

8415
V.7
3cop

SITUACION ENERGETICA DE LA COSTA ATLANTICA

TOMO VII
GEOTERMIA



INSTITUTO VENEZOLANO
DE COLONIA

8415
V.7
3cop.

EDINSON LOZANO

8713
U.7
3cop.
BIBLIOTECA AGROPECUARIA
DE COLOMBIA

SITUACION ENERGETICA

DE LA

COSTA ATLANTICA

11 ABR 1988

Análisis
TOMO VII:

GEOTERMIA

EDINSON LOZANO



BARRANQUILLA, 1987

BIBLIOTECA AGRICOLA
DE COLOMBIA

PESENCA

PROGRAMA ESPECIAL DE ENERGIA DE LA COSTA ATLANTICA

**CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA - CORELCA
INSTITUTO COLOMBIANO AGROPECUARIO - ICA
DEUTSCHE GESELLSCHAFT FÜR TECHNISCHE ZUSAMMENARBEITUNG GMBH - GTZ**

**POSIBILIDADES DE APROVECHAMIENTO
DE LA ENERGIA GEOTERMICA EN LA
COSTA ATLANTICA COLOMBIANA
Y ASPECTOS GENERALES
SOBRE ESTE TIPO DE ENERGIA**

Autor: Edinson LOZANO

Barranquilla, Abril de 1987

BIBLIOTECA AGROPECUARIA
DE COLOMBIA

PRODUCCION: PESENA
COORDINACION GENERAL
DR. HORST FINCK
Ing. ALBERTO PERALTA
Ing. FERNANDO MORENO P.
CORRECCION:
Ing. JAIRO OSORIO
CARATULA
FREDDY Mc CORMICK
EDICION DOVEL
BARRANQUILLA - COLOMBIA

INTRODUCCION

Desde el día 13 de Mayo de 1985 se adelanta el Programa Especial de Energía de la Costa Atlántica -PESENCA en virtud de la cooperación técnica entre el Gobierno Colombiano representado por la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica CORELCA y el Instituto Colombiano Agropecuario ICA, y el Gobierno de la República Federal de Alemania representado por la GTZ (Sociedad Alemana para la Cooperación Técnica).

El objetivo principal de PESENCA consiste en satisfacer las necesidades energéticas de las poblaciones rurales, para incrementar la producción agropecuaria y para mejorar así la calidad de vida en aquellas localidades que, por su gran distancia de los centros de producción, carecen de un suministro eficiente de energía.

A la vez es objetivo de PESENCA la conservación de los recursos naturales, en especial de los recursos energéticos no renovables sobre los cuales tanto la generación como el transporte y el uso de la energía tienen un fuerte impacto.

Por lo tanto el Programa buscará la demostración y divulgación de sistemas técnicos que proporcionen la energía requerida aprovechando las fuentes de energía nuevas y renovables.

Sin embargo, como debe ser objetivo primordial de la política del sector energético, el suministro seguro y confiable de energía en la forma y cantidad requeridas por los usuarios a los costos más bajos posibles, tanto para ellos, como para las instituciones del sector, se deben considerar también soluciones técnicas basadas en los recursos energéticos renovables; cuando la utilización de éstos se muestre como la alternativa más favorable, considerando tanto aspectos técnicos, económicos y culturales.

Cabe anotar que por medio de PESENCA se adelantará una planificación energética de "abajo hacia arriba" buscando soluciones óptimas a nivel local y regional para el suministro descentralizado de energía en sus diferentes formas, que necesariamente deben ser basadas en los resultados de estudios cuidadosos de la demanda energética y de los recursos energéticos disponibles.

Para cumplir con sus objetivos, PESENCA está adelantando una serie de estudios que se refieren a la situación socio - económica y energética de la Costa Atlántica. Con el objeto de divulgar los conocimientos obtenidos al mayor número de personas, PESENCA publicará los diferentes informes elaborados en el curso del Programa. A continuación se enumeran los estudios ya realiza-

dos que están en proceso de publicación.

1. **PESENCA** : Objetivos y alcance del Programa.
2. Situación Socio - económica de la Costa Atlántica.
3. Situación energética de la Costa Atlántica. Resumen.

| | |
|---------|---|
| Tomo 1 | Carbón. |
| Tomo 2 | Petróleo. |
| Tomo 3 | Gas. |
| Tomo 4 | Electricidad. |
| Tomo 5 | Potencial Hidroeléctrico. |
| Tomo 6 | Maremotriz. |
| Tomo 7 | Geotermia. |
| | BIOMASA |
| Tomo 8 | Leña. |
| Tomo 9 | Carbón Vegetal. |
| Tomo 10 | Residuos Agropecuarios. |
| Tomo 11 | Combustibles a Partir de Productos Agrícolas. |
| Tomo 12 | Energía Solar. |
| Tomo 13 | Energía Eólica. |
| Tomo 14 | Resumen, conclusiones y recomendaciones. |

4. Uso Racional de Energía en los Molinos de Arroz.
5. Uso Racional de Energía en el Sector Hotelero.

Con el propósito de evaluar las posibilidades de aprovechamiento de la energía geotérmica o energía que en forma de calor se encuentra almacenada en el interior de la tierra, PESENCA solicitó la elaboración del presente estudio bibliográfico sobre el tema.

Este trabajo es el resultado de la compilación y procesamiento de información bibliográfica de tipo geológico, geofísico, geotérmico y cartográfico de la Costa Atlántica, circunscribiéndose a las áreas de los departamentos donde existen más probabilidades de detectar la presencia de recursos geotérmicos tales como Córdoba, Bolívar, Atlántico y parte del Magdalena. Se ha revisado la información disponible para un área que supera los 50.000 km², ubicada entre las estribaciones de las cordilleras Occidental y Central hacia el Sur y la Sierra Nevada de Santa Marta hacia el Este.

En el primero y segundo capítulo de este informe se describen algunas generalidades acerca de la geotermia; el tercer capítulo trata de los modelos y comportamiento de los campos geotérmicos. Los estudios geotérmicos realizados en Colombia son tratados en el capítulo cuarto. Los capítulos cinco, seis y siete tratan sobre la geología y las explotaciones geotérmicas en la Costa

Atlántica con énfasis en los departamentos mencionados donde existen buenas probabilidades de detectar recursos geotérmicos. El capítulo ocho se dedica a los aspectos técnicos relacionados con la recolección y conducción de los fluidos geotérmicos; las consideraciones de tipo económico son tratadas en el capítulo nueve y finalmente se condensan las conclusiones y recomendaciones del estudio.

Se agradece muy especialmente al doctor Edinson Lozano la realización del presente estudio bajo cuya responsabilidad fue posible llevarlo a feliz término.

DR. HORST FINCK
Director PESENCA

ING. ALBERTO PERALTA B.
Coordinador PESENCA

ING. FERNANDO MORENO P.
Coordinador ICA

REPUBLICA NOROCCIDENTAL
DE COLOMBIA

INDICE GENERAL

| | Pág. |
|--|------|
| 1. RESUMEN | 1 |
| 2. PLACAS TECTONICAS Y TERMALIDAD ASOCIADA | 3 |
| 2.1 Límite convergente | 3 |
| 2.2 Límite Divergente | 3 |
| 2.3 Fallas de Transformación | 4 |
| 2.4 Generalidades sobre la energía geotérmica | 7 |
| 3. MODELO Y COMPORTAMIENTO DE LOS CAMPOS GEOTERMICOS .. | 11 |
| 3.1 Tipos de Campo | 11 |
| 3.2 Modelo Básico de un Campo Geotérmico | 14 |
| 4. ESTUDIOS GEOTERMICOS EN COLOMBIA | 17 |
| 4.1 Marco geológico Regional | 17 |
| 4.2 Descripción de las Areas de Interés Geotérmico | 19 |
| 5. GEOLOGIA DE LA COSTA NOROCCIDENTAL DE COLOMBIA | 28 |
| 5.1 Región estable o de Plataforma | 28 |
| 5.2 Región Inestable o Geosinclinal | 33 |
| 5.3 Lineamiento de Romeral | 34 |
| 5.4 Lineamiento de Bolívar | 34 |
| 5.5 Lineamiento del Sinú | 35 |
| 5.6 Orogenia Andina | 35 |
| 5.7 Volcanes de Lodo | 35 |
| 6. CONSIDERACIONES GEOTERMICAS PARA LA COSTA ATLANTICA . | 40 |
| 6.1 Fuente de Calor | 40 |
| 6.2 Roca Reservorio | 43 |
| 6.3 Capa Sello | 44 |
| 6.4 Areas de Recarga | 44 |
| 7. EXPLORACION GEOTERMICA | 45 |
| 7.1 Etapa de Reconocimiento | 45 |
| 7.2 Etapa de Prefactibilidad | 49 |
| 7.3 Etapa de Factibilidad | 53 |
| 8. RECOLECCION Y CONDUCCION DE LOS FLUIDOS GEOTERMICOS . | 56 |
| 8.1 Equipo a Boca de Pozo | 56 |
| 8.2 Transmisión del Vapor | 57 |
| 8.3 Ciclo Termal | 57 |
| 9. EVALUACION ECONOMICA | 60 |
| 9.1 Costos de Inversión | 60 |

| | Pág. |
|--|------|
| 9.2 Gastos Anuales por Concepto de Operación y Mantenimiento | 61 |
| 9.3 Análisis Comparativos entre Plantas Geotérmicas de 5, 10 y 55 MW | 62 |
| 9.4 Características del Equipo | 63 |
| 9.5 Costo del Equipo | 64 |
| 9.6 Costo de Producción de Pozos | 65 |
| 9.7 Calendario de Erogaciones y Puesta en Servicio | 65 |
| 9.8 Comparación Económica | 65 |
| 9.9 Evaluación Económica para una Planta Geotérmica de 15 MW | 67 |
| 9.10 Ventajas del Desarrollo de una planta Geotérmica | 73 |
| CONCLUSIONES | 74 |
| RECOMENDACIONES | 76 |
| ANEXO I | |
| 1. PLANTAS GEOTERMICAS EN EL MUNDO | 78 |

INDICE DE CUADROS

| | | Pág. |
|--------------|---|------|
| CUADRO NO. 1 | PLANTAS GEOTERMICAS EN EL MUNDO | 8 |
| CUADRO NO. 2 | RESULTADOS DEL ANALISIS DE TRES MUESTRAS DE AGUA, CON PROPOSITO GEOTERMICO, TOMADAS POR PESENCA EN LA COSTA ATLANTICA | 42 |
| CUADRO NO. 3 | COSTO DE KW INSTALADO Y KWH GEOTERMICAS DE 55, 10 Y 5 MW | 66 |
| CUADRO NO. 4 | COSTOS COMPARATIVOS PARA ALGUNOS PROYECTOS Y PLANTAS DE ENERGIA COLOMBIANOS | 67 |
| CUADRO NO. 5 | COSTOS COMPARATIVOS GLOBALES DE CONSTRUCCION PARA PLANTAS (GEOTERMICAS, TERMICA A CARBON Y DIESEL) DE 15 MW | 69 |
| CUADRO NO. 6 | EVALUACION ECONOMICA DE PLANTAS (GEOTERMICA TERMICA A CARBON Y DIESEL) DE 15 MW | 71 |
| CUADRO NO. 7 | DATOS BASICOS PARA CALCULO DE VALOR PRESENTE DE PLANTAS (GEOTERMICA, TERMICA A CARBON Y DIESEL) DE 15 MW | 72 |

INDICE DE FIGURAS

| | Pág. |
|---|------|
| FIGURA 1. LAS SEIS GRANDES PLACAS TECTONICAS DE LA LITOSFERA | 5 |
| FIGURA 2. DIFERENTES TIPOS DE UNION DE PLACAS LITOSFERICAS | 6 |
| FIGURA 3. INTRUSIONES MAGMATICAS FORMADAS POR SUBDUCCION | 9 |
| FIGURA 4. UTILIZACION GEOTERMICA EN AREAS GEOLOGICAMENTE ACTIVAS DEL MUNDO | 10 |
| FIGURA 5. MODELO DE CAMPO GEOTERMICO | 13 |
| FIGURA 6. MAPA DE LAS PROVINCIAS GEOLOGICAS DE COLOMBIA . | 20 |
| FIGURA 7. MAPA DE AREAS INCLUIDAS EN EL INVENTARIO GEOTERMICO NACIONAL | 21 |
| FIGURA 8. AREA DE ESTUDIO QUE INCLUYE ELEMENTOS FISIOGRAFICOS DEL NOROCCIDENTE DE COLOMBIA | 30 |
| FIGURA 9. PALEOGRAFIA DEL NOROCCIDENTE DE COLOMBIA INMEDIATAMENTE DESPUES DE LA OROGENIA ANDINA | 31 |
| FIGURA 10. GEOLOGIA GENERAL DEL OCCIDENTE DE COLOMBIA | 32 |
| FIGURA 11. UBICACION DE LOS VOLCANES DE LODO EN LA COSTA ATLANTICA DE COLOMBIA | 37 |
| FIGURA 12. CICLO Y SISTEMA DE TRANSMISION EN UNA PLANTA GEOTERMICA | 59 |

1. RESUMEN

A partir de planteamientos globales que involucran la teoría de las "Placas tectónicas" con áreas térmicamente anómalas en la superficie terrestre y con la localización de campos geotérmicos alrededor del mundo, nos referimos a las áreas más atractivas desde el punto de vista geotérmico que fueron ubicadas durante el inventario geotérmico a nivel nacional adelantado por ICEL en 1981, el cual incluyó especialmente regiones con actividad volcánica reciente en la Cordillera Occidental y Central y con manifestaciones termales de alta temperatura en la cordillera oriental. La inspección en la Costa Atlántica en ese inventario fue muy escasa.

Con base en la compilación y procesamiento de la información geológica y geofísica disponible para los departamentos de Córdoba, Sucre, Bolívar, Atlántico y Magdalena y del análisis de los resultados obtenidos para muestras de aguas termales colectados por PESENCA, en los departamentos del Atlántico y Magdalena, se evaluó la posible existencia de áreas geotérmicamente atractivas a la luz de los principales elementos constitutivos de un campo geotérmico:

- a. Fuente de calor
- b. Reservorio
- c. Cobertura impermeable
- d. Area de recarga

La información geológica disponible aparece a escala regional (1:500.000) y la información geofísica ofrece menos detalle que la geológica. Sin embargo, se presentan directrices generales las cuales permiten interpretaciones geotérmicas que encajan dentro del alcance de este estudio bibliográfico.

La ausencia de manifestaciones volcánicas recientes tanto en superficie como supuestamente a profundidades someras en el subsuelo (las perforaciones para petróleo no han indicado un gradiente termal anómalo), nos sugiere la inexistencia de una fuente de calor de interés económico.

La presencia de manifestaciones termales las cuales fueron colectadas por PESENCA en tres localidades de la Costa Atlántica muestran resultados de análisis químicos caracterizados por la alta concentración de bicarbonatos (hasta 504 p.p.m) y la muy baja concentración de sílice (902 p.p.m) lo cual identifica a aguas de baja temperatura pertenecientes a acuíferos someros sin ninguna conexión con aguas provenientes de reservorios profundos de alta temperatura. Esto a su vez refuerza la inexistencia de una fuente de calor significativa.

Aunque existan unidades de roca con permeabilidad primaria (por porosidad) como areniscas y/o secundaria (por fracturamiento) como areniscas y calizas y rocas de baja permeabilidad (especialmente arcillosas), la inexistencia de una fuente de calor, lo cual se deduce de la información disponible, descartaría la presencia de un campo geotérmico de mediana entalpía (mayor de 100° C) o de alta entalpía (mayor de 150° C) cuyo fluido pudiera utilizarse para la producción de energía eléctrica o para fines agroindustriales.

No se descarta la presencia de alguna área de interés geotérmico de baja entalpía (fluido del reservorio profundo menor de 100° C) pero su aprovechamiento resultaría poco atractivo principalmente por el alto costo de las perforaciones profundas para extraer el fluido caliente (aproximadamente un millón de dólares para un pozo de unos 500 m.) y su escasa aplicabilidad (calefacción de edificios, green houses y otras más).

Con la información actual resulta más atractivo enfocar las investigaciones en la Costa Atlántica hacia el aprovechamiento de otras formas de energía tales como la solar, eólica, biomasa, PCH que hacia el aprovechamiento de fluidos endógenos.

En el informe se incluye información general relacionada con la exploración y explotación de un campo geotérmico y con la evaluación económica para plantas geotérmicas de varias capacidades. Adicionalmente, se incluye un anexo con ejemplos específicos de campos geotérmicos de cuatro países del mundo que generan electricidad con base en vapor geotérmico.

2. PLACAS TECTONICAS Y TERMALIDAD ASOCIADA

La confirmación de la teoría de la Tectónica de Placas, la cual expresa que la litosfera o capa más externa de la tierra está constituida por unas seis placas rígidas que están en continuo movimiento (Figura 1), ha producido una gran revolución en las ciencias geológicas.

Esto ha permitido explicar la presencia de zonas de gran sismicidad y ha sido de gran guía para la ubicación de yacimientos minerales e identificación de grandes áreas de termalidad anómala, aledañas a los bordes de las placas que pueden ulteriormente ser aprovechados como fuente de energía geotérmica.

La litosfera se comporta como si estuviera flotando sobre una capa inferior de características plásticas, la astenosfera y cada una de las placas puede abarcar un continente y parte de su adyacente cuenca oceánica (Figura N° 1).

Se han reconocido tres tipos de límites entre placas:

2.1 Límite Convergente

El primer tipo denominado convergente ocurre donde dos placas adyacentes se mueven una contra la otra colisionando o sumergiéndose una de ellas más densa por debajo de la otra, hasta ser absorbida en el interior de la tierra (Figura N° 2). Normalmente, en un movimiento de este tipo, la corteza oceánica se desliza por debajo del continente como se muestra en la Figura N° 3.

Este fenómeno de subducción produce fosas oceánicas e intrusiones magmáticas debido a fusión parcial y ascenso del material litosférico. Esas intrusiones se manifiestan usualmente en superficie como volcanes. Un ejemplo de movimiento convergente de placas, de particular importancia para nosotros, ocurre en el borde occidental de Sur América el cual ha dado lugar a la cadena montañosa de los Andes, con sus cinturones de volcanes recientes asociados.

2.2 Límite Divergente

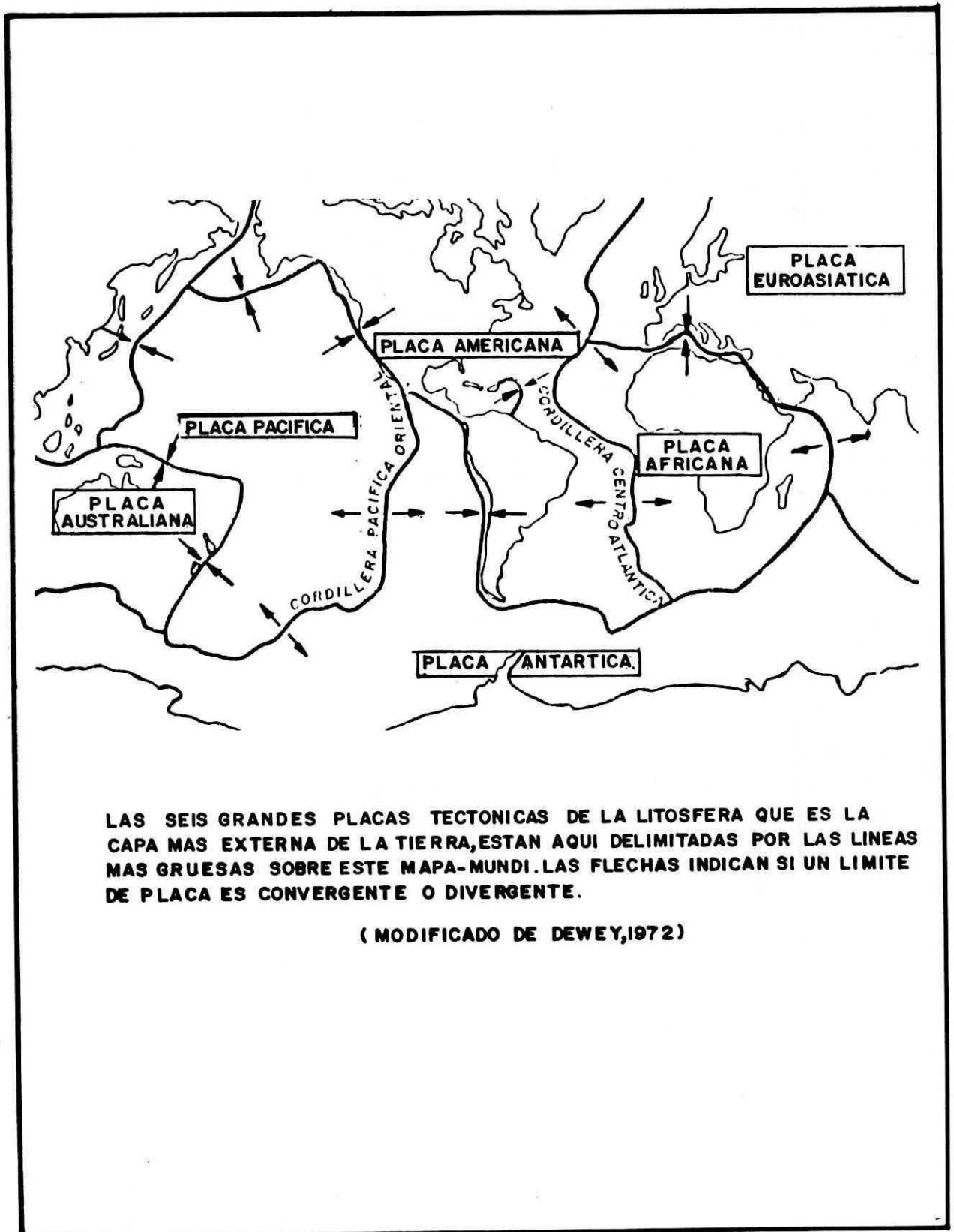
El segundo tipo de límite de placas es divergente y ocurre cuando dos placas adyacentes se mueven de tal manera que se separan una de la otra (Figura N° 2).

2.3 Fallas de Transformación

El tercer tipo de límite de placas tectónicas corresponde a las fallas de transformación y aparece donde dos placas adyacentes se mueven borde a borde a lo largo de su lado común (Figura 2).

Esas regiones de límite de placas son áreas geológicamente activas donde ocurren erupciones volcánicas, crecimiento de montañas, fenómenos de subducción cuando una placa se desliza por debajo de otra, etc. Esta actividad produce material caliente, magma, que es intruído dentro de la corteza.

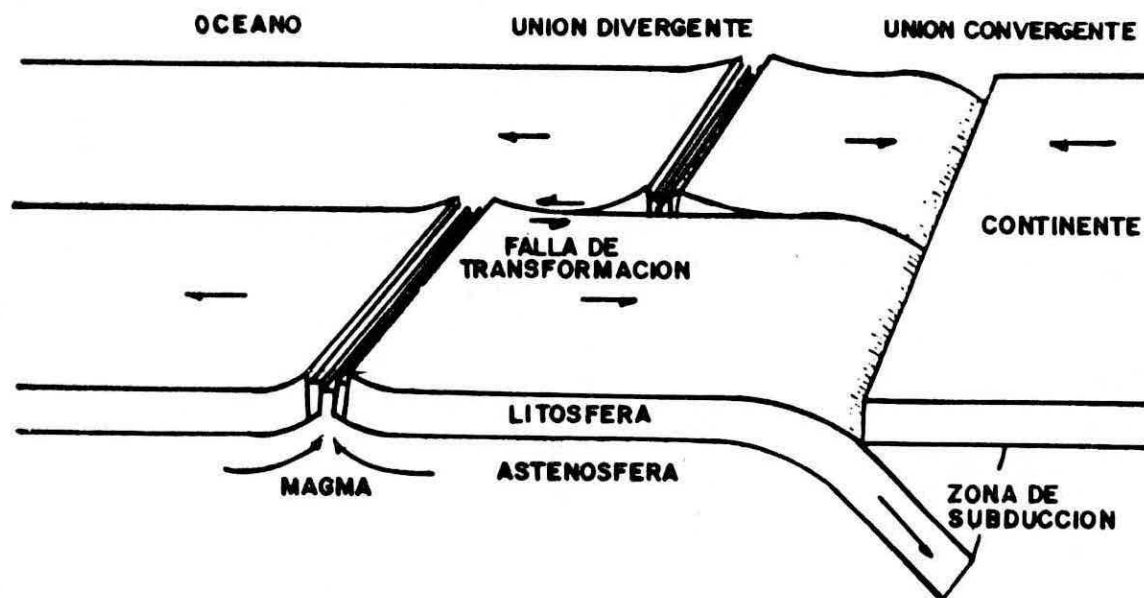
FIGURA NO. 1



LAS SEIS GRANDES PLACAS TECTONICAS DE LA LITOSFERA QUE ES LA CAPA MAS EXTERNA DE LA TIERRA, ESTAN AQUI DELIMITADAS POR LAS LINEAS MAS GRUESAS SOBRE ESTE MAPA-MUNDI. LAS FLECHAS INDICAN SI UN LIMITE DE PLACA ES CONVERGENTE O DIVERGENTE.

(MODIFICADO DE DEWEY, 1972)

FIGURA NO. 2



DIFERENTES TIPOS DE UNION DE PLACAS LITOSFERICAS.

UNION CONVERGENTE, DONDE DOS PLACAS CHOCAN O UNA SE SUMERJE POR DEBAJO DE LA OTRA, SUBDUCCION, COMO OCURRE CON EL BORDE OCCIDENTAL DE SUR AMERICA; EN ESTE CASO UNA DE LAS PLACAS VA GRADUALMENTE DESAPARECIENDO. UNION DIVERGENTE, DONDE LAS PLACAS SE SEPARAN GENERAN- DOSE NUEVO MATERIAL CORTICAL. FALLAS DE TRANSFORMACION, DONDE UNA PLACA SE DESLIZA CON RESPECTO A OTRA Y NO SE CREA NI DESTRUYE MATE- RIAL ALGUNO.

(MODIFICADO DE DEWEY, 1972)

Las corrientes conectivas en el manto terrestre transportan la energía térmica o sea el magma, desde el interior de la tierra a regiones cercanas a la superficie donde es depositado y mantenido por varios millones de años. Esos depósitos en áreas geológicamente activas representan el más fácil recurso de calor disponible. Aún si su profundidad es lo suficientemente grande para ser difícilmente alcanzado mediante perforaciones económicas existen en la corteza terrestre depósitos de agua que algunas veces circulan cerca de los depósitos magmáticos, transportando la energía térmica a través de las diferentes formaciones rocosas alcanzando eventualmente la superficie en forma de geiseros y/o aguas termales.

2.4 Generalidades sobre la energía geotérmica

La energía geotérmica es producida por el calor natural de la tierra capturado en fluidos almacenados en reservorios a varios centenares de metros bajo la superficie.

En la mayor parte de la superficie terrestre la fuente de calor, roca fundida o magma, yace a demasiada profundidad para que su energía pueda ser aprovechada. Pero en algunas áreas particulares, se presentan anomalías, donde el magma se encuentra cerca de la superficie (unos 4 km de profundidad) de tal manera que transmite su calor poco a poco a las unidades de roca localizadas en sus cercanías.

Si esas rocas son saturadas con agua, entonces se crea agua caliente o vapor. Al ascender esos fluidos a través de fracturas en la corteza terrestre, se manifiestan en superficie en forma de manantiales calientes o fumarolas.

Esta energía geotérmica podemos aprovecharla, ejecutando perforaciones en las zonas productivas, de manera similar como ocurre con el petróleo y gas.

ZONAS GEOTERMICAMENTE ATRACTIVAS DEL MUNDO

Las zonas geotérmicamente atractivas usualmente se encuentran cerca de las montañas geológicamente activas. Algunas de esas zonas forman un cinturón que se extiende a lo largo de la costa occidental de Sur América, Centro América, Norte América, Alaska, alrededor del Pacífico Occidental a través de la península de Kamchatka, Japón, Filipinas y a lo largo del sur de Asia, lo que constituye el Cinturón de Fuego del Pacífico. Existen otras zonas que corren a lo largo del sur de Europa, oriente de Africa y la de orientación aproximada norte-sur que pasa por Islandia (Figura N° 4).

Dependiendo de las condiciones del yacimiento, el fluido geotérmico puede estar en forma de vapor seco o agua caliente presurizada. Vapor seco se ha encontrado en California, E.E. U.U., Larderello, Italia, Matsukawa, Japón. Agua caliente presurizada en Cerro Prieto, México, Ahuachapan, Salvador, Wairaket, Nueva Zelanda y campos de Filipinas.

Actualmente existen alrededor de 50 países en el mundo explotando la energía geotérmica o desarrollándose su exploración.

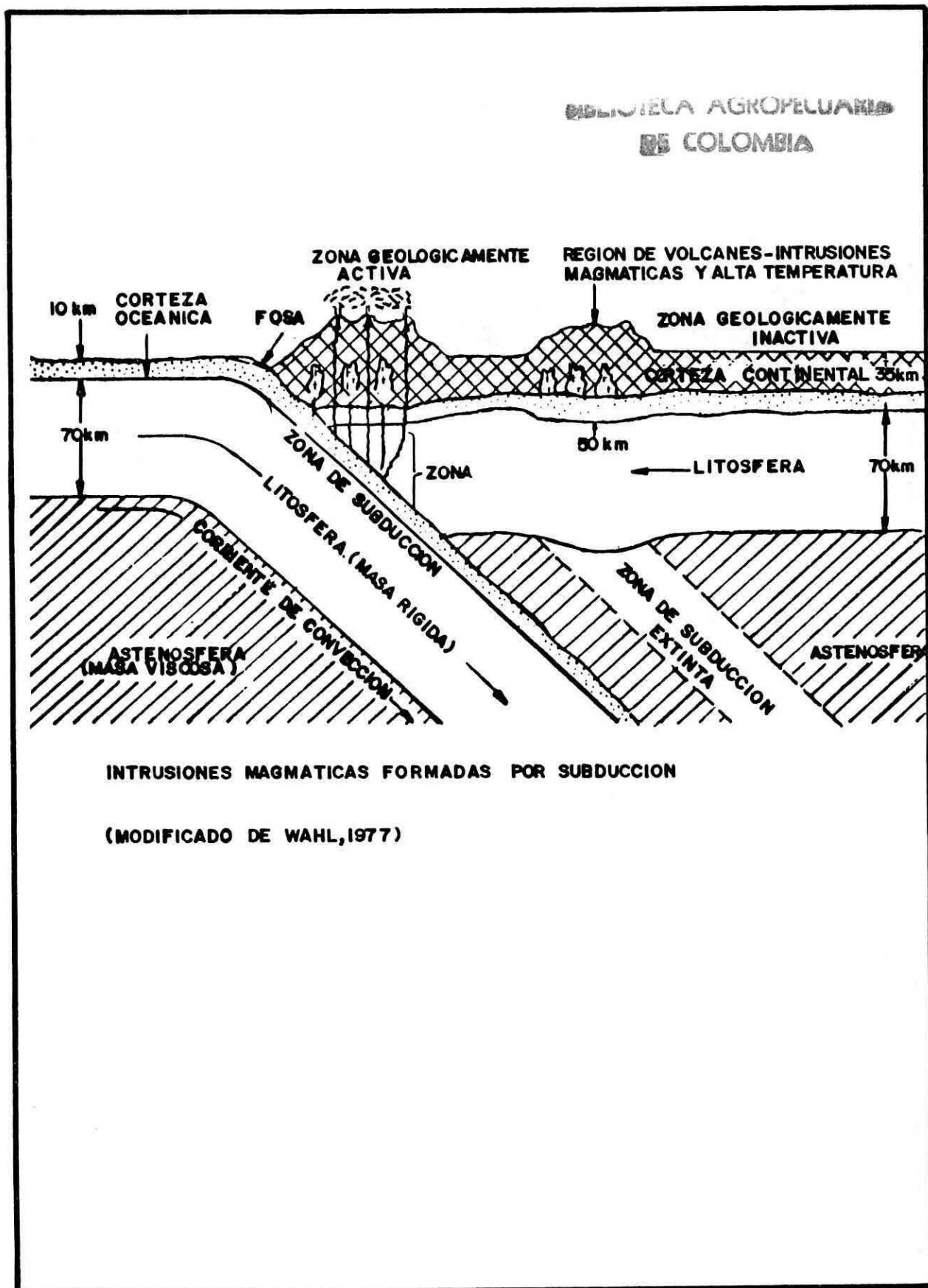
Los países que están explotando esta energía con sus respectivas capacidades instaladas se relacionan en el Cuadro No. 1.

CUADRO NO. 1
PLANTAS GEOTERMICAS EN EL MUNDO

| PAIS | NUMERO DE UNIDADES | CAPACIDAD INSTALADA | CAPACIDAD INSTALADA |
|----------------|--------------------|---------------------|---------------------|
| | | 1984 MWe | 1986 MWe |
| ESTADOS UNIDOS | 29 | 1.453 | 2.356 |
| FILIPINAS | 19 | 781 | 1.496 |
| ITALIA | 42 | 472 | 502 |
| MEXICO | 14 | 425 | 700 |
| JAPON | 8 | 227 | 282 |
| NUEVA ZELANDIA | 10 | 167 | 167 |
| EL SALVADOR | 3 | 95 | 95 |
| ISLANDIA | 5 | 41 | 41 |
| NICARAGUA | 1 | 35 | 70 |
| INDONESIA | 3 | 32 | 142 |
| KENIA | 2 | 30 | 45 |
| RUSIA | 1 | 11 | 21 |
| CHINA | 10 | 8 | 11 |
| PORTUGAL | 1 | 3 | 3 |
| TURQUIA | 1 | 0.5 | 25 |
| FRANCIA | 0 | 0 | 6 |
| TOTALES | 149 | 3.780.5 | 5.962 |

Tomado de Mercado et al., 1985.

FIGURA NO. 3



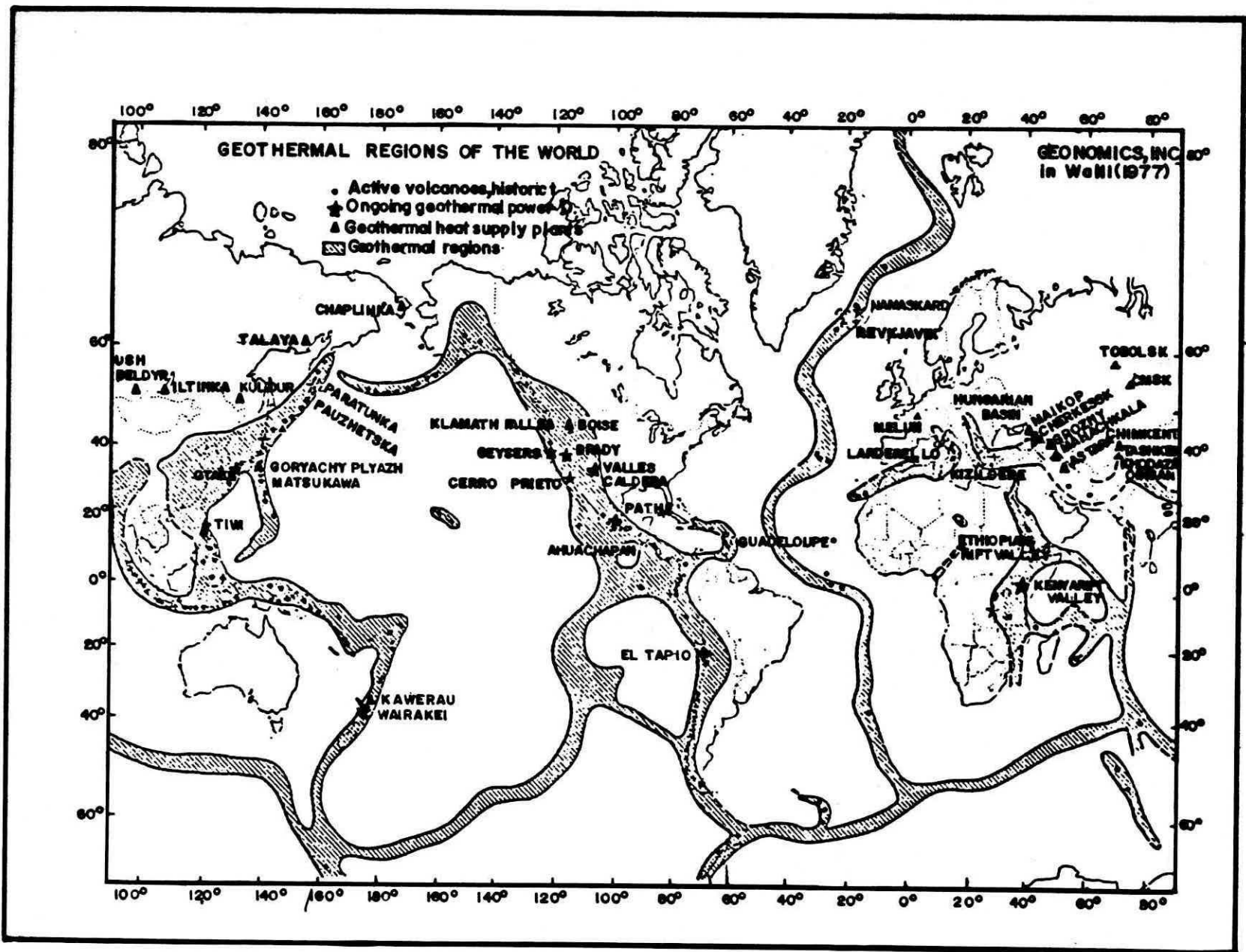


FIGURA NO. 4

3. MODELO Y COMPORTAMIENTO DE LOS CAMPOS GEOTERMICOS

Los datos obtenidos mediante la exploración de un campo geotérmico, especialmente los geológicos, geoquímicos y geofísicos pueden usarse para desarrollar un "modelo" de la estructura del mismo (Figura N° 5) y para explicar su comportamiento. Todos los campos geotérmicos difieren unos de otros, sin embargo, existen ciertos rasgos comunes que pueden permitir la elaboración de teorías racionales relacionadas con su estructura y comportamiento.

3.1 Tipos de Campo

Existen dos amplias clases de campos geotérmicos económicamente explotables, los cuales podemos clasificar en :

- a. Agua caliente
- b. Vapor seco

CAMPOS DE AGUA CALIENTE

Estos contienen un reservorio de agua presurizada a temperaturas por encima de los 150° C. Este es el tipo de campo geotérmico económicamente explotable, más común. Ejemplos de estos campos, los cuales actualmente están bajo explotación son Wairakei (Nueva Zelanda), Cerro Prieto (México), Reykyavik (Islandia), Salton Sea (U.S.A.), Ahuachapan (Salvador), Momotombo (Nicaragua), Otake (Japón), etc. El campo más caliente es el de Cerro Prieto (380° C).

Cuando el agua caliente es extraída a la superficie mediante la ejecución de pozos, y su presión es reducida suficientemente, una parte del agua se convertirá en vapor de tal manera que el fluido resultante es una mezcla de agua y vapor en condiciones de saturación, usualmente con predominio de agua. Las proporciones de agua y vapor varían de un campo a otro e inclusive de un pozo a otro en un mismo campo, de acuerdo con la entalpía del fluido en profundidad y la presión en la boca del pozo. Tales campos pueden ser útiles no solamente para producir energía eléctrica sino para otros usos.

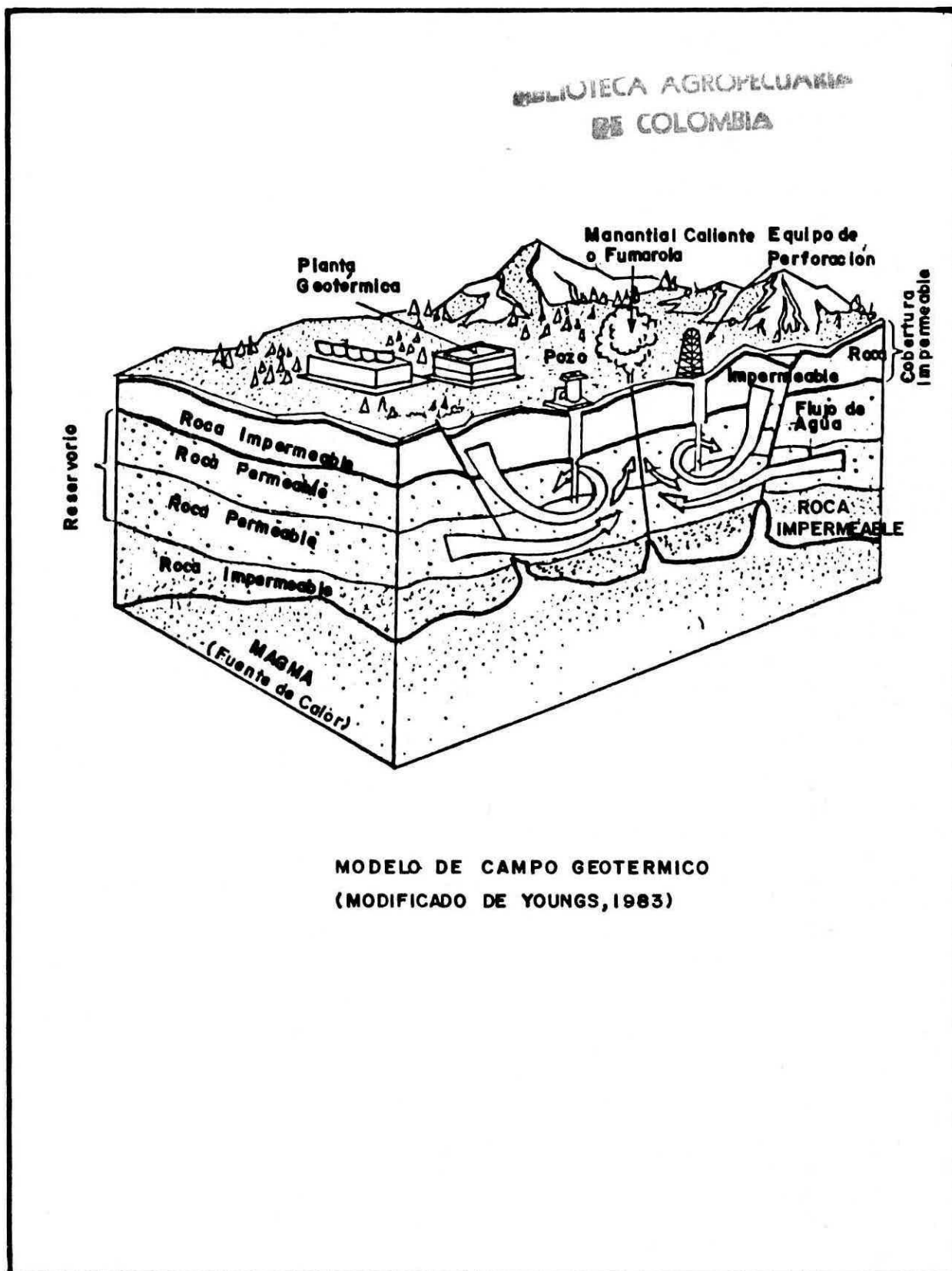
CAMPOS DE VAPOR SECO

Esta clase de campos producen vapor seco o sobrecalentado a boca de pozo. El grado de sobrecalentamiento puede variar de 0 a 50° C. Ejemplos de este tipo de campo que están en explotación son

Larderello y Monte Amiata (Italia), los Geiseres (U.S.A.) y Matsukawa (Japón). Este tipo de campo es también apropiado para la producción de electricidad y otros usos.

Geológicamente, tanto los campos de agua caliente como de vapor son generalmente muy similares, lo cual se manifiesta por el hecho de que en algunos casos pozos geotérmicos han producido agua caliente por un período y vapor seco posteriormente.

FIGURA NO.5



3.2 Modelo Básico de un Campo Geotérmico

Los elementos básicos de un campo sea de agua caliente o de vapor seco se muestran en la figura 5. Estos elementos son :

- Una fuente natural de calor
- Un adecuado suministro de agua
- Un reservorio o roca de gran permeabilidad
- Una cobertura impermeable

FUENTE DE CALOR

Se relaciona con intrusiones magmáticas dentro de la corteza terrestre con temperaturas de 600 a 900° C, frecuentemente a profundidades del orden de 4 a 10 kms. Este concepto se basa en el hecho que todos los campos geotérmicos "comerciales" conocidos están localizados en regiones de actividad volcánica que ha ocurrido en épocas que van del mioceno al cuaternario. Algunos campos están situados en proximidad de volcanes como en Japón y México, mientras que otros como Larderello, no están directamente relacionados con un centro de actividad volcánica reciente.

En un volcán activo, una intrusión magmática alcanza la superficie a través de un largo sistema de fallas. En este sentido, el fallamiento en formaciones rocosas duras pueden proporcionar un conducto para el ascenso del magma, mientras rocas plásticas tales como las arcillas pueden fluir por gravedad dentro de las fallas y sellarlas desde arriba. La energía de una intrusión magmática puede ser suficiente para penetrar el sistema de fallas en rocas duras pero insuficiente para superar la presión de las rocas plásticas. En tales casos el magma puede intruir en el límite entre las rocas duras y las plásticas. El volcanismo que no alcanza a salir de la superficie es caracterizada de áreas con ausencia de actividad volcánica reciente y tiende a encontrarse en áreas geológicas con formaciones rocosas muy espesas, parecidas a las series turbidíticas del tipo donde predominan los sedimentos de grano fino sobre los de grano grueso.

Esto se aplica a los dos campos geotérmicos de vapor seco más grandes del mundo, Larderello y los Geiseres.

Intrusiones magmáticas que han ocurrido dentro de los últimos 500.000 años pueden actuar satisfactoriamente como una fuente de calor, mientras que intrusiones más antiguas podrían haberse enfriado. El problema consiste en cómo encontrar evidencias de intrusiones magmáticas "recientes" algunas de las cuales deben estar demasiado profundas.

La ocurrencia de volcanismo reciente o el descubrimiento de manifestaciones termales son signos de la existencia de una intrusión magmática pero no son absolutamente esenciales para suponer la presencia de una fuente de calor significativa.

AREA DE RECARGA

La casi totalidad del agua en un reservorio geotérmico es de origen "meteorico" es decir agua lluvia.

A medida que el fluido geotérmico es extraído de los pozos o de aberturas superficiales, se requiere que se produzca una percolación del agua lluvia por áreas de recarga en superficie que permitan la restauración total o parcial del balance hidrológico del sistema. Estas áreas de recarga son visibles donde afloran terrenos permeables que permiten el ingreso de dicha agua.

RESERVORIO

Un buen pozo geotérmico puede producir al menos 20 toneladas/hora de vapor aunque muchos pozos producen mucho más. Un pozo "húmedo" puede producir varios centenares de toneladas por hora de mezcla de fluido. El mantenimiento de esa alta rata de flujo implica un alto grado de permeabilidad del acuífero. Cualquier roca permeable puede servir como un buen reservorio geotérmico. En el campo geotérmico de Los Geiseros el reservorio es una roca denominada grauvaca con permeabilidad debida a fracturamiento, en Larderello es una roca calcárea con permeabilidad debida a solución en la misma; en Wairakei son ignimbritas fisuradas; en Otake son tufitas permeables y en Cerro Prieto, arenas deltaicas.

COBERTURA IMPERMEABLE

Es una capa rocosa de baja permeabilidad que cubre el acuífero. Todos los campos geotérmicos tienen una cobertura impermeable o capa sello. Algunas se han formado por la presencia de una roca impermeable original, como es el caso de la formación flysch en Larderello, la formación Huka de origen lacustre en Wairakei, o la arcilla deltaica de Cerro Prieto. En otros casos puede llegar a ser impermeable como resultado directo de la actividad termal, como por ejemplo en Los Geiseros y en Otake en donde antes de iniciarse la actividad termal esas rocas estuvieron intensamente fracturadas pero por efecto de esa misma actividad, se produjo sellamiento en las fracturas preexistentes. Esto pudo ocurrir por efecto de dos procesos químicos:

- a. Por deposición de minerales presentes en las soluciones

- b. hidrotermales, principalmente sílice.
Por alteración hidrotermal de la roca, produciendo caolín.

4. ESTUDIOS GEOTERMICOS EN COLOMBIA

La investigación geotérmica en Colombia se inició en 1968 mediante un estudio de reconocimiento adelantado por ENEL, Ente Nazionale per L'Energia Elettrica, de Italia en el área del Macizo Volcánico del Ruiz cubriendo unos 15.000 kms² e incluyendo los departamentos de Caldas, Quindío, Risaralda, Antioquia y Tolima.

Este estudio destacó algunos aspectos importantes desde el punto de vista geotérmico en dicha área, sugiriendo se prosiguiera con la etapa de prefactibilidad.

La etapa de prefactibilidad en el área del Macizo Volcánico del Ruiz se adelantó en 1980 mediante la ejecución de investigaciones geovulcanológicas, geoquímicas, hidrogeológicas y geofísicas las cuales arrojaron resultados atractivos desde el punto de vista de la fuente de calor, pero bastante inciertos respecto a la presencia de una gran permeabilidad en formaciones rocosas que eventualmente podrían actuar como reservorio geotérmico. Actualmente hay un receso en las actividades de investigación.

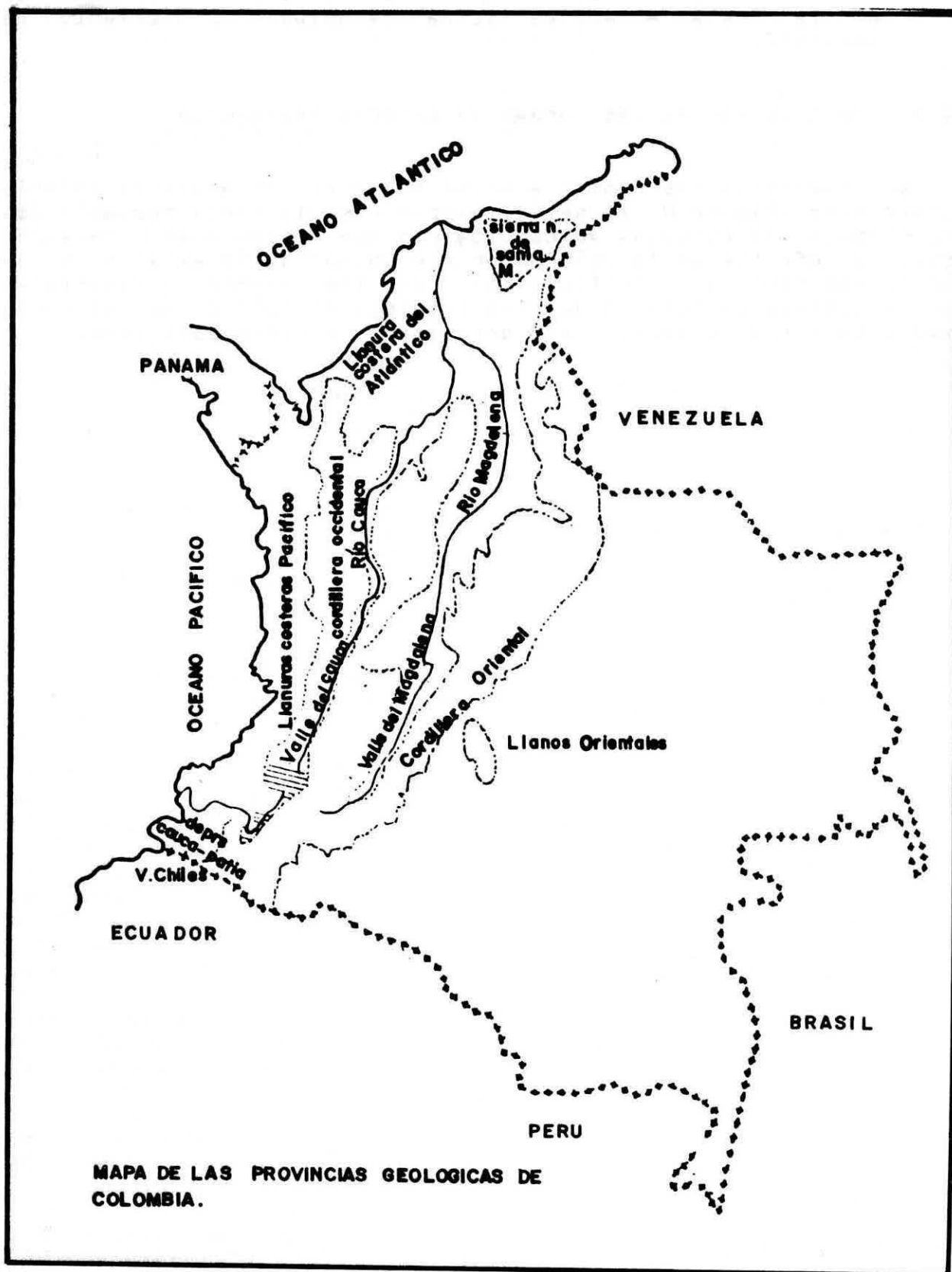
En 1981 el ICEL conjuntamente con OLADE adelantaron un inventario geotérmico a nivel nacional cubriendo unos 100.000 kms² en áreas de los departamentos de Nariño, Cauca, Valle, Tolima, Huila, Boyacá, Santander y algunas regiones de la Costa Atlántica. Se excluyó el departamento de Caldas que previamente había sido estudiado, con el proyecto geotérmico del Ruiz.

4.1 Marco geológico Regional

Las provincias geológicas en Colombia (Figura 6), las podemos dividir a "grosso modo" como sigue:

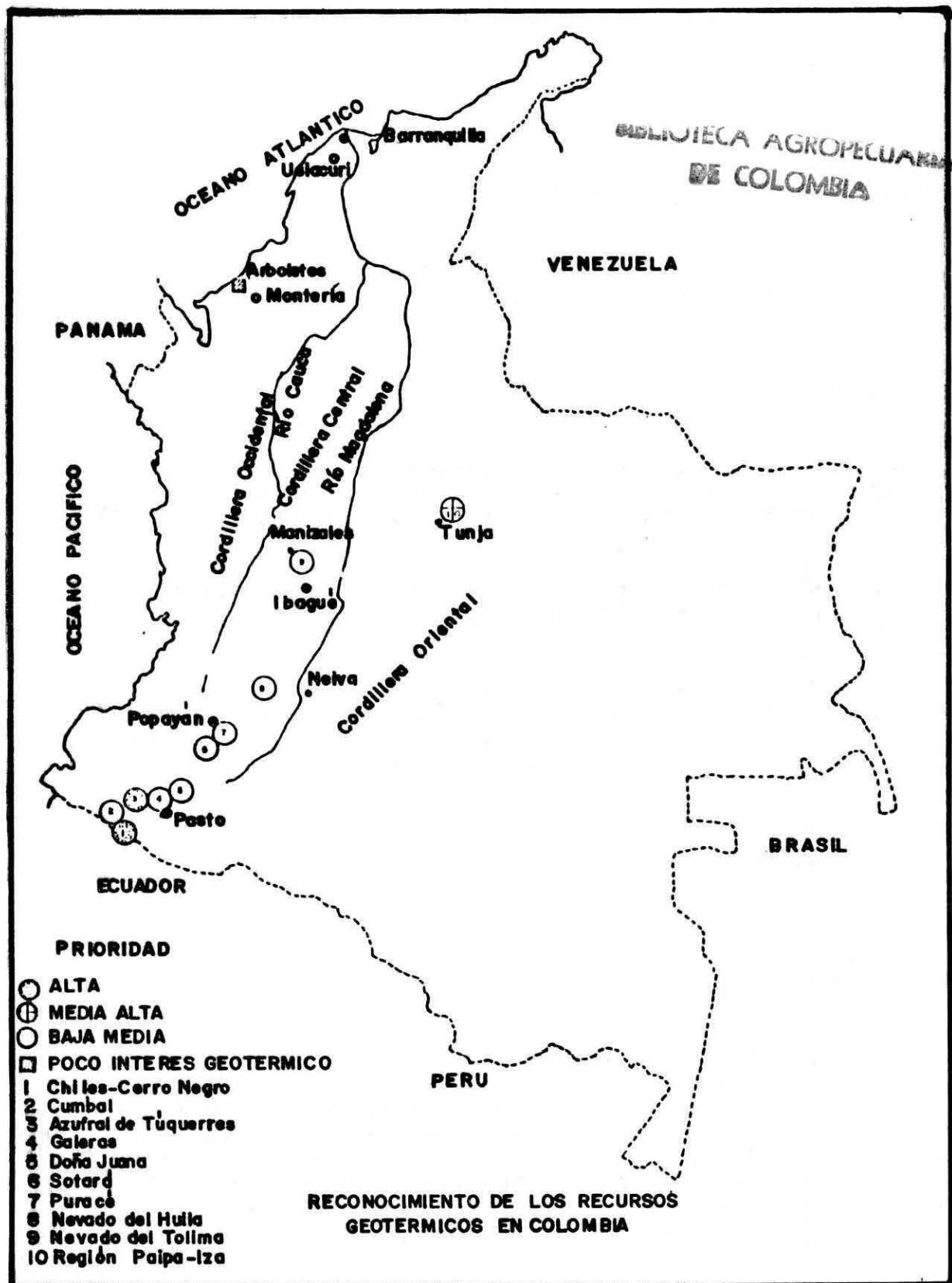
1. Llanuras costeras tanto en la Costa Atlántica como en la Costa Pacífica, las cuales están constituidas predominantemente por formaciones sedimentarias.
2. Cordillera Occidental que incluye rocas sedimentarias del grupo Dagua (sedimentos pelágicos y areniscas turbidíticas) cubiertas por el grupo Diabásico (basaltos, depósitos piroclásticos) todos de edad cretácica. Estos grupos geológicos están recubiertos en el sur del país (Nudo de Pasto), por rocas volcánicas plio-cuaternarias.
3. Depresión Cauca-Patía, profundo surco sedimentario que hacia el sur se desvanece por causa del volcanismo reciente.

FIGURA NO.6



MAPA DE LAS PROVINCIAS GEOLOGICAS DE COLOMBIA.

FIGURA NO.7



La valoración de una fuente de calor mediante estudios vulcanológicos se refiere a la determinación en superficie de unidades de roca con amplia variedad mineralógica composicional, especialmente respecto al contenido de SiO₂. Si la variación de SiO₂ es amplia esto sugiere la presencia de una cámara magmática en cercanías de la superficie terrestre, entre 4 y 10 kms, la cual ha permanecido durante un prolongado lapso de tiempo, siendo muy atractiva como fuente de calor.

COMPLEJO CHILES - CERRO NEGRO

Está ubicado en los límites con el Ecuador. Las características principales del área son las siguientes:

- Grado de evolución vulcanológica complejo, con al menos tres fases de actividad.
- Edad muy reciente de las últimas erupciones (unos 30.000 años) y persistencia de la actividad volcánica por un largo periodo de tiempo (del plioceno hasta época subactual)
- Presencia de importantes manifestaciones termales y de cráteres de explosión freática.
- Evolución magmática completa, desde andesitas hasta riodacitas (SiO₂ 59-69%), relacionada con alimentación de ambos volcanes a partir de una cámara magmática superficial, ubicada a lo largo de una fractura transversal de dirección WNW-ESE.
- El substrato de los productos volcánicos recientes está constituido por un espesor importantes de volcanitas terciarias.

VOLCAN CUMBAL

Es el volcán activo más meridional de Colombia y está constituido por una alternancia de lavas y brechas. Se trata de un típico estratovolcán, caracterizado por la presencia de numerosas bocas eruptivas (principalmente conos piroclásticos) alineados sobre una factura NNE-SSW. El Cumbal al igual que el Complejo Chides Cerro Negro, emerge de un área que ya en el terciario estuvo afectada por actividad volcánica. Las volcanitas terciarias forman, de hecho, el substrato inmediato de los productos recientes o subactuales.

El grado de evolución magmática es medio : de andesitas a dacitas, con variaciones en el contenido de SiO₂ que van del 60 al 64%. El Cumbal está activo desde hace 200.000 años al menos, con tipo de emisión predominantemente efusivo.

VOLCAN AZUFRAL DE TUQUERRES

El Volcán Azufral es uno de los más interesantes de Colombia desde el punto de vista geotérmico. Se trata de un estratovolcán compuesto, formado en su base por un volcán más antiguo cuya porción somital está hundida por un colapso caldérico. Después del colapso, la actividad se ha reanudado mediante el emplazamiento de domos endógenos.

Los elementos de interés geotérmico son los siguientes:

- Edad reciente y larga persistencia de la actividad volcánica en la zona (al menos 400.000 años).
- Evolución magmática completa, desde andesitas hasta riolitas (SiO₂ de 60 a 71,5%)
- Presencia de cráteres de explosión freática en el interior de la caldera.
- Presencia de actividad fumarólica y de numerosas manifestaciones termales.
- Presencia de un substrato constituido por volcánicas terciarias.
- Evidencia de la presencia de un acuífero de alta temperatura en el subsuelo del volcán (lífticos hidrotermalizados con facies típica de reservorio geotérmico entre los productos hidromagmáticos).

VOLCAN GALERAS

Es un gran estratovolcán con caldera central y reactivación post-caldera, emplazado sobre una potente serie volcánica terciaria. Su actividad se inició hace 1 M. aproximadamente y persiste en la actualidad.

El grado de evolución magmática es limitado; de hecho los productos son solamente andesíticos, con SiO₂ variable entre el 56 y el 50 %. Los grandes volúmenes emitidos (lavas predominantemente) y la limitada evolución son indicativos y de una alimentación magmática importante, pero con cortos tiempos de residencia en niveles superiores antes de la erupción. En la base del aparato existen algunas manifestaciones de termalidad media-baja.

VOLCAN DOÑA JUANA

Es un volcán activo, formado por un estratovolcán con caldera central parcialmente rellena por domos lávicos y productos piroclásticos recientes. La historia eruptiva es muy compleja y se ha desarrollado a lo largo de un considerable período de tiempo. Los primeros episodios se produjeron hace más de 2 millones de años con emplazamiento de lavas básicas; después, una cámara magmática de grandes dimensiones permitió la diferenciación del magma. Voluminosas erupciones explosivas de productos diferenciados dacíticos provocaron el vaciado de la cámara y el colapso caldérico. La actividad se reanudó con fenómenos explosivos y efusivos de naturaleza ácida, es decir con gran contenido de SiO₂.

Lo anteriormente expuesto revela el gran interés geotérmico de esta estructura. De hecho, no existen dudas de que se trata de una zona caracterizada por la existencia de una cámara magmática superficial de grandes dimensiones, activa desde hace mucho tiempo y que por tanto, ha inducido una fuerte anomalía térmica, como está indicado también por las numerosas manifestaciones termales. Los problemas geotérmicos parecen provenir de la presencia de un basamento metamórfico a escasa profundidad bajo el volcán, (lo cual sugiere un bajo potencial en las series rocosas que podían actuar como reservorio).

VOLCAN SOTARA

Este volcán está constituido por un edificio antiguo predominantemente andesítico, cuya porción somital está ocupada por una caldera. En el interior de la caldera se ha desarrollado después un aparato eruptivo reciente, caracterizado por lavas domiformes dacíticas. Tanto en la época precaldera como después, la actividad ha estado caracterizada por fases explosivas de notable energía, con producción de pomez pliniana y nubes ardientes.

La edad de las últimas manifestaciones volcánicas es desconocida, no existen erupciones históricas, pero la actividad debe haber cesado en época muy reciente a juzgar por la persistencia de las fumarolas y de las numerosas surgentes termales. La evolución magmática es completa de andesitas a riolitas (SiO₂ 64-76%).

El substrato está constituido por rocas del complejo diabásico de la Cordillera Central y en parte por formaciones metamórficas, mientras que el espesor de las rocas volcánicas es probablemente modesto.

VOLCAN PURACE

Constituye el mayor sistema volcánico reciente de Colombia.

Las dataciones indican que la actividad volcánica persiste en esta zona desde hace 600.000 años al menos. El Puracé es un centro activo que ha producido numerosas erupciones explosivas recientes de carácter esencialmente vulcaniano, la última de ellas en 1977.

El grado de evolución magmática es moderado, de andesitas a dacitas (57-65 % de SiO₂). En la periferia del sistema volcánico se han observado productos piroclásticos de tipo pliniano, probablemente asociados a una o más calderas.

Existen además numerosas e importantes manifestaciones termales. Un substrato de volcanitas antiguas (plioceno-pleistoceno) está presente con seguridad bajo el volcán actual, pero su espesor resulta difícil de evaluar.

VOLCAN HUILA

Se trata de un cono activo de naturaleza predominantemente lávica, con evolución magmática limitada. Los productos son, de hecho, andesíticos con SiO₂ variable entre el 59 y el 62 %.

Existen algunas manifestaciones termales de media termalidad. En conjunto no parece una estructura de gran interés geotérmico.

AREA DE PAIPA-IZA

El interés de esta zona, situada en el departamento de Boyacá, reside especialmente en las manifestaciones termales presentes. En efecto, aparecen aguas cloruradas-alcalinas, probablemente, relacionadas con circuitos hidráulicos profundos (reservorio), aguas sulfato-alcalinas que deben su origen a la adición de sulfatos alcalinos a las aguas precedentes, en ambiente relativamente somero.

Estas fuentes termales están alimentadas probablemente por "brines" geotérmicas (reservorio) lo cual se indica por la presencia de NH_4 , B y Li lo cual se relaciona también con la presencia de fugas de vapor geotérmico.

Los contenidos de Na, Ky, Ca en la mayoría de las aguas termales presentes no están controlados por el equilibrio de cambio con los feldespatos y por lo tanto no es conveniente la utilización de geotermómetros de las relaciones entre metales, a causa de este hecho tampoco son confiables los geotermómetros de sílice.

En las zonas de las manifestaciones existen afloramientos de rocas volcánicas ácidas (riolitas) del plioceno superior (2.5 M.a.) que han producido domos y productos piroplásticos asociados.

Las principales formaciones de la zona son areniscas y argilitas cretácicas fuertemente tectonizadas.

COSTA ATLANTICA

Solo se reconocieron durante el inventario geotérmico algunos volcanes de lodo en cercanías de Arboletes, los que se consideraron de poco interés geotérmico.

A continuación incluimos una tabla resumen tomada del Informe de Reconocimiento elaborado por OLADE, en 1981, donde aparecen las áreas de mayor interés geotérmico definidas en ese estudio.

**BIBLIOTECA AGROPECUARIA
DE COLOMBIA**

5. GEOLOGÍA DE LA COSTA NOROCCIDENTAL DE COLOMBIA

El área de la Costa Atlántica Colombiana, de interés para propósitos de este estudio está limitada al oriente por la Sierra de Santa Marta y al sur por las estribaciones septentrionales de las cordilleras Central y Occidental de los Andes Colombianos (Figura N°8).

En este sentido se han dividido en dos grupos los elementos geotectónicos principales (Figura N° 9): una región estable o de plataforma que se dispone encima de una corteza continental (no plegada) y una región geosinclinal que cubre a una corteza oceánica (plegada).

5.1 Región Estable o de Plataforma

Esta región se encuentra limitada al occidente por las serranías de San Jerónimo, San Jacinto y Luruaco y al oriente y al sur por los altos de Santa Marta y de San Lucas. La topografía es eminentemente plana, cenagosa y muy susceptible a las inundaciones.

La plataforma está constituida por el alto de Cicuco, el alto de El Dificil, la geofractura de Plato y la depresión tectónica de Sucre (Figura N°10).

ALTOS DE CICUCO Y EL DIFICIL

Estos dos altos de plataforma están compuestos de rocas ígneas félsicas y metamórficas con una edad de paleozoico a cretáceo tardío. Encima de estas rocas aparece una secuencia sedimentaria de edad oligoceno a mioceno medio con inclusiones ocasionales de calizas arrecifales. Estos estratos están cubiertos por sedimentos fluvio-lacustres de edad pleistoceno a reciente con espesor hasta de 1.500 metros. En general se trata de una secuencia de sedimentos no plegados; los perfiles sísmicos de las compañías de petróleo muestran reflectores casi horizontales con flexiones suaves y muy amplias, siempre paralelas al reflector del basamento.

GEOFRACTURA DE PLATO Y DEPRESION TECTONICA DE SUCRE

La geofractura de Plato está localizada hacia la parte norte del área de plataforma. Con base en información sísmica se ha podido determinar que esta geofractura es una depresión muy profunda rellena con sedimentos turbidíticos de edad mioceno a pleistoceno que alcanzan 4.000 metros de espesor los cuales están cubiertos

por sedimentos fluvia-lacustres de edad pleistoceno a reciente de unos 1.500 metros de espesor.

La depresión tectónica de Sucre está rellena de unos 8 km de sedimentos cenozoicos con características estratigráficas y sedimentarias similares a las de la geofractura de Plato.

FIGURA NO.9

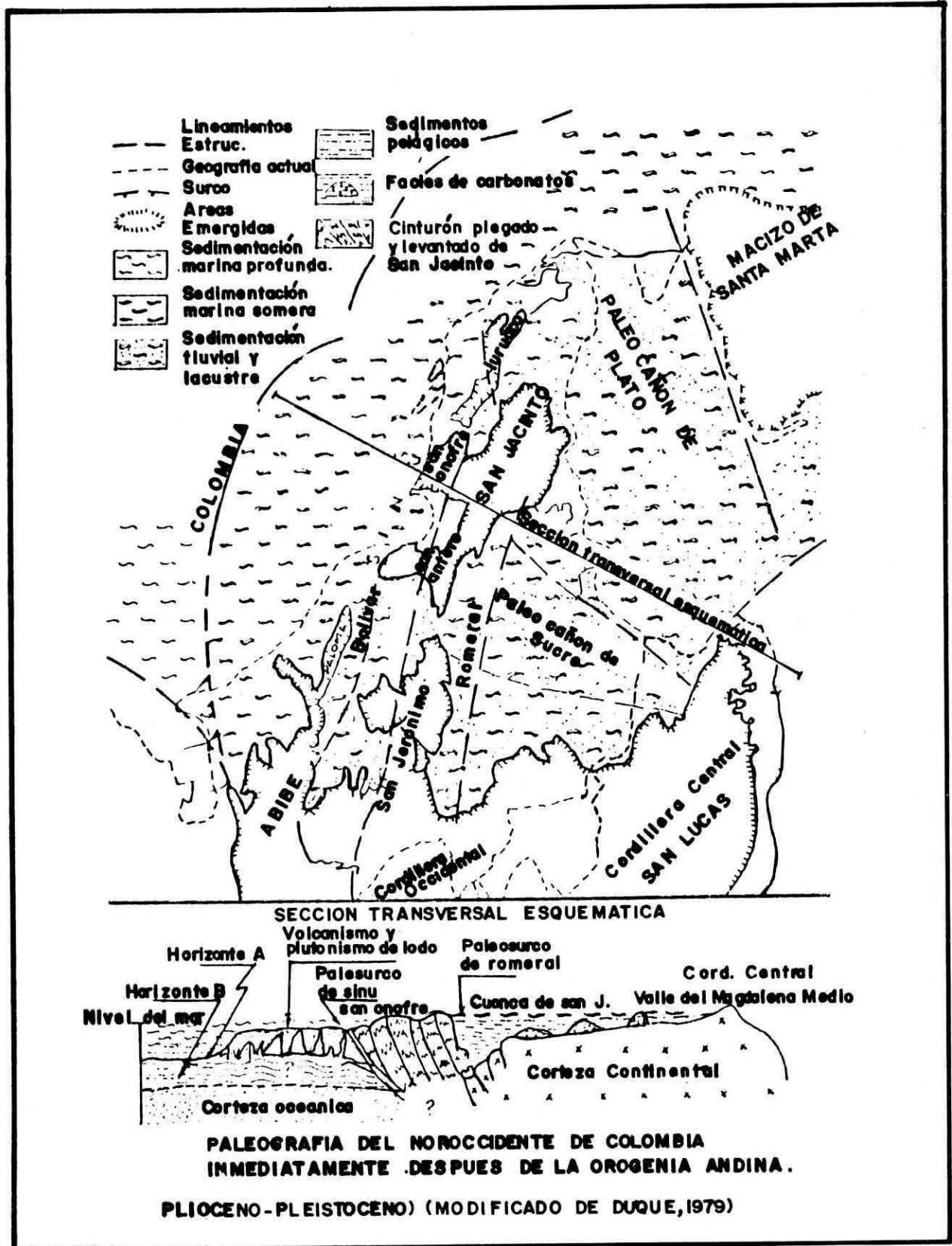










FIGURA NO.10

-  Dep. Fluviales y Lacustres Recientes
-  Dep. Fluviales y Lacustres Plioceno
-  Turbiditas de Mioceno A Plioceno. Volcanismo de lodos. Carbonatos del Plioceno Reciente
-  Dep. Lacustre y Fluviales Mioceno a Plioceno
-  Dep. Deltaicos de Carbonatos
-  Turbiditas Cretaceo Tardio A Eoceno Medio.
-  "Cherts"
-  Estructuras y Lineamientos



GEOLOGIA GENERAL DEL NOROCCIDENTE DE COLOMBIA
(TOMADO DE DUQUE, 1979)

5.2 Región Inestable o Geosinclinal

La región geosinclinal con sus enormes espesores de sedimentos comprende la porción costera occidental adyacente a la plataforma (Figura 9). Se ha dividido en dos elementos estructurales: el cinturón de San Jacinto y el cinturón del Sinú.

CINTURON DE SAN JACINTO

Está localizado inmediatamente adyacente a la plataforma y comprende tres unidades estructurales, topográficamente no muy prominentes que de sur a norte se han denominado como los anticlinorios de San Jerónimo, San Jacinto y Luruaco con una dirección general de N20° E. El núcleo de estos anticlinorios está constituido por rocas pelágicas de edad cretáceo tardío, tales como "cherts" y limolitas, en algunas ocasiones con intercalaciones muy meteorizadas de flujos basálticos y diabásicos que por lo general se encuentran hacia la parte superior de una secuencia turbidítica de más de 2.000 metros de espesor. Las rocas sedimentarias tienen una edad de cretáceo tardío mientras que las rocas ígneas efusivas varían desde el cretáceo tardío hasta el eoceno medio.

Reposando conformemente sobre las capas del cretáceo superior, se encuentra otra secuencia de turbiditas hasta de 4.000 metros de espesor con una edad del terciario temprano. Consiste de una sucesión de areniscas sucias y de arcillas arenosas, estando compuestas de fragmentos de rocas volcánicas y metamórficas.

Las rocas más jóvenes dentro del cinturón corresponden a facies de carbonatos de edad eoceno tardío y a sedimentos fluvio-lacustres de edad pleistoceno-holoceno. La facies de carbonatos se encuentra aflorando principalmente en el flanco oriental del cinturón con una litología muy similar a la mencionada de los altos de Cicuco y El Difícil. Esta secuencia de facies de carbonatos consiste principalmente en conglomerados, "shales", areniscas y calizas arrecifales y alcanza un espesor total de 3.000 metros.

Las rocas en el flanco occidental del cinturón están constituidas únicamente por sedimentos muy finos con intercalaciones menores de calizas. Están ausentes los sedimentos fluvio lacustres aflorantes en el flanco oriental.

CINTURON DEL SINU

Está situado al occidente y paralelo al cinturón de San Jacinto,

comprendiendo los anticlinorios de Abibe - Las Palomas y San Jerónimo (Figura N° 8).

Las rocas de los afloramientos consisten en su mayor parte de una secuencia turbidítica muy monótona de sedimentos muy finos que alcanzan más de 5.000 metros de espesor, de edad mioceno tardío a plioceno. Encima de esta secuencia se dispone una facies de carbonatos compuesta por "shales", calizas arrecifales, areniscas y conglomerados de edad pleistoceno-holoceno alcanzando 1.000 metros de espesor. Las calizas arrecifales parecen estar restringidas a la porción de tierra más septentrional del cinturón en el área de Cartagena - Barranquilla, donde están especialmente bien desarrolladas.

5.3 Lineamiento de Romeral

Barrero et al, (1969) utilizaron el nombre de falla fundamental de Romeral para designar una zona de falla con una longitud de más de 800 kms a partir del sur de Colombia hacia el norte, hasta el área de Montelíbano en el Sur del área considerada (Figura 9). Con una inclinación hacia el este y que separa las cordilleras Central y Occidental. Una de las características más importantes que tiene esta zona de falla es que también separa la corteza continental al oriente de la corteza oceánica al occidente.

Aunque el lineamiento de Romeral no es tan espectacular ni tan claramente reconocible como en el área donde fue descrita originalmente, se han podido observar algunas otras de sus características tanto en superficie como en el subsuelo que han permitido reconocerlo y prolongarlo más al norte.

Entre éstas tenemos su coincidencia con el límite occidental de la palataforma en el contacto con el cinturón de San Jacinto el cual está marcado por un cambio muy claro en el estilo estructural de estos dos elementos: plegamiento en el cinturón y no plegamiento en la plataforma.

A este accidente se le ha asignado una edad cretácea temprana y durante las etapas iniciales de su desarrollo fue un surco muy profundo, con una pendiente muy pronunciada en el talud continental que bordeaba el margen occidental de la palataforma. Esto se respalda en la ocurrencia de sedimentos abisales pelágicos y turbiditas de edad cretácea tardío - eógeno medio al occidente y ausencia de los mismos al oriente, sobre la plataforma.

5.4 Lineamiento de Bolívar

Su expresión superficial es notable en los anticlinorios de San

Jerónimo y San Jacinto. Su buzamiento está hacia el este .

Por ser este alineamiento paralelo al de Romeral, (Figura N° 9) y que también sea una falla inversa buzando hacia oriente sugiere que este alineamiento puede representar una de las posiciones de Romeral durante su migración hacia el occidente, posiblemente en el paleoceno tardío.

5.5 Lineamiento del Sinú

Constituye el límite occidental del cinturón de San Jacinto y lo separa del cinturón del Sinú. Las siguientes características sirven para definirlo:

- a. Marca del cambio de estilo estructural entre los cinturones de San Jacinto y Sinú.
- b. Presencia de un intenso volcanismo de lodo en el cinturón del Sinú el cual está completamente ausente en el cinturón de San Jacinto.

Este alineamiento se interpreta como un antiguo surco marginal al cinturón de San Jacinto durante las etapas iniciales de su evolución. Esto se sustenta con la ocurrencia de sedimentos pelágicos y turbiditas de edad oligocena tardía a plioceno hacia el occidente y de facies de carbonatos de poca profundidad con la misma edad al oriente.

5.6 Orogenia Andina

Este episodio orogénico plio-pleistocénico de los Andes colombianos se extendió septentrionalmente hasta el área de estudio (IRVING, 1972) como consecuencia de esfuerzos laterales compresionales sobre la plataforma.

Uno de los resultados característicos de esta orogenia fue el surgimiento del volcanismo y plutonismo de lodo dentro de la faja de sedimentos acumulados en el surco del Sinú. Se produce así otra nueva migración al occidente del surco original de Romeral.

5.7 Volcanes de Lodo

Tanto en el área del Río Sinú en el Sur, como en Cartagena-Barranquilla en el norte, se pueden observar numerosos volcanes

de lodo de diferentes tamaños, por lo general activos, Tierrabomba, Barú y otras islas que bordean el margen costero actual en el área de estudio son también expresiones superficiales del volcanismo de lodo (Figura N° 11).

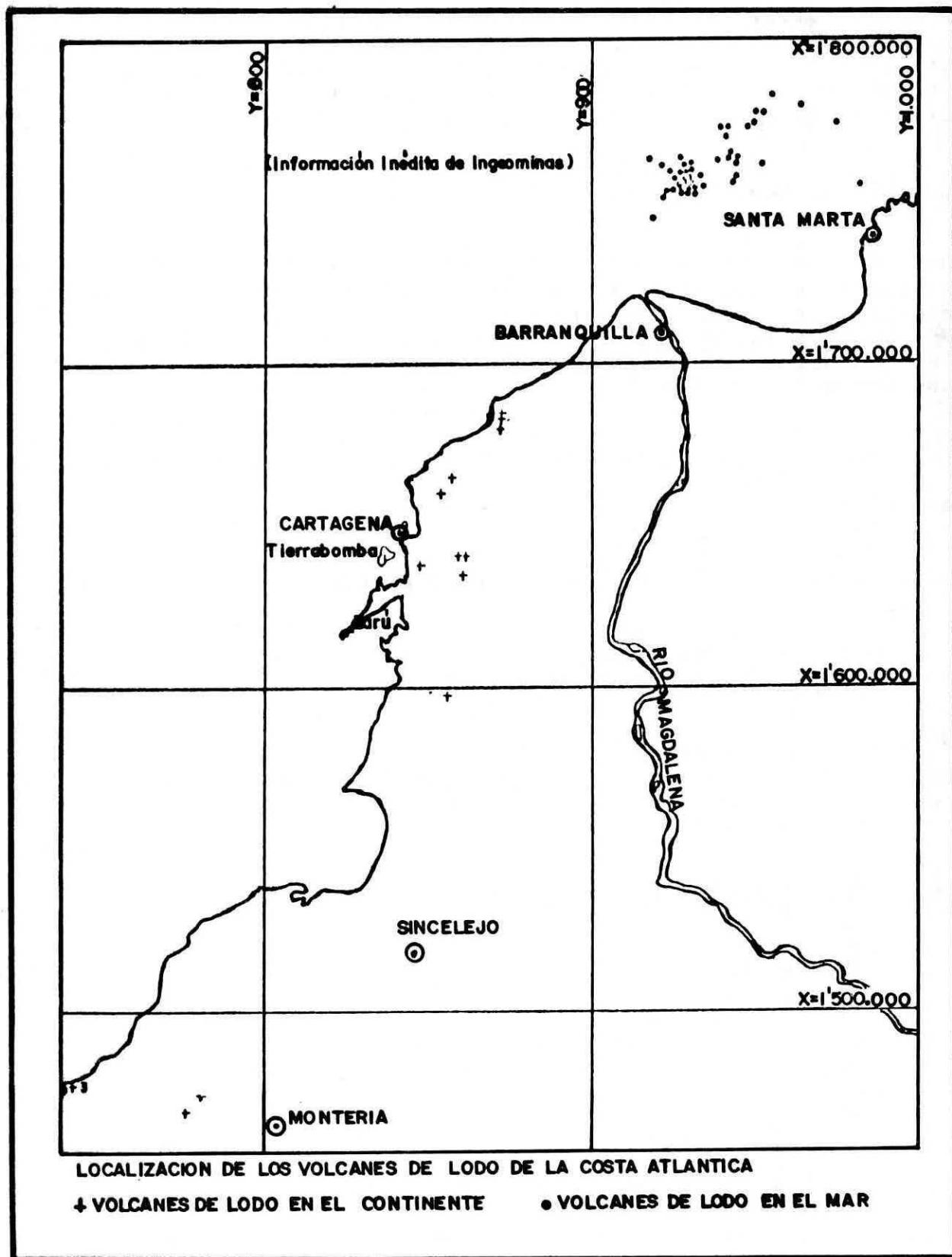
ORIGEN

Los volcanes de lodo se relacionan con la presencia de espesas secuencias de rocas arcillosas que parece haber sido depositadas bajo condiciones marinas profundas sobre flancos estructurales inestables. Esta inestabilidad se refleja por la ocurrencia de deslizamientos gravitacionales y rápidos enterramientos que dan lugar a condiciones de sobrepresión.

En esas áreas, la continua subsidencia y rápida deposición ha dado lugar a considerables presiones gravitacionales lo cual acompañado probablemente de movimientos tectónicos, da lugar a un flujo ascendente de material arcilloso en forma de intrusiones y diques .

En los sitios donde el material arcilloso alcanza la superficie se forman volcanes de lodo. Usualmente gas y fluidos intervienen en el fenómeno de sobrepresión para producir la movilidad de la masa arcillosa, pero la causa principal es la presión gravitacional acompañada usualmente de tectonismo.

FIGURA NO. 11



Según DUQUE(1979), "el lodo (de los volcanes en el área de estudio) proviene de un intervalo estratigráfico, denominado "shale de alta presión" por los geólogos e ingenieros de la industria del petróleo, el cual tradicionalmente se ha reconocido como la causa de muchos de los problemas mecánicos de estas perforaciones, precisamente debido a su alta presión. Este horizonte infrayace las turbiditas de edad mioceno y en los registros sísmicos tiene un aspecto transparente característico..."

CARACTERISTICAS GENERALES

Actualmente, en Colombia no existen estudios detallados de los volcanes de lodo y especialmente de los incluidos dentro del área de estudio. Sin embargo existe una gran similitud entre los volcanes de lodo de la Costa Atlántica y los de las Islas Trinidad (HIGGINS and SANNDERS, 1974) los cuales han sido estudiados con bastante detalle.

En este sentido nos referimos a algunas características de esos lodos de Trinidad los cuales nos pueden servir como guía para entender los nuestros.

ASOCIACION DEL PETROLEO CON VOLCANES DE LODO

Los volcanes de lodo en Trinidad están asociados con lodo, agua de mar, gas y petróleo en menor cantidad.

Varios pozos de petróleo se han perforado dentro de unos pocos centenares de metros de volcanes de lodo todavía activos. En todos ellos se ha encontrado algo de petróleo y gas aunque no siempre en cantidades comerciales.

EXPRESION GEOFISICA DE LOS VOLCANES DE LODO

a. Gravimetría

Análisis de datos gravimétricos en terrenos de Trinidad indica que los volcanes de lodo tienen una importante influencia en el esquema gravimétrico. Su efecto es producir bajos gravimétricos superimpuestos al gradiente gravitacional local.

b. Carácter de los registros eléctricos

La respuesta a los registros eléctricos de los "shales" altamente presurizados está caracterizado por una baja re-

sistividad, densidad y velocidad. Esta presión anormalmente alta en el material arcilloso crea una situación favorable para el volcanismo sedimentario.

ANALISIS DEL LODO

a. Análisis de la arcilla.

Los minerales de arcilla presentes en los volcanes de Trinidad son una mezcla de illita-montmorillonita y kaolinita, predominando la montmorillonita.

b. Temperatura

La temperatura de los volcanes de lodo normalmente no difiere significativamente de la temperatura ambiente, sin embargo existen excepciones.

6. CONSIDERACIONES GEOTERMICAS PARA LA COSTA ATLANTICA

La presencia de campos geotérmicos está íntimamente relacionada con la actividad de las placas tectónicas y especialmente con la interacción de sus partes marginales. La identificación de bordes activos de placas litosféricas se conecta con la existencia de áreas de gradiente térmico anómalo, usualmente asociadas a cámaras magmáticas de poca profundidad y a volcanismo reciente.

6.1 Fuente de Calor

En el área de la Costa Atlántica que hemos considerado para estudio, podemos considerar desde el punto de vista tectónico, un gran lineamiento de orientación predominante NNE denominado Lineamiento de Romeral (Figura 7). Con algunas reservas, se puede interpretar como una zona de subducción de edad cretáceo temprano y con movimiento lateral que separa una corteza continental al oriente de una corteza oceánica al occidente.

Este lineamiento de Romeral ha tenido migraciones posteriores hacia el occidente identificándose con los lineamientos de Bolívar y Sinú con edades del Paleoceno y Plioceno respectivamente. Aparentemente ninguno de esos lineamientos da lugar a la presencia de volcanismo ígneo reciente, al menos conocido, en el área de estudio.

Sin embargo anotamos que los datos disponibles "no son suficientes para determinar con exactitud la tectónica de la región noroeste de Sur América (incluyendo a Panamá) ni tampoco la geometría de las placas subducidas en la región" (PENNINGTONG, 1981)

Al no determinarse con exactitud la presencia de volcanismo reciente en superficie no tendríamos la oportunidad de analizar el carácter evolutivo del mismo especialmente en términos del contenido de SiO₂ en las rocas volcánicas emitidas durante una presunta erupción y así evaluar la existencia de una cámara magmática en cercanías de la superficie.

Cuando tenemos una cámara magmática que ha permanecido durante un prolongado lapso de tiempo cerca de la superficie, tenemos una fuente de calor. En este sentido los componentes mineralógicos dentro de la cámara magmática tienden a desarrollar fenómenos de estratificación gravitacional, disponiéndose los minerales más pesados, es decir los que contienen hierro y magnesio y poco SiO₂, hacia el fondo de la misma y los menos pesados que contienen alto porcentaje de SiO₂ hacia la parte superior de la cámara.

Durante una erupción volcánica lo primero que sale a la superficie son los componentes con alto contenido en SiO₂ (cenizas, riolitas, dacitas) y posteriormente los que tienen bajo contenido de SiO₂ y alto de hierro y magnesio (andesitas olivínicas, basaltos).

Al estudiar estas emisiones que han ocurrido en los últimos miles de años y observarse su amplio grado de evolución magmática se garantizaría la presencia de una fuente de calor y lógicamente de un elemento definitivo para la existencia de un campo geotérmico.

Esas evidencias en superficie, de acuerdo con la información disponible, no existen en el área de la Costa Atlántica.

Cuando no existen claros indicios de volcanismo reciente en superficie, se puede suponer la existencia de la fuente de calor, por las características físico-químicas de las manifestaciones termales que ocurren en el terreno. Si las manifestaciones termales son abundantes, de alta temperatura (a la temperatura de ebullición del agua o cerca de ella) con abundancia de aguas cloruradas alcalinas que nos sugieren su procedencia de un acuífero térmico profundo y económicamente explotable, nos sugieren la presencia de una intrusión magmática sepultada y por lo tanto de una fuente de calor atractiva.

Con este propósito PESENCA colectó y sometió a análisis en la Universidad del Atlántico tres muestras de aguas obtenidas en los departamentos del Atlántico y Magdalena (Anexo 2).

La muestra número 1 corresponde a los pozos Chacanita I y II localizados en el municipio de Usiacurí (Atlántico).

La muestra número 2 se obtuvo del pozo de abastecimiento de agua del municipio de Usiacurí (Atlántico)

La muestra número 3 corresponde a una surgencia de agua termal denominada "pozo del padre Revollo" localizado en cercanías de la población de Ciénaga (Magdalena).

Los resultados de los análisis de las aguas aparecen consignados en el Cuadro N° 2

CUADRO NO.2

RESULTADOS DEL ANALISIS DE TRES MUESTRAS DE AGUA CON PROPOSITO GEOTERMICO, TOMADAS POR PESECA EN LA COSTA ATLANTICA

| M | HCO3 | CO3 | Cl | SO4 | Ca2 | Mg2 | SiO2 | Fe | Na y K |
|---|--------|------|--------|-----|------|-------|-------|------|--------|
| 1 | 201,6 | 166 | 387,84 | 75 | 24,8 | 29,48 | 0,175 | 0,11 | 17,62 |
| 2 | 302,5 | 2800 | 727,20 | 700 | 920 | 144 | 0,02 | 0,75 | 75,55 |
| 3 | 504,06 | 454 | 448,44 | 85 | 180 | 1,15 | 0,1 | 0,2 | 28,7 |

La concentración de Na y K es en miliequivalentes por litro y la del resto de componentes químicos es en p.p.m.(partes por millón)

Las aguas de las muestras 1 y 2 tienen una temperatura por debajo de la del ambiente.

Todas las aguas se caracterizan por poseer una alta concentración de Ca y muy baja concentración de SiO₂.

En atención a que la concentración de Ca en el agua aumenta a medida que disminuye su temperatura y la concentración de SiO₂ disminuye con la disminución de la temperatura, se deduce que las aguas muestreadas deben pertenecer a corrientes superficiales o a acuíferas someros de baja temperatura, pudiendo ser clasificadas como bicarbonatadas alcalinas, ateniéndonos a la alta concentración de bicarbonato presente en cada una de ellas.

La alta concentración de cloruros registrada muy probablemente se debe a la circulación de las aguas por niveles rocosos evaporíticos (rocas con sales de Na, K, etc.) o por contaminación con agua de mar.

Al ser aguas provenientes de acuífero someros, se descarta su conexión con aguas de alta temperatura provenientes de un acuífero térmico profundo, o sea cloruradas alcalinas, y por lo tanto resulta de poca utilidad evaluar la temperatura de un presunto reservorio geotérmico en profundidad, utilizando los geotermómetros de Na - K o Na - K - Ca debido a que los contenidos de Na, K y Ca de esas aguas no están controlados por el equilibrio de cambio con los feldespatos; a causa de este hecho tampoco son confiables los geotermómetros de sílice.

El agua de la muestra 3 tiene una temperatura por encima de la temperatura ambiente. Esto probablemente se debe a su circulación por formaciones rocosas con algún contenido de minerales radiactivos los cuales al desintegrarse le comunican una temperatura ligeramente anómala, sin tener conexión con actividad termal proveniente de una intrusión ígnea.

En definitiva las manifestaciones termales en la Costa Atlántica son de baja temperatura y sus características químicas permiten asociarlas a un gradiente térmico normal más que a un fenómeno de termalidad anómala asociada a una gran fuente de calor.

La presencia de volcanes de lodo nos podrían sugerir su conexión con fenómenos de tipo geotérmico, pero aunque éstos hasta ahora no se han estudiado en la Costa Atlántica con detenimiento, todo indica que están relacionados con procesos distantes de los fenómenos de termalidad anómala ígnea volcánica comunes. En efecto, son el producto de deslizamiento de material arcilloso durante la formación de las diferentes unidades de rocas sedimentarias, las cuales por procesos de enterramiento y presiones gravitacionales con intervención de actividad tectónica, tienden a ascender hasta alcanzar la superficie.

Esto ocurre sin la intervención de material ígneo que pudiera imprimirle una termalidad anómala. De tal manera, los volcanes de lodo no están conectados con la presencia de una fuente de calor.

De lo expuesto previamente se desprende que la presencia de una fuente de calor de interés para propósitos geotérmicos, en el área de la Costa Atlántica es prácticamente inexistente.

6.2 Roca Reservorio

Hacia las áreas de plataforma, lo que se ha interpretado como corteza continental existen amplias áreas de afloramientos de rocas que eventualmente podrían presentar una permeabilidad secundaria por efectos de actividad tectónica o por fenómenos de disolución, como es el caso de las calizas.

Áreas como la de Cicuco y El Difícil (Figura 10), con secuencia de hasta 1.200 metros de facies de carbonatos de edad oligoceno a mioceno medio y con inclusiones de calizas arrecifales, podrían constituir unidades rocosas muy atractivas para el desarrollo de un reservorio geotérmico, en el supuesto caso que pudiera existir una fuente de calor.

Hacia las áreas de corteza oceánica y en las márgenes corteza

oceánica continental, donde el terreno aparece rugoso, en relación con el de plataforma que es plano, aparece una secuencia de carbonatos de edad pleistoceno-holoceno hasta de 1.000 metros de espesor, compuesta de "shales" (roca sedimentaria arcillosa) calizas arrecifales, areniscas y conglomerados (DUQUE, 1979), destacándose que las calizas arrecifales parecen estar restringidas a la porción de tierra más septentrional, en el área de Cartagena y Barranquilla, donde se muestran especialmente bien desarrolladas.

Estas calizas arrecifales son particularmente atractivas, debido a su posible permeabilidad por fracturamiento y/o disolución, para que se comporten como un posible reservorio, si existiera una fuente de calor.

6.3 Capa Sello

En el área de plataforma a la cual nos habíamos referido con anterioridad existen depósitos de sedimentos fluvio-lacustres de edad pleistoceno a reciente que alcanzan 1.500 metros de espesor especialmente en las zonas de Cicuco y El Difícil.

Para el caso del área plegada (corteza oceánica) habíamos anotado que el cinturón del Sinú muestra unidades de "shales" que pudieran comportarse como una cobertura impermeable de un campo geotérmico, si existiera una fuente de calor.

Las arcillas asociadas a los volcanes de lodo, parece que provienen de horizontes estratigráficos por debajo de las rocas permeables (calizas, areniscas, conglomerados) y no actuarían como unidades geológicas confinantes.

6.4 Areas de Recarga

Dentro de un esquema regional, el agua meteórica puede percolarse por todas las áreas donde afloren rocas permeables, sean areniscas o calizas.

Las partes marginales de las cuencas de los ríos San Jorge y Cauca, del río Sinú, del Canal del Dique, etc, si las condiciones geológicas locales lo permiten, pueden actuar como áreas de recarga.

7. EXPLORACION GEOTERMICA

Con el propósito de ilustrar sobre el trabajo exploratorio en un área de interés geotérmico, a continuación describimos las diferentes etapas que se recomiendan para áreas con predominio de rocas sedimentarias, donde están presentes, obviamente manifestaciones de tipo volcánico.

7.1 Etapa de Reconocimiento

Consistirá en la valoración con finalidades geotérmicas, de toda la información disponible acompañada de una serie de investigaciones preliminares a escala regional. Permitirá fijar las primeras hipótesis de trabajo, seleccionar una o más zonas preferenciales y plantear de manera concreta las líneas de acción de las fases sucesivas del proyecto (prefactibilidad y factibilidad).

OBJETIVOS

- Evaluación preliminar de las posibilidades geotérmicas a nivel regional en un área de 5.000 a 100.000 kms².
- Selección de áreas de interés.
- Determinación de un esquema geotérmico preliminar y programa subsecuente de exploración detallada en cada área.

METODOLOGIA

En términos generales, un estudio de reconocimiento a nivel regional podría resumirse de la siguiente manera:

Fase I. Evaluación de toda la información relativa existente.

En esta etapa se recolectará la documentación básica. Esta documentación incluye:

- Mapas geológicos a escala regional y detallados.
- Síntesis geológica regional, incluyendo estratigrafía, geología estructural, historia volcánica si existe, etc.
- Fotografías aéreas, preferentemente a escala 1:50.000 a 1:60.000.

- Imágenes de radar y de satélite.
- Mapas topográficos, tanto detallados como regionales.
- Información sobre la presencia y características de las fuentes termales y manifestaciones hidrotermales.
- Todos los datos geofísicos disponibles.
- Información sobre hidrología y meteorología.

La evaluación de esta información permitirá la esquematización de las provincias geotérmicas (áreas geológicamente homogéneas) y la definición de las áreas en donde se llevará a cabo la siguiente fase (investigación de campo).

Fase II. Investigación de campo y análisis de laboratorio.

Sobre la base de los resultados de la Fase I, se programará una investigación de reconocimiento de campo.

El objetivo principal de esta investigación será recolectar información específica relacionada con:

1. La posible presencia de una anomalía térmica a niveles superficiales de la corteza terrestre.
2. Las condiciones hidrogeológicas regionales.
3. La naturaleza de las manifestaciones termales.

En lo que se refiere al trabajo geoquímico e hidrológico de campo, se deberá muestrear un número representativo de las aguas de la zona en reconocimiento (manantiales fríos o termales, aguas superficiales o de pozos).

El programa a desarrollarse en esta etapa deberá elegirse dependiendo de la disponibilidad de:

1. Personal
2. Financiamiento
3. Equipo
4. Tiempo

Dependiendo de la disponibilidad sobre los cuatro puntos anteriores se pueden definir dos programas: uno que llamaremos Mínimo y otro que sería el Óptimo, ambos buscando cumplir con los objetivos del estudio de reconocimiento. Estos son:

| | | MINIMO | OPTIMO |
|------------------|----------|--|--|
| Datos requeridos | Campo | T°C | T°C |
| | | ph | ph |
| | | Estimación visual del flujo. | Cl- o conductividad estimación visual del flujo. |
| | | Recolección de muestras. | Recolección de muestras. |
| | Laborat. | K; Na; Ca; Mg; Cl; SO4; SiO2 | K; Na; Ca; Mg; Cl; SO4; NH4; SiO2 (diluido) |
| Personal | | Personal no necesariamente especializado en química. | Persona(s) entrenada en química de campo |
| Equipo | Campo | Termómetro papel pH | Termómetro Papel pH o medidor de pH Papel Cl- o medidor de conductividad. |
| | | Frascos para muestras y sistema de recolección | Frascos para muestras y sistema de recolección. |

Los análisis químicos permitirán el cálculo de temperaturas del subsuelo mediante la aplicación de geotermómetros tales como SiO₂, K/Na/Ca, etc. Las estimaciones de flujo (l/sg ó l/min) se requieren para la aplicación de modelos para determinar el posible grado de mezcla entre fluidos termales y otras aguas del suelo y del subsuelo.

RESULTADOS

Los trabajos de la Fase I y II en combinación con la evaluación subsecuente de toda la información, debe dar como resultado lo siguiente:

- a. Definición de las principales provincias geotérmicas, (ejemplo: áreas de interés geotérmico relacionadas con intrusiones magmáticas, áreas con volcanismo reciente si las hay, áreas de gradiente normal).
- b. Selección de áreas de interés, indicando la probable existencia de fluidos de alta entalpía en el subsuelo, esto es, áreas en las cuales podría ser factible la explotación de energía geotérmica con las técnicas aplicadas actualmente.
- c. Definición de escala de prioridades. Deberán ser prioritarias, aquellas áreas que presenten condiciones geológicas más favorables para la existencia de un campo geotérmico a profundidad explotable económicamente.
- d. Definición en cada área de un "esquema" geotérmico preliminar. Este esquema tomará en consideración los aspectos relativos a la presencia de una anomalía térmica superficial y a las condiciones geológicas e hidrológicas de la zona.
- e. Definición de un programa detallado de exploración (Estudio de Prefactibilidad).

Se esquematizará un programa de las investigaciones detalladas necesarias para definir mejor el modelo geotérmico de cada área. El objetivo de este programa será la localización de sitios para perforar pozos profundos de exploración en diámetros adecuados para las pruebas de producción.

REQUERIMIENTOS DE PERSONAL, TIEMPO Y COSTOS

La parte inicial de la exploración geotérmica de cualquier región, requiere personal altamente experimentado ya que es durante esta etapa que se establecen los lineamientos de la exploración

futura.

La recolección de información (Fase I) podría ser realizada por personal técnico con no demasiada experiencia en geotermia.

La evaluación de la documentación recolectada, deberá ser realizada por personal técnico altamente calificado y experimentado en exploración geotérmica. Este personal será, por tanto, responsable de la Fase II del trabajo y estará formado por un geólogo estructural, un vulcanólogo, un geoquímico y un hidrogeólogo.

El tiempo que se requiere para llevar a cabo la Fase I y la Fase II, puede variar de acuerdo con el tamaño de la región a ser investigada y la cantidad de información disponible.

En promedio, para el reconocimiento de un área de 5.000 a 100.000 kms², no debe exceder el rango de 9 a 16 meses, considerando de 2 a 4 meses el tiempo para la recolección y evaluación de la información; 2 a 3 meses para reconocimientos de campo; 1 a 3 meses para análisis de laboratorio y 4 a 6 meses para la evaluación de los resultados y preparación del informe final de reconocimiento.

El costo de un estudio de reconocimiento, considerando las extensiones mencionadas, puede estar comprendido entre un mínimo de 100.000 dólares y un máximo de 400.000 dólares.

Es de anotar que con un estudio de reconocimiento no se puede estimar con ningún grado de aproximación el potencial de un área geotérmica atractiva.

7.2 Etapa de prefactibilidad

Tiene como objeto principal identificar las áreas más prometedoras, en las cuales el riesgo sea suficientemente reducido a modo que pueda aconsejarse pasar de la exploración de superficie a la exploración profunda. Esta fase contempla la evaluación preliminar de los recursos disponibles.

OBJETIVOS

- a. Definir el modelo geotérmico preliminar del área seleccionada.
El "modelo geotérmico" de un área será definido cuando haya disponibilidad de información detallada referente a:

1. La presencia y origen de las anomalías térmicas
 2. Las características de la cobertura impermeable
 3. El modelo de circulación general de agua
 4. El tipo y características del "reservorio"
- b. Localización de lugares para perforación profunda exploratoria en diámetro para prueba de producción.

Un modelo tridimensional de esta naturaleza, permitirá planificar un programa de perforación adecuado, dirigido a probar la validez del modelo.

METODOLOGIA

El programa detallado de exploración de un área dada, cuyas principales características geotérmicas fueron ya esquematizadas durante el Estudio de Reconocimiento, consistirá generalmente de investigaciones de costo variable. El énfasis dado a la exploración de bajo costo busca como resultado, un máximo de efectividad en la inversión de las investigaciones de mayor costo.

Geología y Vulcanología

El trabajo generalmente comenzará con interpretación aerofotogeológica, tendiente a la definición de fallas, mapeo de estructuras volcánicas, definición de relaciones vulcano-tectónicas y sistemas de fallas relacionadas con posibles intrusiones sepultas y a la integración de mapas geológicos existentes.

El segundo paso será un levantamiento geológico y vulcanológico. Sus objetivos principales serán:

- a. Investigar la presencia de una anomalía térmica a niveles superficiales de la corteza terrestre. Para este propósito se tomarán muestras representativas de las secuencias volcánicas recientes, buscando obtener información sobre la presencia a niveles superficiales, de una anomalía térmica (naturaleza de las rocas volcánicas, presencia de series de diferenciación, etc) y estar así en posibilidad de determinar edades absolutas.
- b. Identificación de las formaciones de cobertura y evaluación de su efectividad. Esto incluye el mapeo y la toma de muestras de todas las formaciones que presentan características adecuadas de cobertura, tanto de origen primario (arcillas,

etc) como también debido al autosellamiento por procesos de alteración hidrotermal.

- c. Recolectar información sobre la presencia de posibles "reservorios" geotérmicos.

Se deberán estudiar todas las evidencias existentes de la presencia de un reservorio a profundidad rentable.

Finalmente, la identificación y mapeo de fallas recientes es muy importante ya que las fallas activas frecuentemente representan buenos objetivos de exploración debido a su permeabilidad por fracturas. Las fallas antiguas, a diferencia, pueden estar selladas completamente por procesos hidrotermales.

Geoquímica e Hidrogeología

Los objetivos principales del programa hidrogeológico-geoquímico durante los estudios de prefactibilidad, son los siguientes:

- a. Definir el marco geoquímico regional para la mejor comprensión de los patrones de comprensión de agua.
- b. Tratar de definir la presencia de un sistema geotérmico en el subsuelo, empleando geotermómetros químicos e isotópicos o detectando anomalías en las manifestaciones de fugas existentes.

El programa hidrogeológico-geoquímico se compone de tres actividades interdependientes entre si y son:

- a. Operaciones de campo.

Visita a todos los puntos de descarga de agua, tales como vertientes frías o calientes, pozos y drenajes.

Descripción detallada de cada punto, incluyendo cálculo exacto del flujo de agua y descripción de la zona alterada adyacente al punto de origen de la descarga.

Muestreo del agua y si fuere pertinente de los gases, siempre en envases adecuados.

Determinación de campo de: T°C, pH, Cl-, conductividad y posiblemente Fe²⁺, Ca, Mg²⁺, HCO₃⁻, NH₄⁺.

Se requiere un análisis de campo, o un acondicionamiento adecuado de la muestra, para un análisis futuro, ya que con el tiempo pueden ocurrir cambios importantes en la química

de los componentes.

- b. El trabajo de análisis de laboratorio depende de la naturaleza del medio ambiente geológico, normalmente requiere la determinación de 18 componentes.
- c. El procesamiento de los datos analíticos dará como resultado la identificación de los principales tipos químicos de agua y mezclas existentes; una interpretación del origen de las aguas termales; el levantamiento de mapas de las anomalías de fuga y el cálculo de la temperatura del reservorio.

Geofísica

El empleo de técnicas de prospección geofísica debe estar enfocado a tres objetivos principales:

- a. Determinar las condiciones geológico-estructurales regionales de la zona donde se encuentran situados los recursos geotérmicos.
- b. Localización y demarcación de anomalías térmicas.
- c. Determinar condiciones estructurales particulares.

En el primer punto un estudio de gravimetría y eventualmente uno de magnetometría constituye la herramienta más adecuada para delinear las mayores estructuras geológicas de la zona. Estas técnicas de prospección geofísica pueden ser realizadas durante el desarrollo de los estudios geológicos, pero cuidando que su inicio sea a partir del momento en que la situación geológica más relevante sea conocida.

En el segundo punto, los métodos eléctricos tradicionales mapas y/o perfiles geoelectricos de resistividad, se pueden utilizar para analizar contrastes de resistividad asociados a posibles zonas de temperaturas anómalas. Un estudio de semidetalle, regional o parcialmente regional, se puede programar al tener un adecuado conocimiento de la situación geológica de la zona; en base a este estudio se programará un levantamiento más detallado.

REQUERIMIENTOS DE PERSONAL, TIEMPOS Y COSTOS

El número de personal técnico requerido para el cumplimiento de la etapa de prefactibilidad depende de la situación local. Sin embargo, es posible dar una idea general con relación a la organización y el tiempo requerido, tomando en consideración una área entre 500 a 2000 kms² y la existencia de información básica como

mapas topográficos y fotografías aéreas.

El personal requerido para llevar a cabo un estudio de prefactibilidad se resume como sigue: 4 geólogos, un vulcanólogo, un petrógrafo, un hidrogeólogo, cuatro geoquímicos, cuatro geofísicos.

El tiempo total para el desarrollo de los estudios varía entre 20 a 30 meses. Sin embargo, esos tiempos totales y parciales, se podrán reducir con una optimización de la metodología y del personal utilizado.

Los costos de un programa de exploración como el indicado varían entre los 800.000 US \$ y los 1.800.000 US \$, considerando un área entre 500 a 2000 kms².

Una vez terminada la fase de prefactibilidad y si los resultados determinan continuar los trabajos, se pasará a la última fase de la etapa de exploración, el estudio de factibilidad.

7.3 Etapa de Factibilidad

La fase de factibilidad se puede definir como el estudio que busca la localización física de un campo geotérmico, su consecuente evaluación de reservas extraíbles y la evaluación preliminar de los recursos disponibles, en términos de su potencial; el estudio del fluido y sus posibles esquemas de utilización energética y/u otras, así como la eventual instalación de una planta piloto o unidad industrial.

Este estudio, como parte de un proyecto geotérmico, comprende los primeros sondeos de exploración, los estudios que permitan definir las características de producción y utilización del fluido, los estudios económicos, así como el diseño de una planta de generación.

TIEMPOS

La duración de las diferentes etapas que comprenden un proyecto de factibilidad son estimados con base en experiencia obtenida con proyectos similares en el área latinoamericana, siendo éstas como se describen a continuación.

| | |
|---|---------------|
| Estudios Geocientíficos | 15 a 30 meses |
| Perforación de pozos exploratorios (se consideran como casos extremos pozos de 1.500 y 2.500 m) | 15 a 30 meses |
| Evaluación (Pruebas y evaluación de pozos y reservorio) | 4 a 6 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. y suponiéndose que al inicio de la etapa de factibilidad ya se cuenta con estos detalles.

COSTOS

Los costos estimados para las diferentes etapas del estudio de factibilidad se han tomado del informe "Metodología de Exploración Geotérmica, Fase de Factibilidad", documento OLADE No. 5 de 1979.

Estos costos pueden variar dependiendo de las siguientes causas:

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

Un desglose de los costos estimados se relacionan a continuación:

EN MILES DE DOLARES

| | |
|--|----------------------------|
| Estudios Geocientíficos | \$ 200-1.000 (US\$ a 1979) |
| Perforación | 3.000-8.000 (US\$ a 1979) |
| Evaluación | 300- 800 (US\$ a 1979) |
| Diseño | |
| a. Sistema de Flasheo | \$ 20 - 100 (US\$ a 1979) |
| b. Sistemas Binarios | \$ 40 - 200 (US\$ a 1979) |
| Otros e imprevistos (aproximadamente 15 % de los costos totales) | \$ 530-1.700 (US\$ a 1979) |

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\$ a 1979).

8. RECOLECCION Y CONDUCCION DE LOS FLUIDOS GEOTERMICOS

El carácter de los fluidos descargados de los pozos geotérmicos varía considerablemente. En algunas áreas es producido solo vapor (ligeramente sobrecalentado) mientras que en otras, los pozos producen una mezcla de agua y vapor, es decir fluido de dos fases: en muchos casos el fluido producido contiene gases incondensables (especialmente CO₂ y H₂S, con cantidades menores de otros gases), siendo algunas veces la proporción de gas tan alta que la utilización resulta antieconómica. En los fluidos de dos fases, la relación agua / vapor puede ser bastante alta, de 4 / 1 a 8 / 1 por peso. Si se varía la presión de producción de un pozo en particular, se afecta la relación agua / vapor, si la presión se baja se produce un incremento del flujo total y se incrementa por lo tanto la proporción del vapor.

Antes de diseñar un sistema de recolección y transmisión del fluido geotérmico, es necesario conocer sus propiedades químicas, el efecto de variación de la presión en boca de pozo sobre la rata de flujo y la relación agua / vapor y la máxima presión en boca de pozo en el pozo cerrado.

En un campo geotérmico típico hay un número de pozos conectados a una o más tuberías que a su vez están conectadas a la planta la cual puede estar localizada a considerable distancia de los pozos.

El fluido transmitido puede ser vapor, agua caliente o una mezcla de agua caliente y vapor si la separación se efectúa en la planta en vez de a boca de pozo.

8.1 Equipo a Boca de Pozo

La presión de un pozo cerrado puede ser muy alta y bastante por encima de esa que ocurre bajo condiciones de operación cuando el flujo es controlado. Esto ocurre particularmente en los pozos que producen una mezcla de agua-vapor a la cual se asocia la presencia de gases incondensables.

Los pozos que solo producen vapor pueden conectarse directamente a los sistemas de transmisión de vapor, pero cuando se requiere separar el vapor del agua es necesario disponer de diferentes arreglos dependiendo de que el agua separada va a ser desechada o utilizada posteriormente.

Si el agua es desechada, tenemos un ciclo de "simple flash" (Figura N° 12). La separación ocurre en un separador ciclónico

desde el cual el vapor fluye directamente a los sistemas principales de vapor. El agua de separación va a un tanque de recolección y luego pasa a través de un silenciador para ser luego introducida en el subsuelo mediante pozos de reinyección, o dispuestas en lagunas de evaporación.

La separación del agua y el vapor es efectuada por acción centrífuga en un recipiente cilíndrico vertical en el cual la mezcla entra tangencialmente a través de una tubería en espiral. El agua es forzada a girar alrededor de las paredes, descendiendo por gravedad y abandonando el recipiente cerca del fondo. El vapor fluye hacia arriba y abandona el recipiente a través de la tubería de conducción del vapor.

Si el agua de desecho que ha sido separada, se escapa a la atmósfera a través de una tubería abierta el ruido producido puede ser muy molesto y producir a su vez daños en los oídos de la gente que está trabajando por extensos periodos. De tal manera es necesario disminuirlo utilizando un silenciador que permita al mismo tiempo controlar el flujo de esa agua.

8.2 Transmisión del Vapor

Un sistema de transmisión del vapor normalmente consiste de una o más líneas de tuberías de gran diámetro con ramas de tuberías más pequeñas que se desprenden de la boca de los pozos. La distancia de transmisión puede ser de varios centenares de metros y para un desarrollo de gran magnitud se requiere alargar la tubería en varias partes de su trayecto, formando curvas, para absorber los fenómenos de dilatación.

8.3 Ciclo Termal

El tipo de ciclo termal de una planta geotérmica es dividido en dos clases. Uno es el tipo denominado de vapor y el otro el de agua caliente.

Estos dependen de las características del fluido.

Muchas de las plantas geotérmicas existentes en el mundo son del tipo de agua caliente. Para este caso existen dos tipos de ciclo termal: Ciclo de Simple Flash y Ciclo de Doble Flash (Figura N° 12).

Para el ciclo de Simple Flash el agua que se separa en el separador ciclónico es desechada posteriormente, pudiendo ser

reinyectada en el subsuelo.

Para el ciclo de Dobles Flash, se dispone de tres tipos de configuración de la planta de acuerdo con el sistema de transmisión del fluido, así:

- a. Sistema de transmisión de vapor separado.
- b. Sistema separado de transmisión de vapor y agua.
- c. Sistema de transmisión de mezcla agua vapor.

Para el sistema de transmisión de vapor separado, como se aprecia en la Figura N° 12, el separador ciclónico que está cerca a la boca del pozo, separa el agua del vapor. El vapor se encamina hacia la casa de máquinas y el agua separada en la primera vaporización es sometida a una nueva vaporización o "flasheo" cerca de la boca del pozo. Esta segunda vaporización ocurre por disminución de la presión del agua caliente. El vapor obtenido, se lleva a la casa de máquinas para accionar turbinas de baja presión.

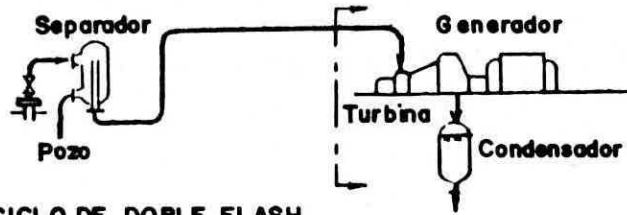
Para el sistema de transmisión separado de agua y vapor, la segunda vaporización ocurre cerca de la casa de máquinas en vez de cercanías del pozo geotérmico.

El sistema de transmisión de mezcla de agua-vapor, contempla la transmisión del fluido desde la boca de pozo hasta cerca de la casa de máquinas donde ocurre la primera y segunda vaporización.

El sistema de transmisión se seleccionará de acuerdo con las condiciones topográficas y económicas incluyendo comparaciones de la eficiencia térmica de la totalidad de la planta. El ciclo de doble flash tiene muchas ventajas en comparación con el de simple flash y resulta más ventajoso en caso de que la relación agua caliente / vapor sea bastante alta.

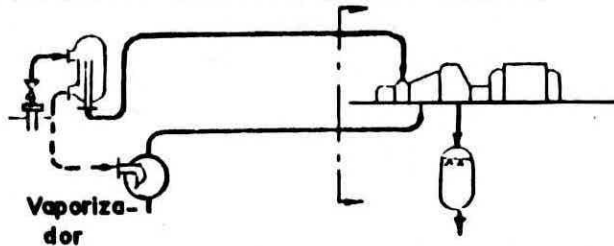
FIGURA NO. 12

CICLO DE SIMPLE FLASH

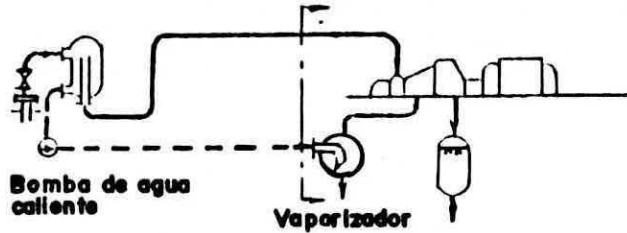


CICLO DE DOBLE FLASH

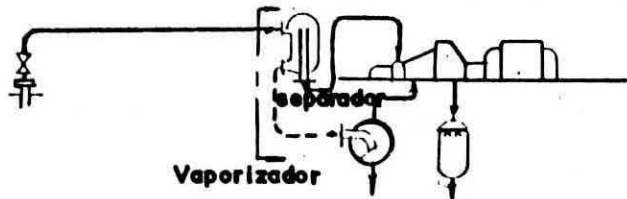
a) Sistema de Transmisión de vapor separado



b) Sistema de Transmisión separado de agua y vapor



c) Sistema de Transmisión de mezcla de agua-vapor



CICLO Y SISTEMA DE TRANSMISIÓN EN UNA PLANTA GEOTERMICA DEL TIPO DE AGUA CALIENTE

BIBLIOTECA AGROPECUARIA
BOGOTÁ COLOMBIA

9. EVALUACION ECONOMICA

A continuación presentamos un procedimiento práctico del análisis de los costos unitarios de generación de un proyecto geotermoeléctrico en operación, dando por hecho que el análisis económico para decidir la construcción de la central fue en la etapa de Factibilidad.

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

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

Los gastos anuales y los costos de generación en una Central Geotermoeléctrica están constituidos por los costos fijos de inversión y por los de operación y mantenimiento. Los primeros se derivan de los valores totales de las inversiones y los segundos de los gastos anuales de operación y mantenimiento.

A continuación se describen los principales conceptos de tales costos y gastos, para obtener los gastos anuales y los costos de generación.

9.1 Costos de Inversión

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

1. Reconocimiento, prefactibilidad, factibilidad
2. Pozos e instalaciones superficiales
3. Sistema de transporte y evacuación de fluidos
4. Central

5. Subestación elevadora
6. Línea de transmisión.

9.2 Gastos Anuales por Concepto de Operación y Mantenimiento

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

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

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

1. Gastos de reposición o substitución de pozos
2. Gastos de reparación de pozos
3. Gastos de operación y mantenimiento de pozos y sistemas de transporte de fluidos
4. Gastos de reposición o substitución de tuberías y recipientes.
5. Gastos por estudios del reservorio durante su explotación.
6. Gastos de operación y mantenimiento del sistema de evacuación de fluidos.
7. Indirectos (Ingeniería y Administración)

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

9.3 Análisis Comparativo entre Plantas Geotérmicas de 5, 10 y 55 MW

Como ejemplo, nos referimos a un análisis realizado por la Comisión Federal de Electricidad de México en 1984, para plantas de diferentes capacidades.

El desarrollo de la geotermia en los principales campos del mundo ha tenido como característica la utilización de plantas grandes de 37.5 y 55 MW, hasta hace poco tiempo, de tal manera que el énfasis se ponía en lograr una economía de escala usando plantas lo más grandes posibles y obtener una eficiencia lo más alta posible. Sin embargo la experiencia ha ido demostrando que el lapso de tiempo que transcurre entre la perforación del primer pozo y el momento en que las evidencias son suficientes para decidir la compra de una central grande y luego todo el tiempo que transcurre en la construcción, es demasiado grande, encareciendo la obra.

En este sentido, resulta a menudo una opción técnicamente adecuada y económicamente conveniente la instalación de plantas móviles de 5 MW para desarrollar un campo geotérmico. A pesar de la baja eficiencia de estas plantas a contrapresión esto se compensa con el bajo costo del KW instalado y el adelanto en la generación. Para el estudio económico comparativo plantearemos primero las características técnicas de cada equipo (55 MW, 10 MW condensación, 5 MW contrapresión) luego se asignan los costos de cada uno y de los pozos.

El análisis económico se realiza comparando el costo del KW instalado y el del KWH generado, sin incluir los costos de operación, mantenimiento y pérdidas por presión. Se aplica el método del valor presente, usando una tasa de descuento del 10 % anual.

Finalmente se presentan conclusiones del estudio sugiriendo la opción más adecuada, para determinadas circunstancias.

Para poder comparar diferentes opciones que se podrían utilizar en el desarrollo futuro de la geotermia, se establecen los siguientes aspectos básicos que son: características técnicas de los equipos, costo de los equipos, costo y producción de pozos, calendarios de erogaciones y de puesta en servicio.

9.4 Características del Equipo

CENTRALES GRANDES DE 55 MW

Consisten en una casa de máquinas central con turbocargador de 55 MW, condensador barométrico, sistema de agua de circulación, torres de enfriamiento, subestación elevadora, cuarto de control, sistema de extracción de gases no condensables. Además, líneas de conducción de vapor de los pozos a la central.

Consumo específico de vapor de la turbina 7.5 kg / kwh. Consumo específico bruto de la Central 9.0 kg / kwh.

PLANTAS DE 10 MW CON CONDENSADOR

Grupos turbogeneradores portátiles (alrededor de 70 toneladas) sobre cimentación de concreto alojados en una caseta prefabricada.

Tablero de control con comandos remotos. Turbo compresores para extracción de gases, bombas de agua de circulación y condensador. Torre de enfriamiento (recuperable solo en un 50 % al cambiarlo de sitio). Voltaje de generación igual al de transmisión (13.8 KV). Subestación local con interruptores y protecciones.

La planta se instala a boca de pozo con separador y secador de vapor. Consumo específico de vapor de la turbina 7.5 kg / kwh. Consumo específico de la planta 8.0 kg / kwh.

PLANTAS DE CONTRAPRESION DE 5 MW

Grupo turbogenerador portátil (peso total de 65 toneladas) montado sobre patines descansando sobre cimentación de concreto. Tableros de control con comandos remotos. Generación y transmisión a 13.8 kv. Caseta prefabricada para abrigo. Planta instalada a boca de pozo con separador y secador de vapor.

Subestación local sin interruptores y protecciones. Todo el equipo es 100 % transportable. Este arreglo no requiere de energía eléctrica de respaldo, ni para arranque y no requiere del sistema de extracción de gases, ni de agua de enfriamiento. El consumo específico de vapor depende de la presión atmosférica del lugar.

9.5 Costo del Equipo

Algunos costos de equipos en México a precios de 1983, son los siguientes:

| | MILLONES DE DOLARES | US \$ / KW INSTALADO |
|--------------------|---------------------|----------------------|
| CENTRAL 55 MW | 29,6 | 538 |
| 10 MW CONDENSACION | 5,8 | 580 |
| 5 MW CONTRAPRESION | 2,2 | 444 |

La Central de 55 MW requiere de tubería de conducción del vapor y condensador.

La Central de 10 MW necesita solo de condensador. Al ser instalado a boca de pozo no necesita de tubería de conducción del vapor.

La Central de 5 MW se instala a boca de pozo y no requiere de tubería de conducción del vapor ni de condensador. Esta planta es menos eficiente que la de 10 MW.

El costo de una central de 55 MW es aproximadamente 5,5 veces la de una de 10 MW, pero es 13,5 veces más costosa que la de 5 MW. Esto se explica por el costo de la tubería de conducción del vapor y del condensador incluido en la de 55 MW el cual no se incluye en la de 5 MW.

La diferencia en el costo entre una de 10 y otra de 55 MW se debe esencialmente al condensador utilizado en la primera, incrementando su costo pero mejorando su eficiencia.

Para mayor ilustración se incluye el costo por kw instalado para la Central solamente. Es decir que el costo total de la planta sería la suma del costo de la Central, las perforaciones, subestación, líneas de transmisión, etc. Para este caso tendríamos un costo por KW instalado que es total.

9.6 Costo de Producción de Pozos

Se considera una producción promedio por pozo perforado de 60 ton / hora de vapor a 8 bar de presión de separación. Los costos de los pozos dependen de la profundidad y de las características propias del sitio de perforación, estos varían de 1.000.000 a US \$ 1.200.000.

9.7 Calendario de Erogaciones y Puesta en Servicio

Como caso general para la comparación se considera un campo geotérmico nuevo el cual ha sido explorado con geología, geoquímica y geofísica. Se perforan dos pozos por año durante 9 años. Para el caso de plantas móviles a contrapresión, éstas se van instalando en cuanto se termina de perforar el pozo. Para la Central de 55 MW se supone que al sexto año de estar perforando (cuando se han perforado 12 pozos) se toma la decisión de instalar la central, luego se paga 25 % de su costo al primer año de construcción, 25 % al segundo y 50 % al tercero. Al cuarto año entraría en operación. El cuadro siguiente ilustra el calendario.

| Años | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|-------------------------------|---|---|---|---|---|---|-----|-----|-----|---|----|
| Perforación de pozos | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | | |
| Instalación de plantas chicas | | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | | |
| Instalación central 55 MW | | | | | | | 1/4 | 1/4 | 1/2 | | |

9.8 Comparación Económica

El cuadro 3 nos resume el costo del KW instalado y kwh generado para las plantas en consideración.

El calendario de perforaciones permanece inalterado con dos pozos por año, producción media de cada uno de 60 ton / hora de vapor a 8 bar de presión de separación.

Se parte de la base que el factor de planta es 0.8 para las 3 opciones y que la duración del reservorio es de 20 años sin reposición de pozos.

CUADRO 3

COSTO DEL KW INSTALADO Y KWH GENERADO PARA PLANTAS GEOTERMICAS DE 55, 10 Y 5 MW

| | A precios constantes de 1983 | | |
|-------------------------|------------------------------------|------------------------------------|-----------------------------------|
| | US \$ / KW central instalado | US \$ / KW total ins- talado | US \$ x 10 ⁻² / KWH |
| Central 55 MW | 538 | 863 | 1.81 |
| 10 MW Condensa- ción | 580 | 726 | 1.56 |
| 5 MW Contrapre- sión | 444 | 763 | 1.66 |

Debido a que las plantas pequeñas comienzan a generar al poco tiempo de ser adquiridas, el costo de generación es menor.

Con plantas pequeñas US \$ 1.66 x 10⁻² / KWH

Con plantas grandes US \$ 1.81 x 10⁻² / KWH

Sin embargo, si las plantas pequeñas hubiesen comenzado a generar el mismo día que la grande, el costo sería:

Pequeñas US \$ 1.95 x 10⁻² / KWH

Grandes US \$ 1.81 x 10⁻² / KWH

Esto significa que las plantas pequeñas deben instalarse inmediatamente se terminen de ejecutar los pozos profundos para que el costo por KWH resulte más económico.

Para campos geotérmicos donde se han ejecutado pozos profundos hace más de 6 años, actualmente resulta más rentable instalar una planta grande que varias pequeñas.

A continuación incluimos algunos costos comparativos para el año 1983 de diversos proyectos colombianos.

CUADRO 4

COSTOS COMPARATIVOS DE ALGUNOS PROYECTOS Y PLANTAS DE ENERGIA COLOMBIANOS CON LOS DE UNA PLANTA GEOTERMICA DE 55 MW

| | Potencia a instalar MW | US \$ / KW total ins- talado | US \$ x 10 ⁻² / KWH |
|--------------------------|------------------------------|------------------------------------|-----------------------------------|
| Planta Geotérmica | 55 | 863 | 1.81 |
| MIEL I Hidro | 405 | 920 | 3.40 |
| MIEL II Hidro | 461 | 1058 | 3.28 |
| URRA I Hidro | 860 | 974 | 4.52 |
| TERMO AMAGA T. Carbón | 150 | 1183 | 4.64 |
| TERMO ZIPA T. Carbón | 150 | 1143 | 4.61 |

Información inédita de ICEL.

9.9 Evaluación Económica para una Planta Geotérmica de 15 MW

Con el propósito de incluir otro ejemplo ilustrativo, a continuación nos referimos a una evaluación económica para una planta geotérmica de 15 MW, comparándola con plantas térmicas y diesel de la misma capacidad, efectuada por la firma "Japan Consulting Institute" para un aprovechamiento geotérmico en el área de Paipa-Iza.*

* Según el inventario geotérmico nacional, el área de Paipa-Iza tiene "algunas características geoquímicas interesantes", como son la presencia de algunas aguas termales cloruradas-alcalinas con alto contenido en sílice y escaso de Calcio, provenientes directamente del reservorio geotérmico y presencia de NH₄ que indicaría fuga de vapor geotérmico. Además tiene un volcanismo relativamente joven (2.5 millones de años) que sería garantía de la existencia de una intrusión ígnea que actúe como fuente de calor.

BIBLIOTECA AGROPECUARIA

Este análisis está incluido en el informe "Feasibility Study Report of Geothermal Power Plant for Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (Electrificadora de Boyacá), marzo 1983".

Se considera una capacidad de 15 MW por las siguientes razones:

- a. La experiencia en Colombia sobre el manejo de plantas geotérmicas es escaso, de tal manera que es mucho más conveniente iniciar la operación con una planta de baja potencia.
- b. Una planta de pequeña capacidad requiere de un periodo de fabricación mucho más corto que una de gran potencia.

Asumimos además una temperatura para el fluido geotérmico mayor de 200° C.**

** La temperatura de 200° C se refiere a la del reservorio geotérmico, es decir, la de un fluido caliente localizado probablemente a 1000 ó 1500 metros bajo la superficie. La temperatura de 72° C es la del agua termal en superficie que para la cota de Paipa, aproximadamente 2600 m.s.n.m, no podría superar los 84° C.

COSTOS COMPARATIVOS DE CONSTRUCCION

Los costos comparativos globales de construcción para una planta geotérmica, una térmica y una diesel todas de 15 MW de potencia, se presentan a continuación:

CUADRO 5

COSTOS COMPARATIVOS GLOBALES DE CONSTRUCCION PARA PLANTAS
(GEOTERMICAS, TERMICA A CARBON Y DIESEL) DE 15 MW

| | GEOTERMICA | TERMICA (Carbón) | GENERADOR (Diesel) |
|--------------------------------|-----------------------|-----------------------|-------------------------|
| | US \$ | US \$ | US \$ |
| CIF | 12.782.000 | 15.014.000 | 7.241.000 |
| Transporte en el país | 618.000 | 905.000 | 136.000 |
| Instalacion | 2.955.000 | 4.609.000 | 2.341.000 |
| Obra Civil | 1.800.000 | 2.995.000 | 1.027.000 |
| Costo total de Construccion | 18.155.000 (100) | 23.523.000 (130) | 10.745.000 (59) |
| Trabajo local | 5.373.000 | 8.509.000 | 3.504.000 |

Observaciones:

1. Los costos arriba considerados incluyen todos los trabajos y equipos para generar 15 MW eléctricos con excepción de la subestación y la línea de transmisión.
2. Los costos de construcción de la planta geotérmica no incluye los costos de perforación de los pozos de producción de vapor. El costo estimado, es de US \$ 1.000.000 para 1.000 metros lineales de perforación. El número de pozos que se requiere para la operación de una planta geotérmica de 15 MW se decidirá posteriormente, basados en los resultados de los análisis de perforación.
3. Los costos considerados suponen que la planta principiará a operar a mediados de 1987.

Como se muestra en la tabla comparativa del cuadro 5, el costo de construcción de una planta geotérmica es más bajo o igual (considerando el costo de perforación de pozos) que una planta térmica; manteniéndose sin embargo, más alto que el de una diesel.

CONSIDERACIONES ECONOMICAS

Para la evaluación económica de cada tipo de planta, no es suficiente una mera comparación de los costos de construcción. De tal manera, es necesario estudiar el costo corriente de cada planta. Los costos corrientes se refieren al combustible, mantenimiento, operación y administración.

En esta evaluación se asume que los costos de mantenimiento, operación y administración son aproximadamente iguales para los tres tipos de plantas, siendo diferente el costo del combustible; de esta manera se sumó el valor presente del costo del combustible para cada planta, cada año durante 20 años de la vida de la planta al precio de construcción de cada planta.

Para efectos de comparación de costos asumimos que los costos de la planta considerada fueron cubiertos en los 2 primeros años, lo cual se estimó con base en periodos usuales de construcción, sin considerar ningún proyecto financiero en particular ya que solo nos interesa evaluar el costo y economía de la planta y no el tipo de financiación.

El resultado de la evaluación económica, usando Análisis de Valor Presente, como se indica en el Cuadro 6, nos indica claramente que la planta geotérmica constituye el método más económico de generar electricidad.

CUADRO 6 DE COLOMBIA

EVALUACION ECONOMICA DE PLANTAS (GEOTERMICA, TERMICA A CARBON Y DIESEL) DE 15 MW

| | GEOTERMICA | TERMICA (Carbón) | GENERADOR (Diesel) |
|---|----------------------|-----------------------|-------------------------|
| | US \$ | US \$ | US \$ |
| Costo total de la construcción | 18.155.000 | 23.523.000 | 10.745.000 |
| A. Costos de construcción en pesos (miles) | 1.383.683 | 1.825.299 | 825.734 |
| B. Valor presente del combustible en pesos (miles) | 697.751 | 1.542.000 | 8.623.000 |
| C. Valor presente del Costo Económico evaluado en pesos (miles) | 2.081.434 (100) | 3.367.299 (162) | 9.448.734 (454) |

NOTA:

- 1) Los costos de construcción, mostrados arriba, A) se calcularon en 1983, considerando una rata de cambio de 1 US \$ 70 y un factor de inflación del 20 %.
- 2) Muchos datos básicos para el cálculo del valor presente del combustible indicados en el Cuadro 7, fueron obtenidos de datos estadísticos de 1982.

CUADRO 7

DATOS BASICOS PARA CALCULO DEL VALOR PRESENTE DE PLANTAS
(GEOTERMICA, TERMICA A CARBON Y DIESEL) DE 15 MW

| | TERMICA | DIESEL | GEOTERMICA |
|---|----------------|-------------------------|------------|
| Combustible | Carbon | Bunker "C" crude oil | Magma |
| Precio unitario del combustible (Pesos) | 1.38/kg* | 13/kg* | --- |
| Plant Net H / R | 3.185 Kcal/kwh | 2.130 Lcal/kwh | --- |
| Calorías | 7.000 kcal/kg | 10.200 kcal/kg | --- |
| Factor de Utili- zación | 50 % | 65 % | 90 % |
| Vida de la planta | 20 años | 20 años | 20 años |
| Rata de descuento | 12 % p.a | 12 % p.a | 12 % p.a |

* Se tomó el precio unitario del combustible de 1982. El valor presente se calculó suponiendo que los precios se incrementarían un 20 % p.a.

El costo de los pozos de producción se considera como un promedio del costo del combustible para la planta geotérmica.

El costo de los pozos exploratorios y de producción de vapor se considera como un promedio del costo del combustible para una planta geotérmica.

El costo de perforación, ajustado con un factor de inflación, del valor presente de US \$ 5.000.000 para cinco pozos productores de vapor se asume que será cubierto en 10 años, después de la operación de la planta.

9.10 Ventajas del Desarrollo de una Planta Geotérmica

FACTOR DE UTILIZACION ALTO Y ENERGIA ESTABLE

El factor de utilización para una planta geotérmica es verdaderamente alto en comparación con otras plantas, debido a que es usualmente operado a máximo rendimiento, excepto en los cierres periódicos para las inspecciones respectivas.

El factor de utilización para plantas geotérmicas existentes supera el de diseño (80 %) y usualmente supera el 90 %.

Tiene ventajas sobre las plantas hidráulicas en que no depende de las fluctuaciones estacionales.

Como las plantas térmicas y diesel dependen del combustible, es muy difícil para las compañías eléctricas efectuar una planeación inmodificable para el flujo de caja, por razón de la variación en el costo del combustible durante la vida útil de la planta.

OPERACION Y MANTENIMIENTO

La operación de una planta geotérmica es bastante fácil en comparación con plantas de vapor convencionales.

Los problemas de operación de las plantas geotérmicas se limitan a los siguientes puntos:

- Problemas de corrosión
- Problemas por escalamiento (deposición de SiO_2 y CaCO_3).

El primero se puede evitar seleccionando materiales adecuados basados en análisis de materiales.

El último se minimizará, mejorando la eficiencia del separador de vapor.

En el presente la eficiencia de un separador puede alcanzar 99.9 % si su diseño es correcto.

CONCLUSIONES

1. Areas de interés geotérmico están asociadas especialmente a zonas con presencia de actividad volcánica reciente o intrusiones magmáticas en curso de enfriamiento debajo de la superficie lo cual se relaciona con una fuente de calor.
2. Un inventario geotérmico a nivel nacional adelantado en 1981 identificó las áreas de Chiles - Cerro Negro y Azufral en el departamento de Nariño y la de Paipa - Iza en Boyacá como prioritarias desde el punto de vista geotérmico y descartando prácticamente, sin demasiados elementos de juicio, el área de la Costa Atlántica.
3. El estudio bibliográfico que hemos adelantado, con base en la información disponible actualmente descarta la presencia de fenómenos de volcanismo reciente en superficie en la Costa Atlántica y es improbable su presencia a profundidades someras (4 kilómetros al menos) en forma de intrusiones magmáticas, debido a la ausencia de gradientes térmicos anómalos, medidos en pozos de exploración petrolera ejecutados en el área de la Costa Atlántica, (Duque, H., comunicación verbal). Esto supone la inexistencia de una fuente de calor de grandes dimensiones que pudiera calentar grandes volúmenes de rocas saturadas de agua localizados en sus cercanías.
4. El muestreo de manifestaciones de aguas termales en tres localidades de la Costa Atlántica y su posterior análisis, nos muestran altas concentraciones de bicarbonatos (hasta 504 p.p.m.) y muy bajas concentraciones de sílice (entre 0,02 y 0,175 p.p.m.) lo cual identifica a aguas meteóricas provenientes de acuíferos someros sin conexión directa con fluidos desprendidos de reservorios profundos de alta (temperatura mayor de 150° C) o media entalpía (temperatura mayor de 100° C). Esto obviamente impide la utilización de geotermómetros para evaluar la temperatura en profundidad por la inexistencia de un equilibrio iónico agua - roca. Esto refuerza la ausencia de una cámara magmática que pudiera considerarse como una gran fuente de calor.
5. Zonas donde aparecen secuencias rocosas frágiles tales como areniscas y calizas pueden actuar como acuíferos y otras predominantemente arcillosas actuar como cobertura impermeable, pero al no existir una fuente de calor significativa en el área de la Costa Atlántica, prácticamente quedaría descartada la presencia de zonas que puedan ser interesantes para la explotación económica de fluidos geotérmicos de media o alta entalpía.

6. Pudieran existir áreas en la Costa Atlántica atractivas para la explotación de campos geotérmicos de baja entalpía (reservorios profundos con temperatura menor de 100° C), pero la extracción de esos fluidos resultaría de poco atractivo económico ya que requerirían perforaciones profundas de al menos 800 m de profundidad con costo por perforación alrededor de un millón de dólares y con escasa utilización, calefacción o invernaderos. Esta clase de campos geotérmicos pudieran eventualmente ser atractivos en países con un alto grado de desarrollo económico industrial, localizados en cercanías de los casquetes (ejemplo, Islandia y Nueva Zelanda) cuyo fluido pudiera utilizarse para calefacción; pero el caso de la Costa Atlántica, evidentemente es bien diferente.

RECOMENDACIONES

1. La información bibliográfica disponible, suministra elementos de juicio para suponer la ausencia de un elemento indispensable para la existencia de un campo geotérmico en el área de la Costa Atlántica, cual es la fuente de calor. Esto permite recomendar no proseguir con subsiguientes etapas de investigación geotérmica que impliquen estudios detallados de geología, geoquímica y geofísica, especialmente si lo que se quiere conseguir son campos geotérmicos de alta entalpía.

2. Se recomienda encaminar investigaciones hacia otros tipos de recursos energéticos que ofrezcan quizás mayor viabilidad en su cristalización en el área de la Costa Atlántica, tales como energía solar, eólica, biomasa o PCH y más bien, si existe un interés gubernamental (como evidentemente existe) en aprovechar la energía geotérmica, desarrollar estudios más avanzados en áreas que han sido previamente identificadas como atractivas en el inventario geotérmico nacional adelantado en 1981.

ANEXO I

1. PLANTAS GEOTERMICAS EN EL MUNDO

1.1 Antecedentes

El primer país que utilizó energía geotérmica como una fuente de energía eléctrica fue Italia, en 1904.

Por muchas décadas esta fuente natural permaneció inexplorada excepto en el campo de Larderello en Toscana. Como toda tecnología, el uso en Italia de la energía geotérmica, para producir energía eléctrica tropezó con problemas los cuales fueron relativamente simples de superar debido a que el fluido geotérmico emerge del reservorio como vapor sobrecalentado. De esta manera, pudo ser empleado en turbinas más o menos convencionales construidas con materiales especiales resistentes a los problemas de corrosión y erosión.

Sin embargo, muchos reservorios geotérmicos, no son tan fáciles de explotar como el campo de vapor seco en Larderello. La mayoría de ellos produce una mezcla de vapor y agua a boca del pozo. A menudo, el fluido es cargado con cantidades considerables de sólidos disueltos y gases incondensables algunos de los cuales pueden ser tóxicos.

La explotación de reservorios hidrotermales de agua caliente tuvo lugar solo hasta el año 1958 en el campo geotérmico de Wairakei en Nueva Zelanda. Posteriormente, varios países principiaron a usar la energía geotérmica para generación eléctrica, incluyendo los Estados Unidos, México, Unión Soviética, Japón, El Salvador, China Popular, Filipinas, Islandia y Nicaragua. Otros países están desarrollando estudios exploratorios para la utilización de este recurso.

A continuación nos referimos específicamente a los desarrollos geotérmicos de Italia, Estados Unidos, México y El Salvador destacando la planta más importante con cada uno de ellos. Para Italia y Estados Unidos los campos son de vapor seco, para México y El Salvador son de agua caliente.

1.2 Italia

Para generar energía eléctrica en 1904 en Italia, con base en vapor geotérmico, se utilizó una turbina que recibía el vapor separado del fluido geotérmico. La turbina era del tipo no condensable, es decir con expulsión a la atmósfera del fluido utilizado, generando alrededor de 15 kw, de energía.

La turbina primitiva fue reemplazada en 1913 por un turbo - alternador de 250 kw de capacidad.

Desde esa fecha, el fluido endógeno se ha venido explotando en otros sitios como Monte Amiata y Travale y la capacidad geotermoelectrónica instalada actualmente alcanza 472 MW.

Seguidamente nos referimos al campo más importante de Italia, Larderello.

LARDERELLO

La fuente de calor en Larderello está relacionada con una profunda intrusión magmática a los 6 - 8 kms la cual se ha inferido mediante estudios gravimétricos.

El área está caracterizada por un excepcionalmente alto gradiente térmico siendo del orden de 30° C / 100 m. y en algunos lugares alcanza hasta 100° C / 100 m.

Esos pueden compararnos con el gradiente normalmente aceptado de alrededor 3° C / 100 m.

Hay 190 pozos productores de un total de 511 perforados. El promedio de profundidad es 656 m.

El vapor geotérmico es transportado a través de un terreno inclinado, formando una red de 118 kms de tubería de acero desde los pozos individuales a un número de plantas de energía de relativamente pequeña cantidad.

El vapor contiene alrededor de 5 % de CO₂ (por peso) y 0.5 % de H₂S. Es producido a temperatura que oscilan entre 140 - 220° C. El flujo promedio de los pozos es de 17 ton / h.

Hay tres tipos de sistemas de conversión de energía utilizados en las plantas geotérmicas italianas.

Estos se refieren a Ciclo 1, Ciclo 2 y Ciclo 3.

En el Ciclo 1 las plantas son instaladas en localidades las cuales tienen un alto contenido de gases incondensables en el vapor geotérmico o no están suficientemente desarrolladas para

justificar la construcción de líneas de vapor para unir el campo a la red principal. Tales plantas son muy simples, de gran confiabilidad, fácilmente armables o desarmables y de bajo costo.

Las plantas de Ciclo 2 se usaron cuando fue atractivo y económico la extracción de componentes químicos tales como ácido bórico y amonio de los fluidos geotérmicos al mismo tiempo que se cortaban los problemas de corrosión en la turbina. Sin embargo se encontraron grandes dificultades en la operación de los intercambiadores de calor debido a que los tubos de agua que formaron la sección de vaporización fueron sujetos a la deposición de sulfuro de hierro o agrietamiento dependiendo de la clase de material que fuera usado (hierro o aluminio).

Este esquema fue eliminado debido a la dificultad para extraer los componentes químicos de los fluidos y a los problemas de corrosión.

El Ciclo 3 es el más importante en las plantas geotérmicas italianas. Los efectos de las sustancias corrosivas se reducen por la utilización de depuradores localizados antes de la entrada a la turbina.

La gran cantidad de gases incondensables requiere del uso de turbocompresores de alta capacidad para removerlos del condensador.

La energía es producida actualmente en Larderello utilizando en los Ciclos 1 y 2.

La capacidad instalada en el campo de Larderello es de 200 MW.

1.3 Estados Unidos

Prácticamente el desarrollo geotérmico en los Estados Unidos se inició en la década de los 50 con inversiones privadas en el área de los Geiseres. La capacidad instalada geotérmica en los Estados Unidos es de 1453 MW.

A continuación nos referimos a ese campo geotérmico.

LOS GEISERES

Constituye el más grande complejo en el mundo de generación

eléctrica con base en vapor geotérmico.

El reservorio geotérmico es de vapor dominante y se extiende en un área de 21.5 km x 8.6 km.

La fuente de calor es una intrusión magmática localizada a unos 10 kms de profundidad. Las áreas productoras de vapor están intensamente fracturadas con inclinación casi vertical.

Aproximadamente se han perforado unos 175 pozos, con 75 de los cuales enviando vapor a las primeras once (11) unidades, teniendo una capacidad instalada total de 502 MW.

Aproximadamente, se necesitan 15 pozos para mantener una unidad típica de 110 MW. Un pozo de vapor produce de 34 a 159 ton / h con una presión a boca de pozo de 140 lbf / in². Los pozos cerrados tienen una presión de vapor de 490 lbf / in² con una temperatura de 240° C.

Un típico sistema de recolección de vapor para unidades de 55 MW consiste de una red de tuberías de acero, principiando con 25.4 cm de diámetro exterior para las tuberías a boca de pozo y terminando con 91.4 cm de diámetro y 0.95 cm de espesor de las paredes, en la casa de máquinas. Un separador axial está situado en la línea de vapor de cada pozo para remover la materia que puede causar erosión en las tuberías y en los álabes de la turbina.

Las unidades en los Geiseres han evolucionado de unidades relativamente pequeñas con condensadores externos y sin control de emisiones a unidades de 110 MW de capacidad con condensadores superficiales y sistema de remoción de H₂S tipo Stretford. Hasta el 1980 se habían instalado: una unidad de 55 MW, una de 110 MW, una de 135 MW, dos de 106 MW, seis de 53 MW, dos de 27 MW, una de 13 MW y otra de 11 MW.

De 1981 al 1983 se deberían instalar siete unidades de 110 MW, pero no tenemos información reciente al respecto.

1.4 México

La primera exploración geotérmica en México ocurrió en 1955 al Oeste de la ciudad de Pachuca en Pathé. Este campo geotérmico está situado sobre el eje Neovolcánico el cual tiene una orientación este - oeste en una región de rocas basálticas, andesíticas, riolíticas y piroclásticas terciarias y cuaternarias.

Hay más de 130 regiones geotérmicas en el país. Debido a su amplia distribución geográfica y a su potencial como fuente de energía local barata, esas regiones se han tomado seriamente en cuenta como fuente de energía eléctrica para ampliar la capacidad instalada del país.

CERRO PRIETO

Desde el 1973 la planta geotérmica de Cerro Prieto inició su generación con una capacidad instalada de 75 MW. La planta actualmente ha alcanzado el más alto factor de capacidad de cualquier planta en México y su capacidad instalada supera los 400 MW.

El reservorio está constituido por areniscas con gran permeabilidad y porosidad y aparece cubierto por capas plásticas, impermeables de arcilla.

Dieciocho pozos se han conectado a las primeras dos unidades, nueve para cada una de ellas.

Hay unos 6 km de tubería de vapor de diámetro mayores de 40.6 cms. La vida útil promedio de un pozo en Cerro Prieto es de 15 años que están en buenas condiciones y produciendo vapor.

El fluido en el reservorio es un líquido comprimido el cual parcialmente "flashea" a vapor durante su ascenso a lo largo del pozo.

Las dos fases del fluido es procesado convencionalmente en separadores centrífugos, con el vapor separado pasando previamente por las válvulas esféricas antes de entrar a una de las cuatro principales líneas de transmisión del vapor. El vapor es colectado fuera de la casa de máquinas en un conjunto de receptores y pasa a un estado final de separación de humedad antes de entrar a las turbinas. Es decir el vapor debe entrar completamente seco a las turbinas.

El vapor geotérmico contiene alrededor de 1 % por peso de gases incondensables, principalmente CO₂ y H₂S. El líquido separado contiene unas 25.200 p.p.m. de sólidos disueltos. Las principales impurezas son Cl, Na y K que constituyen el 94 % del total.

Líquido que es separado de la mezcla de dos fases en los separadores a boca de pozo es enviado a los silenciadores o directamente a una laguna de evaporación. Otros métodos se utilizarán para

la disposición del líquido de desecho. Las opciones incluyen: reinyección o construcción de un canal.

El sistema de conversión de energía es el de vapor separado o simple flash.

El condensador es de tipo barométrico de contacto directo y está localizado próximo a la casa de máquinas. Los gases incondensables son removidos desde el tope del condensador utilizando un sistema de extracción de gas. Los gases no condensables son descargados en la atmósfera.

La planta geotérmica de Cerro Prieto ha operado con mucha confiabilidad desde Abril de 1973. Por ejemplo en 1976 se generaron 570.000 MW hora de electricidad correspondiendo a un factor de capacidad de 87 % el valor más alto registrado por cualquier planta Mexicana hasta esa época.

1.5 El Salvador

El Salvador es el primer de América Central en construir y operar una estación de generación geotermoeléctrica. La exploración se inició a mediados de los años 60 cerca al campo geotérmico de Ahuachapan en el occidente de El Salvador. La primera unidad, una planta de vapor separado (simple flash), fue iniciada en junio de 1975, seguida un año más tarde de una idéntica unidad. La unidad de 60 MW constituyó el 14 % del total de energía eléctrica generada en El Salvador en 1980 y en 1977 la planta produjo la tercera parte de la electricidad generada en el país.

Recientemente se instaló la tercera unidad en Ahuachapan, una unidad dual (doble flash) de 35 MW de capacidad. La Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Rio Lempa (CEC) está explorando otros sitios promisorios para plantas geotérmicas adicionales.

AHUACHAPAN

El campo geotérmico de Ahuachapan está localizado en la parte más occidental de El Salvador. El área la constituyen terrenos moderadamente inclinados en la parte norte de un cordón volcánico. Dentro de un área de 3.000 ha hay varias áreas con manifestaciones termales superficiales activas, incluyendo fumarolas, manantiales calientes, terrenos de vapor y lodos hirvientes. El reservorio lo constituyen rocas volcánicas andesíticas, la permeabilidad del cual es desarrollada por fracturas en una formación bastante dura. Aglomerados jóvenes constituyen la cobertura impermeable. La temperatura del fluido es de 230° C. Se piensa

que el acuífero es recargado por un lago situado al sur del campo. Unos 27 pozos se han perforado en cercanías de la central. El espaciamiento entre los pozos es del orden de 150 m o más.

Un típico pozo de producción es de forma telescópica con 44.4 cm de diámetro y revestimiento cementado a una profundidad de 100 m, hasta alcanzar 21.6 cm en pozo abierto a través de la zona de producción.

Los pozos de reinyección son completados de manera similar, excepto que ellos son perforados a mayor profundidad, dentro de la roca de basamento.

El vapor separado sale a 406 m.m. el cual luego va a una válvula esférica. Un tanque vertical que colecta el agua caliente es usado para conducir el líquido a un silenciador vertical donde el líquido es "flasheado" a condiciones atmosféricas y entonces dispuesto para ser reinyectado en uno de los pozos de reinyección.

La presión del vapor en promedio es de 90 lb / pg². El fluido total producido del reservorio para generar este vapor es del orden de 726 kg / sg.

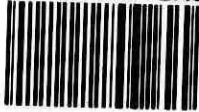
La cantidad total de sólidos disueltos en el líquido de los pozos es alrededor de 18.400 p.p.m. con los principales constituyentes: Cloro (10.430 p.p.m.), Sodio (5.690 p.p.m.), Potasio (950 p.p.m.), Sílice (537 p.p.m.), Calcio (443 p.p.m.) y Boro (151 p.p.m.). Los gases no condensables constituyen el 0.05 % en peso del flujo total y el 0.2 % del vapor.

Los gases consisten principalmente de CO₂ (86.8 % por volumen) y H₂S (12.1 % por volumen), con pequeñas cantidades de hidrógeno, nitrógeno, amonio y metano.

Las dos primeras unidades son idénticas. Ellas son de variedad "simple flash". Cada unidad desarrolla 30 MW y emplea una turbina de doble flujo, equipada con condensador de contacto directo.

La tercera unidad originalmente fue planeada para 30 MW utilizando el vapor de baja presión del segundo "flasheo" (vaporización), pero a medida que el campo se fue desarrollando y el suministro de vapor se incrementó, se optó por instalar una unidad dual de 35 MW la cual funciona con vapor de media presión procedente de tres nuevos pozos junto con el vapor de baja presión del líquido "flasheado".

Biblioteca Agropecuaria
de Colombia - BAC



010100008591

AGROPECUARIA
MADEIA

8415
v.7
3cop.