debe ser ignorada. Las técnicas multiparamétricas de optimización han alcanzado un nivel de madurez tal, que pueden ser aplicadas a sistemas hidrotermales a una escala comercial, para realizar análisis económicos complejos de sistemas con un mínimo de polarización. Estos modelos que toman en cuenta al sistema complejo pueden reducir incertidumbres de diseño y también el nivel de riesgo tomado por el inversionista.

REFERENCIAS

- 1) Pope, W. L., etc. "Conceptual Design Optimization" — Sección 8.2 de *A Sourcebook on the Production of Electricity from Geothermal Energy*, J. Kestin, Editor, (en impresión) Brown University, Providence. R. I., 1979.
- 2) M. A. Green, R. N. Healey, H. S. Pines, W. L. Pope, L. F. Silvester, and J. D. Williams, "GEOTHM—Parte I, A Users Manual for GEOTHM. (Computer Design and Simulation of Geothermal Energy Cycles)," LBL publication—202, Julio 1977.
- 3) B. Holt, "Geothermal Power Plant Design Risks", Memoria de la Segunda Conferencia Geotérmica y Mesa Redonda llevada a cabo en Taos, Nuevo México, Junio 20—23, 1978 preparado por EPRI Fossil Fuel y Advanced Systems Division, Vasek Roberts, Gerente de Proyecto EPRI WS—78—97, Octubre 1978.
- 4) T. R. Fick, etc. "Some Technical Risks in Geothermal Power Plants," Memoria de la Segunda Conferencia Geotérmica y Mesa Redonda llevada a cabo en Taos, Nuevo México, Junio 20—23, 1978, preparado por EPRI Fossil Fuel y Advanced Systems Division, Vasek Roberts, Gerente de Proyecto, EPRI WS—78—97, Octubre, 1978.
- 5) N. A. Samurin, "Preliminary Design of Axial Flow Hydrocarbon Turbine Generator Set for Geothermal Applications", Memoria de la Segunda Conferencia Geotérmica y Mesa Redonda llevada a cabo en Taos, Nuevo México. Junio 20—23, 1978, preparado por EPRI Fossil Fuel y Advanced Systems Division, Vasek Roberts, Gerente de Proyecto, EPRI WS—78—97, Octubre 1978.

- 6) Hinrichs, T. C., Status Report of the Magma Power Company 10 MWe Binary Cycle Power Plant at East Mesa, Presentación hablada en el Concilio de Recursos Geotérmicos 1978, reunión anual, Hilo, Hawaii, Julio 25-28, 1978.

RESUMEN DEL ESTUDIO DE FACTIBILIDAD

1 TIEMPOS

La duración de las diferentes etapas que comprenden un proyecto de factibilidad, fueron estimados con base en la experiencia tenida con proyectos similares en el área latinoamericana, siendo estas como se describen a continuación:

Estudios Geocientíficos	15 a 30 meses
Perforación de pozos exploratorios profundos. (Se consideran como casos extremos pozos de 1500 y 2500 m.)	15 a 30 meses
Evaluación (Pruebas y evaluación de pozos y reservorio)	15 a 30 meses
Diseño Preliminar e Informe	4 a 6 meses
Otros (Adquisición de materiales, tiempos de movilización de equipos, etc.)	6 a 8 meses

Puesto que muchas de las operaciones se pueden llevar a cabo en forma simultánea, el tiempo total estimado para la conclusión del estudio de factibilidad es en promedio de aproximadamente 3 años.

Es conveniente mencionar que en la estimación de los tiempos mostrados anteriormente, no se toman en cuenta los siguientes factores: el tiempo necesario para la obtención de créditos, firmas de contratos de perforación, contratación de personal, etc.; suponiéndose que al inicio de la etapa de factibilidad ya se cuenta con estos detalles.

4.2 COSTOS

Los costos estimados para las diferentes etapas del estudio de factibilidad fueron calculados tomando como base los mejores datos disponibles en el área latinoamericana; sin embargo, sería de esperarse variaciones en estos costos al cambiar las situaciones respecto a las supuestas para un caso dado. Como ejemplos de las principales causas de variación de los costos tenemos los siguientes:

- Profundidad y número de los pozos.
- Condiciones geográficas y logísticas.
- Disponibilidad del equipo de perforación y materiales, etc.

Un desglose de los costos estimados se incluye a continuación:

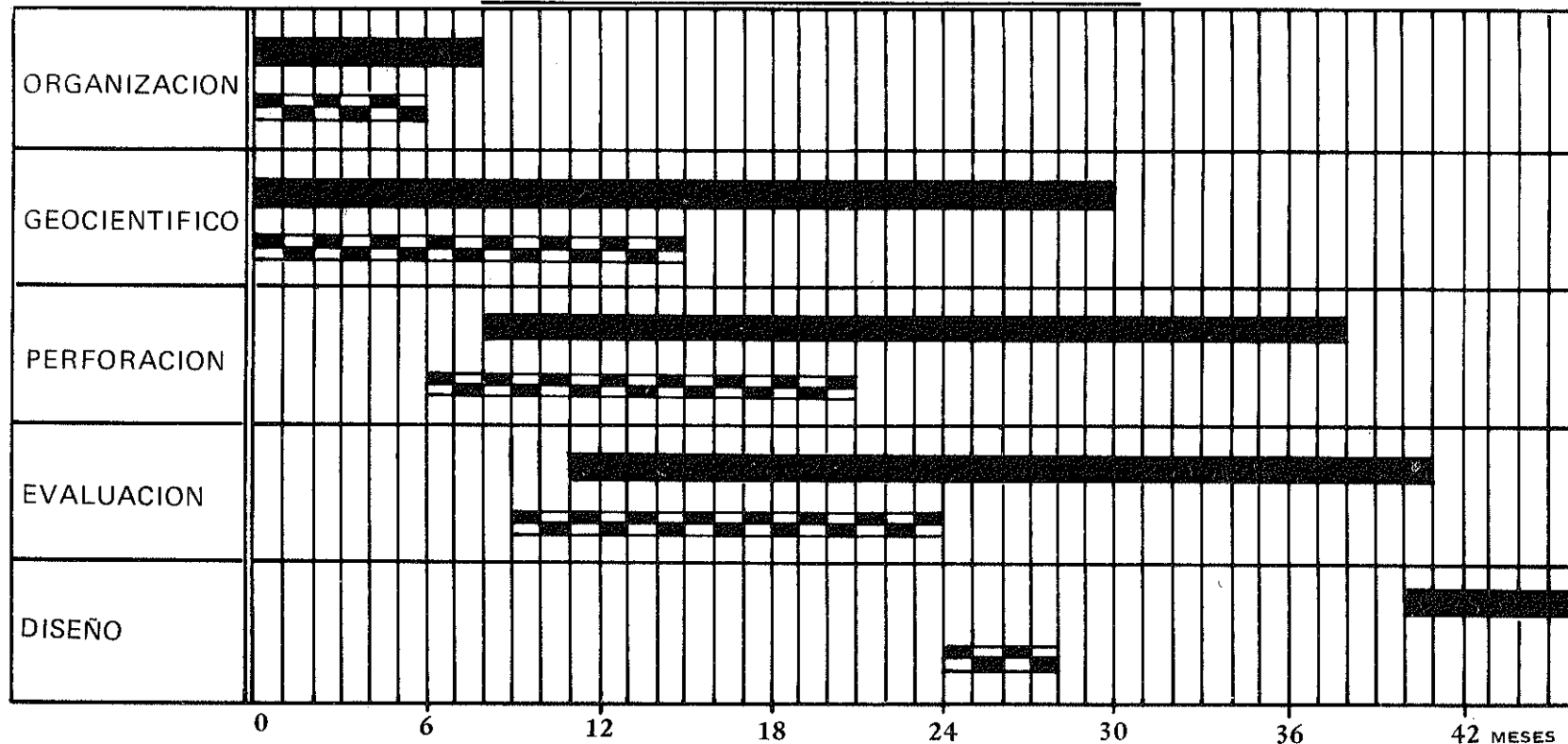
	En miles de dólares
Estudios Geocientíficos	\$ 200 – 1,000 (US\$ a 1979)
Perforación	\$ 3,000– 8,000 (US\$ a 1979)
Evaluación	\$ 300 – 800 (US\$ a 1979)

Diseño

a) Sistemas de Flasheo	\$ 20 – 100 (US\$ a 1979)
b) Sistemas Binarios	\$ 40 – 200, (US\$ a 1979)
Otros e Imprevistos	\$ 530 – 1,700. (US\$ a 1979)
(Aproximadamente 15o/o de los costos totales)	

Con las consideraciones tomadas como base, el costo total del estudio de factibilidad puede variar entre un mínimo de 4,100,000 a un máximo de 12,000,000 (US Dls. a 1978).

PROYECTO GEOTERMICO
CRONOGRAMA DE LA FASE DE FACTIBILIDAD



NOTA: ———

MAXIMO: 46 MESES	
MINIMO: 28 MESES	
TIEMPO PROMEDIO: 36 MESES	

NOMINA DE PARTICIPANTES

GRUPO ASESOR DE OLADE

Ing. Francisco Monteverde Z.	Director Técnico OLADE.
Dr. Gustavo Cuellar	Superintendente de Recursos Geotérmicos de la CEL - El Salvador.
Ing. Mauricio Retana	Geólogo de la Superintendencia de Recursos Geotérmicos de la CEL.
Ing. Mario Choussy	Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Rio Lempa - CEL.
Dr. Andrea Merla	Jefe de Exploración de AQUATER -ENI IILA.
Ing. Gian Piero Ricci	Representante ENEL - Italia.
Dr. William L. Pope	Lawrence Berkley Laboratory - USA
Dr. Larry Beaulaurier	Lawrence Berkley Laboratory - USA
Dr. Jesús Rivera	Comisión Federal de Electricidad México
Ing. Ramón Reyes	Comisión Federal de Electricidad México

PARTICIPANTES

COLOMBIA

Ing. Ariel C. Echeverri G.

COSTA RICA

Ing. Manuel F. Corrales V.

ECUADOR

Ing. Eduardo Aguilera Ortiz

EL SALVADOR

Sra. Emelina de Asturias	CEL
Ing. Jesús Rodolfo Cáceres Rodríguez	CEL
Ing. Tomás Antonio Campos Villafuerte	CEL
Ing. Guillermo E. Cacao	CEL
Dr. Alberto Chiquillo Alas	CEL
Ing. Julio César Chávez Guerra	CEL
Ing. Oscar Diaz	CEL
Ing. David Escobar	CEL
Ing. Ricardo Alonso Escobar V.	CEL
Ing. Gustavo Nery Iraheta	CEL
Ing. Mario Jiménez Arévalo	CEL
Ing. Ana Elizabeth Mayén	CEL
Ing. José Alonso Martínez	CEL
Ing. Rolando Ovidio Median	CEL
Ing. Pedro Horacio Medrano González	CEL
Ing. Carlos E. Monge A.	CEL
Ing. Ricardo A. Navarro	CEL
Ing. Alberto Vides Ramos	CEL
Ing. Aida Santana de Zamora	CEL
Ing. José Luis Zúñiga Allen	CEL

ESTADOS UNIDOS

Ing. Marcelo Lippmann
Ing. Manuel Nathenson
Sr. Marshall Reed
Sr. Robert F. Smith
Sr. Robert I. Tilling
Sr. Alfred H. Truesdell
Sr. Mike Wright

FRANCIA

Ing. Michael Combe
Sr. Gerardo Cormy
Sr. Abraham Ten Dam A.
Sr. Jacques Varet
Ing. Claude Urbain

GUATEMALA

Ing. Hugo Rolando Bethancourt
Ing. Jorge Ratto Chueca

HAITI

Sr. Jean-Guy Rigaud

HONDURAS

Sr. Sveinn S. Einarsson
Ing. Jorge Alberto Flores Rivera
Ing. Oscar Rolando Pagoaga A.

ITALIA

Sr. Paolo Emilio Liguori
Ing. Tirso Rios C. Subsecretario del IILA
Ing. Claudio Sommaruga
Ing. Ugo Scappini
Ing. Massimiliano Guglielminetti

ISLANDIA

Ing. Valgardur Stefansson

JAMAICA

Ing. Winston Hay

MEXICO

Ing. Héctor Alonso Espinoza
Ing. Miguel Francisco Bueno Fernández
Ing. Armando Galindo López
Ing. Arturo González Salazar
Ing. José Luis Hernández Galán
Ing. Alfredo Mañon Mercado
Ing. Sergio Mercado
Ing. Antonio Razo Montiel
Ing. Arturo Reinking
Dr. Fernando Samaniego

NICARAGUA

Ing. Ariel Zúñiga

NUEVA ZELANDIA

Ing. Roberto S. Bolton

PANAMA

Ing. Virgilio Luque

PERU

Ing. Benjamín Morales Arnao

VENEZUELA

Ing. Carlos J. Lezama B.
Ing. Manuel Méndez Arocha
Ing. Juan B. Saavedra Berti