

Universidad Nacional de Ingeniería

FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO



Energía no Convencional pueden Obtenerse de los Reservorios de Hidrocarburos

TITULACION POR EXAMEN PROFESIONAL

Para optar el título profesional de :

INGENIERO DE PETROLEO

HUGO MELGAR LAZO

Lima - Perú
1995

Universidad Nacional de Ingeniería

Facultad de Ingeniería de Petróleo



***"Energía no Convencional a
Partir de los Reservorios
de Hidrocarburos"***

TITULACION POR EXAMEN PROFESIONAL

Para Optar el Título Profesional de:

INGENIERO DE PETROLEO

Hugo Melgar Lazo

Lima Perú

1994

A MI ESPOSA
E HIJOS

Por haber soportado algunas
privaciones mientras preparé
éste trabajo.

INDICE

Contenido	Pagina
TITULO	i
DEDICATORIA	ii
INDICE	iii
1.- INTRODUCCION	1
2.- ENERGIA GEOTERMAL	3
2.1.- Breve descripcion	3
2.2.- Hidrologia	5
2.3.- Reservorios geotermales	6
2.4.- Manifestaciones geotermales	8
2.5.- Evaluacion de los reservorios geotermales	10
2.6.- Perforacion de pozos geotermales	11
2.7.- Utilizacion del recurso geotermal	12
3.- RESERVORIOS DE HIDROCARBUROS	17
3.1.- Diferencias principales	17
3.1.1 Reservorios geotermales	17
3.1.2 reservorios de hidrocarburos	17
3.2.- Clasificar como reservorio geotermal	18
3.3.- Reservorios de la Selva Peruana	19
3.4.- Caso real de utilizaci3n del recurso geotermal en el campo petrolero	20
4.- CONCEPTOS	24
4.1.- Ciclo org3nico de Rankine	24
4.2.- Ciclo termodin3mico	25
4.3.- Sistema binario geotermal	25
4.4.- Fluido motriz	25

Contenido	Pagina
5.- TECNOLOGIA DEL FLUIDO BINARIO GEOTERMAL	31
5.1.- Mejor aprovechamiento del recurso geotermal	31
5.2.- Termodinámica del ciclo organico de Rankine en un istema binario	33
5.3.- Plantas minicentrales modulares	38
5.4.- Sistema de operacion	39
5.5.- Requerimientos de instalacion	40
6.- USO DE LOS RESERVORIOS DE HIDROCARBUROS COMO GEOTERMALES	41
6.1.- Por que deben utilizarse como reservorios geotermales	41
6.2.- Alternativas de utilizacion	43
6.3.- Minicentrales con intercambiadores de calor en superficie	44
6.4.- Central con intercambiador de calor en el fondo del pozo	46
6.5.- Alternetivas en campos de produccion de petroleo	47
7.- OBTENCIOS DE ENERGIA NO CONVENCIONAL DE RESERVORIOS DE GAS	49
7.1.- Separadores ciclonicos	49
7.2.- Proceso de separacion	50
7.3.- Sistema de flujo del condensado	51
7.4.- sistema de operacion	52
RECOMENDACIONES	53
CONCLUSION	54
BIBLIOGRAFIA	56

CAPITULO I

INTRODUCCION

Al observar que los fluidos (agua, petróleo y gas) extraídos a superficie de los reservorio en selva, fueron incrementando la temperatura al cambiar de sistema de producción natural a artificial con bombas electrosumergibles, nació la idea de realizar el presente trabajo, aproximadamente 10 años atrás.

La primera forma de aprovechar la temperatura del agua de formación, fue utilizando para precalentar crudo empleado como combustible en los grupos electrógenos de Nueva Esperanza con resultados satisfactorios, índice de que el calor del agua de formación podría aprovecharse para otros propósitos.

Sabemos que los recursos energéticos primarios tal como el aire, las ondas, caídas de agua, cambios de nivel de las aguas del mar, etc. pueden utilizarse directamente mecánicamente, sin embargo, otros recursos tal como el carbón, el gas, el petróleo, geotermal, etc. requieren de conversión mediante combustión interna o un ciclo de fluido termodinámico.

Los reservorios de hidrocarburos pueden optimizarse para obtener energía no convencional por lo siguiente:

Los reservorios de hidrocarburos están sujetos a una gradiente termal normal de la tierra, en consecuencia hay una diferencia de temperatura con la superficie que dependerá de la profundidad, esta diferencia de temperatura puede aprovecharse como un recurso termal después de extraer los hidrocarburos del reservorio.

Los reservorios de gas por su característica, registran altas presiones en cabeza del pozo, la masa de gas a alta presión pueden aprovecharse para mover una turbina-generator, produciendose así energía eléctrica antes de perder parte de la presión en estranguladores.

Actualmente, los reservorios de hidrocarburos una vez extraído el petróleo y/o gas son abandonados.

Existen razones poderosas para desarrollar estos proyectos particularmente en la selva peruana por lo siguiente:

Los reservorios de actual extracción de petróleo son inmensos, se demostrará que estos reservorios son también geotermales y por su característica un recurso energético geotermal gigante.

Teniendo presente que transportar energía eléctrica por cable a través de la selva por su geografía difícil (distancias largas, existencia de plantas trepadoras, suelos inestables, etc) resulta casi imposible, es comprensible que la generación de electricidad en forma puntual es la mas adecuada.

Dentro del amplio uso de los recursos geotermales, hay un sistema que permite producir electricidad de reservorios geotermales de media temperatura (donde puede clasificarse los reservorios de hidrocarburos), basados en un sistema binario geotermal, son centrales pequeñas montadas en forma compacta en patines, los fabricantes de estos módulos requieren que la temperatura del recurso termal varié entre 80 °C y 180 °C. En algunos pozos de actual extracción de petróleo, se han detectado temperaturas de 106 °C en superficie que se encuentra dentro del rango requerido.

Teniendo presente que en selva existen aproximadamente 400 pozos de petróleo exploratorios abandonados (prácticamente regados en distintos lugares) y a esto agregamos que actuales campos de extracción de petróleo cuando alcancen el limite económico de producción serán abandonados, un proyecto que contemple reutilizar los pozos para aprovechar el agua de formación caliente para producir electricidad mediante un sistema binario geotermal resulta sumamente atractivo. En los campos de extracción de petróleo, es aún mas valioso por que permitirá reutilizar pozos e infraestructuras construidas para

su desarrollo (carreteras, aeropuertos, viviendas, sistemas de comunicación, etc.), revertiendo estos campos en polos de desarrollo (agricultura, ganadería, industria, etc), de lo contrario resultará en pérdidas económicas lamentables.

Las minicentrales de sistema binario geotermal son fabricados con capacidades de 300 Kw a 1300 Kw, en la Península de Reykjanes, ICELAND la ORMAT instalo una central geotermal de 3.9 MW utilizando como recurso geotermal vapor de 103 °C, esta misma compañía tiene instalado otra central geotermal en Wabusca, Nevada, USA. de 1.76 MW utilizando como recurso termal agua caliente de 106 °C.

CAPITULO II

ENERGIA GEOTERMAL

2.1.- BREVE DESCRIPCION

La energía geotermal es el calor natural de la tierra, puede definirse como los fluidos entrampados y almacenados en las rocas, potencialmente utilizables si son geológicamente favorables y se encuentran a pocos kilómetros en el interior de la corteza terrestre.

La corteza terrestre, formado por grandes placas, están relativamente en movimiento, ocasionando fracturas por donde se introduce y asciende magma el cual puede erupcionar (volcanes} o quedarse cercano a la superficie (intrusión magmática), transmitiendo calor lentamente a los estratos rocosos circundantes, Fig. 2.1.



Fig. 2.1 Diagrama representativa de un Sistema Geotermal

Si las rocas se encuentran saturados con agua, entonces, se produce vapor y/o agua caliente, estos fluidos pueden ascender a superficie, presentándose como géiseres o manantiales de agua caliente.

2.2.- HIDROLOGIA:

El proceso energético geotermal esta íntimamente ligado a la hidrología dentro del ciclo hidrológico, Fig. 2.2. El agua se evapora del mar, ríos, lagos, pantanos, etc. luego cae en forma de lluvias, retornando al mar por los ríos y corrientes subterráneos, cerrando el ciclo, las corrientes subterráneas que atraviesan zonas influenciadas por calor, forman los reservorios geotermales.

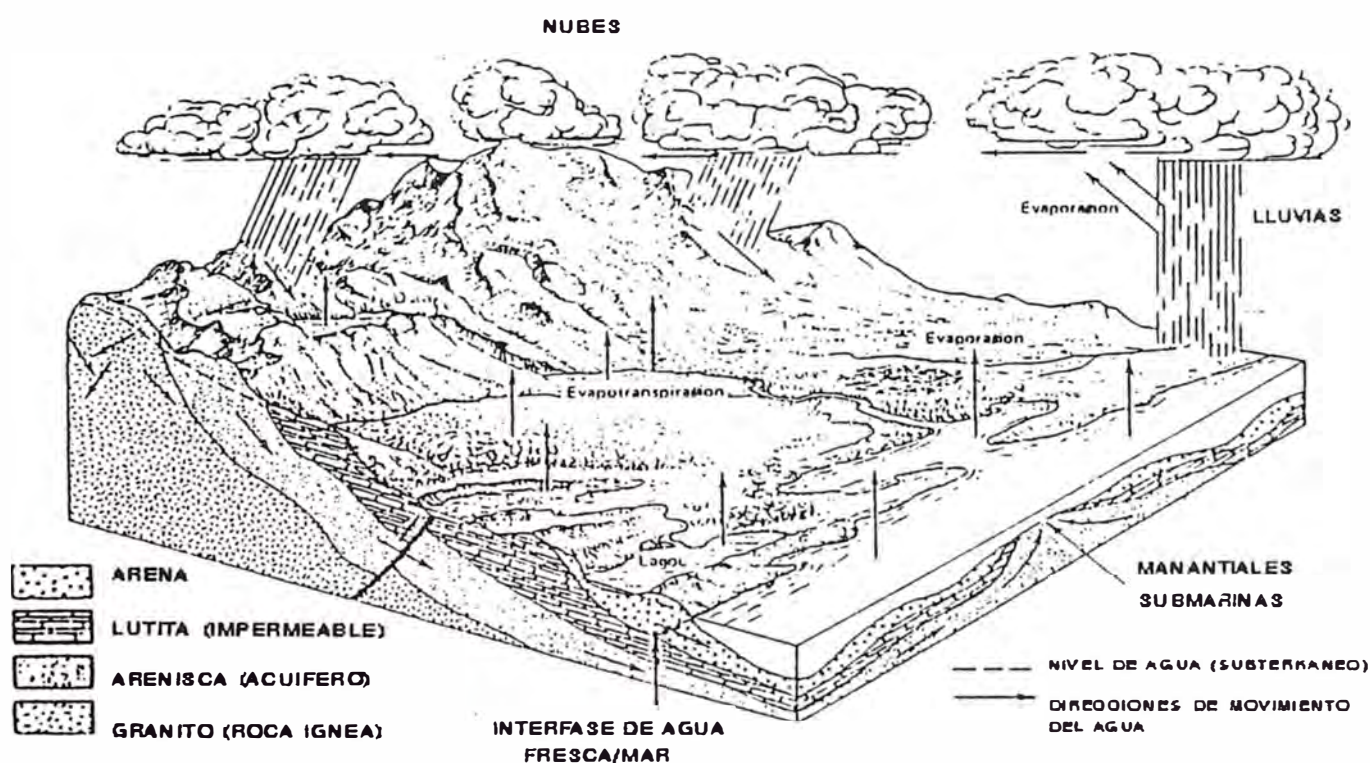


Fig. 2.2 Diagrama esquemático de un ciclo hidrológico.

2.3.- RESERVORIOS GEOTERMALES:

Los reservorios geotermales se forman próximos a erupciones volcánicas y/o intrusiones magmáticas interrelacionadas con las corrientes subterráneas de agua, tal como lo descrito anteriormente. La mayoría de los reservorios geotermales son rocas ígneas (magmáticas), estas rocas durante el proceso de enfriamiento se microfisan, por donde fluyen las aguas subterráneas, el agua asociada a la temperatura disuelve algunos minerales componentes de la roca, por lo que dentro de las manifestaciones termales en superficie se encuentran aguas cloradas, carbonatadas, etc.

La porosidad y permeabilidad del reservorio, esta dada por las microfisuras, algunas afectadas por la disolución de minerales de la roca. La Fig. 2.3(a,b,c,d) muestra la porosidad de rocas sedimentarias, la (e,f) de rocas ígneas.

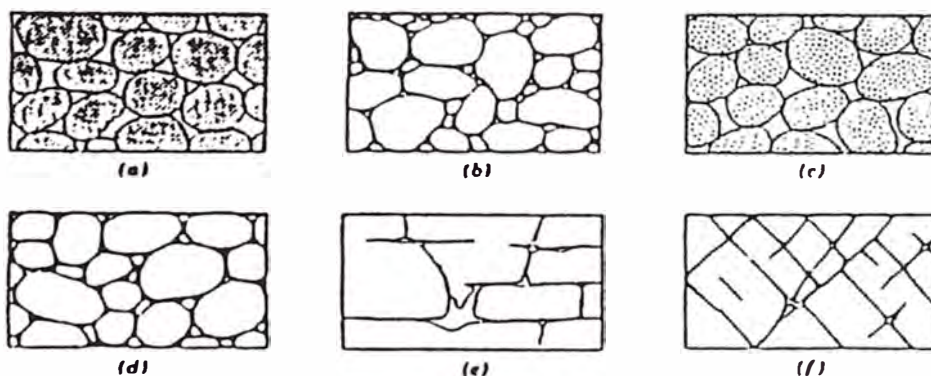


Fig. 2.3 Ejemplo de los espacios pequeños (poros) y la relación de la textura a la porosidad de la roca. Rocas sedimentarias: a) de alta porosidad, b) de baja porosidad, c) de muy alta porosidad (intercalada con granos de rocas porosas), d) de muy baja porosidad (disminuida por la deposición de minerales en las interfases); rocas ígneas: e) microfisuras causadas por disolución, f) microfisuras causadas por fracturamiento.

El sistema hidrotermal del reservorio, dependerá básicamente de la estructura permeable y de la influencia del calor, el agua al calentarse disminuye su densidad, generándose flujos

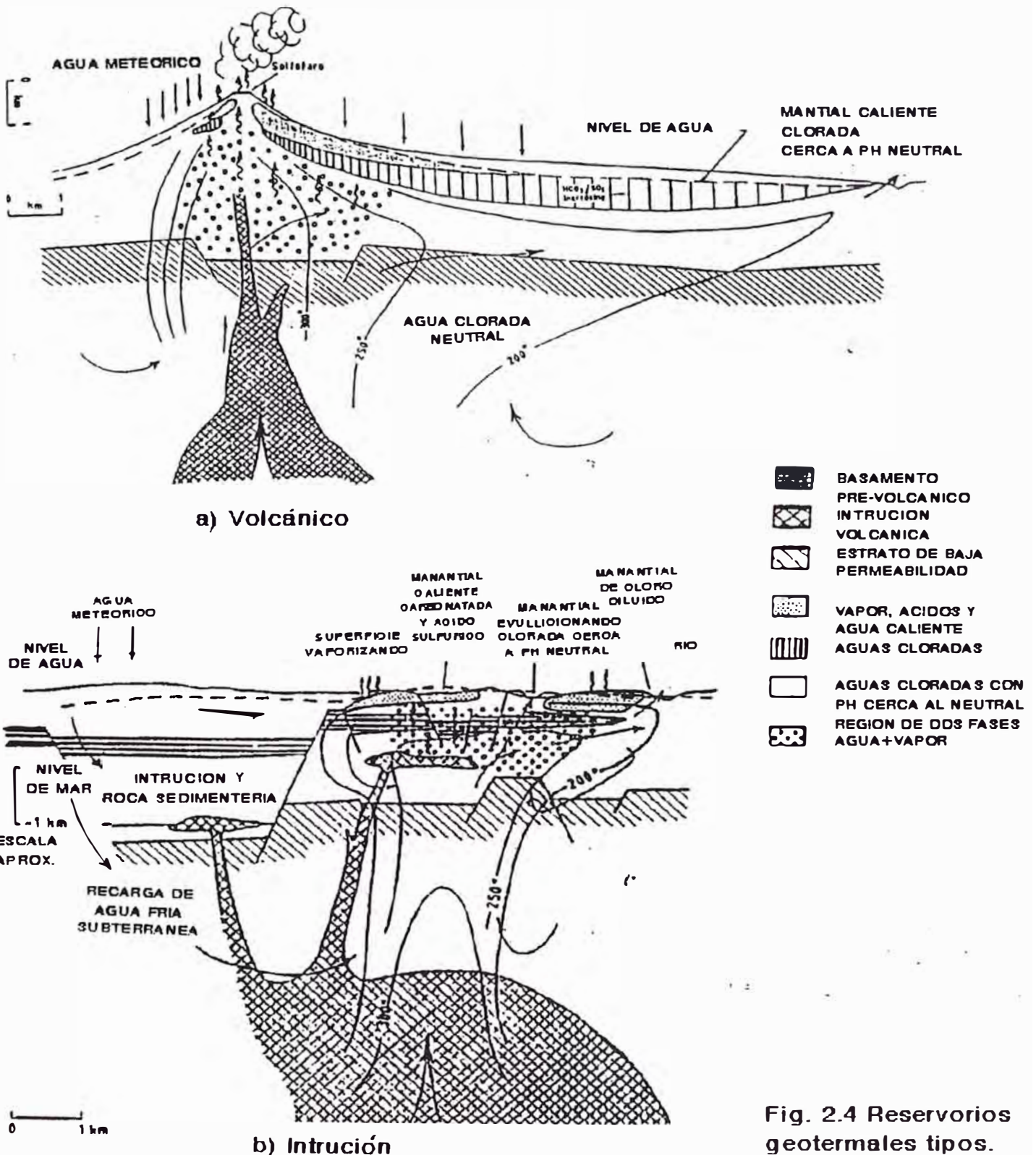


Fig. 2.4 Reservorios geotermales tipos.

de ascenso (agua caliente o vapor) y descenso del agua que se va enfriando por convección con el agua frío circundante, formándose de este modo las isotermas en el reservorio, la Fig. 2.4a,b. muestran reservorios geotermales tipos

Los reservorios geotermales se clasifican en un rango amplio, su naturaleza exacta depende de la temperatura, profundidad, contenido de gas y también de la permeabilidad de su estructura. Usualmente se categorizan de acuerdo a la cantidad de vapor que puedan o no contener.

La siguiente clasificación intenta cubrir la amplitud en la clasificación de los reservorios geotermales:

- a) Reservorios de agua tibia: rango de temperatura 90 - 180°C
- b) Reservorios de agua caliente: de 200 - 250 °C
- c) Reservorios de dos fases-liquido dominante: de 220 - 300°C
- d) Reservorios de dos fases-vapor dominante: de 230 - 320°C

2.4.- MANIFESTACIONES TERMALES:

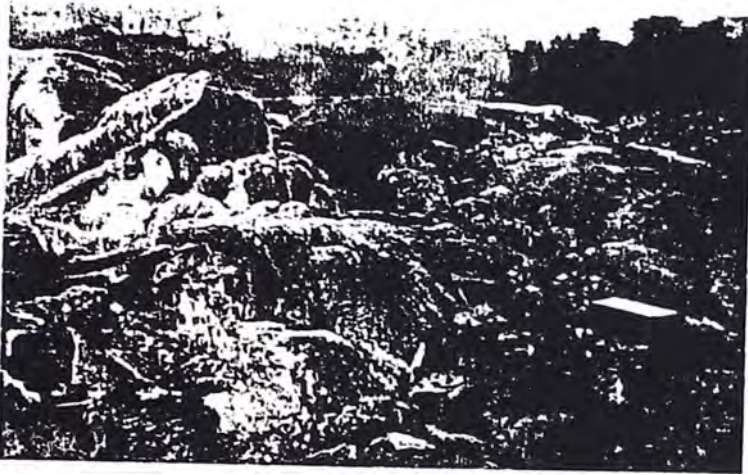
Son manifestaciones calientes en superficie, primeros indicios que permiten determinar posibles reservorios geotermales.



a) Solfataras



b) Manantial caliente de agua clorada muy clara cerca a la evullción



c) Terreno con vaporación



d) Lodos acidos



e) Geiseres

Fig. 2.5 Manifestaciones termales

Los fluidos geotermales (agua caliente y/o vapor), contienen minerales disueltos, gases ácidos (cloro, fluoruro, sulfuros, etc.) por lo que en superficie se encuentran aguas cloradas, carbonatadas, lodos acidez, gases etc., conformando las principales manifestaciones termales como:

Géiseres, fumarolas, solfataras, aguas calientes, lodos ácidos y terrenos áridos o de vegetación especial. La Fig. 2.5 a,b,c,d muestra algunos de estas manifestaciones termales.

2.5.- EVALUACION DE LOS RESERVORIOS GEOTERMALES:

Como primer paso se evalúan las manifestaciones termales en superficie: tipo de fluidos, contenido de metales, sales y gas, temperatura, caudal, acidez, etc. con los que se obtienen información de cierto grado del reservorio. Esta evaluación de primer orden, permite continuar evaluando con estudios mas profundos de geología, geofísica e hidrología, estudios que se complementan para determinar los limites del reservorio, tal como se muestra en la Fig. 2.6 y continuar con el siguiente paso importante, la perforación de pozos exploratorios.

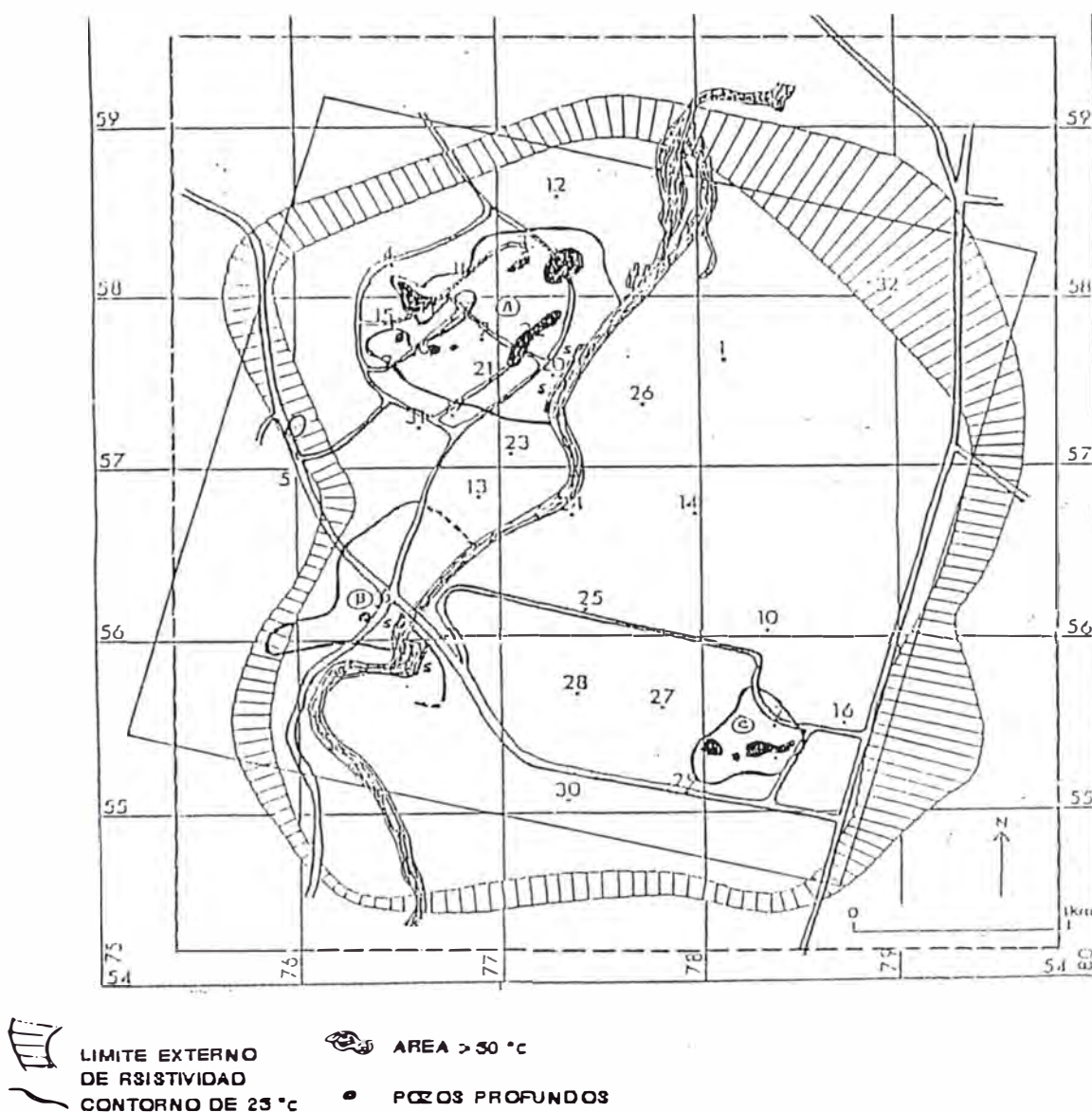


Fig. 2.6 Area geotermal delimitada.

2.6.- PERFORACION DE POZOS GEOTERMALES:

Los equipos utilizados para perforar pozos de petróleo así como la tecnología, herramientas y fluidos de perforación, son empleados en la perforación de pozos geotermales, con la

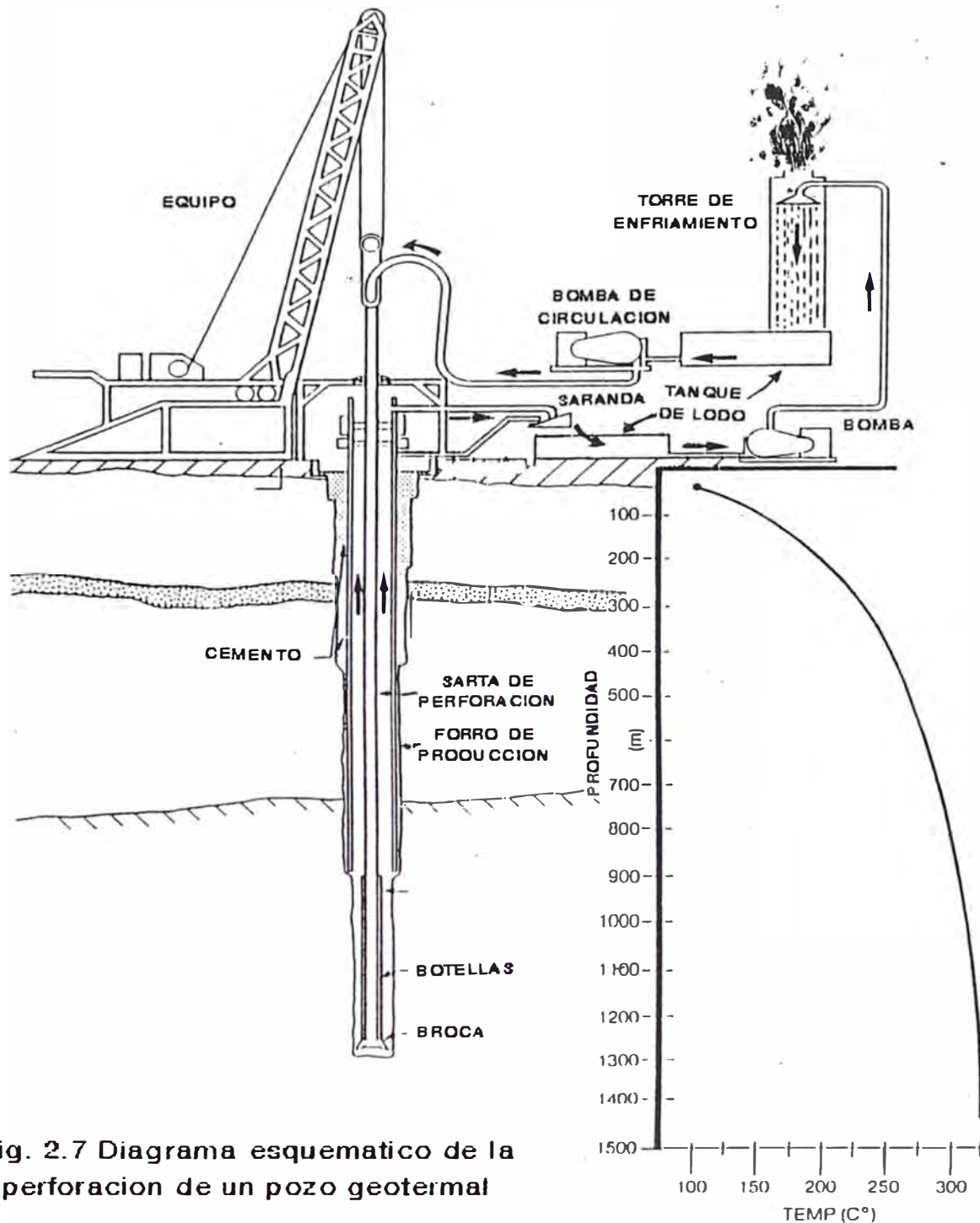


Fig. 2.7 Diagrama esquemático de la perforación de un pozo geotermal

diferencia que las herramientas deben soportar mayores temperaturas y en el sistema de circulación del lodo se instala una torre de enfriamiento Fig. 2.7; durante la perforación se registra información geológica y de temperatura.

Para aprovechar la energía geotermal, se desarrolla el campo perforando pozos de producción, tal como en la industria del petróleo, incluye también pozos dirigidos, Fig. 2.9

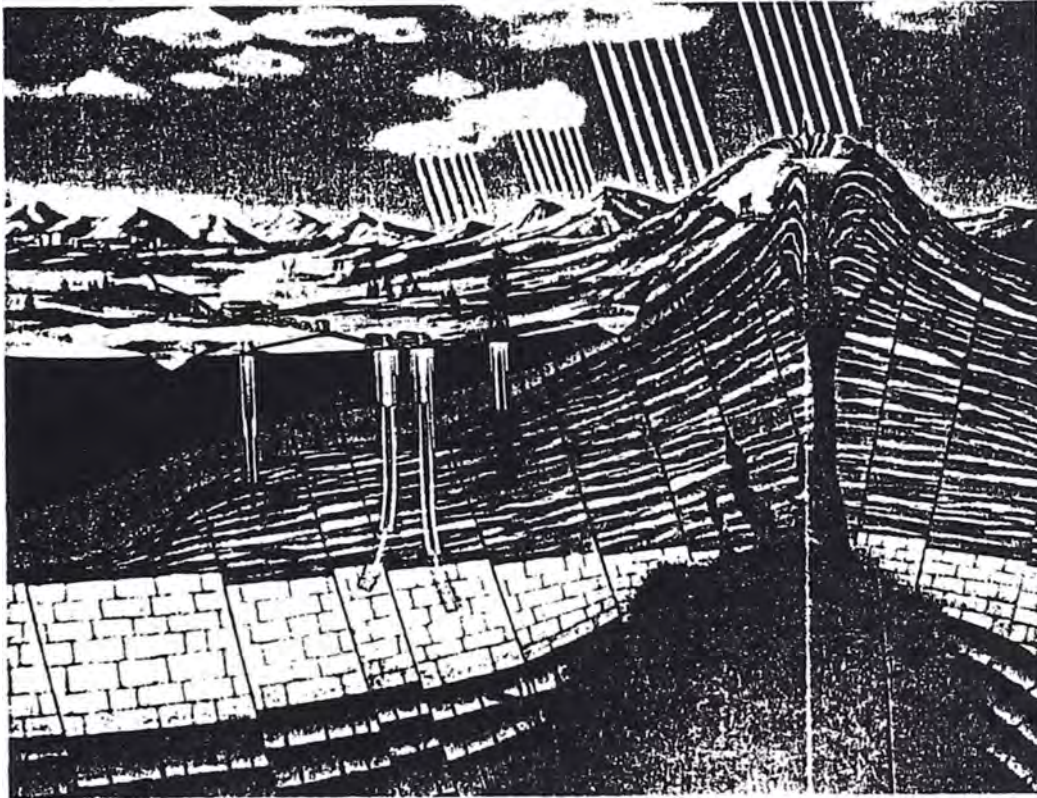


Fig. 2.8 Diagrama artístico que muestra la explotación de energía geotermal

2.7.- UTILIZACION DEL RECURSO GEOTERMAL:

Los recursos geotermales tienen amplio uso, por que en superficie se encuentran aguas calientes por encima de las temperaturas de ambiente.

Algunas aplicaciones típicas en N.Z del recurso geotermal son:

Temp. agua °C	Uso
150	Generación de vapor limpio-hornos secadores
140	Refrigeración-aire acondicionados
130	Destilación de agua y humidificación
120	Secado de pastos-alfalfa
110	Secadores de cemento
100	Cocina
90	Calentadores de ambiente-edificios
80	Calentadores de ambiente-invernáculos
60	Calentador de suelo-Para animales domésticos
50	Cultivo de hongos
40	Tratamiento de hidroterapia-agua caliente
30	Piscinas
20	Piscicultura

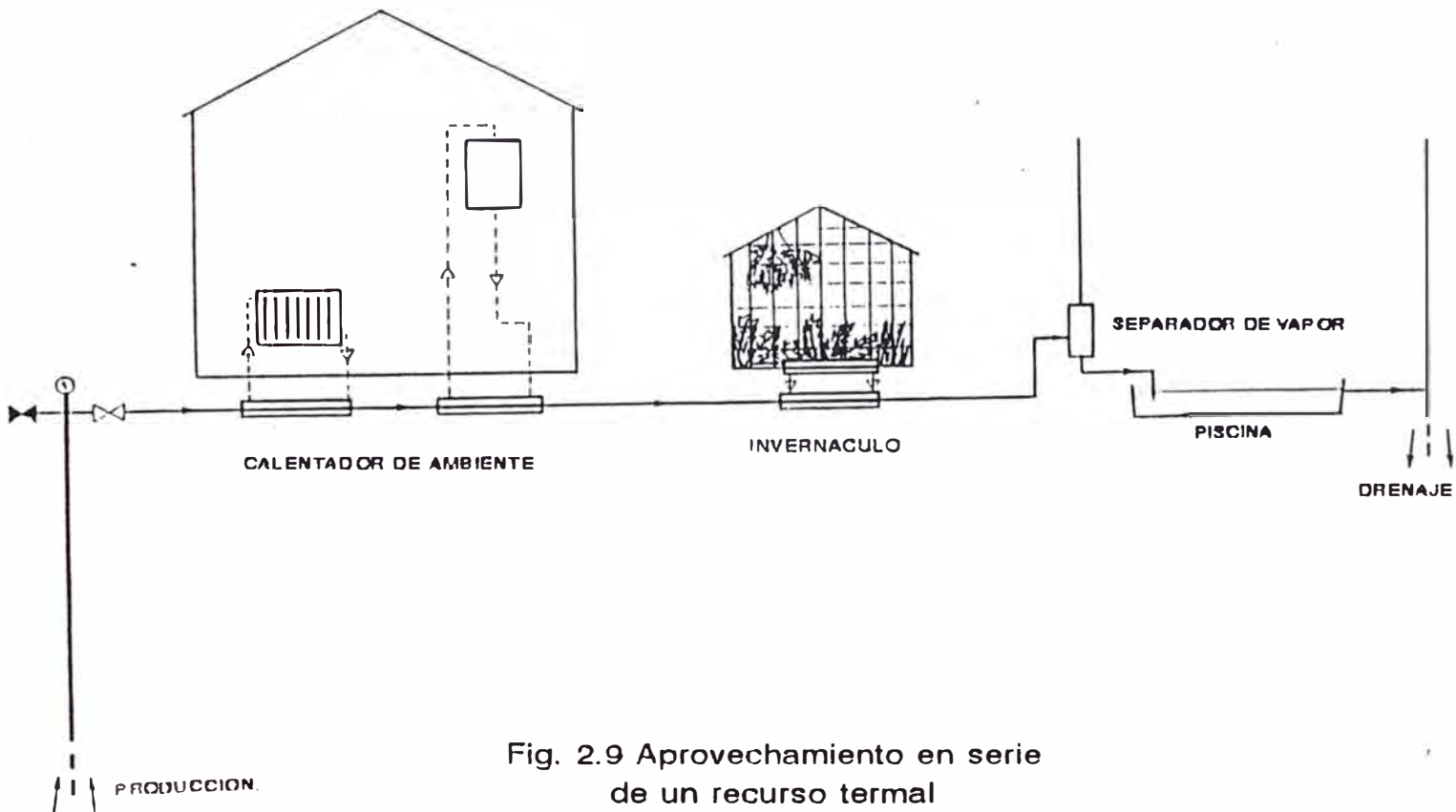
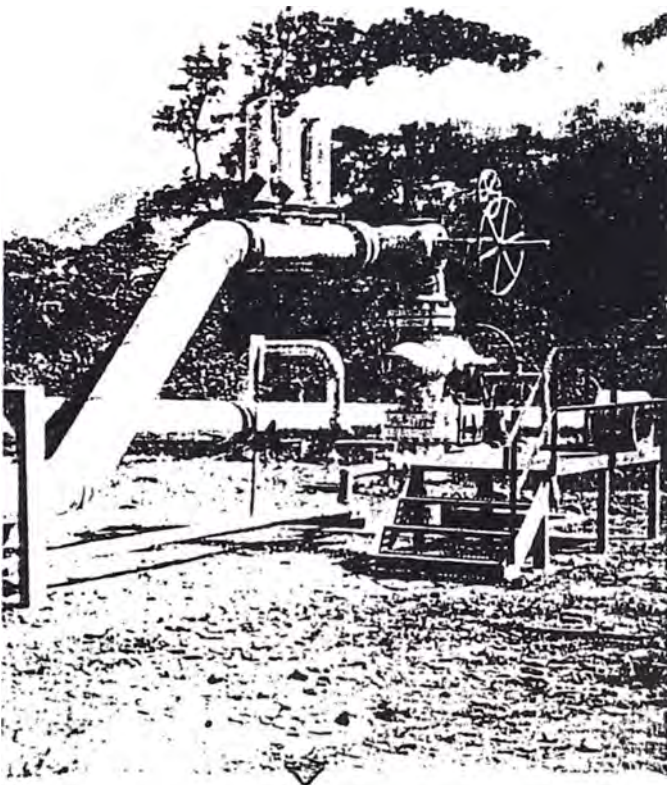


Fig. 2.9 Aprovechamiento en serie de un recurso termal

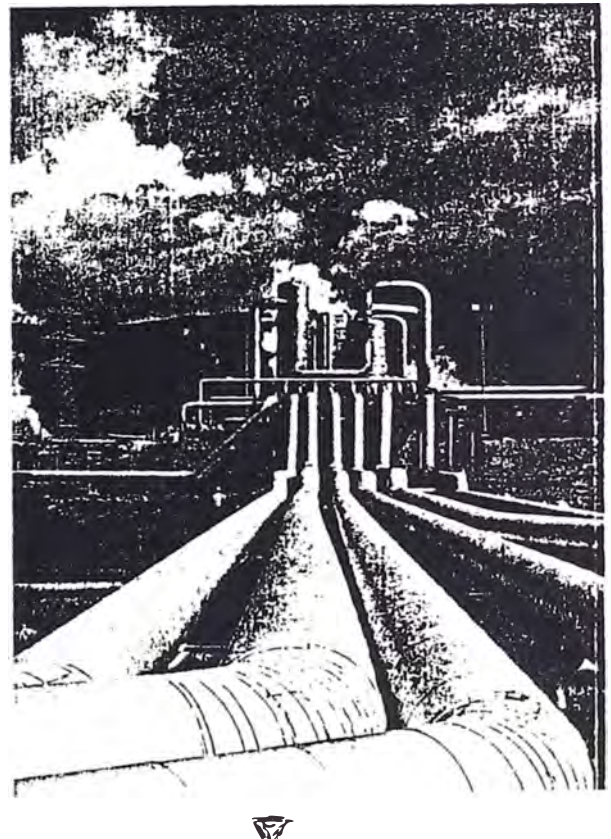
En la Fig. 2.9 se muestra una forma secuencial de utilización del recurso termal de temperatura intermedia.

En Rumania, se explota agua caliente de 60 °C de un reservorio que se encuentra a 2800 mts. de profundidad para utilizar en calefacción y agricultura particularmente en épocas de invierno.

La utilización de la energía geotermal son amplios, dos usos principales han sido propuestos: Primero el vapor seco es el fluido mas ampliamente utilizada y en mayor escala, de reservorios de mediana y alta temperatura (dos fases-encima de 180 °C), son obtenidos directamente de los pozos geotermales; del fluido geotermal (agua-vapor) producido el vapor es separado y transportado por líneas aisladas a la central, mediante equipos como la mostradas en la Figs. 2.10 a,b,c,d;

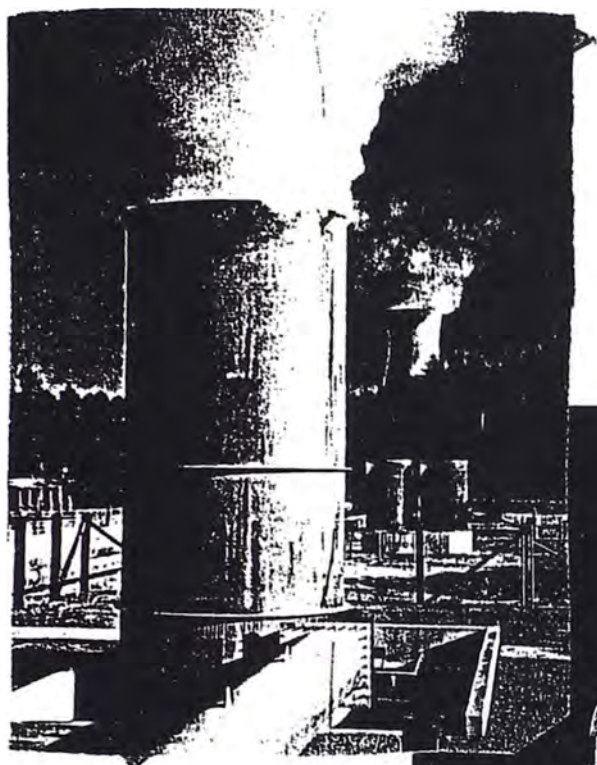


a) Cabezal de pozo geotermal

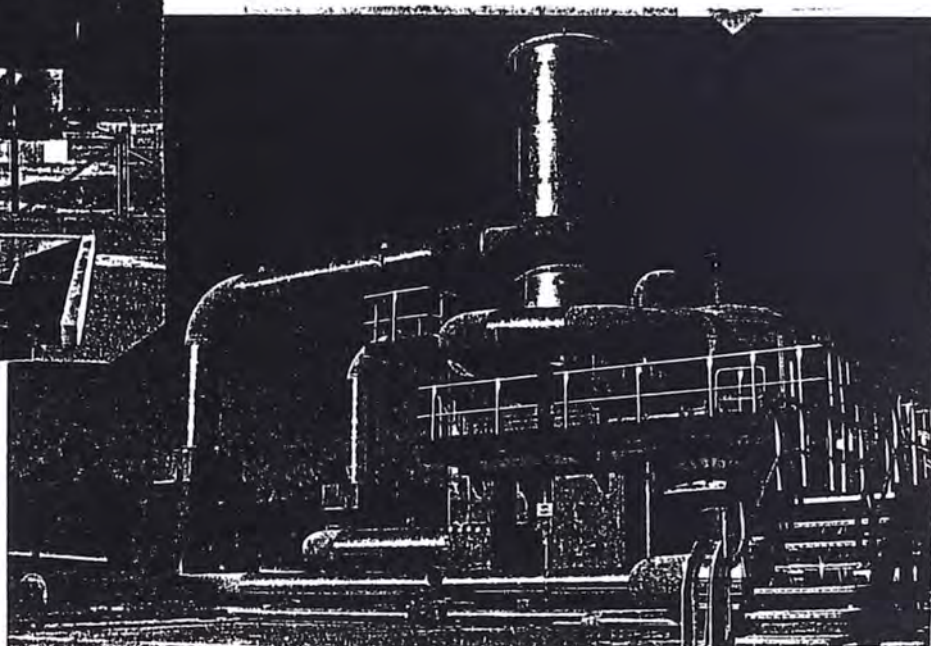


b) Líneas de transporte de vapor (aisladas para evitar perdidas de calor)

Fig. 2.10 Principales equipos usados en campos geotermales



c) Silenciador

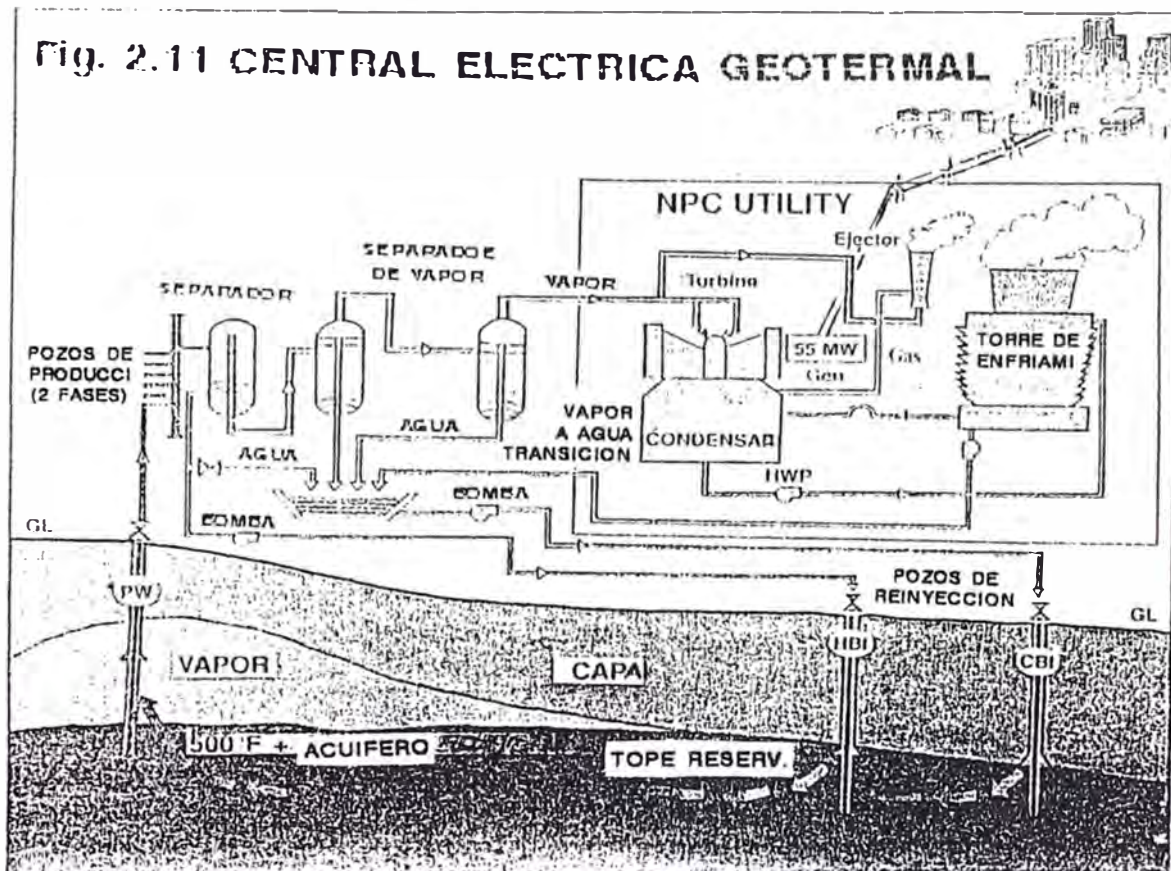


d) Separador ciclónico

la tecnología predominantemente empleada es el ciclo termodinámico del vapor, en el cual el vapor geotermal opera como un fluido motriz y la energía es parcialmente convertida en potencia mecánica para producir electricidad, son las Centrales Geotermales tal como la Fig. 2.11.

Filipinas cuenta con este tipo de centrales que producen en total 1000 MW de energía eléctrica, Indonesia 600 MW, otros países como E.U. Japón, México, Nueva Zelandia, El salvador producen mas de 100 MW.

En el segundo caso, gira sobre el recurso caliente geotermal de temperatura intermedia (agua/vapor-menores de 180 °C) y están basados sobre la transformación cíclica termodinámica, acompañado de un fluido de trabajo, capas de transformar parte del recurso caliente en trabajo mecánico.



En los capítulos siguientes se tratara sobre esta tecnología en forma mas amplia y demostrar que los reservorios de hidrocarburos pueden clasificarse dentro de los reservorios geotermales de temperatura baja a media y pueden utilizarse principalmente en la obtención de energía eléctrica por el sistema binario geotermal.

CAPITULO III

RESERVORIOS DE HIDROCARBUROS

3.1.-DIFERENCIAS PRINCIPALES:

3.1.1 Reservorios geotermales:

Los reservorios geotermales se caracterizan por encontrarse cercanas a áreas volcánicas (Fig. 2.7), por lo que presentan gradientes termales anormales (altas temperaturas, Fig. 2.6), el reservorio en su mayoría esta formada por rocas ígneas microfracturadas (Fig. 2.3 e,f), el tamaño depende de la influencia de calor (Fig.).

3.1.2 Reservorios de hidrocarburos:

Están sujetos a gradientes termales normales, varían linealmente aproximadamente en 30 °C/km (incrementar temperatura de superficie-25 °C en selva), las rocas reservorio son sedimentarias, la permeabilidad se debe a la porosidad intergranular de la roca (Fig. 2.3 a,b,c,d); la Fig. 3.1, muestra un reservorio de hidrocarburo.

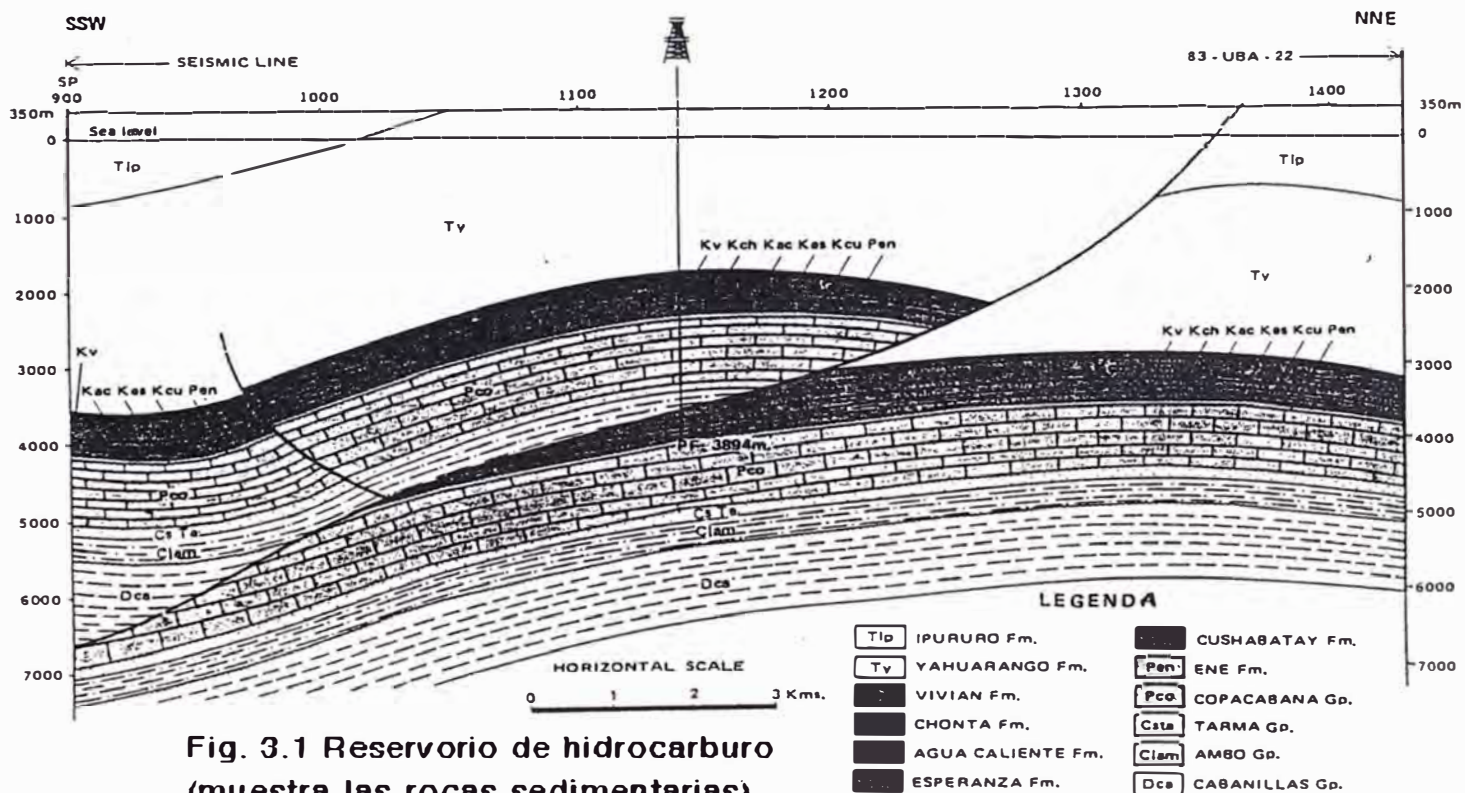
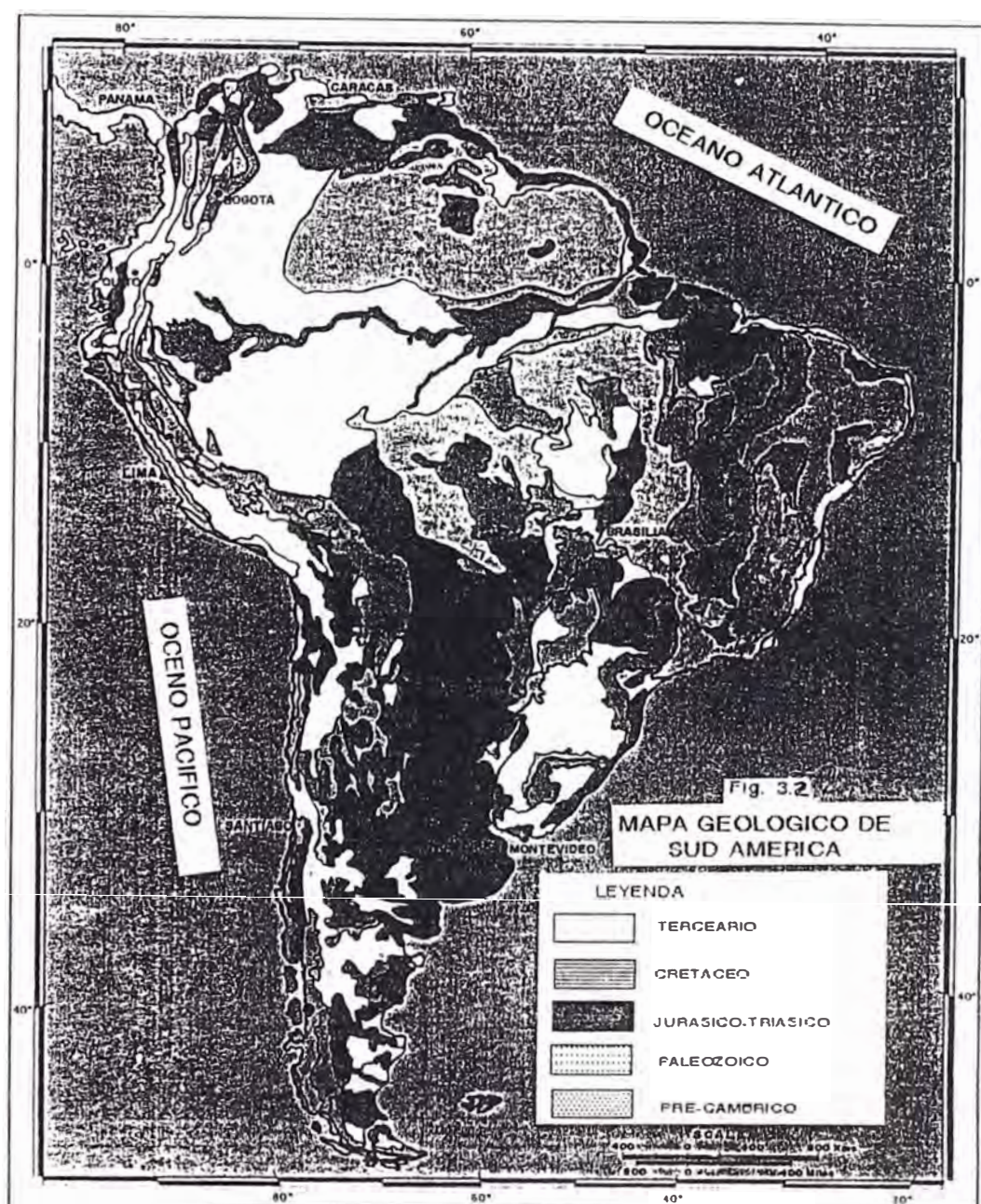


Fig. 3.1 Reservorio de hidrocarburo (muestra las rocas sedimentarias)

3.2.- PUEDE CLASIFICARSE COMO RESERVORIOS GEOTERMALES:

Desde que el subsuelo es caliente en forma natural, hay diferencia de temperatura entre la superficie, esta diferencia representa energía potencial utilizable. Por lo tanto, los reservorios de hidrocarburos pueden incluirse dentro de los reservorios geotermales clasificándose en los de baja y mediana temperatura, dependiendo de la profundidad del reservorio.



3.3.- RESERVORIOS DE LA SELVA PERUANA:

Los reservorios de la selva peruana son inmensos, se extienden desde los Andes y atraviesan las fronteras de Ecuador, Colombia, Brasil y Bolivia, Fig. 3.2.

Afloran en los Andes y están cortadas por fallas geológicas, algunas fallas están en contacto con ríos y/o lagos; por las afloraciones hay ingreso de agua plubial al reservorio y por las fallas de los ríos y lagos, Fig. 3.3.

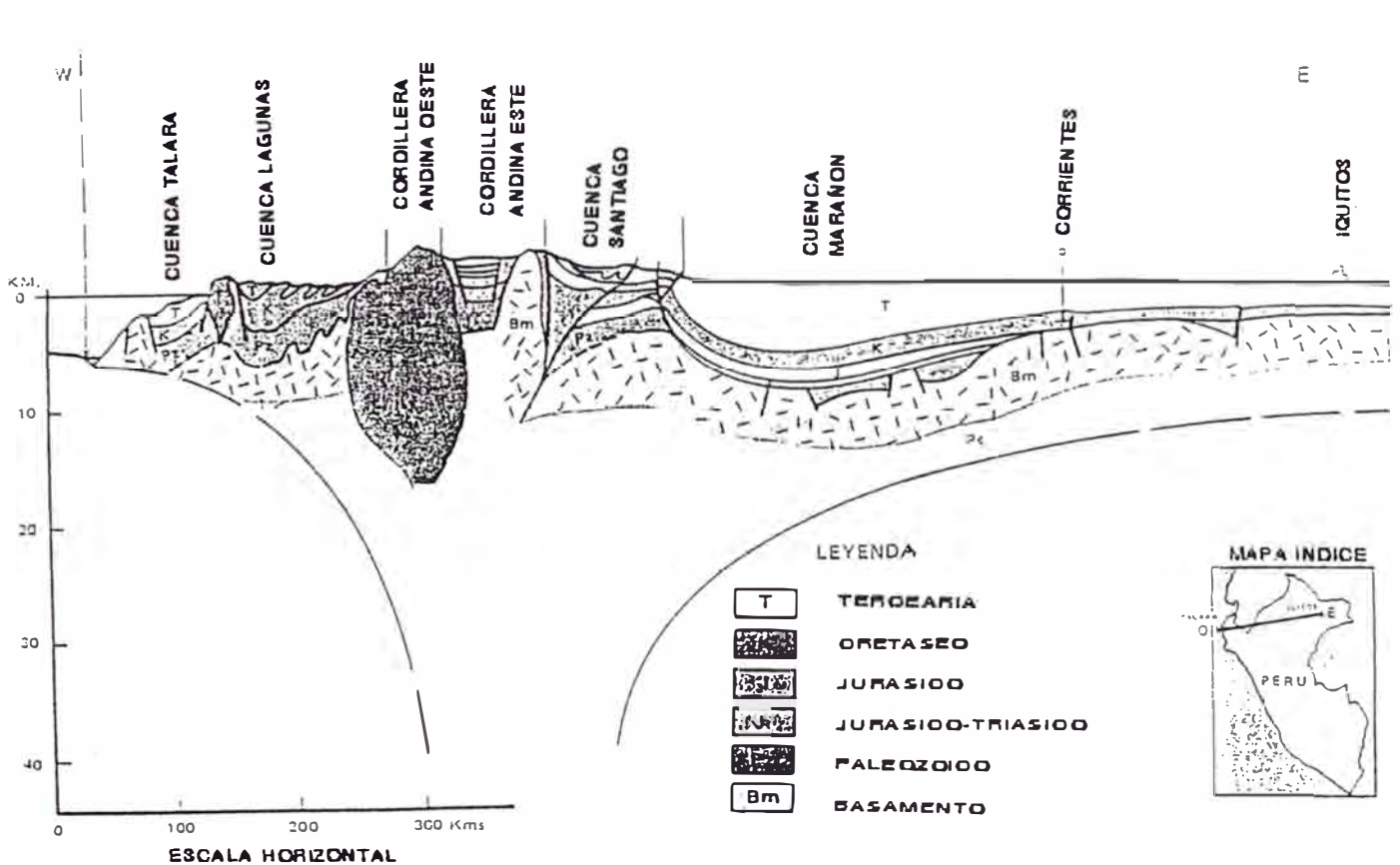
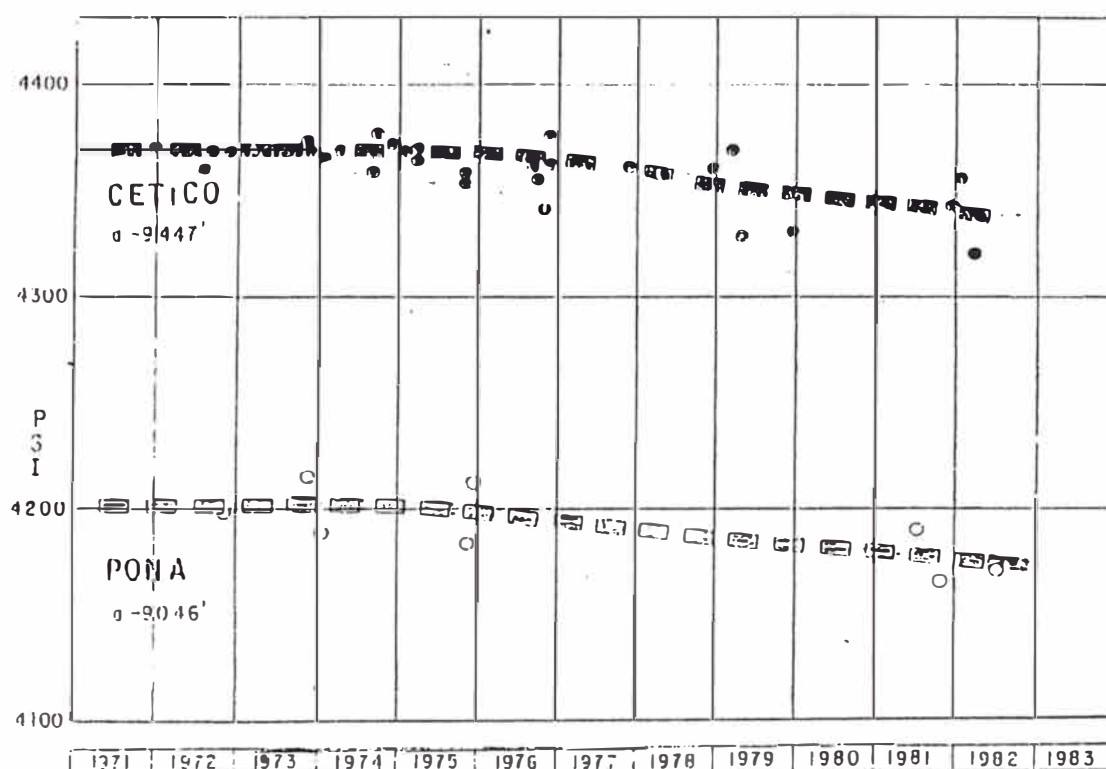


Fig. 3.3 PRINCIPALES ESTRUCTURAS DE LA MASA CONTINENTAL PERUANA

El agua que ingresa al reservorio, reemplaza el volumen de hidrocarburo extraído, por esta razón en mas de 20 años de producción de petróleo y gas en los actuales campos de extracción, la presión del reservorio disminuyo solo en 200 Psi. Fig. 3.4. Lo que demuestra que los reservorios de selva son de gran influjo de agua, si tenemos presente la extensión del reservorio, vemos que nos encontramos con un reservorio geotermal gigante, por lo tanto teóricamente inagotable.

Fig. 3.4
YACIMIENTO CORRIENTES
HISTORIA DE PRESION



3.4.- CASO REAL DE UTILIZACION DEL RECURSO GEOTERMAL EN EL CAMPO PETROLERO.

Para la producción de petróleo del campo de Nueva Esperanza, se adquirió dos grupos electrógenos de 320 Kw c/u, los grupos podían utilizar como combustible diesel o crudo, el diesel era transportado desde la ciudad de Iquitos en chatas hasta el

caserío de Valencia (en 3 días), de donde se bombeaba el crudo por un dieselducto de 13 Km. lo que resultaba muy costoso.

La central abastecía de energía eléctrica al campamento, área industrial, y 4 pozos con bombeo electrosumergible.

Los pozos en producción y las temperaturas registradas fueron:

Pozo	Fluido (BPD)		Temperatura (°C)		
	Crudo	Agua	Cabeza	Separador	Gunbarrel
74	1200	1900	101	96	80
86	650	1300	103	"	"
87	450	1500	103	"	"
92	300	1600	98	88	75
	<u>2600</u>	<u>6300</u>			

Las características del crudo (sin agua ni gas) eran:

- Gravedad 44.5 API a 60 °F
- BSW 0.10 a 0.20 %
- Parafinico

La planta de tratamiento de crudo contaba con dos tanques de 100 bls. c/u, uno para almacenar y mantener crudo sin tratar en reposo y el otro para almacenar el crudo tratado. El tratamiento consistía en precalentar electrostáticamente el petróleo a 60 °C, mezclar con agua fresca, pasar el crudo por un campo electrostático.

Sin embargo, al utilizar el crudo tratado se presentaba continuamente en la central el siguiente problema: obstrucción permanente de los filtros de combustible de los motores, algunas veces en períodos muy cortos de 2 a 4 horas de operación, investigando los filtros se detectaba presencia de emulsión tipo "borra".

Como primera solución se decidió no tratar el crudo por considerarse relativamente limpio y evitar la formación de emulsión, se consiguió incrementar el período de intervención a los filtros entre 8 a 12 hrs., analizando los filtros se encontró presencia de parafinas.

Se construyó una serie de porta filtros (se utilizó filtros usados) que se instaló entre el tanque de reposo y el tanque de alimentación diaria de combustible de la central, con lo que se incrementó el tiempo de intervención del filtro del motor de 2 a 4 días, pero una intervención más continua de los filtros en serie.

Se planteó la necesidad de utilizar inhibidores parafínicos, el tratamiento con este producto resultaba caro.

La otra alternativa planteada fue utilizar el agua de formación drenado de los tanques de lavado (gunbarrel) para precalentar el crudo a 50 °C mediante un intercambiador de calor (la parafina se diluye aproximadamente a ésta temperatura).

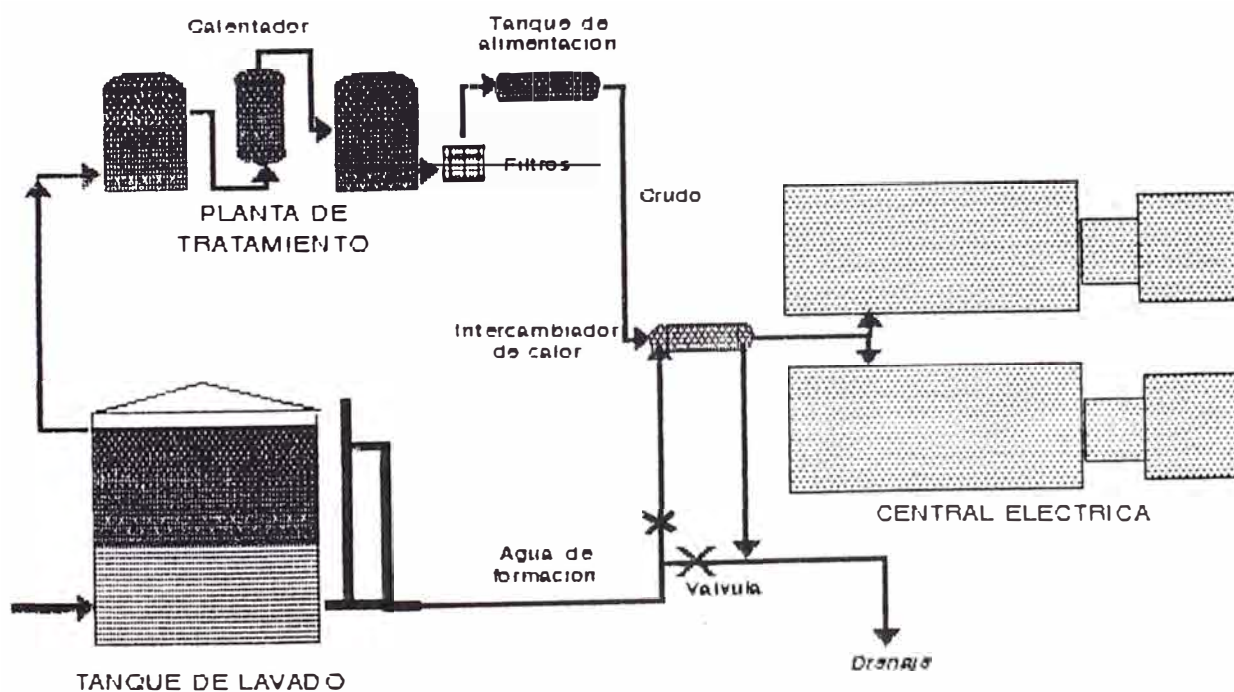


Fig. 3.5 Utilización del recurso termal.

La temperatura del agua de formación en los tanques de lavado variaban entre 75 °C y 80 °C. Para la construcción del intercambiador de calor se aprovechó de un recipiente cubico de 1 m de dimensiones que se disponía, en el interior se construyó un serpentín con tubería de 1" de diámetro. La temperatura en el recipiente se mantenía en 70 °C controlando el ingreso de volumen de agua caliente al intercambiador de calor mediante una válvula (aproximadamente 800 BPD de agua de formación a 70 °C y 12 bpd de crudo a 20 °C). Ver Fig. 3.5.

El intercambiador de calor se instaló entre el tanque de alimentación diaria de combustible y la central. La temperatura de ingreso de crudo al motor se mantuvo de 50 °C a 55 °C con resultados satisfactorios, aún mejor de lo esperado ya que aparte de incrementar el período de cambio de filtros a un promedio de 10 días, se mejoró sustancialmente la combustión en el motor, (notorio en el color del humo del tubo de escape eran negruzcos cuando el crudo ingresaba al motor a temperatura de ambiente, después del precalentamiento el color fue blanquecina, similar a cuando se utilizaba diesel).

La utilización del crudo por el sistema planteado, significó ahorros sustanciales a la empresa; primero al no utilizar la planta de tratamiento (abastecimiento de repuestos) y no usar diesel como combustible.

CAPITULO IV

CONCEPTOS

4.1.- CICLO ORGANICO DE RANKINE:

El ciclo de Rankine se refiere al comportamiento del vapor, a una presión constante es introducido a una cámara de expansión donde efectúa trabajo a cambio de perder presión y temperatura.

Bajo este principio los fluidos orgánicos son utilizados en la siguiente forma: el líquido es bombeado por una bomba de alimentación dentro de un calentador-vaporizador donde se calienta hasta gasificarse (vaporizarse). El gas (vapor) a alta presión se expande dentro de una turbina de vapor el cual esta directamente acoplado a un dispositivo mecánico, produciendo de esta manera trabajo. El gas (vapor) a baja presión a la salida de la turbina es condensado en un condensador. El condensado es bombeado por la bomba de alimentación nuevamente al precalentador, completando así el ciclo, la Fig. 4.1 muestra esquemáticamente un ciclo orgánico de Rankine.

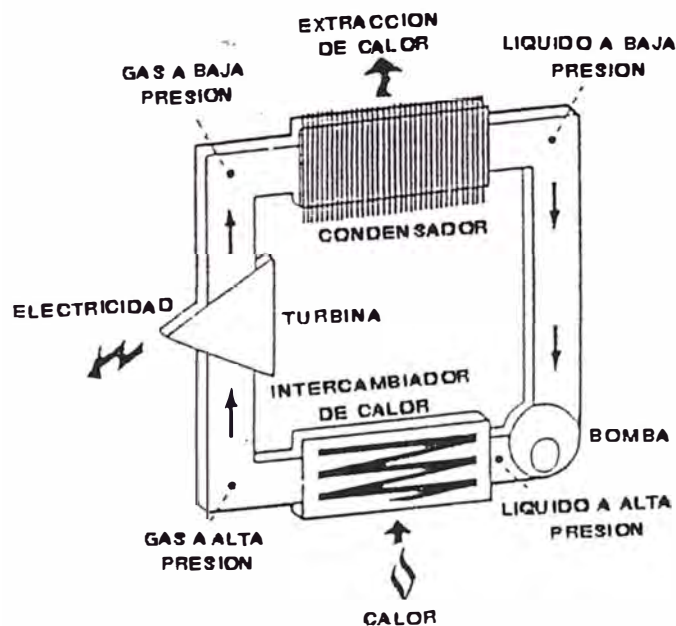


Fig. 4.1 Ciclo orgánico de Rankine

4.2.- CICLO TERMODINAMICO

Se define como el conjunto de transformaciones termodinámicas que se suceden sobre una cantidad de fluido, siempre en el mismo orden, de modo que la última de ellas es capaz de llevar el fluido a las condiciones iniciales. El ciclo termodinámico del esquema anterior en un diagrama de temperatura (T) y entropía (S) se muestra en la Fig. 4.2.

Donde:

- 1-2 Vaporización
- 2-3 Expansión
- 3-4 Enfriamiento
- 4-5 Condensación
- 5-6 Bombeo
- 6-1 Precalentamiento

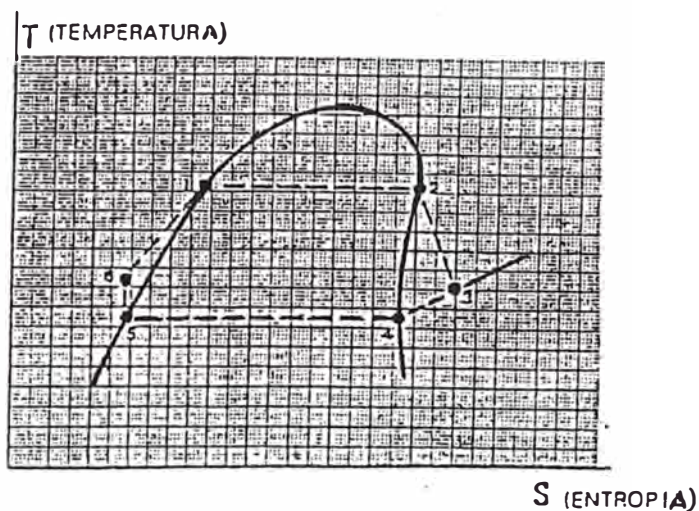


Fig. 4.2 Diagrama temperatura-entropía de un Ciclo Orgánico de Rankine.

4.3.- SISTEMA BINARIO GEOTERMAL:

El sistema binario geotermal se refiere a la interrelación de dos fluidos, donde uno entrega calor y el otro absorbe calor. En el sistema geotermal, el fluido caliente es el agua o vapor que proviene del subsuelo, el cual cede calor al fluido motriz hasta vaporizarlo (en intercambiadores de calor), el fluido orgánico toma calor alterando sus propiedades termodinámicas.

4.4.- FLUIDO MOTRIZ

Son fluidos orgánicos que se caracterizan por tener un bajo punto de ebullición y una alta presión de vapor a bajas temperaturas en comparación con el vapor de agua, en consecuencia algunos se vaporizan a menos de 100 °C, otros se sobrepresurizan o sobrecalientan próximos a esta temperatura.

Dentro de los posibles fluidos de trabajo en el ciclo de Rankine se incluyen los hidrocarburos, especialmente los de tipos de estructura aromática, hidrocarburos sustituidos por halógenos (en particular cloruros y fluoruros), silénos, heteres y fluidos de molécula simple tal como el agua, amonio y dióxido de carbono.

Las Tablas 1 y 2 muestran los fluidos analizados por Vernau (1977) y Milora-Tester (1976).:

Tabla 1

Nombre	Formula	Peso Molecular
Benceno	C_6H_6	78
Trifluoroetano	$C_2H_3F_3$	88
Thiophene	C_4H_4S	84
Pyridine	C_5H_5N	79
Tolueno	$C_6H_5CH_3$	92
Hexafluorobenceno	C_6F_6	186
Clorobenceno	C_6H_5Cl	112
Flutec MPP3 o FC75		400/420

Tabla 2

R-11 Triclorofluorometano	CCl_3F	137
R-22 Clorodifluorometano	$CHClF_2$	86
R-32 Difluorometano	CH_2F_2	52
R-113 Triclorotrifluoroetano	$C_2Cl_3F_3$	187
R-114 Diclorotetrafluoroetano	$C_2Cl_2F_4$	170
R-115 Cloropentafluoroetano	C_2ClF_5	154
R-13B1 Bromotrifluorometano	$CBrF_3$	148
R-600 Isobutano	C_4H_{10}	58
R-717 Ammonio	NH_3	17
RC-318 Octafluorociclobutano	C_4F_8	200
R-744 Dioxido de carbono	CO_2	44
R-290 Propano	C_3H_8	44
Agua	H_2O	18

Fluidos de baja temperatura son analizados por otros autores, la Tabla 4.3 muestra la relación de algunos de estos fluidos.

Tabla 4.3 Pesos moleculares y formulas químicas para fluidos orgánicos:

Nombre	Peso molecular
Isooctano	114
Butilether	130
o-Xileno	104
Butilacetato	116
Dietilcarbonato	118
Monoclorobenzeno	113
O-diclorobenzeno	147
Monobromobenzeno	157
FC-75	416
FC-43	671

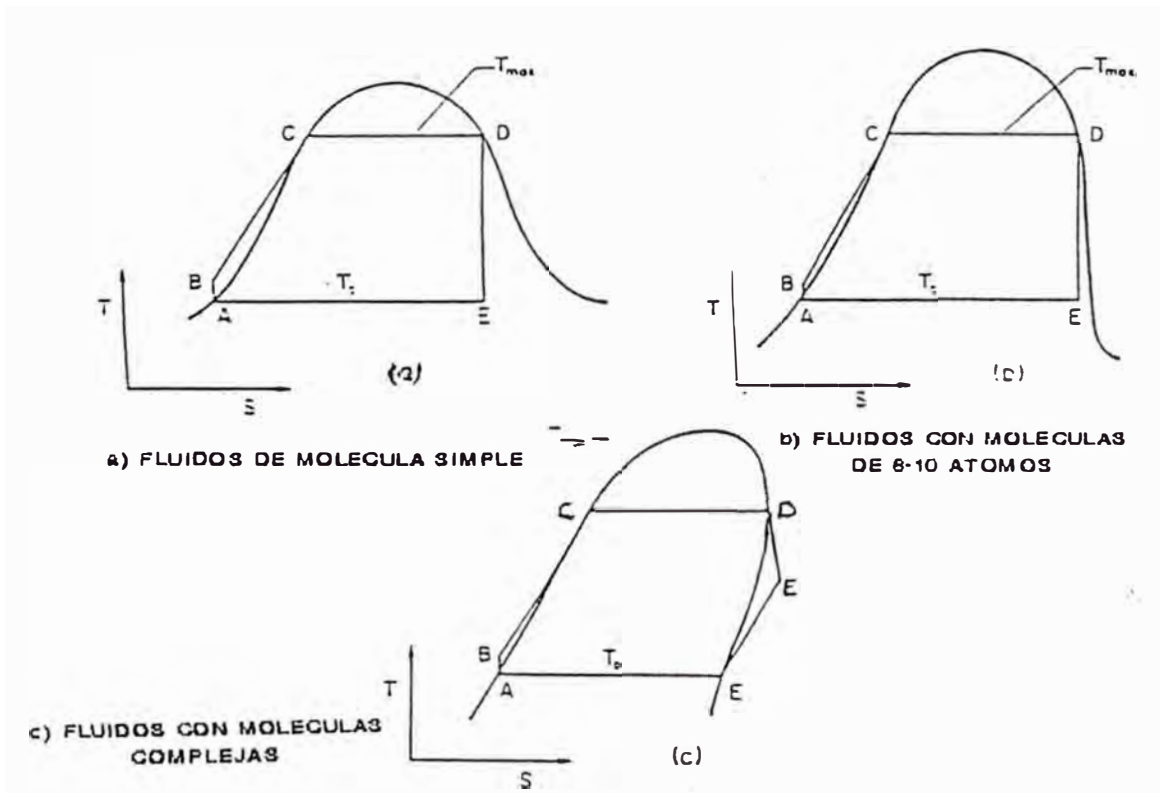


Fig. 4.3 Variación de los límites de fases en el diagrama T-S de los fluidos de acuerdo a la composición del No. de átomos.

En el plano T-S Fig. 4.3, los límites del diagrama de fases de los fluidos varían de acuerdo al número de átomos que la conforman, especialmente en la línea de rocío: los fluidos de molécula simple de 4-5 átomos toman la forma de la Fig. 4.3a; cuando el número de átomos incrementa (de 6-10 átomos) la curva viene a ser casi vertical Fig. 4.3b y para moléculas complejas con más de 10 átomos de la Fig. 4.3c que asumen pendientes negativas.

La Fig. 4.4 muestra un diagrama Temperatura-entropía a escala de un fluido orgánico de molécula compleja dadas por Tabor y Bronicki en 1964.

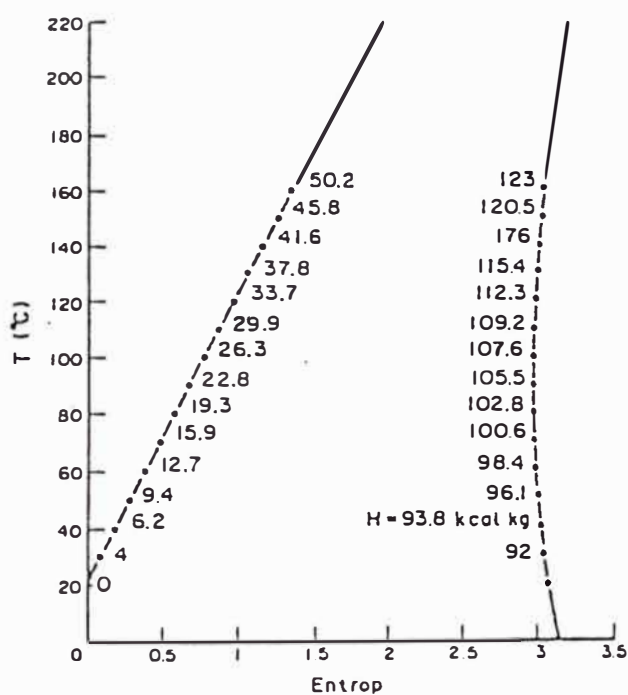


Fig. 4.4 Diagrama temperatura-entropía del monoclorobenceno.

Los hidrocarburos toman la forma del diagrama de la Fig. 4.3c, en la Fig. 4.5a, se muestra el comportamiento de un hidrocarburo puro, se observa que el punto de ebullición y el punto de rocío se presentan a la misma temperatura sometidos a una presión constante, mientras que para una mezcla de hidrocarburos estos puntos varían (Fig. 4.5b). La Fig. 4.6, muestra mezclas de sistemas binarios de hidrocarburos donde se observa que la entalpía del fluido puede alterarse.

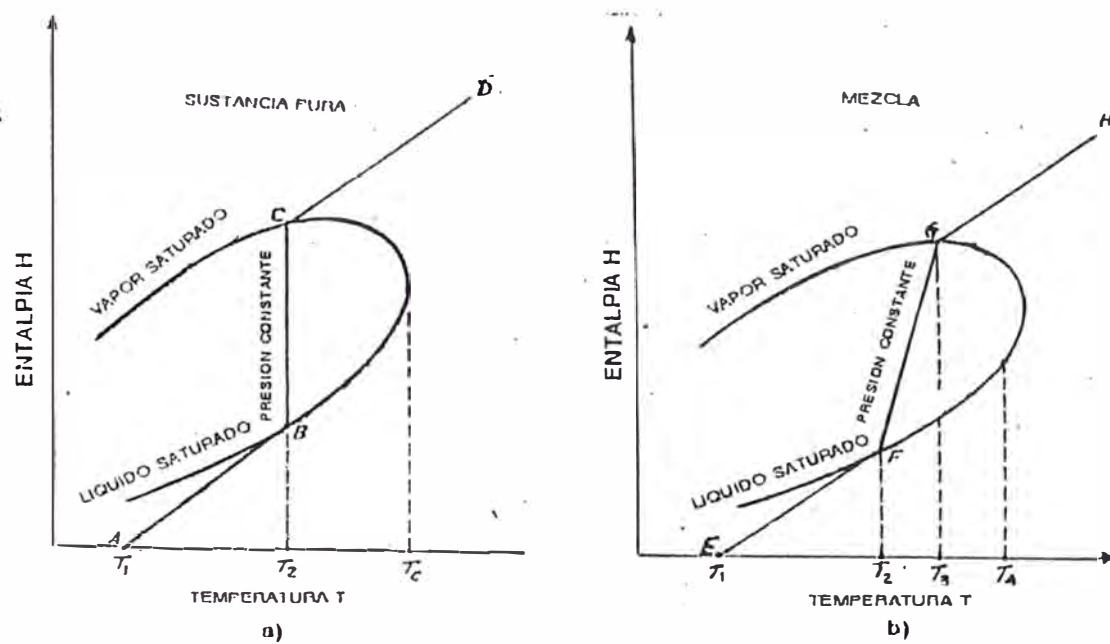


Fig. 4.5 Diagrama entalpia temperatura de hidrocarburos

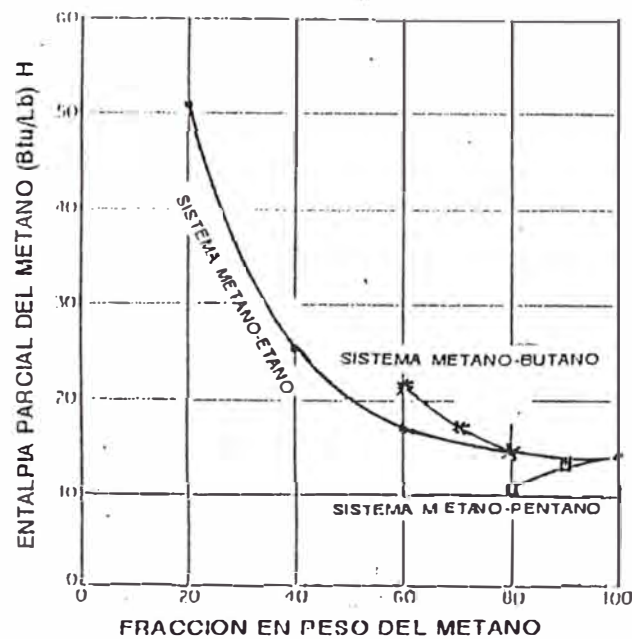


Fig. 4.6 Entalpia parcial del metano en fluidos gaseosos

De los diagramas anteriores, se concluye que los limites de la forma de las curvas regulan los cambios del ciclo y determinan los diferentes comportamientos entre los fluidos de moléculas simples y complejas.

Por lo tanto, es muy importante tener un buen conocimiento de las propiedades termodinámicas y de transporte del fluido motriz, tal como el calor específico, el calor de evaporación, la presión de saturación, los diagramas de estado, valores de la entalpia y entropía, en particular los límites de las curvas. Estos conocimientos permiten diseñar un fluido de trabajo adecuado.

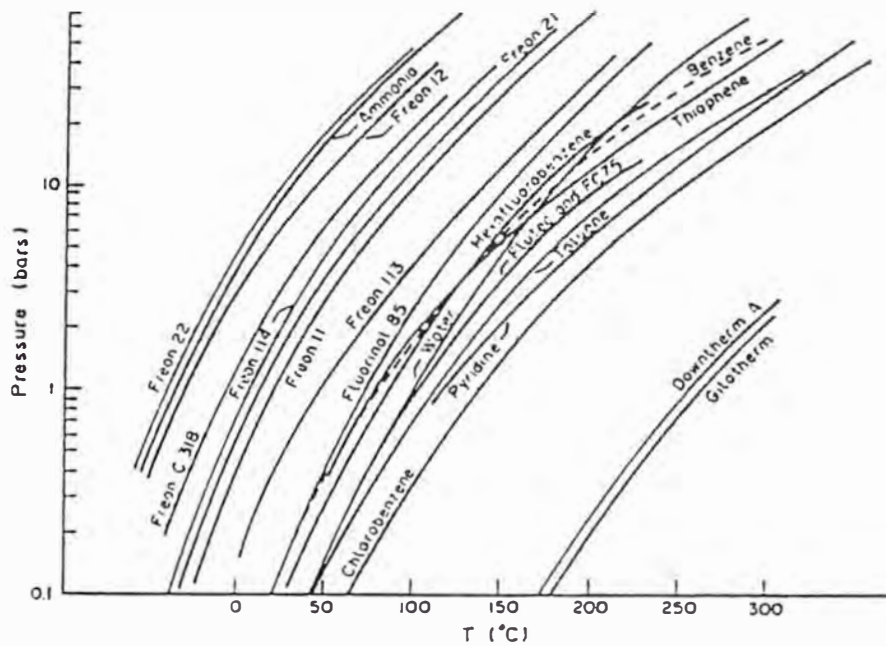


Fig. 4.7 Curvas de saturación de diferentes fluidos orgánicos

La presión de trabajo, con respecto a la temperatura utilizable, puede entonces definirse sobre la base de los datos anteriores. La presión de saturación de varios fluidos de trabajo, se muestra en la Fig. 4.7.

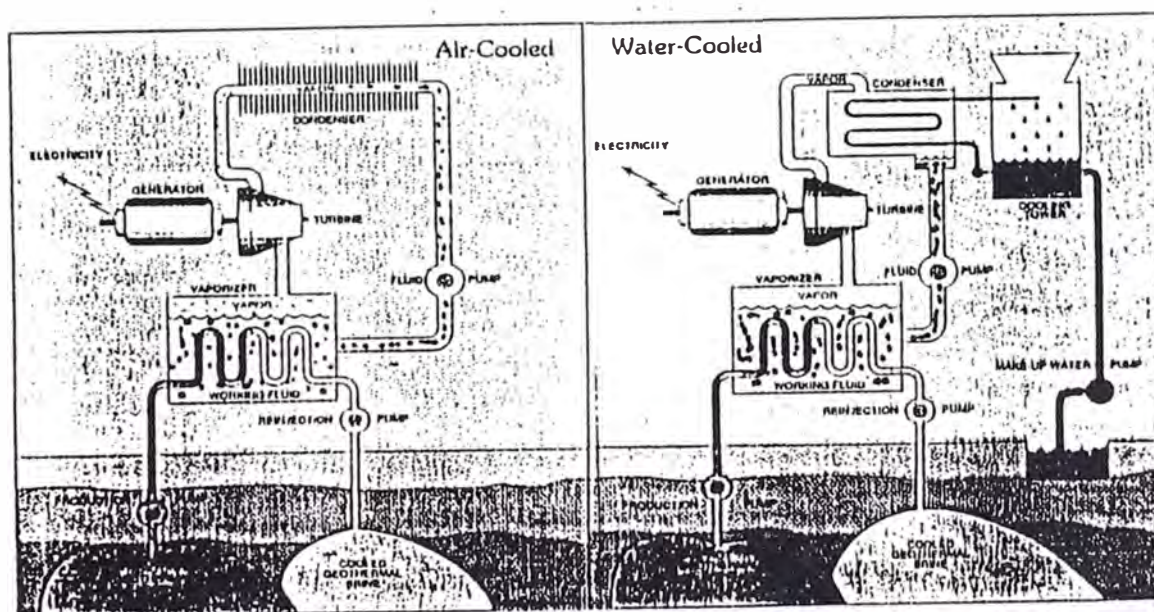
CAPITULO V

TECNOLOGIA DEL FLUIDO BINARIO GEOTERMAL

En pozos geotermales que contengan fluidos de temperatura baja e intermedia (80 - 180 °C), no se puede esperar una conversión de alta eficiencia con el uso del vapor en un ciclo convencional, por que se sabe que de acuerdo al teorema de Carnot, la máxima producción teórica de vapor disminuye al decrecer la temperatura del recurso termal, lo que sucede comúnmente con los reservorios geotermales.

5.1.- MEJOR APROVECHAMIENTO DEL RECURSO GEOTERMAL

El proceso de conversión en estos casos, pueden mejorarse si se adapta al recurso geotermal un ciclo termodinámico, que favorezca realizar un determinado trabajo, tal como la producción de energía eléctrica por el sistema binario geotermal, Fig. 5.1



a) Condensación por aire

b) Condensación por agua

Fig. 5.1 Diagrama esquemático del uso del recurso geotermal para obtener electricidad mediante un sistema binario geotermal.

Inicialmente se desarrollo con la finalidad de optimizar la utilización del recurso termal al recuperar el calor del agua separado y drenado (desechado) de los separadores ciclónicos agua-vapor en los campos geotermales para producir electricidad mediante el sistema binario geotermal.

Se basa en el ciclo orgánico de Rankine, utiliza un fluido orgánico de trabajo secundario, opera en el ciclo de Rankine convencional.

En el diseño, la selección adecuada del fluido de trabajo debe efectuarse cuidadosamente, la correcta selección permitirá evitar varios problemas porque las condiciones de trabajo, dependen de la temperatura del recurso termal y la potencia mecánica requerida.

Las compañías que fabrican turbinas para operar con fluidos orgánicos, exigen que la temperatura del recurso termal este comprendida en el rango de 80-180 °C. El limite de la temperatura superior esta restringido por la estabilidad termal de los fluidos organicos. El limite de baja temperatura esta principalmente restringido por las consideraciones practicas y económicas del tamaño de los intercambiadores de calor requeridos.

En pozos no surgentes (pozos de hidrocarburo-caso selva) o donde se prevea calcificación (incrustaciones por precipitación de calcio-pozos geotermales), se recomienda usar bombas sumergibles para extraer o mantener el fluido en un estado de liquido presurizado. Las unidades binarias se utilizan entonces para extraer energía de los fluidos en circulación.

Tradicionalmente, las plantas binarias han sido pequeñas unidades modulares, luego fueron variando en tamaño desde pocos cientos de kilowatts (kW) a varios megawatts (MW)

5.2.- TERMODINAMICA DEL CICLO ORGANICO DE RANKINE EN UN SISTEMA BINARIO:

Se ha visto que el uso de un fluido orgánico en el ciclo de Rankine a baja temperatura tiene muchas ventajas sobre el uso de agua. Sin embargo, debe hacerse notar que la eficiencia de los fluidos orgánicos usados en el ciclo de Rankine, es un poco diferente al ciclo del agua/vapor, comparados entre las mismas temperaturas de tope y fondo de ambos ciclos, Fig. 5.2.

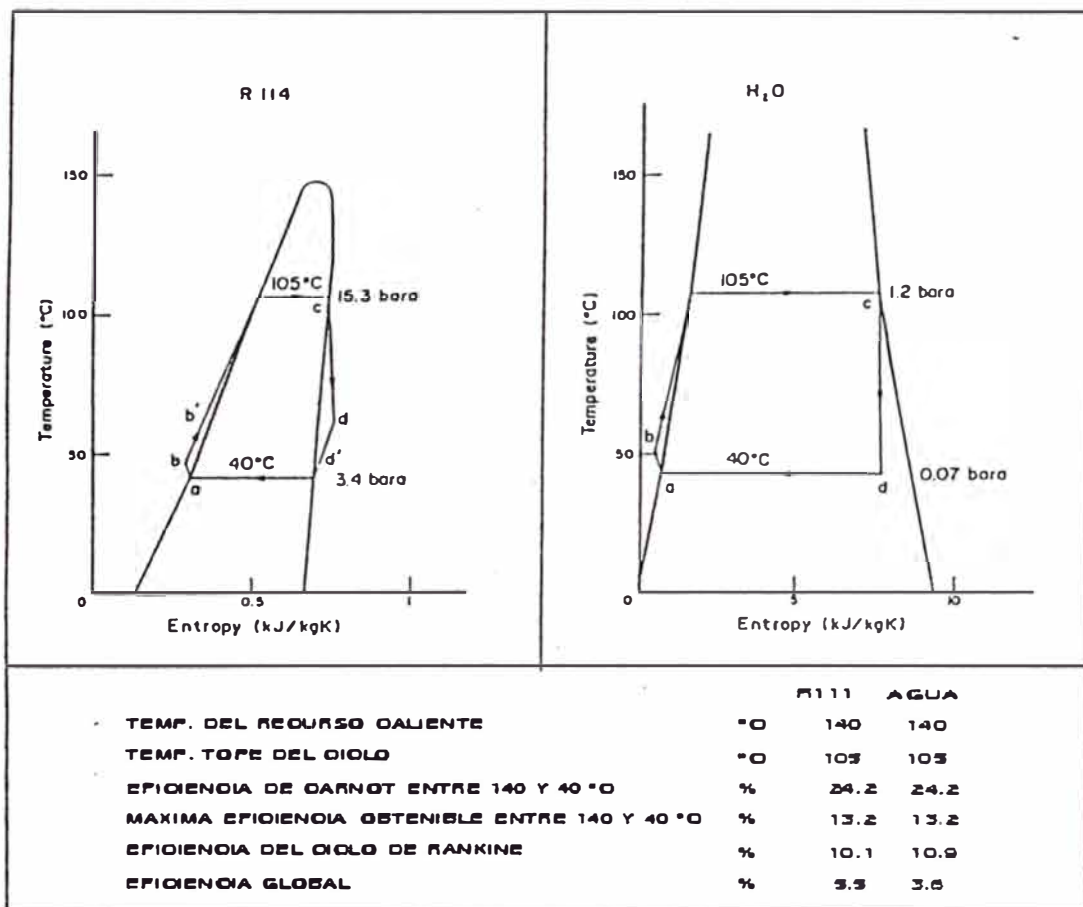


Fig. 5.2 Característica del ciclo organico de Rankine usando R111-comparando con el equivalente ciclo de Rankine usando agua.

En realidad la eficiencia del ciclo es frecuentemente ligeramente menor para el fluido orgánico. Un fluido orgánico es atractivo por que termodinámicamente se aprovecha para extraer más calor del recurso termal caliente que con el agua.

Esto resulta de los límites de los intercambiadores de calor "pinch point", el cual es una consecuencia principalmente del fluido orgánico que tiene en alto grado una relación mucho más bajo del calor latente de vaporización (a las temperaturas bajas de ebullición) vs la capacidad del calor específico que el agua. En consecuencia, aunque la eficiencia del ciclo es casi el mismo valor en los dos casos, la eficiencia global, el cual es proporcional a la energía eléctrica generada, es considerablemente mucho mayor para el fluido orgánico. La eficiencia global es, por definición, las veces de la eficiencia del ciclo por la relación de la potencia térmica extraída y la potencia térmica utilizable del recurso caliente. La potencia térmica utilizable es calculado usando una temperatura mínima arbitraria de 10 °C mayor que la temperatura de base del ciclo. La Fig. 5.2 ilustra los puntos anteriormente señalados, el cual muestra los diagramas de temperatura-entropía para los dos ciclos de Rankine operando entre 40 °C y 105 °C usando R114 (dicloro- tetrafluoreto $\text{CClF}_2\text{-CClF}_2$) en un caso y agua en el otro.

Los procesos involucrados y señalados en el ciclo de Rankine de la figura anterior son:

- a-b: la presión se incrementa por la bomba de alimentación.
- b-c: el fluido se calienta a presión constante hasta alcanzar el estado de vapor seco (gas).
- c-d: se produce expansión isotrópica a través de la turbina.
- d-a: el fluido se condensa.

Se demuestra, que la eficiencia del ciclo de Rankine es 10.1% para el fluido orgánico y 10.9% para el agua/vapor (la energía extraída en la turbina dividido por la energía entregada al ciclo). Un punto interesante es que el fluido que sale de la turbina está sobrecalentado para el caso del fluido orgánico pero mojado para el caso agua/vapor. Esto significa que el condensador debe enfriar el gas del fluido orgánico hasta condensar en la descarga de la turbina. Se ve claramente que

la eficiencia del ciclo podría ser mejorado (con costo adicional) por el intercambio de calor a través de d-d y b-b usando la temperatura de sobrecalentamiento disponible para precalentar el fluido en la descarga de la bomba de alimentación.

El calor latente de vaporización y la capacidad del calor específico para los dos fluidos a las temperaturas apropiadas esta mostrado en la tabla 4.5.

Tabla 4.5

	R114	Agua/vapor
1) Calor latente de vaporización a 105 °C (kJ/kg)	86.6	2244
2) Capacidad promedio del calor específico sobre el rango 40-105 °C (kJ/kgK)	1.12	4.17
3) Relación de 1)/2)	77	538

El efecto de las limitaciones de los intercambiadores de calor "pinch point" para los dos casos están mostrados en la Fig. 5.3.

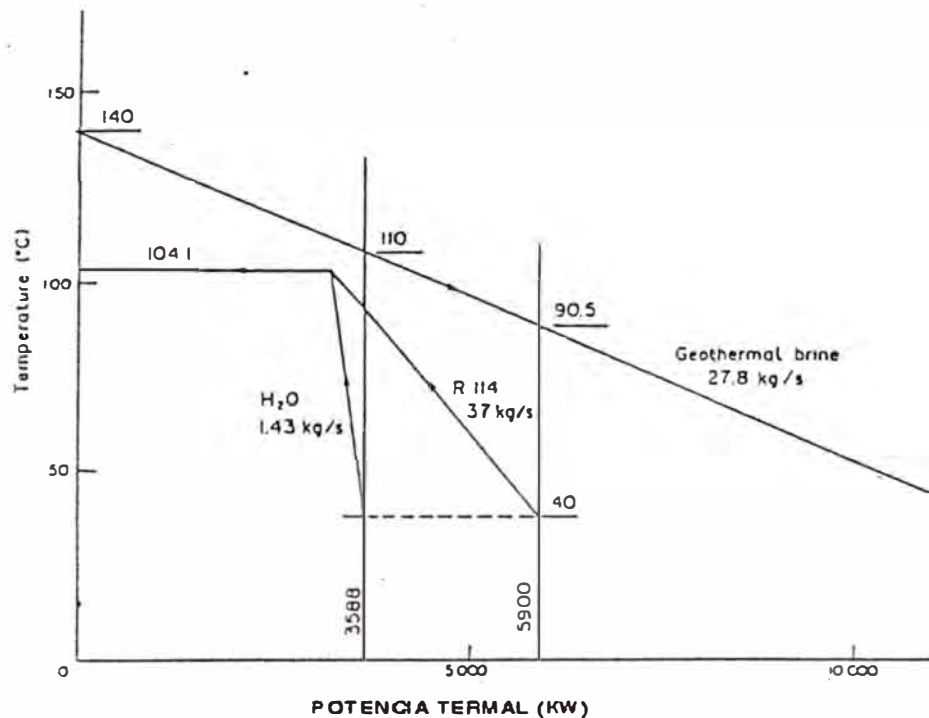


Fig. 5.3 Diagrama temperatura-potencia termal usando agua y R114 como fluido secundario.

Este ejemplo muestra una gráfica de temperatura vs la potencia termal para el recurso de agua caliente geotermal y R114 o agua/vapor y fluido motriz.

Dado la masa de agua geotermal fluyente, se fija la línea de transferencia de la potencia termal con el cambio de temperatura a presión constante sin alterar esta condicione para el flujo de agua geotermal, mostrado en la fig. 5.3, donde 5900 kW (5900 kJ/s) es transferido con una caída de temperatura de 49.5 °C, el régimen de flujo calculado es 27.8 kg/s usando un cambio de entalpia de 212 kJ/kg de las tablas de vapor.

Si ahora consideramos la ebullición del fluido de trabajo a presión constante y a 105 °C, la potencia termal utilizable para la ebullición (lo que ocurre a presión de saturación y temperatura constante) esta definido por la línea trazado a temperatura constante de 105 °C hasta cerca de 10 °C (por transferencia económica de calor) de la línea del agua geotermal. Esto determina que 3200 kW es utilizable para la ebullición del fluido de trabajo, entonces se determina que el régimen máximo de flujo para el R114 es 37.0 kg/s y 1.43 kg/s para el agua/vapor usando calores latentes de vaporización de 86.6 y 2244 kJ/kg respectivamente. Restringidos estos máximos regímenes de flujo es ahora posible determinar el calor adicional requerido a ser transferido para elevar la temperatura del fluido de trabajo desde 40 °C a 105 °C. Usando las capacidades del calor especifico de 1.12 kJ/kg.K para el R114 y 4.17 kJ/kg.K para el agua, el calor transferido calculado son 2700 y 388 kW respectivamente. En la Fig. 5.3 se ve que el agua geotermal es capas de ser enfriado a 90.5 °C con R114 pero solamente a 110°C con agua/vapor, consecuentemente 64% mas calor puede ser extraído usando R114 como fluido de trabajo.

Los fluidos orgánicos usados en plantas binarias tienen además en adición las siguientes ventajas:

El flujo a través de toda la turbina en caso de los fluidos orgánicos, toda la expansión se realiza fuera de la curva de saturación, mientras que el vapor de agua dentro del área de dos fases. Los fluidos orgánicos tienen la ventaja de reducir la erosión de los alabes;

- La caída de la entalpia en el fluido orgánico es pequeño y es posible diseñar turbinas simples de una etapa de alta eficiencia, sujeto al mismo tiempo a bajos esfuerzos. La caída de entalpia del vapor de agua es alto en la expansión de una turbina de simple etapa, para una eficiencia óptima requiere de una turbina expansiva mas compleja. Para una potencia dada, la masa fluente del fluido orgánico es proporcionalmente mayor, pero el tamaño del equipo no es tan grande debido a la alta densidad del gas;

- La densidad del fluido orgánico en la descarga es baja. El régimen de flujo volumétrico del vapor es cerca de 16 veces mayor, entonces el tamaño de la turbina de vapor es considerablemente mayor. Esto es un severo recargo económico.

- La presión del fluido orgánico esta siempre encima de la atmosférica, entonces no es posible tener ingreso de aire dentro del ciclo.

Por otro lado, los fluidos orgánicos, aun no tóxicos y no inflamables, requieren de una planta hermética el cual consecuentemente exige que la construcción y mantenimiento se efectúe cuidadosamente.

Se nota que termodinámicamente es mas eficiente extraer potencia del agua geotermal en las condiciones usadas en el ejemplo anterior que por el uso de un proceso de separación súbita (flashing) de vapor. Por ejemplo la eficiencia total en un ciclo de operación de simple separación súbita a una apropiada y óptima presión de separación de 0.70 bar abs. y a una presión de salida de la turbina de 0.075 bar abs. (40 °C) es 8%. Sin embargo, este proceso resulta antieconómico e impráctico, debido al mayor tamaño que la planta requiere por la baja densidad del vapor y los problemas de extracción de gases no condensables desde los condensadores de vacío.

5.3.- PLANTAS MINICENTRALES MODULARES

Las minicentrales de Ciclo Orgánico de Rankine de recuperación geotermal usan temperaturas moderadas de recuperación geotermal entre de 85-150 °C son construidos en tamaños de 300 kW a 1300 kW montados en forma compacta sobre patines y probados Fig. 5.4.

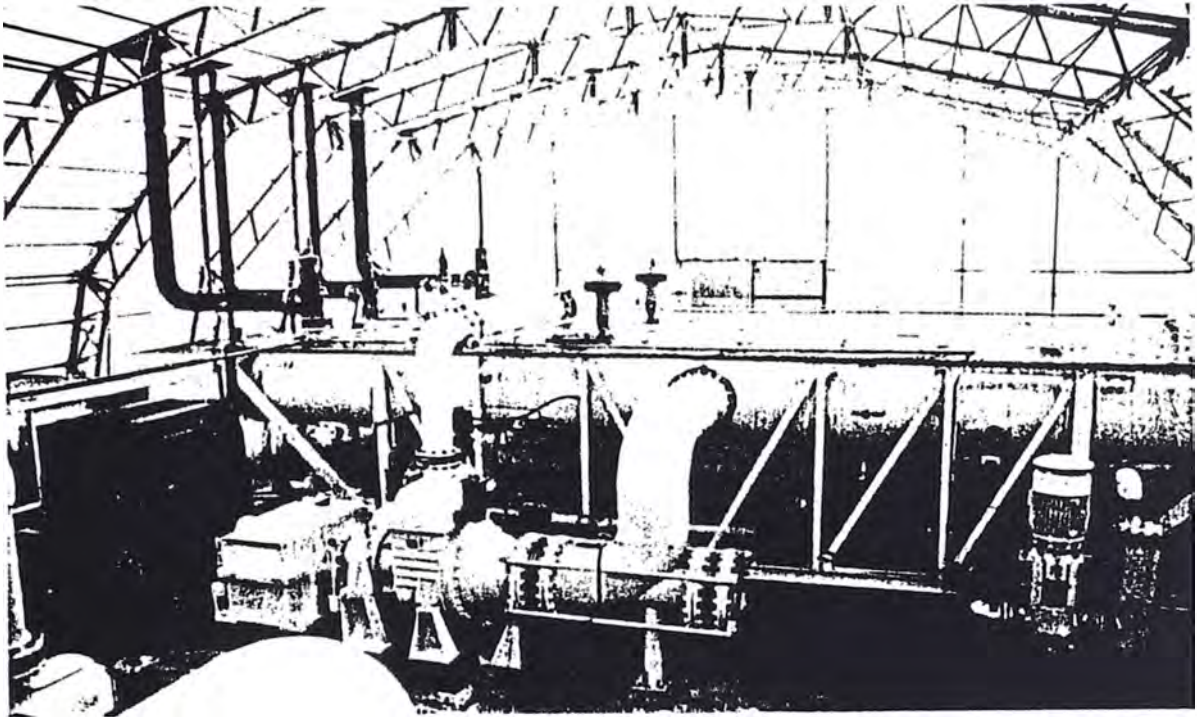


Fig. 5.4 Central electrica de 3.9 MW utilizando agua desechado de 106 °C.

La planta consiste de intercambiadores de calor, turbina, sistema de control y un equipo de interruptores de bajo voltaje, también válvulas y un sistema de seguridad automático de circuito de líneas eléctricas y tuberías, la Fig. 5.5 muestra diagrama de flujo, panel de control, válvulas etc.

Los turbogeneradores del Ciclo Orgánico de Rankine (COR) configuradas en plantas modulares hoy día representa una solución viable en los recursos geotermales de baja entalpia, además pueden instalarse en lugares remotos por que requieren de intervalos amplios de mantenimiento y por su sistema automático de operación.

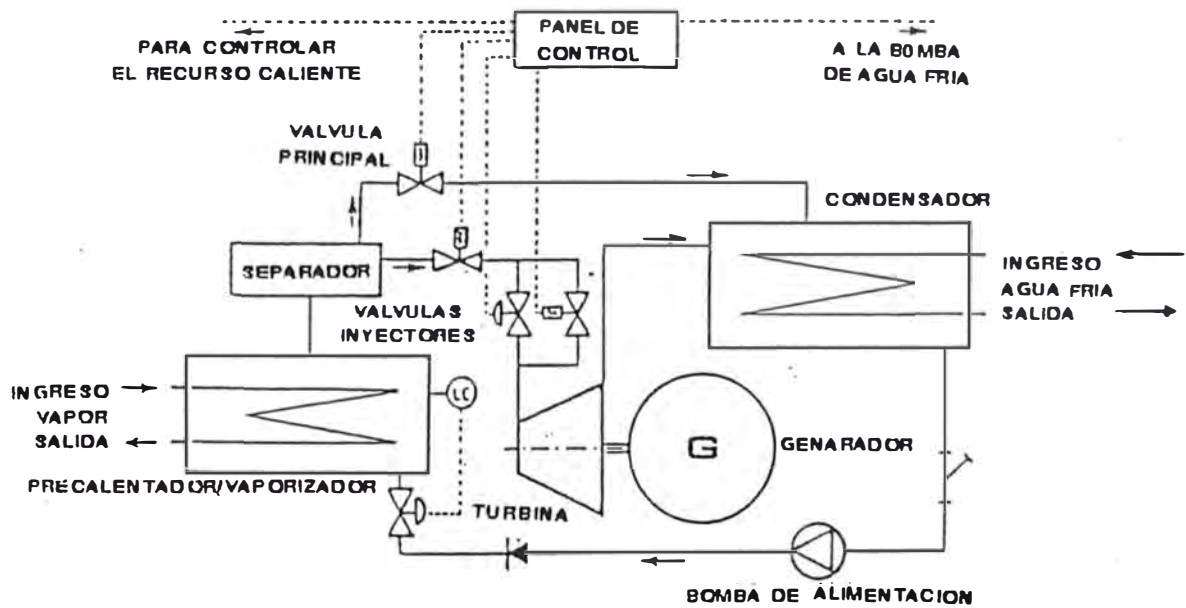


Fig. 5.5 Esquema de las líneas de flujo y control de una central modular de ciclo orgánico de Rankine.

El fluido motriz orgánico, seleccionado de acuerdo a los parámetros del recurso caliente, es bombeado por la bomba de alimentación al precalentador-vaporizador donde es calentado y vaporizado, la alta presión del gas se expande a través de la turbina el cual está directamente conectado sincronizadamente a un generador produciendo energía eléctrica y condicionado a una red. El gas de salida a baja presión es condensado en condensadores de agua o aire frío. El condensado es nuevamente bombeado por la bomba de alimentación al precalentador, completando así el ciclo.

La operación básica de los COR geotermales correspondiente a una descripción de un ciclo binario geotermal está mostrado en la Fig. 5.6.

- El fluido geotermal que viene de los pozos (Wg) transfiere calor a un fluido orgánico de bajo punto de ebullición, hasta vaporizarlo (V);

- El vapor del fluido orgánico fluye a la turbina (T), el cual a su vez está conectado a un generador (G).

- El vapor del fluido orgánico es condensado (C) y recirculado para completar el ciclo y ser re-usado

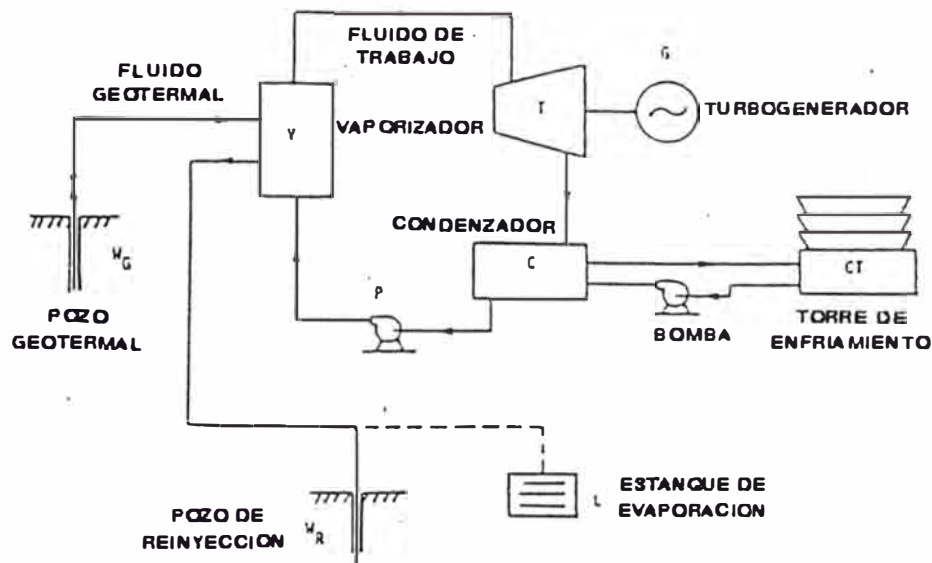


Fig. 5.6 Ciclo de sistema binaria usando fluido geotermal

- El fluido geotermal usado es reinyectado (W_r) o drenado a un estanque de evaporación (L);
- En la planta completamente automatizado, se instala una torre de enfriamiento (CT) y con una bomba se re-circula.

5.5 REQUERIMIENTOS DE INSTALACION

Las plantas montados sobre patines en forma compacta, requieren para su instalacion como mínimo lo siguiente:

- (a) Preparar un claro, una base de concreto a nivel de dimensiones y resistencia apropiado;
- (b) La base de concreto incluirá pestañas para el montaje y espacio para la instalación vertical de la bomba;
- (c) Bridas estándar para las conecciones del recurso caliente por medio de tuberías aisladas técnicamente así como válvulas de control automático;
- (d) Bridas estándar para las conecciones del agua fría por medio de tuberías desde el recurso de agua fría, una bomba, válvulas de cierre, interruptores de flujo e instrumentos de control;
- (e) Conecciones eléctricas con conductores de múltiples alambres para unir a la caja montado en el patín de la planta, a la cabina de control y con cables de alta potencia de la cabina del generador para la red.

CAPITULO VI

USO DE LOS RESERVORIOS DE HIDROCARBUROS
COMO RESERVORIOS GEOTERMALES

En los capítulos anteriores, se vio que los reservorios de hidrocarburos pueden clasificarse dentro de los reservorios geotermales de baja a intermedia temperatura (dependiendo de la profundidad del reservorio) y que pueden proveer recurso termal para distintos usos, particularmente en la obtención de energía eléctrica a través de un sistema binario geotermal.

En el presente capítulo, se presentará algunas alternativas que permitan usar los pozos de petróleo abandonados para obtener energía geotermal de los reservorios de hidrocarburos de la selva peruana para obtener energía eléctrica por el sistema indicado.

6.1.- PORQUE DEBEN UTILIZARSE COMO RESERVORIOS GEOTERMALES

En primer lugar la necesidad prioritaria de disponer de energía eléctrica en la selva peruana, para explotar el gran potencial de recursos naturales que aún encierra la selva.

En segundo lugar por que se ha visto que los reservorios de hidrocarburos son reservorio geotermales gigantes con fuerte influjo de agua. Por otro lado se sabe que existen mas de 400 pozos exploratorios abandonados (regados en distintos puntos de la selva), los que podrían condicionarse para este propósito. Además, en un futuro cercano campos de actual extracción de petróleo serán abandonados incluido las distintas infraestructuras construidas para la explotación del petróleo (viviendas, carreteras, helipuertos, aeropuertos, sistema de comunicación, etc); estos campos pueden revertirse para desarrollo ganadero, agrícola, industrial etc. reutilizando las infraestructuras y los pozos de petróleo.

Si tenemos presente las condiciones geográficas difíciles de la selva, sería casi imposible trasladar por cables electricidad a las distintas ciudades, por que plantas trepadoras cubrirían postes y cables en corto tiempo, requiriendo mantenimiento a lo largo de las grandes distancias, si agregamos a esto las dificultades o la imposibilidad de instalar postes en los bordes de los ríos por ser amplios (varios Km Fig. 6.1) y son suelos inestables, hace mas atractivo aun el desarrollo de la producción de electricidad localizada por el sistema propuesto.



Fig. 6.1 Meandros y suelos inestables en los rios de la selva.

Refuerza esta tesis el hecho de haber detectado en superficie temperaturas de 106 °C en algunos pozos (ver tabla 6.1), temperatura que se encuentra dentro del rango requerido por las fabricantes de centrales modulares de sistema binario.

MONITOREO DE CORROSION EN POZO 12XC
 FECHA DE INICIO: Noviembre 24 1991
 PRESION EN CABEZA DE POZO: 223 psi
 FLUJO DE ACEITE: 602 BOPD
 FLUJO TOTAL: 3220 BFPD

LECTURAS DEL PAIR METER
 FLUJO DE AGUA: 1 gpm

HORA	TIEMPO	CELDA N°1	CELDA N°3	PRES. SEPAR	PRES. SST	TEMP SST
	horas	mpy	mpy	psi	psi	°F
08:30	0.5	27.8	32.0	195	191	222
09:00	1.0	26.0	31.0	196	191	222
10:00	2.0	26.0	33.0	198	192	222
11:00	3.0	28.0	35.0	200	192	222
12:00	4.0	30.0	38.0	198	191	222
13:00	5.0	34.5	42.0	200	191	222
15:00	7.0	39.0	45.0	198	191	222
17:00	9.0	42.0	47.0	197	191	222
19:00	11.0	43.0	51.0	197	191	222
21:00	13.0	43.0	51.0	196	190	222
05:00	21.0	41.0	55.0	195	190	222
09:00	25.0	41.0	60.0	198	192	222
11:00	27.0	41.0	62.0	195	188	222
18:00	34.0	41.0	68.0	195	190	222

Tabla 6.1 Temperatura registrada en superficie, 106 °C

6.2.- ALTERNATIVAS DE UTILIZACION

Para enfocar las alternativas, se dividirán los reservorios como sigue:

- a.- Reservorio sin hidrocarburos.
- b.- Reservorio con hidrocarburos comercialmente no explotable.
- c.- Reservorio en explotación.

Lo anterior permite diferenciar la condición del pozo en que se encuentra, por que será necesario reacondicionarlos de acuerdo al estado en que se encuentran; en el primer y segundo

caso, posiblemente algunos pozos se abandonaron con forros de producción, otros sin forros; en el tercero todos con forros de producción pero en distintas circunstancias, situación que se tendrá presente para reacondicionar el pozo.

A lo anterior, deberá agregarse la forma de utilizar el recurso termal, el cual se plantea en dos formas:

- i.- Extrayendo el recurso termal a superficie.
- ii.- Instalando el intercambiador de calor al fondo del pozo.

En el primero caso cuando existe un solo pozo y cuando el reservorio contenga algo de hidrocarburo que puede extraerse juntamente con el agua de formación. El segundo, es el ideal, requiere utilizar tuberías no conductores de calor (fibra de vidrio) en el pozo.

Cada alternativa requiere de análisis cuidadoso para superar los problemas de corrosión y efectos ecológicos. Deberá tenerse presente el número de pozos existentes para diseñar el tamaño de la planta.

6.3.- MINICENTRALES CON INTERCAMBIADOR DE CALOR EN SUPERFICIE

El recurso termal se extraerá con bombas electrosumergibles, para el arranque se dispondrá de un generador eléctrico el cual se utilizará las veces que se efectuó mantenimiento de la planta. Un cierto % de la energía eléctrica de la central se dispondrá en la extracción del recurso termal para la bomba. La fig. 6.2, muestra un diagrama de éste sistema.

Las desventajas de este sistema son: se utiliza parte de la energía producida para la bomba, problemas de corrosión y restricciones en la disposición del agua de formación por razones ecológicas.

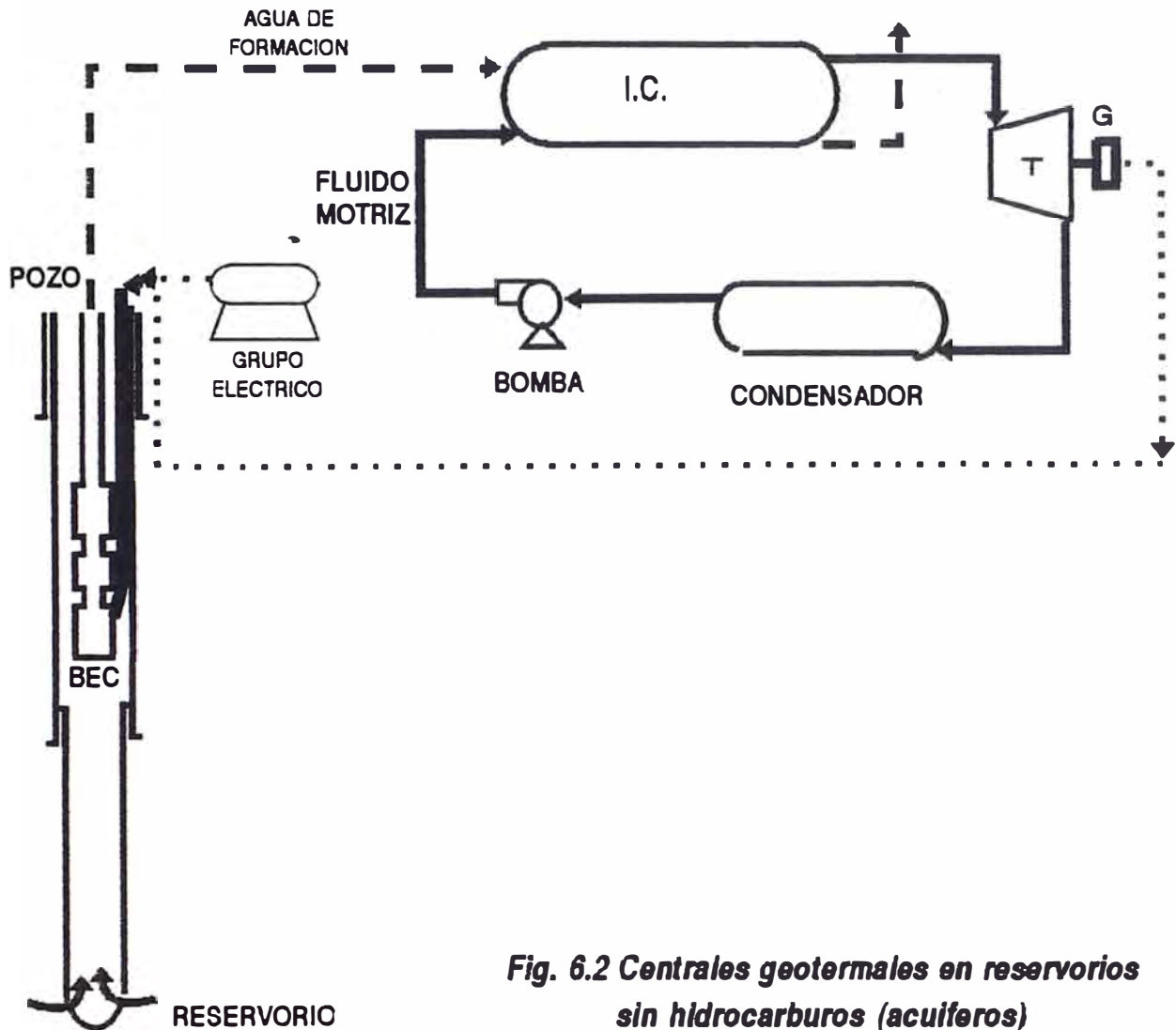


Fig. 6.2 Centrales geotermiales en reservorios sin hidrocarburos (acuiferos)

En reservorios que contengan algo de hidrocarburo, se extraerías el agua de formación y aprovechar en conjunto extraer el petróleo. Una parte del petróleo utilizar como combustible para mejorar las condiciones del fluido de trabajo, la otra parte almacenar para comercializar; obviamente el agua de formación para utilizar en una central de sistema binario. La fig. 6.3 muestra el esquema cuando el reservorio tenga algo de hidrocarburo.

En este caso, hay la posibilidad de disponer de otros pozos para reinyectar el agua de formación.

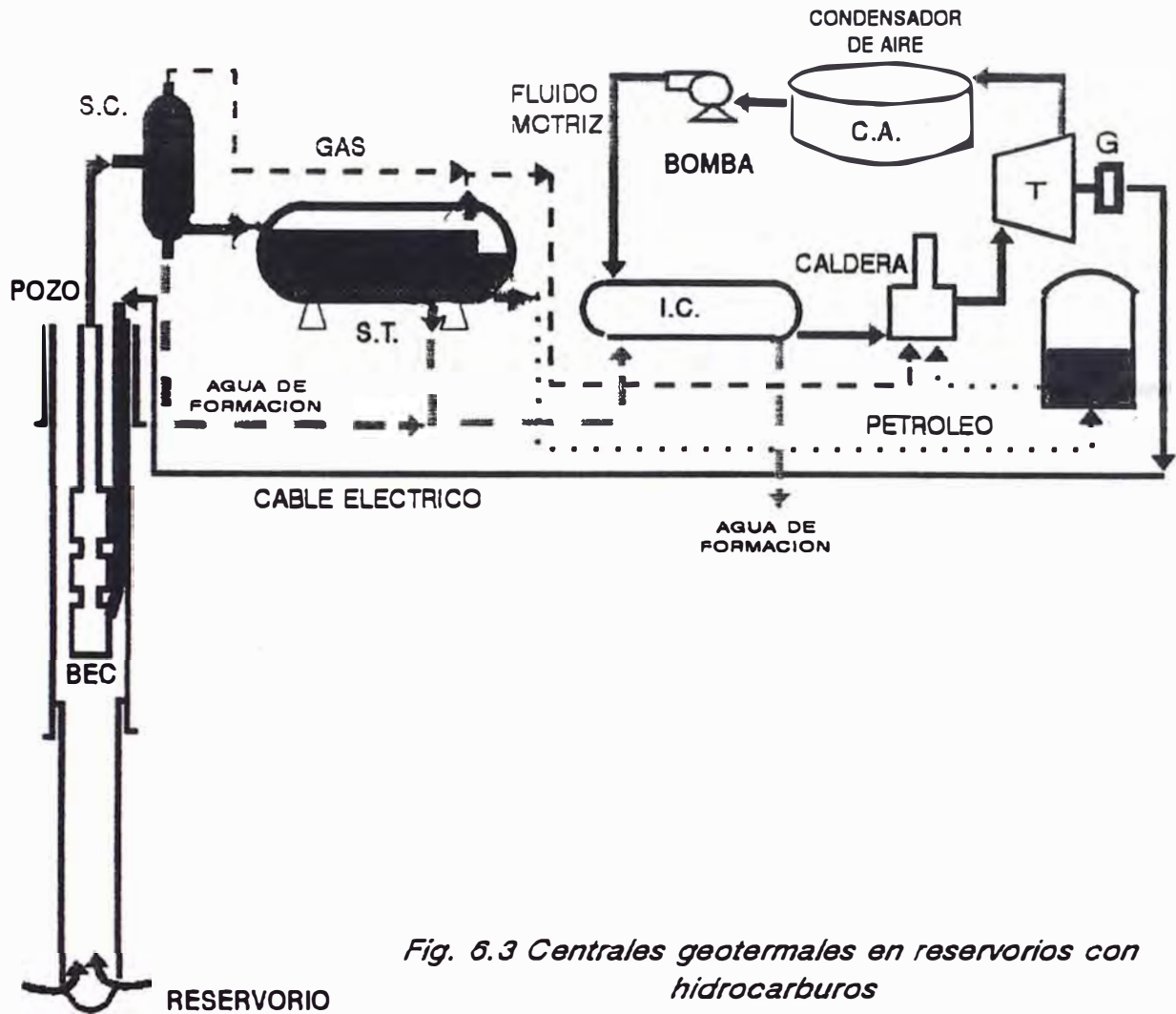


Fig. 6.3 Centrales geotermiales en reservorios con hidrocarburos

6.4.- CENTRAL CON INTERCAMBIADOR DE CALOR EN EL FONDO DEL POZO

Se utilizaría en reservorios que no contengan hidrocarburos, requiere tuberías aisladas (fibra de vidrio, polietileno, etc) para evitar transferencia de calor del fluido de trabajo entre el estado líquido y gaseoso, es necesario disponer de mayor volumen de fluido motriz.

Las importantes ventajas en este sistema son: no requiere generadores eléctricos, no hay extracción de agua de formación y por la tubería que se emplea puede minimizarse los problemas de corrosión, la fig. 6.4 muestra un esquema de este sistema.

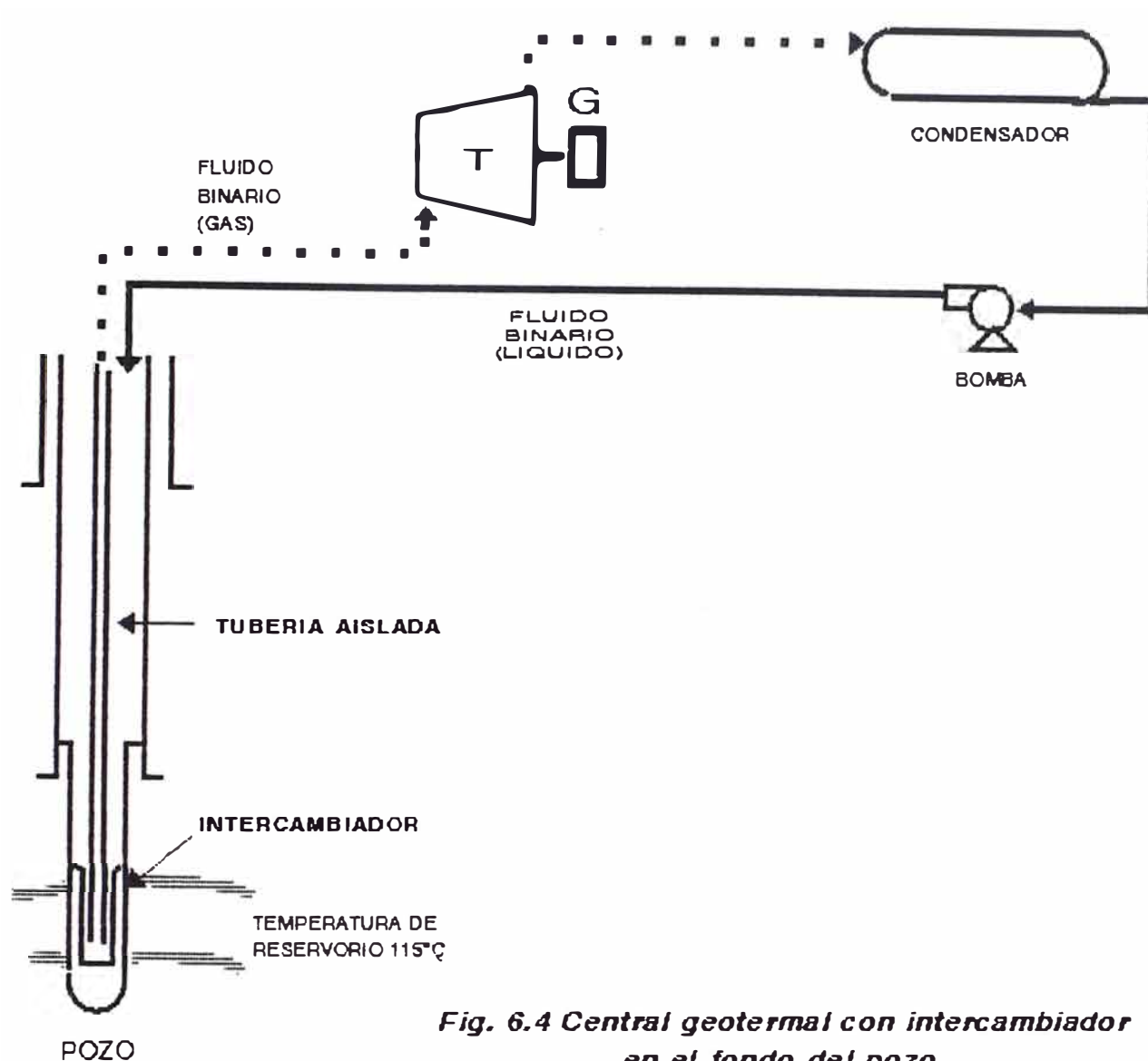


Fig. 6.4 Central geotermal con intercambiador en el fondo del pozo.

6.5.- ALTERNATIVAS EN CAMPOS DE PRODUCCION DE PETROLEO

Podrían señalarse dos: utilizar todo el volumen de agua producido juntamente con el petróleo y separado en las baterías, instalando la central cerca a la batería. Tiene la ventaja de disponer de suficiente volumen de agua termal pero de temperatura menor (la promedio); lo otro es instalar centrales modulares cerca a las plataformas, recolectar el fluido de los pozos de dos o mas plataformas cercanas, separar

el agua de formación para precalentar el fluido motriz y utilizar uno o mas pozos abandonados para extraer solamente agua de formación que saldrá a mayor temperatura que permite mejorar las condiciones para completar la gasificación del fluido de trabajo. Tiene la ventaja de disponer de mayor temperatura para el sistema (Fig. 6.5).

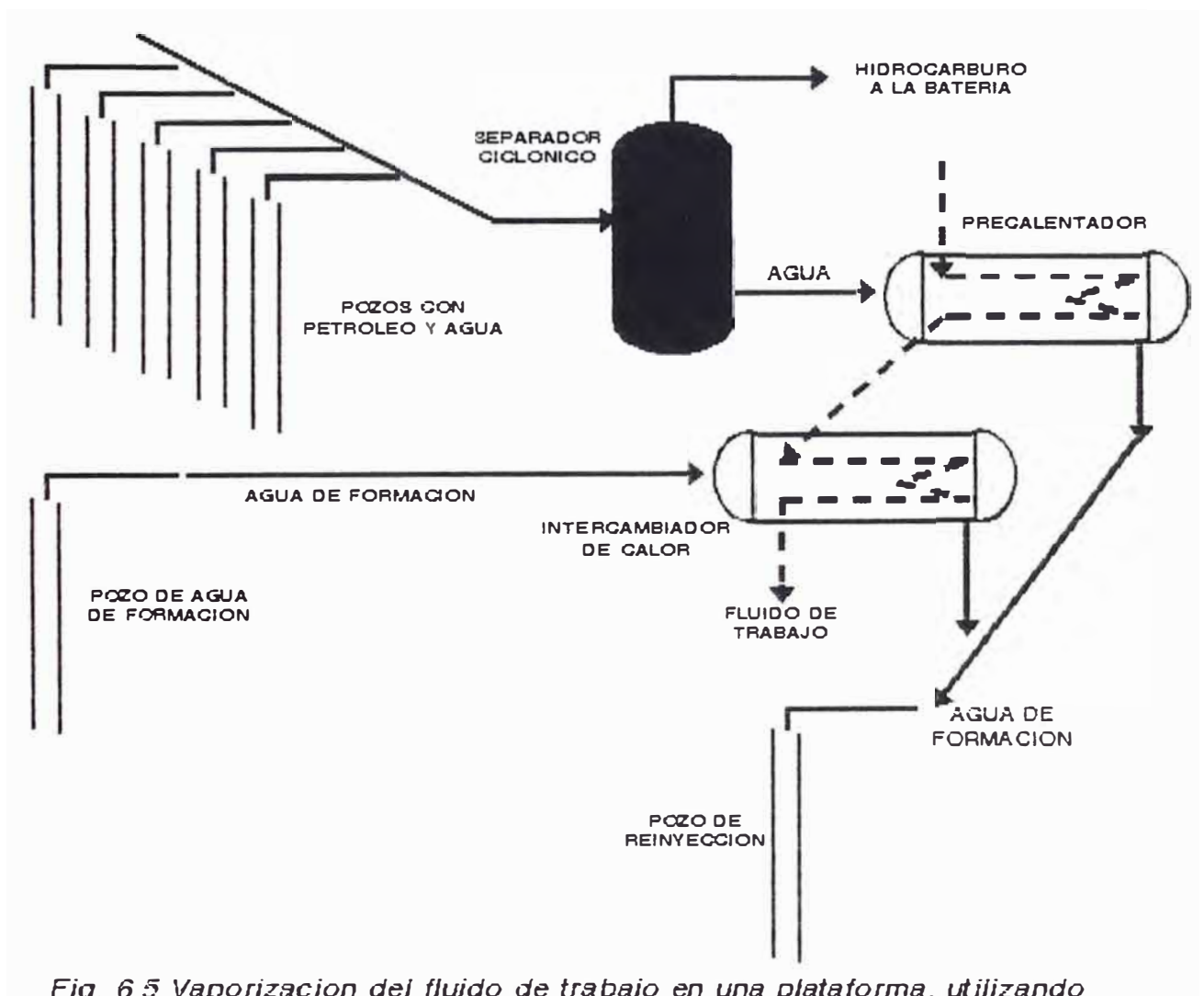


Fig. 6.5 Vaporización del fluido de trabajo en una plataforma, utilizando pozo abandonado para extraer agua de formación

CAPITULO VII

OBTENCION DE ENERGIA NO CONVENCIONAL
DE RESERVORIOS DE GAS

En los capítulos anteriores, se ha visto que se utiliza el agua de formación de los reservorios de hidrocarburos como recurso termal para gasificar un fluido motriz orgánico y mover una turbina con el gas a cambio de perder presión y temperatura.

En los pozos de gas, se encuentran en superficie altas presiones (más de 1000 psi.-reservorios de gas de Aguaytia y Camisea). Esta presión puede utilizarse para mover una turbina (previa separación de los líquidos) basado también en el ciclo de Ranquine. De este modo optimizar la energía del reservorio, produciendo electricidad aprovechando la presión diferencial del gas (diferencia entre la presión de ingreso y salida de la turbina), en ves de perder presión en estranguladores.

Los volúmenes de gas y la presión son suficientes para construir centrales de variós MW.

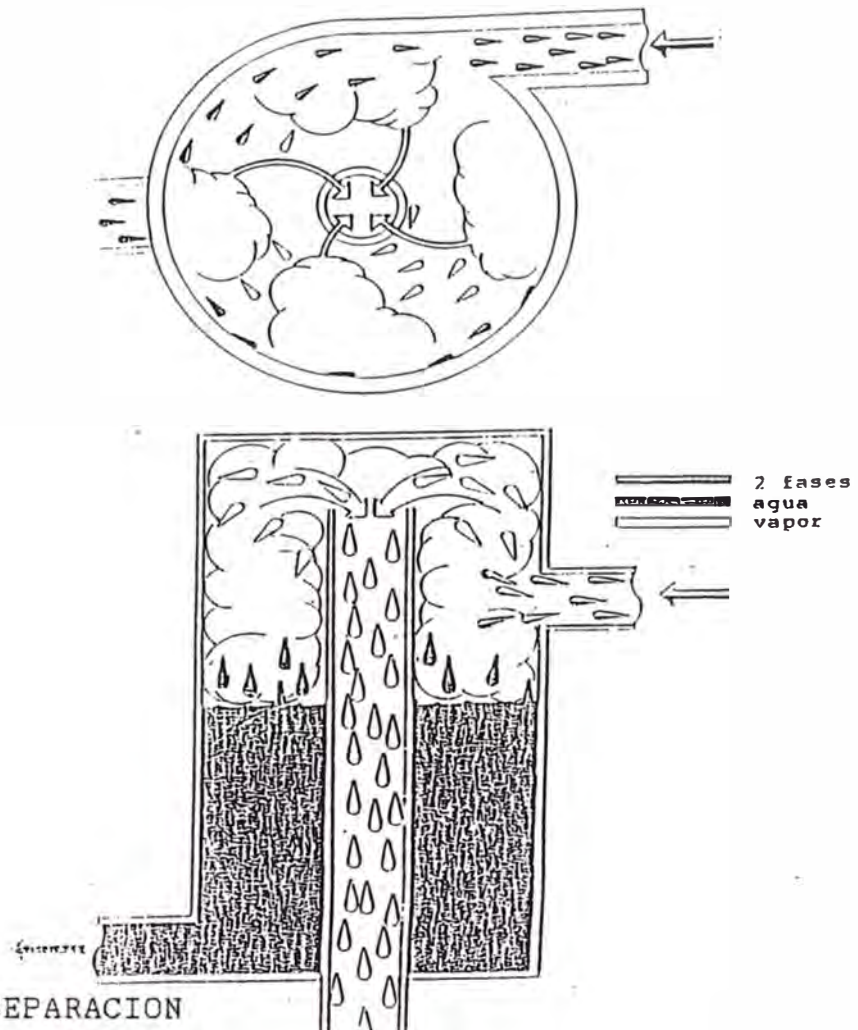
Los fluidos procedentes del reservorio (condensados y gas con mayor porcentaje de metano) se separaran utilizando separadores ciclonicos.

7.1.- SEPARADORES CICLONICOS

Son recipientes cilíndricos instalados verticalmente, se caracterizan por tener un ingreso tangencial, separaran grandes volúmenes de liquido-vapor con una eficiencia alta de separación en recipientes relativamente pequeños, Fig. 7.1.

En este caso, estos separadores deberán soportar las presiones de cabeza de los pozos, sus dimensiones menores facilitan su construcción.

Fig. 7.1 SEPARADOR CICLONICO AGUA-VAPOR



7.2.- PROCESO DE SEPARACION

Los fluidos del pozo ingresaran a los separadores ciclónicos, la presión de separación se fijara de acuerdo a los requerimientos de operación y/o condiciones del condensado y gas.

Como la presión del pozo en superficie es alta, deberá evaluarse en los distintos puntos del sistema la presión de utilización para aprovechar al máximo esta presión.

El condensado, dependiendo de su presión se derivara a los recipientes apropiadas, el gas a la turbina. La Fig. 7.2. nos muestra un esquema de separación.

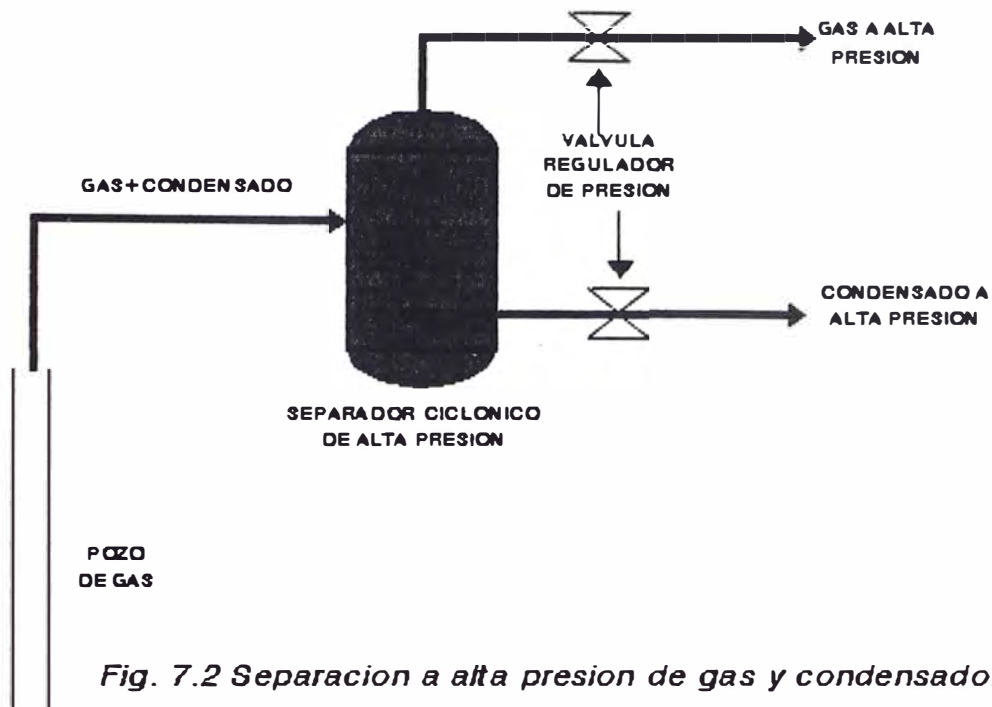


Fig. 7.2 Separacion a alta presion de gas y condensado.

7.3.- SISTEMA DE FLUJO DEL CONDENSADO.

Separado el condensado, relativamente a alta presión y temperatura, será necesario llevarlo a condiciones de manipuleo, por lo tanto disminuir la presión y temperatura mediante separación rápida (flash), el gas se derivaría a la línea de baja presión, el condensado a los recipientes de almacenaje.

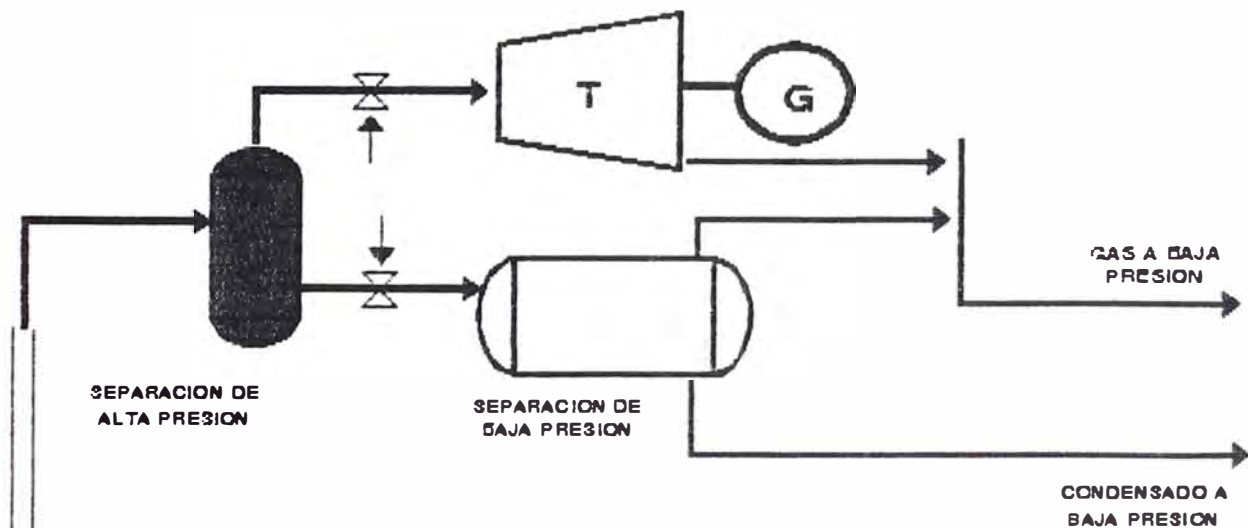


Fig. 7.3 Proceso de operacion de la central utilizando la presion del pozo de gas y separacion de los fluidos hasta su manipuleo

7.4.- SISTEMA DE OPERACION

Separado los fluidos, el gas se derivará a la turbina, se dispondrá de una mezcla de gases, se cuidara que el componente del gas mas pesado no presente gotas líquidas en la última etapa de los álabes de la turbina, mediante el control de la presión y temperatura para evitar erosión del álabe.

La presión después de la turbina, debe ser la necesaria para manipular mas adelante el gas. La fig. 7.3 nos muestra el esquema de operación.

RECOMENDACIONES

1.- Desarrollar tecnologías que permitan optimizar el uso de la energía en los reservorios de hidrocarburos (como las propuestas en éste trabajo), para lo cual preparar personal en las universidades y las empresas petroleras amplien su visión de futuro para utilizar estos recursos.

2.- Como un primer paso, el gobierno a través de los organismos competentes deben dictar normas que regulen el aprovechamiento de éstos recursos energéticos.

3.- Formar grupos de trabajo, a nivel de empresa o gobierno, para construir plantas pilotos (central eléctrica geotermal en selva y aprovechar la diferencia de presión en reservorios de gas).

4.- Los Gobiernos Regionales de Selva, planifiquen el aprovechamiento de estos recursos, particularmente en los pueblos en desarrollo a las áreas de actual producción de petróleo (Trompeteros-Petroperu y Andoas-OXY). Estos pueblos cuando las empresas abandonen los campos al alcanzar el límite económico de producción, pueden convertirse en pueblos fantasmas, mientras que si se les proporciona electricidad mediante un sistema binario geotermal utilizando los pozos que tambien seran abandonados, revertirían estos campos para un desarrollo ganadero, agrícola e industrial, aprovechando los recursos construidos por las compañías tales como carreteras, edificaciones, aeropuertos, comunicación, etc. Por otro lado existen mas de 400 pozos exploratorios abandonados regados a lo largo y ancho de la selva, alguno de estos pozos cercanos a los pueblos tambien deben aprovecharse.

CONCLUSIONES

1.- Los reservorios de hidrocarburos son también geotermales, puede clasificarse de baja a media temperatura, dependiendo de la profundidad del reservorio.

2.- La energía en los reservorios de hidrocarburos pueden aprovecharse como energía no convencional: los acuíferos para energía geotermal (de amplia utilización, particularmente en selva para obtener electricidad mediante un sistema binario); los gasíferos la diferencia de presión (la presión alta en superficie vs la menor presión de manipuleo-por ejemplo para mover una turbina).

3.- La generación de energía eléctrica mediante un sistema binario geotermal de los reservorios de selva, permitirá el desarrollo en ganadería, agricultura, industrias, u otros ingentes recursos por explotar que aún encierra la selva, a falta de energía eléctrica.

4.- Los módulos de centrales eléctricas geotermales (sin consumo de combustible), pueden remplazar los grupos de generación eléctrica (consumen diesel) en los campos de extracción de petróleo (los módulos operan silenciosamente, tienen periodos amplios de mantenimiento, si el agua de formación se reinyecta-el impacto ambiental es cero).

5.- Los pozos exploratorios abandonados en selva pueden aprovecharse para obtener energía geotermal.

6.- Crear grupos de trabajo que permitan concretar proyectos para utilizar el recurso geotermal de los reservorios de la selva (prioritariamente en la generación de electricidad) y en los reservorios de gas para aprovechar las altas presiones en cabeza de pozo (centrales eléctricas movidas por turbinas basadas en el ciclo de Rankine).

7.- Incluir en la currícula de la Facultad de Petróleo y Petroquímica cursos relacionados a los temas expuestos en este trabajo, tal que el profesional de ambas especialidades estén preparados para desarrollar trabajos correspondientes a lo planteado (explorar, perforar y producir recurso geotermal para los petroleros y para los petroquímicos diseñar fluidos de trabajo, para generar electricidad mediante sistemas binarios geotermales, etc).

BIBLIOGRAFIA

- 1.- DiPippo Ronald, 1980. GEOTHERMAL ENERGY AS A SOURCE OF ELECTRICITY. U.S. Dept. of Energy.
- 2.- Freeston D.H. 1991. GEOTHERMAL SYSTEMS AND TECHNOLOGY. Geothermal Institute. University of Auckland N.Z. Manual.
- 3.- Freeston D.H. 1991. GEOTHERMAL PRODUCTION TECHNOLOGY. Geothermal Institute. University of Auckland N.Z. Manual.
- 4.- Kestin J. 1980 SOURCE BOOK ON THE PRODUCTION OF ELECTRICITY FROM GEOTHERMAL RESOURCE. U.S. Dept. of Energy.
- 5.- Pery R.H., Green D. 1987 PERRY'S CHEMICAL ENGINEERING HANBOOK. Sixth Edition.
- 6.- Michael J. O'Sullivan and McKibbin R. 1989. GEOTHERMAL RESERVOIR ENGINEERING. Geothermal Institute. University of Auckland N.Z. Manual.
- 7.- Katz. HANBOOK OF NATURAL GAS ENGINEERING.
- 8.- Hudson R. 1988. TECHNICAL AND ECONOMIC OVERVIEW OF BINARY CYCLE. Geothermal Energy N.Z.
- 9.- Bronicki L. ELECTRICAL POWER FROM MODERATED TEMPERATURE GEOTHERMAL RESOURCE WITH MODULAR MINI-POWER PLANTS. Ormat system Inc. U.S.A.
- 10.- Melgar L.H. 1993 DISEÑO DE SEPARADOR CICLÓNICO DE SEPARACIÓN PRIMARIA AGUA-PETROLEO-GAS. Ingepet 93. Lima.
- 11.- Ugo Facchini. 1988. LOW TEMPERATURE GEOTHERMAL ENGINES AND EXPERIMENTAL WORK UNDER THE CNR GEOTHERMAL PROJECT (ITALY). Istituto di Fisica Generale Applicata. Università di Milano. Italia.