



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“CONCEPTOS DE GEOTERMIA PARA
INGENIEROS PETROLEROS”**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO**

PRESENTAN:

**CALZADA OLIVARES ROGELIO
OLIVARES GARCÉS JUAN CARLOS**

DIRECTOR DE TESIS:

ING. ISRAEL CASTRO HERRERA



**MÉXICO, DF, CIUDAD
UNIVERSITARIA**

25/Septiembre/ 2015



Calzada Olivares Rogelio

AGRADECIMIENTOS

*Odie cada uno de mis entrenamientos pero dije "NO TE RINDAS SUFRE AHORA"
y vive toda tu vida como un campeón.*

Mohamed Ali.

A mi padre Jesucristo por darme la oportunidad de llegar a la meta.

A la gloriosa UNAM por hacerme una persona competitiva. Por mi raza hablara el espíritu.

A la facultad de ingeniería por abrirme sus puertas y permitirme ser parte de ella.
ORGULLOSAMENTE UNAM.

A mi madre: Leonor Olivares Gervacio. Esto es para uno de mis más grandes tesoros que tengo en la vida a la mujer que me dio la vida, gracias por confiar en mí, gracias por compartir triunfos, tristezas, alegrías por mantenerme en oración, Este triunfo es para ti, gracias por todo. No sería nada sin ti. TE AMO MAMÁ.

A mi padre: Rogelio Calzada Jiménez. Es un ser extraordinario al cual le debo una infinidad de cosas, gracias por confiar en mí, gracias por ser mi amigo, estoy orgulloso de tener un papa como tú, eres el mejor papa del mundo y este triunfo es tuyo. TE AMO PAPÁ

A mi hermano: Angel Calzada Olivares Carnal. Solo quiero que sepas que eres la neta del planeta, y te agradezco por estar conmigo tu eres mi mejor amigo, mí confidente, gracias por tu apoyo en esta etapa de mi vida. Este triunfo es tuyo y eres muy importante en mi vida nunca lo olvides. TE AMO CARNAL.

A mi hermano: Rodrigo Calzada Olivares **(t)**. Gracias por ser mi ángel y cuidar de mi desde donde estas comparto mi alegría contigo y sé que tú también estas contento. TE AMO (motas)

Salgado Rivera Abigail: Agradezco tu apoyo en esta etapa de mi vida, agradezco tus ánimos que me das, gracias por entenderme y estar conmigo cuando lo necesito este es un triunfo y una alegría lo comparto contigo. TE AMO ABY.

Israel Castro Herrera: Se dice que los amigos se cuentan con los dedos de las manos y más que mi profesor es mi amigo solo le doy gracias a dios por ponerme una persona tan maravillosa como usted durante mi formación y en mi vida, ING: Israel Castro Herrera DIOS LO BENDIGA.



Juan Carlos Olivares Garcés: Amigo gracias por permitirme hacer esto juntos, mis mejores deseos para ti, gracias por tu valiosa amistad, gracias por ser mi amigo Dios te bendiga.

A mi abuelo: Nicolás Calzada Padilla aunque ya no me vio sé que está orgulloso de mi.

A mis abuelitas por su apoyo incondicional: Honoria Jiménez Flores, Eloísa Gervacio Galindo.

A mis tíos por darme ánimos Gustavo Calzada Jiménez, Anabel Morelos Osorno,

A mi madrina por darme ánimos: Teresa Olivares Gervacio.

A mis amigos de la facultad de ingeniería con los que compartí muchas alegrías: El chucho (hulk), Hugo Sandoval (paco), Cristian Asaf, Slim, Erick Santamaría, Héctor Gonzales (ñero), Oscar (minero), Gallegos, Alberto Alvarado, Rodolfo (gody), Carlos Ortega, Ulises Ramirez.

A mis amigos de años: Alejandro Caldiño Reza, Cesar Rivas Patiño (cachorro) por hecharme porras siempre.

A mis profesores: Ing. Rosalba Rodríguez Chávez, Ing. Gregorio Pérez Miguel, M.C. José Raziel Demian Hinojosa.



Agradecimientos Juan Carlos Olivares Garcés

Le doy gracias a Dios por permitirme cumplir este sueño.

A las tres personas más importantes en mi vida, con todo mi cariño, amor y respeto, ya que hicieron todo lo posible y hasta lo imposible para que pudiera lograr todos mis sueños.....mis padres Carlos Olivares Flores y Martha Garcés Garcés, así como también a mi hermana Alejandra Olivares Garcés. ¡Los AMO.....muchas gracias por todo! Este logro es para ustedes.

De igual forma doy gracias a las familias Olivares y Garcés, quienes me han apoyado a lo largo de mi vida y han estado a mi lado en las buenas y en las malas. De todo corazón muchas gracias.

Al Ingeniero Israel Castro Herrera por la paciencia y dedicación que tuvo al dirigir este trabajo.



A mi amigo Rogelio Palzada Olivares por permitirme trabajar a su lado y concluir de forma satisfactoria este trabajo.

De igual forma a mis amigos de la carrera, con quienes pase agradables y desagradables momentos, pero que a pesar de todo siempre me apoyaron. En especial a Adalberto Morquecho, Chucho Hulk, Miguel Gallegos, Slim, Deni Vázquez, Gabby López, Luz, Diego y Beto.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, mi alma mater y la Facultad de Ingeniería por permitirme forjar lo que ahora soy.

"Por mi raza hablara el espíritu"



Índice

Objetivo.	10
Abstract.	11
Resumen.	12
Introducción.	13
Capítulo 1. Generalidades de la geotermia.	15
1.1 Antecedentes históricos	15
1.2 Geotermia	19
1.3 ¿Qué es energía geotérmica?	19
1.4 Panorama de la geotermia en el mundo	19
1.4.1 Potencias de la geotermia a nivel mundial	20
1.5 Recursos geotérmicos en México	29
1.5.1 Principales campos geotérmicos de México	29
1.6 Clasificación de reservas	34
1.6.1 Clasificación de McKelvey	35
1.6.2 Definición de recurso y reserva	35
1.6.3 Definiciones del diagrama de McKelvey	36
1.7 Unidades de medida y definiciones importantes	39
1.7.1 Unidades de medida	39
1.7.2 Definiciones importantes	40
Capítulo 2. Ecuaciones de transporte de masa y de energía.	53
2.1 Ecuación de conservación de masa	54
2.2 Ecuación de cantidad de movimiento	55
2.3 Ecuación de conservación de la energía	55
2.4 Propiedades del agua y del vapor	56
2.4.1 Temperatura de saturación del agua	58
2.4.2 Calor específico del agua y del vapor	59
2.4.3 Calor sensible del agua	60
2.4.4 Calor latente de vaporización	61
2.4.5 Calor total o entalpía del vapor seco y saturado	61
2.4.6 Calidad del vapor y vapor húmedo	62
2.4.7 Vapor sobrecalentado	63
2.4.8 Entalpía disponible	63
2.4.9 Densidad del vapor	64
2.4.10 Vapor vacío.	64
Capítulo 3. Clasificación de yacimientos geotérmicos y tipos de sistemas	65
3.1 Yacimientos geotérmicos	65
3.1.1 Yacimientos de muy baja temperatura	66



3.1.2 Yacimientos de temperatura baja	68
3.1.3 Yacimientos de temperatura media	69
3.1.4 Yacimientos de temperatura alta	70
3.1.4.1 La litósfera	70
3.1.4.2 Dorsales centro-oceánicos	72
3.1.4.3 Áreas de choque de placas	72
3.2 Clasificaciones de los sistemas geotérmicos	75
3.2.1 Sistemas Hidrotermales	75
3.2.2 Sistemas de Roca Seca Caliente	76
3.2.3 Sistemas Geopresurizados	76
3.2.4 Sistemas Marinos	76
3.2.5 Sistemas Magmáticos.	77
3.3 Tipos de yacimientos dentro de los sistemas hidrotermales	77
3.3.1 Yacimientos dominados por líquido:	77
3.3.2 Yacimientos dominados por líquido con capa de vapor:	80
3.3.3 Yacimientos dominados por vapor:	82
3.3.4 Yacimientos de Baja permeabilidad (dominados por roca)	84
3.4 Parámetros de los yacimientos geotérmicos	86
3.4.1 Volumen y porosidad	86
3.4.2 Densidad y volumen específico	87
3.4.3 Saturación y calidad	88
3.4.4 Presión, temperatura y entalpía	88
3.4.5 Transmisividad	89
3.4.6 Permeabilidades relativas	90
3.5 Almacenaje	93
3.5.1 Almacenaje en yacimientos dominados por líquido.	93
3.5.2 Almacenaje en yacimientos dominados por líquido con capa de vapor.	99
3.5.3 Almacenaje en yacimientos bifásicos	101
3.5.4 Análisis de los resultados obtenidos en los ejemplos	105
Capítulo 4. Perforación de pozos geotérmicos.	108
4.1 Clasificación de pozos geotérmicos.	108
4.2 Perforación de pozos geotérmicos exploratorios.	108
4.2.1 Reconstrucción de la secuencia estratigráfica.	109
4.2.2 Muestreo de fluido.	109
4.2.3 Medidas de temperatura.	110
4.2.4 Medidas de presión.	110
4.3 Perforación de pozos geotérmicos de explotación	111
4.4 Equipos de perforación. (Figura 44)	112
4.4.1 Sistema de izaje	112
4.4.2 Sistema de Circulación del fluido de Perforación	113
4.4.3 Sistema de rotación.	114



4.4.4 Sistema top drive.	116
4.4.5 Sistema de control de brotes.	117
4.4.6 Sistema de monitoreo	118
4.5 Personal de perforación en un pozo geotérmico.	120
4.5.1 Coordinador o Superintendente.	120
4.5.2 Ingeniero químico	121
4.5.3 Perforador.	121
4.5.4 Auxiliar de perforador o cabo.	122
4.5.5 Cuñero o malacatero	123
4.5.6 Chango.	124
4.5.7 Ayudante de trabajos de piso.	124
4.6 Herramientas usadas durante la perforación de un pozo geotérmico.	125
4.6.1 Barrenas PDC.	125
4.6.2 Barrenas (<i>bits</i>).	126
4.6.3 Barrenas tricónicas	126
4.6.4 Barrenas nucleadoras.	127
4.6.5 Tubería de perforación (<i>drill pipe</i>).	128
4.6.6 Portabarrenas (<i>bit sub</i>)	129
4.6.7 Estabilizadores (<i>Stabilizers</i>)	130
4.6.8 Rimadores (<i>Reamers</i>).	130
4.6.9 Martillos para perforación por percusión (<i>Impax Hammer Bit System</i>)	131
4.6.10 Lastrabarrenas (<i>Drill Collar</i>)	132
4.6.11 Amortiguadores (<i>Shock sub</i>)	133
4.6.12 Martillos (<i>Jars</i>)	133
4.7 Fluidos de perforación para pozos geotérmicos	134
4.7.1 Viscosidad.	135
4.7.2 Densidad.	135
4.7.3 Tixotropía.	135
4.7.4 Filtrado.	136
4.7.5 Potencial de Hidrógeno (pH).	136
4.7.6 Contenido de sólidos.	136
4.7.7 Temperatura.	136
4.8 Descripción de los lodos que se usan en la industria geotérmica.	137
4.8.1 Lodos base agua.	137
4.8.2 Salmuera.	137
4.8.3 Espumas.	137
4.8.4 Lodos aireados	138
4.9 Cementación de pozos geotérmicos.	138
4.9.1 El equipo usado en la cementación:	139
4.9.2 Procesos de cementación	141
4.9.3 Tipos de cemento usados en la industria geotérmica.	144
4.9.4 Consideración para las lechadas de pozos geotérmicos.	145
Capítulo 5. Plan para la producción de pozos geotérmicos.	148
5.1 Productividad de pozos geotérmicos	148
5.1.1 Explicación de pasos para hacer producir vapor en un pozo geotérmico.	149
5.2 Diseño y realización	150
5.2.1 Cuando colocar un árbol de válvulas para la producción de vapor.	151



5.3 Ecuaciones para la producción de pozos geotérmicos.	152
5.3.1 Prueba de Producción por el método de James	152
5.3.2 Método de Presión de Labio Propuesto por G. Hiriart	153
5.3.3 Pruebas de Producción por el Método del Separador.	154
5.4 Factores adicionales que pueden afectar la producción.	154
5.5 Evolución del índice de productividad.	155
5.5.1 Ejemplos de cálculo del índice de productividad en yacimientos geotérmicos.	155
5.6 Equipos usados para la producción de pozos geotérmicos.	158
5.6.1 Silenciador:	158
5.6.2 El separador centrífugo:	159
5.6.3 Vapor-ducto: (Figura 71)	159
5.6.4 Turbina:	160
5.6.5 Separación de gases: (Figura 72)	161
5.6.6 Torre de enfriamiento: (Figura 73)	162
5.7 Agua separada. (Figura 74)	162
5.8 Tipos de Centrales de Generación	163
5.8.1 Centrales de Contrapresión (Figura 75)	164
5.8.2 Centrales de Condensación (Figura 76)	165
5.8.3 Centrales de Ciclo Binario. (Figura 77)	166
Capítulo 6. Futuro de la energía geotérmica	168
6.1 Tecnologías usadas actualmente en la generación de electricidad	168
6.2 Plantas geotermoeléctricas de vapor seco.	168
6.3 Plantas de evaporación súbita (o flasheo de vapor).	169
6.4 Plantas de ciclo binario.	170
6.5 Escenarios de la generación geotermoeléctrica	171
6.6 Escenario actual en México.	173
6.7 Usos directos de la geotermia	175
6.8 Usos directos de la energía geotérmica en México.	176
6.9 Potencial Geotérmico Disponible en México	178
6.10 Impacto ambiental	180
6.11 Tecnologías para el futuro	180
6.12 Tabla 4.- Diferencias entre la Industria Geotérmica y Petrolera.	182
Recomendaciones.	184
Conclusión.	185
Bibliografía	186



Objetivo.

No obstante de la inmensa cantidad de energía disponible en los sistemas geotérmicos mundiales, su aprovechamiento ha sido limitado y su producción representa un pequeño porcentaje comparado con las necesidades mundiales de energía.

Es por eso que en este trabajo se busca introducir a los ingenieros petroleros en el tema de la importancia de la energía geotérmica para la generación de la electricidad.



Abstract.

Geothermal exploitation is defined as “the energy derived from heat, being extracted from fluids, emerged by natural or artificial accumulation and heat processes from the subsoil”. From a thermo-dynamical point of view, the use of geothermal energy is based on temperature differences between the rock mass and groundwater and the mass of water or air at the earth’s surface. The temperature gradient between both environments allows the direct use of geothermal energy (<150°C) or its conversion into mechanical or electrical energy. Geothermal energy is extracted from the subterranean reserves by means of production wells, drilled up to a depth of 3,000 m with a bottom temperature of up to (310°C). Vapour is separated from the liquid phase to transform energy kinetic to electrical energy through turbine generators. The extracted geothermal fluid is subsequently reinjected into peripheral parts of the reservoir to maintain pressure conditions of a closed and renewable production cycle.

Three different types of power plant technologies are being used to convert reservoir fluids to electricity

- Dry steam power plants: Steam from the reservoir goes directly to a turbine.
- Flash power plants: Used for hydrothermal fluids above 180°C. High pressured reservoir fluids are vaporized rapidly (*“flash” to steam*) by being sprayed into a low pressure tank.
- Binary-cycle power plants (<180°C): The geothermal fluid yields heat to a secondary fluid (with low boiling point and high vapour pressure at low temperatures) through heat exchangers, in which this fluid is heated and vaporises; the vapour produced drives a normal axial flow turbine, is then cooled and condensed, and the cycle begins again.



Resumen.

Explotación geotérmica se define como "la energía derivada de fuentes de calor, que se extrae de los fluidos, surgido por la acumulación de calor y procesos naturales o artificiales desde el subsuelo". Desde un punto de vista termo-dinámico, el uso de la energía geotérmica se basa en las diferencias de temperatura entre la masa de roca y el agua subterránea y la masa de agua o de aire en la superficie de la Tierra. El gradiente de temperatura entre ambos entornos permite el uso directo de energía geotérmica ($<150^{\circ}\text{C}$) o su conversión en energía mecánica o eléctrica. La energía geotérmica se extrae de las reservas subterráneas por medio de pozos de producción, perforados hasta una profundidad de 3000 m con una temperatura superior de hasta 310°C . El vapor se separa de la fase líquida para transformar la energía cinética en energía eléctrica a través de generadores (turbinas). El fluido geotérmico extraído se reinyecta a continuación para mantener las condiciones de presión de un ciclo de producción cerrado y renovable.

Para convertir los fluidos del yacimiento en electricidad, se utilizan tres tipos diferentes de tecnologías de plantas de energía:

- Plantas de energía de vapor seco: El vapor del yacimiento va directamente a una turbina.
- Plantas de energía de flasheo de vapor: Se utiliza para fluidos hidrotermales por arriba de 180°C y con altas presiones del yacimiento, que se vaporizan rápidamente ("*flash*" en vapor) al ser rociados en un tanque de baja presión.
- Centrales de ciclo binario ($<180^{\circ}\text{C}$): El fluido geotérmico transfiere su energía térmica a un fluido secundario (con bajo punto de ebullición y la presión de vapor elevada a bajas temperaturas) a través de intercambiadores de calor, en el que este líquido se calienta y vaporiza; el vapor producido acciona una turbina de flujo axial normal, se enfría y se condensa, y el ciclo comienza de nuevo.



Introducción.

En el presente siglo se ha hecho más evidente, a nivel mundial, el acelerado proceso de extracción de los recursos del petróleo con efectos negativos, tanto en sus costos de producción como en el agotamiento de sus reservas (Goodstein, 2005). Dado que la generación de electricidad descansa en los combustibles fósiles, su uso ha causado un deterioro al medio ambiente debido a la emisión continua de contaminantes (gases de efecto invernadero, agotamiento de la capa de ozono estratosférico y smog debido a emisiones de gases residuales del transporte y la industria), con consecuencias muy graves al planeta Tierra y a la salud de los seres humanos (Abbasi & Abbasi, 2000). Todos estos problemas se harán más críticos en el futuro con el crecimiento de la población y la demanda creciente de energía eléctrica en el mundo.

La capacidad actual de energía instalada mundialmente es de ~15 TW y se prevé que para el 2050, los requerimientos se incrementen hasta ~30 TW (IEA, 2010). Ante este difícil escenario, el uso eficiente y racional de los recursos remanentes del petróleo, así como el uso de fuentes alternas de energía (p. ej., energías renovables) aparecen como soluciones viables, integrales y tecnológicas para atender la probable crisis energética del futuro. Entre las Energías Renovables (ER) que actualmente se desarrollan destacan las energías: hidroeléctrica, geotérmica, eólica, biomasa, solar y oceánica (Kruger, 2006; Gupta and Roy, 2007).

Dentro de este abanico de ER, la energía geotérmica o geotermia es la energía que ha mostrado una mayor madurez tecnológica con un importante apoyo al desarrollo sustentable de la humanidad, con una contribución actual a nivel mundial en la producción de electricidad del ~0.4%, lo cual en términos de la capacidad total instalada en el 2010 (~10,715 MW), equivalente a una producción total de energía ~67,246 GWh (Bertani, 2010).



La explotación de la geotermia ha sido también impulsada para efectos de mitigación de los problemas de cambio climático, efecto invernadero y el calentamiento global de la Tierra (Fridleifsson *et al.*, 2008). Se tiene documentado que la generación geotermoeléctrica actual ha permitido el ahorro de ~206.5 millones de barriles de petróleo al año, además de evitar emisiones de gases por la operación de plantas de combustóleo (~100 millones de toneladas de CO₂) y de carbón (~116 millones de toneladas de CO₂).



Capítulo 1. Generalidades de la geotermia.

1.1 Antecedentes históricos

La presencia de volcanes, fuentes termales y otros fenómenos termales debieron haber inducido a nuestros ancestros a suponer, que partes del interior de la Tierra estaban calientes; sin embargo, fue hasta un período entre los siglos XVI y XVII, cuando las primeras minas fueron escavadas a algunos cientos de metros de profundidad, que el hombre dedujo, por simple sensaciones físicas, que la temperatura de la Tierra se incrementaba con la profundidad.

Las primeras mediciones mediante termómetros fueron probablemente realizadas en 1740, en una mina cerca de Belfort, en Francia (Bullard, 1965). Hacia 1870, se utilizaron modernos métodos científicos para estudiar el régimen termal de la Tierra, pero fue hasta el siglo XX, y el descubrimiento del *calor radiogénico*, que podemos comprender plenamente tal fenómeno como un balance térmico y la historia térmica de la Tierra.

Fue entonces que en 1827 el francés Francois Larderell desarrolló un sistema, en el cual empleaba el calor de los fluidos provenientes del subsuelo en el proceso de evaporación y, con ello, mitigaba la quema de madera proveniente de los bosques aledaños; por esta causa se le considera como el fundador de la industria geotérmica.

Para 1883 en París, Francia, se inició el primer sondeo a profundidad. Se trataba de un pozo con una profundidad de 548 metros, el cual obtenía agua a una temperatura de aproximadamente 30°C proveniente de un acuífero alojado en areniscas de la cuenca de París.



Figura 1.- Primer pozo geotérmico perforado en Larderello, Italia.

En la década de los 90's, debido a las exigencias ambientales, en particular a la reducción de emisiones de CO₂ a la atmósfera, la explotación de la energía geotérmica para generar electricidad empieza a tener un gran desarrollo a nivel internacional.

Así, en 1904 en Larderello, Italia se registraron los primeros trabajos de generación de electricidad a partir del vapor geotérmico, lo cual contribuyó a que en 1913 funcionara la primera central generadora de electricidad a partir del vapor proveniente del subsuelo, el cual aproximadamente generaba 250 KW. (Figura 2).

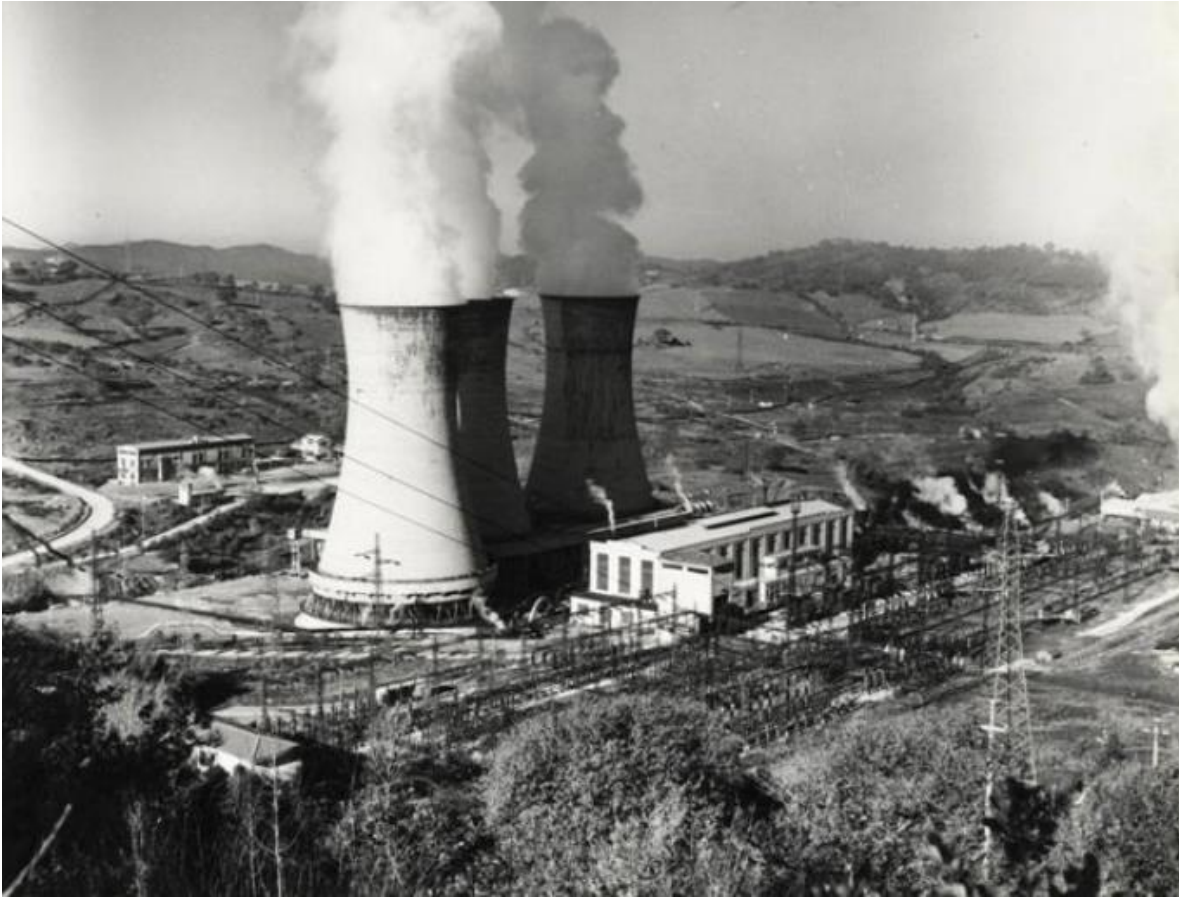


Figura 2.- Primera central generadora de electricidad a partir de la geotermia.

Actualmente en el mundo se generan alrededor de 10 GW provenientes de los diferentes campos geotérmicos alrededor del mundo, los principales generadores son Estados Unidos, Filipinas, Indonesia y México con una capacidad de 958 MW.

En la Figura 3, se puede apreciar la distribución mundial de los principales países productores de energía eléctrica de origen geotérmico en el año 2000, y en la Figura 4, aquellos otros que aprovechan la energía geotérmica para usos directos de calor, en el mismo año.



Figura 3.- Principales países productores de energía eléctrica geotérmica.
(Fuente: Site Geothermie-Perspectives de l'ADEME et du BRGM).

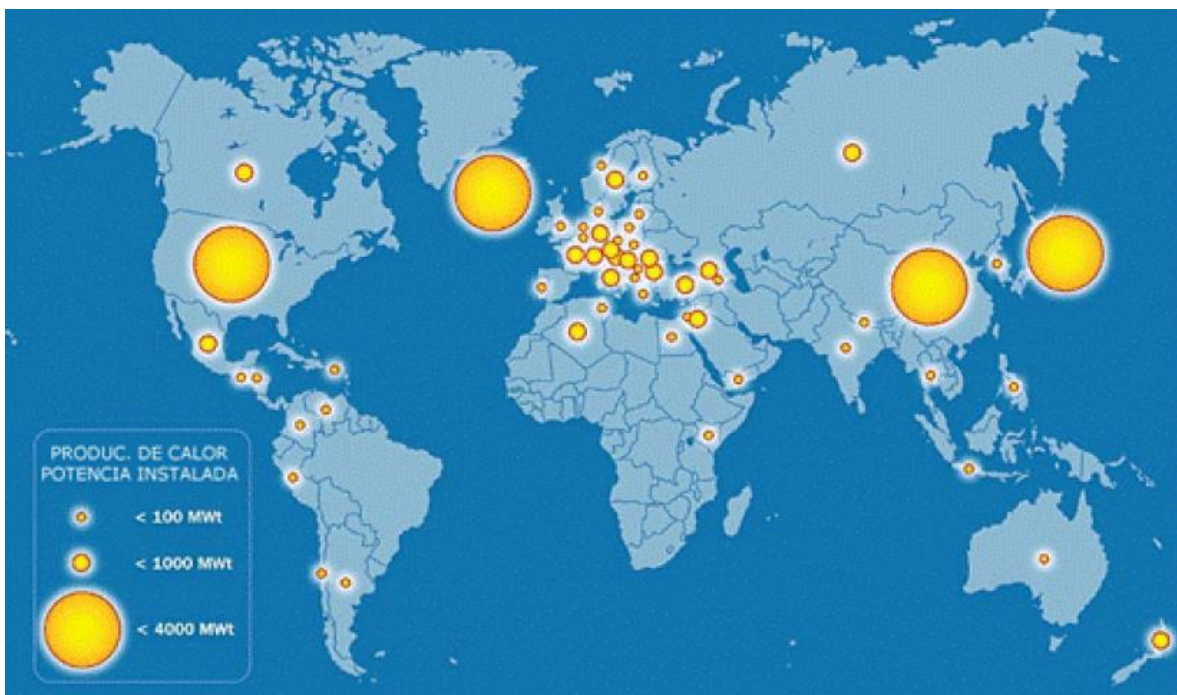


Figura 4.- Países que aprovechan la energía geotérmica en usos directos.
(Fuente: Site Geothermie-Perspectives de l'ADEME et du BRGM).



1.2 Geotermia

Geotermia es una palabra de origen griego, que deriva de *geos* que quiere decir tierra, y de *thermos* que significa calor: el calor de la Tierra. Se emplea indistintamente para designar tanto a la ciencia que estudia los fenómenos térmicos internos del planeta como al conjunto de procesos industriales que intentan explotar ese calor para producir energía eléctrica y/o calor útil al ser humano.

Dicho calor se genera por decaimientos radioactivo (U, Th, K), fricción mecánica (en la base de la litósfera), convección del manto (transporte de calor a la corteza) y cristalización de magmas básicos (calor latente o de cristalización).

Otra definición hace referencia al estudio y utilización de la energía térmica, transportada a través de la roca y/o fluidos, desplazándose desde el interior de la corteza terrestre hacia los niveles superficiales de la misma, dando origen a los sistemas geotérmicos (OLADE/BID, 1994).

1.3 ¿Qué es energía geotérmica?

La energía geotérmica, es la energía almacenada en forma de calor por debajo de la superficie sólida de la Tierra (Consejo Europeo de Energía Geotérmica, EGEC).

Es la energía calorífica proveniente del núcleo de la Tierra, que se desplaza a través del magma y que fluye por las fisuras existentes en las rocas sólidas y semisólidas del cortical de la Tierra. (Comisión Federal de Electricidad, CFE).

1.4 Panorama de la geotermia en el mundo

La energía geotérmica, una energía renovable madura, se utiliza hoy en día en 78 países, pero sólo en 10 países se tiene un rango considerable de energía geotérmica, tanto para la producción de electricidad, como en otros usos directos, que inciden en sus programas de ahorro de energía. No obstante de la inmensa cantidad de energía disponible en los sistemas geotérmicos mundiales, su



aprovechamiento en la generación de electricidad ha sido limitado ya que la capacidad total instalada a la fecha es de ~10715 MW, lo cual representa un pequeño porcentaje de las necesidades mundiales de energía (~0.4%) con una producción de ~67246 GW.

La tecnología desarrollada para su aprovechamiento, si bien ha sido completamente asimilada, se ha concentrado sólo en la explotación de los sistemas convectivos hidrotermales de alta temperatura, los cuales se encuentran presentes en forma limitada en el mundo. Estudios de prospección energética sobre el uso de estos recursos en la generación de electricidad indican que para el 2015, la capacidad instalada aumentará hasta los ~18500 MW produciendo con ello una cantidad de energía equivalente a los ~75000 GW.

Existen ya algunos proyectos de prospección y explotación de estos nuevos sistemas que prevén, que en el futuro, esto es solo característico para los 10 países primermundista de generación geotermoeléctrica que se convertirán en una pieza clave dentro del panorama energético mundial. Estas nuevas tecnologías convertirán a la geotermia en recursos energéticos ilimitados y formarán parte del portafolio energético básico de muchos países.

1.4.1 Potencias de la geotermia a nivel mundial

En el presente trabajo se describe el estado actual de desarrollo de la geotermia, así como algunas de sus tendencias tecnológicas futuras de explotación en un esquema de desarrollo sustentable. Los países que se describen a continuación son las 10 primeras potencias a nivel mundial en cantidad de megavatios:



PAIS	CAPACIDAD GEOTERMICA INSTALADA	ELECTRICIDAD GEOTERMIA GENERADA	PORCENTAGE DE LA PRODUCCION TOTAL	PORCENTAJE DE LA ACUMULADA
	MW	GWh	%	%
EEUU	2923.50	15883	26.09	26.09
FILIPINAS	1969.70	12596	20.69	46.78
INDONESIA	992	6344	10.42	57.20
MÉXICO	958	6094	10.01	67.21
ITALIA	810.5	5183	8.51	75.73
JAPON	535.2	3422	5.62	81.36
NUEVA ZELANDA	471.6	3016	4.95	86.30
ISLANDIA	421.2	2693	4.92	90.73
EL SALVADOR	20.2	1306	2.15	92.87
COSTA RICA	162.5	1039	1.71	94.78

Tabla 1.- Potencias en energía geotérmica



1.4.1.1 ESTADOS UNIDOS DE AMERICA

El Complejo Geotérmico Geysers situado a unos 121 kilómetros al norte de San Francisco, California, se compone de 18 plantas de energía que la convierten en la instalación geotérmica más grande en el mundo. El complejo cuenta con una capacidad instalada de 2923.50 MW y una capacidad de producción activa de 3093 MW. Las instalaciones en conjunto cubren un área de aproximadamente 78 km², cuya producción del campo geotérmico comenzó en 1960 y alcanzó su punto máximo en la década de 1980.

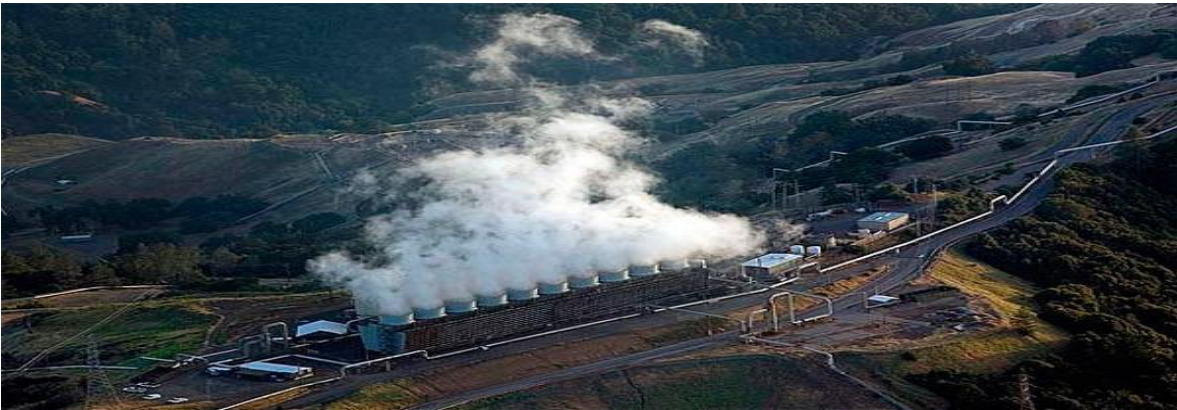


Figura 5.- Complejo geotérmico Geysers.

1.4.1.2 FILIPINAS

El Complejo Geotérmico Makban, también conocido como Plantas de Energía Makiling-Banahaw, se encuentra en los municipios de Bahía y Calauan en la provincia de Laguna y, Santo Tomás, en la provincia de Batangas. Es la segunda mayor instalación de energía geotérmica en el mundo, con una capacidad de producción de 46.78 MW.

El complejo de la energía geotérmica es propiedad de AP Renovables, una subsidiaria propiedad de Aboitiz Power. El complejo consta de seis plantas de energía que comprenden 10 unidades, incluyendo una planta binaria con cinco unidades de 3 MW y una unidad 0.73 MW. Las instalaciones, con una superficie de 700 hectáreas, inició sus operaciones en 1979, siendo Mitsubishi Heavy Industries uno de los principales proveedores de turbinas para las plantas en el complejo.



Figura 6.- Complejo geotérmico Makban ubicado en Filipinas.

1.4.1.3 INDONESIA

El Complejo Geotérmico Darajat situado en Garut, en el Distrito de Pasirwangi en Java Occidental, es la décima mayor instalación geotérmica en el mundo con una capacidad instalada de 992 MW, la cual está gestionada por Darajat GPP Amoseas Indonesia, una subsidiaria de Chevron.

Las instalaciones constan de tres plantas que proveen electricidad a las provincias de Java y Bali. Las plantas que la conforman fueron entregadas respectivamente en 1994, 2000 y 2007, compartiendo las plantas II y III instalaciones comunes, incluyendo el sistema de recolección de vapor.



Figura 7.- Complejo geotérmico Dajarat situado en Indonesia



1.1.1.4 MÉXICO:

Con 67.21 MW, la Central de Energía Geotérmica Cerro Prieto situada en el sur de Mexicali, en Baja California al norte de México, es la tercera mayor instalación geotérmica en el mundo. La planta de energía, al igual que todos los otros campos geotérmicos en México, se encuentra en propiedad y operada por la Comisión Federal de Electricidad (CFE). La central cuenta con cuatro plantas, que constan de 13 unidades. La primera planta fue puesta en servicio en 1973, mientras que la cuarta fue puesta hasta el año 2012.



Figura 8.- Central energía de Cerro Prieto.

1.4.1.5 ITALIA:

El Complejo Geotérmico Larderello, que consta de 34 plantas con una capacidad instalada de 810.5 MW, es la segunda mayor instalación de energía geotérmica del mundo. La energía producida en el campo geotérmico, situado en la Toscana, Italia Central, representa el diez por ciento de toda la energía geotérmica producida en el mundo y atiende al 26.5% de las necesidades energéticas regionales.



Enel Green Power es propietaria de las plantas de energía en el complejo que prestan servicio aproximadamente a dos millones de familias, 8700 clientes comerciales y 25 hectáreas de invernaderos. Las profundidades de las reservas en el rango del campo geotérmico son de 700 m a 4000 m bajo la superficie. La primera planta en el campo geotérmico fue encargada hace ya más de un siglo, en 1913, siendo por tanto la primera de su tipo en el mundo.



Figura 9.- Complejo geotérmico Larderello.

1.4.1.6 NUEVA ZELANDA:

En 1958 comienza la producción geotermoeléctrica en Nueva Zelanda, con el yacimiento de Wairakei, y a partir de 1973, año de la primera crisis del petróleo se produce la gran expansión en la generación de electricidad con energía geotérmica en la Nueva Zelanda.

La estación geotérmica Wairakei, tiene una capacidad producida 471.6 MW, opera desde 1958 y es la segunda de mayor desarrollo geotérmico a nivel mundial.



Figura 10.- Complejo Wairakei ubicado en nueva Zelanda

1.4.1.7 ISLANDIA:

El Complejo Geotérmico Hellisheidi es una planta de producción combinada de calor y electricidad (CHP) de vapor *flash* situada en el monte Hengill, aproximadamente a 20 kilómetros al este de la capital, Reykjavik. La planta tiene una capacidad de producción de 303 MW de energía eléctrica y 400 MW de energía térmica. Las instalaciones fueron construidas en cinco fases entre 2006 y 2011, cubriendo un área total de aproximadamente 13000 m². Seis turbinas de alta presión (HP) de la central eléctrica fueron suministradas por los ingenieros de Mitsubishi.



Figura 11.- Complejo Hellisheidi ubicado en Islandia.



1.4.1.8 JAPÓN:

Entre las nuevas energías que están captando un gran interés en Japón, las que se están extendiendo con mayor rapidez son las energías renovables, tales como la energía solar, la energía eólica, la energía geotérmica y la energía de biomasa. Como uno de los países del mundo con una mayor actividad volcánica, Japón ocupa el tercer lugar en cuanto al tamaño de sus recursos geotérmicos. Japón empezó a aprovechar este tipo de energía plenamente en 1966 con la construcción de la Central Geotérmica de Matsukawa, en la prefectura de Iwate. Actualmente la central geotérmica más grande de Japón, en lo que respecta a la capacidad de producción, es la Central Geotérmica de Hatchobaru, de la Compañía Eléctrica de Kyushu. Esta central genera un total de 12000 kilovatios de electricidad, y es una de las centrales geotérmicas más grandes del mundo.



Figura 12.- Planta Matsukawa ubicada en Japón.

1.4.1.9 EL SALVADOR:

Actualmente, cuenta con dos campos y centrales en operación, la central geotérmica Ahuachapán y la central geotérmica Berlín en Alegría, departamento de Usulután, desde las cuales se aporta una cuarta parte de la energía eléctrica que se produce en el país, convirtiendo a El Salvador en uno de los países que hace más uso de la geotermia en su matriz energética en el mundo. También tiene los derechos de concesión de los campos geotérmicos de San



Vicente y de Chinameca, que actualmente se encuentran en la fase de exploración y evaluación del recurso para su potencial desarrollo en ambos campos. Adicionalmente, trabaja en desarrollar nuevos proyectos energéticos, con el fin de contribuir a satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica del país.



Figura 13.- Planta geotérmica en el Salvador

1.4.1.10 COSTA RICA:

El potencial, de la planta geotérmica las Pailas que se ha desarrollado en Costa Rica que tienen como producción 163.5 MW y parcialmente (se está instalando planta de 35 MW), para un total de 198 MW que equivale al 23% del potencial estimado para plantas de una etapa de vaporización y al 18% para plantas de dos etapas de vaporización.



Figura 14.- Planta geotérmica las Pailas.



1.5 Recursos geotérmicos en México

A finales de la década de los 40's el ingeniero Luis de Anda, de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), se enteró de los logros obtenidos en el campo geotérmico de Larderello (Italia). Esto lo motivó para efectuar estudios en ese lugar, en donde se familiarizó con las técnicas de exploración y explotación que allí se utilizaban. En el mes de mayo de 1955 se formó la Comisión de Energía Geotérmica, cuyo director fue el mismo ingeniero De Anda.

Ahora México, es el cuarto país productor de energía eléctrica proveniente de fuentes geotérmicas. La capacidad instalada de producción actualmente es de 958 MW, lo que representa el 2.7% de la producción de energía eléctrica total del país.

En México al igual que en muchos países, la generación de energía eléctrica es la mayor aplicación de los recursos geotérmicos. Los usos directos se limitan únicamente a la balneología y calefacción de albercas.

1.5.1 Principales campos geotérmicos de México



Figura 15.- Principales campos geotérmicos de México.



Hay cinco campos geotérmicos identificados en México, cuatro de las cuales se encuentran bajo explotación con una capacidad total instalada de 958 MW netos, lo que representa casi el 2.7% de la capacidad eléctrica total del país operada por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) para el denominado servicio público de energía eléctrica. El campo restante se encuentra en desarrollo. Tales campos son los siguientes:

1.5.1.1 Cerro Prieto

Cerro Prieto, B.C., con 720 MW de capacidad neta, constituida por cuatro unidades de 110 MW cada una, cuatro unidades de 37.5 MW cada una, una unidad de baja presión de 30 MW y cuatro unidades más de 25 MW cada una. Todas las unidades son a condensación, de un solo flasheo, excepto las de 37.5 MW que son de doble flasheo.

Está ubicado en la parte norte de México muy cerca de la frontera con Estados Unidos, a 30 km al sureste de la ciudad de Mexicali, capital del Estado de Baja California. Es el segundo campo geotérmico más grande del mundo después de *The Geysers*, en California, EUA y es el campo más grande de líquido dominante, siendo su explotación una de las más exitosas.

Es un campo de tipo sedimentario, en el cual los fluidos geotérmicos se alojan en rocas areniscas. La fuente de calor es una anomalía térmica formada por el adelgazamiento de la corteza terrestre.



Figura 16.- Cerro Prieto

1.5.1.2 Los Azufres

Los Azufres, Mich., con 188 MW de capacidad neta, constituida por cinco unidades a condensación de flasheo sencillo (una de 50 MW y cuatro de 25 MW cada una), siete unidades a contrapresión de 5 MW cada una y dos unidades de ciclo binario de 1.5 MW cada una.

Se encuentra en la parte central de México, en el estado de Michoacán a 200 km de la Ciudad de México, en la denominada Faja Volcánica Mexicana, en la cual se encuentran volcanes actualmente activos tales como el Popocatepetl y el Volcán de Colima.

Los Azufres es un campo de tipo volcánico cuyos fluidos geotérmicos están contenidos en rocas de tipo andesítico.



Figura 17.- Los Azufres, Michoacán.



1.5.1.3 Los Humeros

Los Humeros, Pue., con 40 MW de capacidad, integrada por ocho unidades a contrapresión de 5 MW cada una.

Este campo se localiza en la parte oriental de la Faja Volcánica Mexicana, en los límites de los estados de Puebla y Veracruz a 200 km de distancia de la Ciudad de México.

Los Humeros es otro campo volcánico, ubicado en el interior de una caldera volcánica cuyas últimas erupciones ocurrieron hace 20,000 años. La roca que alojan a los fluidos geotérmicos son andesíticas.



Figura 18.- Los Humeros, Puebla.

1.5.1.4 Las Tres Vírgenes

Tres Vírgenes, B.C.S., con 10 MW de capacidad constituida por dos unidades a condensación (flasheo simple) de 5 MW cada una.

Este campo se ubica en la parte media de la península de Baja California, en la parte norte del estado de Baja California Sur a 32 km del poblado de Santa Rosalía.



Es igualmente un campo volcánico, su fuente de calor es probablemente una cámara magmática del volcán La Virgen, los fluidos geotérmicos están alojados en rocas de tipo intrusivo.



Figura 19.- Tres Vírgenes, B.C.S

1.5.1.5 Cerritos Colorados (En desarrollo)

Cerritos Colorados, Jal., sin plantas en operación pero con varios pozos perforados y un potencial evaluado por la CFE en 75 MW.

Localizado en la parte occidental de la Faja Volcánica Mexicana, en las periferias de la ciudad de Guadalajara, Jalisco y conocido anteriormente como La Primavera.

El campo está ubicado dentro de una caldera volcánica, la fuente de calor es la cámara magmática. Los fluidos geotérmicos se encuentran alojados en rocas andesíticas plio-cuaternarias.

Se estima que los fluidos están alojados a una profundidad promedio de 2100 metros.



Figura 20.- Cerritos Colorados, Jal.

1.6 Clasificación de reservas

Las diversas clasificaciones de reservas que se han llevado a cabo para evaluar la energía geotérmica han utilizado premisas de partida distintas en cada caso e, incluso, diferente terminología. Este hecho ha conducido a una situación de confusión basada en varios aspectos entre los que cabe destacar:

- Las diferentes profundidades útiles de extracción que se asumen en los diversos modelos.
- La diversidad de coeficientes de recuperación supuestos.
- La importancia dada al concepto de renovabilidad.
- Los posibles usos de la energía geotérmica.
- La relación entre la energía existente en el yacimiento, la extraída y la utilizada.
- Las unidades de medida, sobre todo en lo que respecta a las conversiones de energía térmica en capacidad eléctrica.

Sin embargo, en la actualidad, la clasificación más aceptada, tanto por parte de los países de la UE como del *U.S. Geological Survey* (EEUU), Australia y Japón, es la



que establece el *diagrama de McKelvey* (McKELVEY, 1972; U.S.G.S., 1976) adaptado a geotermia.

1.6.1 Clasificación de McKelvey

En la Figura 21 se compara el grado de factibilidad económica (vertical, más o menos equivalente a profundidad) con el riesgo geológico (horizontal). El criterio técnico-económico permite diferenciar los recursos de base en *accesibles* e *inaccesibles*, en función de la profundidad y la competitividad. El riesgo geológico o seguridad geológica se valora en dos grandes categorías: el recurso *no descubierto* y el *identificado*, este último entendido como el que se ha caracterizado por alguno de los siguientes medios:

- a) únicamente geológicos (*posible*)
- b) geológicos, geofísicos y/o geoquímicos (*probable*)
- c) ha sido evidenciado mediante perforación (*probado*)

1.6.2 Definición de recurso y reserva

Definitivamente, la diferencia entre recursos y reservas queda determinada de la siguiente manera:

- RECURSO = Recurso base accesible útil, tanto identificado como no descubierto. Es la energía que podrá ser extraída económica y legalmente en un futuro próximo, incluyendo las reservas.
- RESERVA = Recurso identificado económico. La parte de los recursos que pueden ser extraídos económica y legalmente en la actualidad.

Con base en estas definiciones previas, se establece la siguiente clasificación de los recursos geotérmicos, generalmente aceptada por los diferentes grupos de investigadores e industriales:

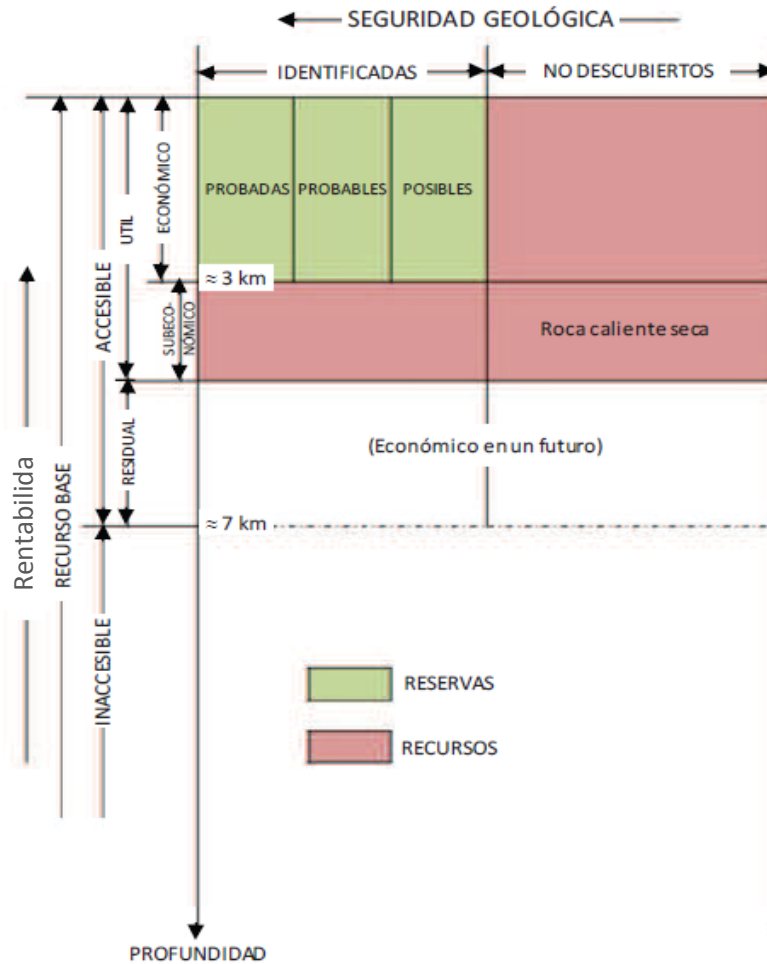


Figura 21.- Diagrama de McKelvey (1972)

1.6.3 Definiciones del diagrama de McKelvey

1.6.3.1 Recurso base.

Todo el calor almacenado en la corteza terrestre, bajo un área concreta y en un momento determinado, tomando como límite térmico inferior la temperatura media anual de la zona, sin límite de profundidad y, por tanto, sin cuantificación posible.



1.6.3.2 Recurso base inaccesible.

Todo el calor almacenado en la corteza terrestre, entre la discontinuidad del Moho –límite entre corteza y manto– y una determinada profundidad (~7 km como límite de perforación), bajo un área concreta y en un momento determinado, es tomando como límite inferior la temperatura media anual de la zona. Tampoco puede ser cuantificado.

1.6.3.3 Recurso base accesible.

Es todo el calor almacenado entre la superficie terrestre y una determinada profundidad (~7 km como límite de perforación), bajo un área concreta y en un momento determinado, tomando como límite el índice inferior la temperatura media anual de la zona.

1.6.3.4 Recurso base accesible residual.

La parte del recurso base accesible que, probablemente, podrá ser extraído de manera económica y de forma legal en un futuro indeterminado, en base a la evolución de la economía y de las técnicas de perforación.

1.6.3.5 Recurso base accesible útil

Energía que podrá ser extraída económica y legalmente en un futuro próximo (100 años), incluyendo las reservas.

1.6.3.6 Recurso subeconómico

Parte de los recursos de un área determinada que no pueden extraerse legalmente a un coste competitivo con otras fuentes energéticas convencionales en el presente, pero que podrán serlo en un futuro próximo por mejora de la tecnología y/o variación



de los condicionantes económicos. Es el caso de los almacenes de roca caliente seca.

1.6.3.7 Recurso económico

Parte de los recursos de un área determinada que pueden extraerse legalmente a un coste competitivo con otras fuentes energéticas convencionales en el momento presente.

1.6.3.8 Recurso económico no descubierto

Parte de los recursos económicos de zonas inexploradas en regiones donde se sabe que existen recursos geotérmicos, o de regiones donde se supone su existencia por criterios geológicos pero que aún no han sido descubiertos.

1.6.3.9 Recurso subeconómico no descubierto

Parte de los recursos no descubiertos que quizás puedan extraerse con la tecnología de roca caliente seca.

1.6.3.10 Recurso identificado

Parte de los recursos accesibles que pueden ser explotados ahora o en un futuro próximo, debido a que existe una cierta investigación previa que los evidencia en mayor o menor grado. Introduce el concepto de *factor de recuperación máximo* y es la cuantificación más realista y a la vez conservadora de todas las definiciones.

1.6.3.11 Recurso identificado económico

RESERVA.- La parte de los recursos identificados, caracterizados por geología, geoquímica, geofísica o perforación, que pueden ser extraídos económica y legalmente en la actualidad hasta una profundidad de 3 km.



1.6.3.12 Reservas probadas

Parte de las reservas que se han evidenciado mediante perforación y medidas directas y que pueden producir energía a costes competitivos en el momento de su determinación.

1.6.3.13 Reservas probables

Parte de las reservas que han sido puestas de manifiesto mediante investigación geológica, geoquímica y/o geofísica, aunque sin llegar a perforar, pero que, de dilucidarse, resultarían productivas a costes competitivos o en el momento de su determinación.

1.6.3.14 Reservas posibles

Parte de las reservas cuya existencia está basada solamente en criterios geológicos pero que, de extraerse, resultarían económicamente competitivas en el momento de su determinación.

1.7 Unidades de medida y definiciones importantes

1.7.1 Unidades de medida

Las unidades utilizadas para cuantificar la fenomenología geotérmica han resultado durante mucho tiempo completamente anárquicas por las diferencias entre medidas anglosajonas y métricas. La orden de reconversión al sistema métrico de EEUU en 1975 estableció el empleo normativo del Sistema Internacional (S.I.), pero lo cierto es que el técnico geotérmico, ya no americano, sino incluso europeo, se resiste a utilizar el grado Kelvin como medida de temperatura, el Pascal como medida de presión o el Joule como unidad de energía. Volviendo al mismo ejemplo, todos los técnicos continúan con la costumbre de emplear el grado Celsius para la



temperatura, el bar o la atmósfera para la presión y la caloría o el kWh para la energía, según sea térmica o eléctrica. El obligatorio Sistema Internacional poco puede hacer frente a la inercia humana e institucional, y tardará, evidentemente, años en quedar implantado. La Tabla 2 recoge los factores de conversión para las unidades más comúnmente utilizadas en geotermia, tanto térmica como eléctrica.

	kcal	Julio	kWh	MWh	Btu	tep
1 kcal	1	4.187	1.16×10^{-3}	1.16×10^{-6}	3.97	1×10^{-7}
1 Julio	2.39×10^{-4}	1	2.78×10^{-7}	2.78×10^{-10}	9.48×10^{-4}	2.39×10^{-11}
1 kWh	860	3.6×10^6	1	1×10^{-3}	3.412	8.6×10^{-5}
1 MWh	8.6×10^5	3.6×10^9	1×10^3	1	3.41×10^6	8.6×10^{-2}
1 Btu	0.252	1.055	2.93×10^{-4}	2.93×10^{-7}	1	2.53×10^{-8}
1 tep	1×10^7	4.19×10^{10}	1.16×10^4	11.6	3.97×10^7	1

Tabla 2.- Factores de conversión para unidades térmicas y eléctricas.

1.7.2 Definiciones importantes

1.7.2.1 Calor Específico

El calor específico de una sustancia es la cantidad de energía, medida en joule o calorías, necesaria para elevar la temperatura de un gramo de sustancia en una unidad de temperatura. En el Sistema Internacional se mide en (kJ/Kg°C). El agua es de gran interés para la generación de energía, ya que tiene un calor específico muy elevado, cinco veces la del suelo arenoso y nueve el del hierro.

1.7.2.2 Capacidad calorífica

La capacidad calorífica es la cantidad de calor necesaria para elevar la temperatura de un cuerpo en un grado de temperatura. En el sistema internacional se mide en (J/°C) y se expresa como:



C_p de un sustancia = masa de la sustancia (kg) x calor específico de la sustancia $\left[\frac{J}{kg^{\circ}C}\right]$
.....(1)

1.7.2.3 Calor sensible

El calor sensible es el calor extraído de los alrededores, haciendo que aumente su temperatura sin afectar su estructura molecular y por lo tanto su estado, es decir, que no exista un cambio de fase. Se expresa mediante la ecuación:

$$Q_s = mC_p\Delta T \dots\dots(2)$$

donde:

Q_s : Calor sensible

m : Masa del cuerpo

C_p : Calor específico a presión constante

ΔT : Temperatura final – Temperatura inicial del cuerpo

1.7.2.4 Calor latente de vaporización

Es el calor extraído de los alrededores en un proceso a presión constante, de cambio de fase de líquido a vapor. Se expresa con la ecuación:

$$Q_{vap} = m\Delta h_{vap} = m\lambda \dots\dots(3)$$

donde:

Q_{vap} : Calor de vaporización

m : Masa del cuerpo

h_{vap} : Entalpia de vaporización



Mientras ocurre el cambio de fase, la temperatura se mantiene constante. Se requiere mayor cantidad de calor latente para el cambio de fase de líquido a vapor, que para elevar la temperatura al punto de ebullición.

1.7.2.5 Presión de vapor

La presión de vapor o más comúnmente presión de saturación es la presión a la que a cada temperatura las fases líquidas y vapor se encuentran en equilibrio; su valor es independiente de las cantidades de líquido y vapor presentes mientras existan ambas. En la situación de equilibrio, las fases reciben la denominación de líquido saturado y vapor saturado.

1.7.2.6 Porosidad

La porosidad se define como la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca.

$$\text{Porosidad } (\phi) = \frac{\text{Volumen de poros } (V_p)}{\text{Volumen total de la roca } (V_r)} = \% \dots\dots (4)$$

De acuerdo a la interconexión del volumen poroso, la porosidad se define en porosidades:

1.7.2.6.1 Porosidad absoluta

Es aquella porosidad que considera el volumen poroso de la roca esté o no interconectado. Esta propiedad es la que normalmente miden los porosímetros comerciales. Una roca puede tener una porosidad absoluta considerable y no tener conductividad de fluidos debido a la carencia de interconexión poral. La lava es un ejemplo típico de esto.



1.7.2.6.2 Porosidad efectiva

Es la que considera los espacios interconectados y que finalmente permitirá que haya flujo de fluidos.

1.7.2.6.3 Porosidad no efectiva

Es la diferencia que existe entre la porosidad absoluta y la efectiva.

1.7.2.7 Permeabilidad

La permeabilidad es la capacidad que tiene la roca para permitir el paso de fluidos a través de ella. Para que una roca sea permeable, es necesario que sus poros estén interconectados, es decir, se requiere que la roca tenga porosidad efectiva. Una roca sin porosidad efectiva será una roca impermeable.

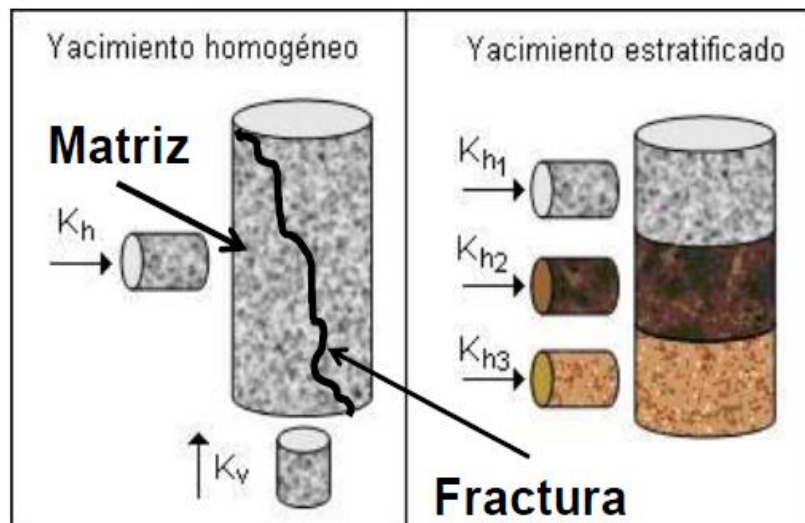


Figura 22.- Permeabilidades.



1.7.2.7.1 Permeabilidad absoluta

Es aquella permeabilidad que se mide cuando un fluido mojante satura 100 % el espacio poroso. Normalmente, el fluido de prueba es agua o mercurio (Hg).

1.7.2.7.2 Permeabilidad efectiva

La capacidad de flujo preferencial o de transmisión de un fluido particular cuando existen otros fluidos inmiscibles presentes en el yacimiento (por ejemplo, la permeabilidad efectiva del gas en un yacimiento de gas-agua). Las saturaciones relativas de los fluidos, como así también la naturaleza del yacimiento, afectan la permeabilidad efectiva.

1.7.2.7.3 Permeabilidad relativa

Es la relación existente entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. Esta medida es muy importante en ingeniería de yacimientos, ya que da una medida de la forma como un fluido se desplaza en el medio poroso.

1.7.2.8 Compresibilidad de la formación

Se define la compresibilidad de la formación al cambio relativo del volumen de poro con respecto a la presión de los fluidos contenidos en dicho volumen de poro.

$$C_f = -\frac{1}{V_p} \left(\frac{\partial V_p}{\partial P} \right)_T \dots\dots(5)$$



1.7.2.9 Compresibilidad total

La compresibilidad total de un yacimiento con presencia de fluidos, se define como la suma de las compresibilidades de las fracciones presentes de fluidos y de la roca.

$$C_{total} = S_{liquido}C_{liquido} + S_{vapor}C_{vapor} + C_{roca} \dots(6)$$

1.7.2.10 Conducción

Es la transferencia de calor de un medio por interacción entre partículas adyacentes, puede tener lugar entre sólidos líquidos y gases, aunque es característica principal de los sólidos, debido a que gases y líquidos siempre se producirá convección simultáneamente.

1.7.2.11 Convección

Es el modo en el que se transfiere energía térmica entre una superficie sólida y un fluido adyacente (líquido o gas). Comprende los efectos combinados de la conducción y el movimiento de fluido, provocado por las diferencias de densidad del mismo.

1.7.2.12 Radiación

Es la emisión de la energía térmica en forma de ondas electromagnéticas, como resultado de cambios en las configuraciones eléctricas de los átomos o moléculas. Entonces la radiación térmica es la radiación emitida por los cuerpos debido a su emisión de calor.



1.7.2.13 Decaimiento radioactivo

El decaimiento radiactivo de un núcleo atómico es un proceso espontáneo de desintegración de dicho núcleo. El resultado es la emisión de radiación ya sea electromagnética o corpuscular y la aparición de un nuevo núcleo, así como la liberación de la correspondiente energía de decaimiento. La periodicidad de este tipo de procesos es característica para cada isótopo de cada elemento y no puede ser alterada artificialmente

1.7.2.14 Bomba de calor

Instalación que transfiere calor de un lugar frío a uno caliente, de manera opuesta a la dirección natural de flujo de calor. De manera similar a un refrigerador, las bombas de calor se usan para extraer calor de ambientes como el suelo (bombas de calor geotérmico), el agua o el aire, y pueden invertir su funcionamiento para proveer enfriamiento en verano.

1.7.2.15 Calidad de vapor

En termodinámica, es una propiedad extensiva de los fluidos que representa la relación entre la cantidad de vapor en masa, con respecto a la cantidad total de fluido.

1.7.2.16 Calor recuperable

En ingeniería de yacimientos, fracción del calor disponible en el subsuelo que puede ser llevado técnica y económicamente a la superficie para su explotación.



1.7.2.17 Carga eléctrica

Demanda de electricidad de miles o millones de usuarios al mismo tiempo, más las pérdidas de energía en las líneas de transmisión y distribución, que debe suministrar un sistema integrado de suministro de energía eléctrica. La carga pico es la carga máxima de corta duración observada en un cierto periodo de tiempo (un día, una semana, un año). La carga base es la energía demandada de manera continua en ese periodo de tiempo, y representa la cantidad requerida para satisfacer la demanda mínima de acuerdo a una expectativa razonable de las necesidades de los usuarios.

1.7.2.18 CFE: Comisión Federal de Electricidad

1.7.2.19 Ciclo Rankine

Un ciclo termodinámico que consiste en una serie cerrada de cuatro procesos: presurización de líquido, calentamiento-evaporación, expansión del vapor y enfriamiento-condensación. En la práctica hay diversas variantes del ciclo Rankine básico.

1.7.2.20 Conductividad térmica

Propiedad de un material que indica su capacidad de conducir calor.

1.7.2.21 Eficiencia del ciclo

En termodinámica, es la relación entre la energía que entrega una máquina y el calor total disponible para la moverla.



1.7.2.22 Eficiencia térmica

Para un ciclo, es la relación entre la energía neta producida y la cantidad de calor introducida al ciclo.

1.7.2.23 EGS

Siglas de (*Enhanced or Engineered Geothermal System*): Sistema geotérmico mejorado. Un sistema para recuperar energía primaria mediante tecnologías de extracción de calor, diseñado para extraer y utilizar la energía térmica almacenada en el interior de la Tierra.

1.7.2.24 Energía interna

En ingeniería, la energía interna (U) de un sistema intenta ser un reflejo de la energía térmica que contiene. En física molecular, es la suma de la energía cinética interna (es decir, de las sumas de las energías cinéticas de las individualidades que lo forman respecto al centro de masas del sistema) y de la energía potencial interna (la energía potencial asociada a las interacciones entre estas individualidades).

1.7.2.25 Entalpia

Término utilizado por los ingenieros para denominar a la cantidad de calor útil que contiene un fluido. Es decir es la energía interna del fluido más el trabajo asociado a su expansión al momento de aprovecharlo. Generalmente se denomina con la letra H .



1.7.2.26 Estimulación

En sistemas tipo EGS, es el mejoramiento de la permeabilidad natural, o su creación cuando no hay ninguna. La estimulación se realiza usualmente por medios hidráulicos inyectando fluidos a tasas y presiones variables, o bien por medios químicos inyectando ácidos u otros compuestos para disolver partes de la roca en el subsuelo. La extensión de las fracturas mejoradas o creadas y su transmisibilidad final dependerán de los esfuerzos actuantes sobre las rocas y de sus propiedades térmicas y elásticas.

1.7.2.27 Fluido geotérmico

Cualquier fluido producido por un pozo geotérmico. Puede ser vapor seco o sobrecalentado, líquido presurizado o una mezcla de líquido y vapor saturado, acompañada usualmente de gases incondensables.

1.7.2.28 Flujo de calor, flujo térmico

Cantidad de calor que pasa por una superficie por unidad de tiempo y por unidad de área, cuando la superficie se somete a un diferencial de temperatura entre sus caras. Es proporcional al producto de la conductividad térmica por el gradiente térmico.



1.7.2.29 Geotermómetro

Ecuación empírica que relaciona el contenido de ciertos compuestos disueltos en el agua termal o de ciertos gases contenidos en el vapor superficial, con la temperatura de esos mismos fluidos en el subsuelo, lo que permite estimar las temperaturas de fondo probables en el yacimiento.

1.7.2.30 Gradiente geotérmico

Proporción en la cual se incrementa la temperatura de la Tierra con la profundidad, reflejando el flujo de calor del interior de la misma hacia su superficie. El gradiente geotérmico normal medio en la litósfera se estima entre 25 y 30°C por cada kilómetro de profundidad, pero puede ser mucho más alto en zonas geotérmicas.

1.7.2.31 Hidrotermal

En el contexto de un sistema geotérmico, se refiere a soluciones mineralizadas calentadas por contacto con rocas calientes y/o por magmas en enfriamiento, que sufren movimientos de convección en un yacimiento.

1.7.2.32 Intercambiador de calor

Equipo que logra una transferencia de calor eficiente entre uno y otro medio sin que estos se mezclen, por ejemplo: radiadores, calderas, intercambiadores de calor, condensadores.

1.7.2.33 Litósfera

Capa sólida más externa de la Tierra compuesta por diversos fragmentos en movimiento denominados como placas tectónicas. Tiene un espesor medio de 50 km (mayor bajo los continentes y menor bajo los océanos) y está constituida por la corteza terrestre y la porción superior del manto.



1.7.2.34 Potencia (Capacidad)

Tasa a la cual se realiza un trabajo, expresado en unidades de joules por segundo (J/s) o watts (W) o sus múltiplos.

1.7.2.35 Presión de separación

En ingeniería, en una central geotérmica es la presión a la que serán separadas las fases líquida y gaseosa en superficie antes de enviar el vapor a las turbinas para generar energía.

1.7.2.36 Saturación

En termodinámica y física de fluidos, un vapor saturado es aquel que se encuentra en equilibrio con su propia fase líquida, a una temperatura dada.

1.7.2.37 Tectónica

Rama de las Ciencias de la Tierra que trata con las características y movimiento de las placas que componen la litósfera, y que resulta en la creación y deformación del magma y de las rocas.

1.7.2.38 Transmisibilidad

Capacidad de un yacimiento para permitir el flujo de un fluido a través de un área determinada, generalmente en dirección horizontal. Es producto de la permeabilidad y del espesor de la formación a través de la cual fluye el fluido. En sistemas geotérmicos la transmisibilidad suele ser muy elevada, con valores mayores de 100



darcy-metros, comparada con la de los yacimientos petroleros donde es de cien a mil veces menor.

1.7.2.39 Turbina

Equipo que convierte la energía total de un fluido (aire, agua, gas caliente o vapor) en energía mecánica de rotación utilizada de manera directa para mover un generador eléctrico acoplado. Las turbinas de vapor a condensación descargan el vapor a un intercambiador de calor (llamado condensador) donde mediante enfriamiento artificial, se condensa el vapor y se extrae como líquido haciendo un vacío que mejora la eficiencia del ciclo, mientras que las turbinas de vapor a contrapresión descargan el vapor directamente a la atmósfera a través de un silenciador.



Capítulo 2. Ecuaciones de transporte de masa y de energía.

Cuando se desea obtener un modelo matemático acerca del comportamiento físico de un sistema, se requiere conocer el conjunto de ecuaciones, así como las condiciones iniciales y de frontera que rigen los fenómenos físicos involucrados. Una vez realizado esto, se procede a resolver el conjunto de ecuaciones por medio de técnicas numéricas, conformando el simulador numérico del sistema físico bajo estudio. Mediante el simulador numérico es posible reproducir diversos comportamientos físicos del sistema y definir así las condiciones óptimas de su desempeño.

En la investigación de yacimientos geotérmicos ha resultado de gran utilidad el poder simular las condiciones físicas reinantes lo que ha permitido obtener grandes avances en el conocimiento de estas áreas, pudiendo establecer las condiciones óptimas para la explotación de los yacimientos.

El tipo de información que se puede obtener mediante la simulación de estos sistemas (Samaniego y Arellano, 1987) se lista a continuación:

- El efecto que ocasiona la ubicación y espaciamento de los pozos productores.
- Capacidad de producción del yacimiento.
- Efecto de los gases condensables sobre la producción de los yacimientos.
- Efecto de los pozos en la extracción de energía.
- Localización más adecuada de los pozos inyectores.

El flujo de fluido en los yacimientos geotérmicos, a diferencia de los yacimientos de gas y petróleo, es no isotérmico (Lapidus y Schiesser, 1976). El proceso de la evaporación de agua y condensación de vapor implica un intercambio de grandes



cantidades de calor entre el fluido y la matriz rocosa. Debido a que el flujo de agua y vapor modifican la distribución de masa y energía en el yacimiento, es necesario considerar en la descripción de un yacimiento geotérmico en dos fases, las ecuaciones de transporte de masa y energía en forma simultánea.

Por esta causa en este capítulo se plantean las ecuaciones que rigen el comportamiento del transporte de masa y energía en los yacimientos geotérmicos y que son las mismas que han sido involucradas en la mayoría de los simuladores geotérmicos desarrollados en el laboratorio de Berkeley (Pruess, 1988), tomando en cuenta las siguientes suposiciones:

- La formación rocosa a través de la cual fluye el fluido geotérmico se considera como un medio poroso, homogéneo e isotrópico.
- El flujo puede ser en una, dos y tres dimensiones.
- La presión capilar es despreciable a causa de las altas temperaturas.
- Se tiene equilibrio termodinámico, es decir, las mismas condiciones de presión y temperatura en la roca y el fluido.
- El fluido geotérmico es agua pura que puede existir en una o dos fases.

2.1 Ecuación de conservación de masa

$$\frac{\partial \phi \rho}{\partial t} = -\text{div} \underline{F} + q \dots (7)$$

Donde ϕ es la porosidad del medio rocoso, ρ es la densidad del fluido, \underline{F} es el vector de flujo de masa, q es un término fuente/sumidero que indica extracción/inyección de masa en el yacimiento. La ecuación establece que la variación local (o temporal) de masa es igual al flujo neto de masa más las fuentes y/o sumideros de masa.



2.2 Ecuación de cantidad de movimiento

La cantidad de movimiento del fluido geotérmico está regida por la ley de Darcy que establece que las fuerzas viscosas son proporcionales a la fuerza motriz y, en su caso, a las fuerzas de cuerpo. Considerando flujo bidimensional, las ecuaciones de movimiento en las coordenadas 'x', 'y' son:

$$u = \frac{k_x}{\mu} \left[\frac{\partial p}{\partial x} - \rho g_x \right] \dots\dots(8)$$

$$v = \frac{k_y}{\mu} \left[\frac{\partial p}{\partial y} - \rho g_y \right] \dots\dots(9)$$

Donde k_x y k_y son las permeabilidades absolutas de la roca geotérmica en las direcciones 'x', 'y', respectivamente, μ es la viscosidad del fluido, p la presión y \underline{g} el vector de aceleración gravitacional. Al considerar medio isotrópico, el flujo másico total por unidad de área, puede expresarse como:

$$\underline{F} = \rho(u\hat{i} + v\hat{j}) = -\frac{\rho k}{\mu} \left[\frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\partial p}{\partial y} - \rho \underline{g} \right] \dots\dots(10)$$

Para flujo bifásico la ecuación anterior cambia a:

$$\underline{F} = \sum_{\alpha=1}^2 \underline{F}_{\alpha} = -\sum_{\alpha=1}^2 \frac{\rho_{\alpha} k K_{r\alpha}}{\mu} \left[\nabla p - \rho_{\alpha} \underline{g} \right] \dots\dots(11)$$

Aquí $K_{r\alpha}$ indica la permeabilidad relativa de la fase α (líquida, vapor) y ∇p es el gradiente de presión.

2.3 Ecuación de conservación de la energía

$$\frac{\partial U}{\partial t} = -div \underline{G} + Q \dots\dots(12)$$



Siendo U la energía interna volumétrica de la mezcla roca fluido, G el flujo de energía y Q un término fuente/sumidero que indica extracción/inyección de energía en el yacimiento.

El flujo de energía involucra términos conductivos y convectivos:

$$\underline{G} = -K\nabla T + \sum_{\alpha} h_{\alpha} \underline{F}_{\alpha} \dots\dots(13)$$

Donde K es la conductividad térmica efectiva del medio roca/fluido, T es la temperatura y h_{α} es la entalpia específica de la fasea (líquido o vapor).

La energía interna volumétrica para medios porosos puede expresarse como

$$U = \phi u \rho + (1 - \phi) \rho_R C_R T \dots\dots (14)$$

Siendo u la energía interna específica del fluido (involucra una o dos fases), C_R y ρ_R son el calor específico y la densidad de la roca respectivamente. El sistema de ecuaciones antes ya mencionadas, solo puede resolverse mediante técnicas numéricas. La no linealidad del sistema de ecuaciones se presenta en los términos convectivos de la ecuación del transporte de energía y en el cambio brusco de las propiedades del fluido cuando ocurren las transiciones de fase.

2.4 Propiedades del agua y del vapor

Determinadas zonas de la litósfera están sometidas a tensiones que generan gran cantidad de calor y presión, produciéndose fracturas y fallas por las cuales pueden ascender desde el manto, magmas, masas de rocas incandescentes, en estado de fusión total o parcial, con pequeñas cantidades de materiales volátiles como agua, anhídrido carbónico, ácidos sulfúrico y clorhídrico, etc.



Si las condiciones tectónicas son favorables, los magmas, por su movilidad, pueden ejercer un empuje hacia arriba y romper la costra superficial de la Tierra, formando volcanes por los que se desparrraman lavas, cenizas y gases.

Se estima que, para una determinada cantidad de magma arrojado por un volcán, un volumen diez veces mayor permanece debajo de la superficie, formando cámaras magmáticas que calientan las rocas circundantes.

Si esas rocas son permeables o están fracturadas, y existe circulación de agua subterránea, esta última capta el calor de las rocas, pudiendo ascender hasta la superficie a través de grietas o fallas, dando lugar a la formación de aguas termales, géiseres, fumarolas y volcanes de fango.



Figura 23.- Fotos de fumarolas, laguna de aguas termales y volcán de fango.
(2001, Geothermal Education Office).

Dichos fenómenos tienen características singulares que los diferencian de los afloramientos de aguas comunes. Por estar siempre asociados a las fases



póstumas de los procesos magmáticos, además de la alta temperatura que presentan, están acompañados de gases, principalmente carbónicos o sulfurosos, produciendo estos últimos un olor fétido sumamente desagradable.

Juntamente con los volcanes, constituyen las manifestaciones superficiales visibles del calor de la Tierra, y son los que tradicionalmente han atraído la investigación y el estudio de los recursos de energía geotérmica. Por esta causa, a continuación, se presentaran las propiedades del agua y del vapor, para así poder comprender de mejor forma el comportamiento de éstos dentro de los yacimientos geotérmicos.

El gran interés sobre el agua caliente y el vapor en los procesos geotérmicos, radica en las excelentes propiedades térmicas del agua, bien sea en su estado líquido o de vapor y en la abundancia de ella sobre la tierra. Un cabal entendimiento de las propiedades térmicas del agua, es por tanto, básico para la eficiente utilización de la energía calorífica en la generación de energía eléctrica.

2.4.1 Temperatura de saturación del agua

Es la temperatura a la cual se produce la ebullición (vaporización) del agua a una determinada presión. También se le denomina punto de ebullición y aumenta al aumentar la presión.

Al igual que otras propiedades térmicas del agua, la temperatura de saturación puede obtenerse de valores tabulados en tablas de uso común. Sin embargo, en muchas ocasiones es más práctico el uso de ecuaciones sencillas para su estimación, Farouq Ali derivó la siguiente ecuación:

$$T_s = 115.1 P_s^{0.225} \dots\dots(15)$$

donde:

Ts: temperatura de saturación, °F

Ps: presión de saturación, psia



El error de aproximación de la ecuación anterior es menor de 1% para presiones comprendidas entre 10 y 3000 psia.

Otra forma que se puede utilizar para obtener la P_s usando el sistema internacional de unidades, es usando la correlación de Sanford y Moss, la cual es válida para:

$$0.1\text{MPa} < P_s < 6\text{MPa}$$

$$T_s = \frac{326.57}{\sqrt{9.8809 - \log P_s - 2.42223}} - 273.15 \dots\dots\dots(16)$$

donde T_s se obtiene en °C

2.4.2 Calor específico del agua y del vapor

Se define por calor específico a la capacidad que tiene una sustancia para absorber calor y se mide como el número de BTU necesarios para aumentar la temperatura de una libra de sustancia en 1°F. Es evidente que entre mayor sea el calor específico de una sustancia, mayor será la cantidad de calor que debe absorber para que se produzca un determinado aumento de temperatura y por lo tanto mayor será la cantidad de calor liberado al enfriarse. En general, el calor específico de una sustancia no es constante, al contrario depende de la temperatura a la cual se mide.

Exceptuando al amoníaco líquido, el agua es el líquido con mayor calor específico ($1 \frac{BTU}{lb-°F}$ a 14.7 psia y 60 °F). Así, el agua es capaz de contener y transportar más calor que cualquier otro líquido a la misma temperatura. Para el vapor, el calor específico es mucho menor, del orden de $0.56 \frac{BTU}{lb-°F}$ y al igual que el del agua, varía muy poco con la temperatura, por lo que para propósitos prácticos puede considerarse constante.



2.4.3 Calor sensible del agua

Es el calor necesario para aumentar la temperatura del líquido hasta alcanzar la temperatura de saturación correspondiente a una presión dada. Cuando un líquido se lleva a condiciones de saturación, se encuentra en su máxima capacidad energética en esa fase. Esta forma de energía aumenta con la presión, es decir, a mayor presión del sistema, la energía de un líquido saturado es mayor.

Considerando la entalpía (contenido de calor) del agua igual a cero a 32 °F (0°C) y suponiendo que el calor específico del agua no varía con la temperatura, el calor sensible puede calcularse mediante la siguiente expresión:

$$H_w = c_w(T_s - 32) \dots\dots\dots (17)$$

donde:

H_w : Entalpía del agua saturada o calor sensible, en $\frac{BTU}{lb-^{\circ}F}$

T_s : Temperatura de saturación, en °F

c_w : Calor específico del agua, $1 \frac{BTU}{lb-^{\circ}F}$

Puesto que la temperatura de saturación es función de la presión, es evidente que el calor sensible también lo será.

El valor del calor sensible se puede leer en las tablas de vapor o estimar mediante la siguiente ecuación:

$$H_w = 91 P^{0.2574} \dots\dots\dots (18)$$

El error al usar esta ecuación se estima inferior al 0.3% en el rango de presiones entre 15 a 1000 psia.



2.4.4 Calor latente de vaporización

Es la cantidad de calor que debe suministrársele a una libra de un líquido a la temperatura de saturación para pasar al estado de vapor. Es el calor que lleva el vapor, y esta forma de energía disminuye con la presión, es decir, a mayor presión del sistema la energía del vapor saturado es menor.

El calor latente de vaporización del agua puede leerse de tablas de vapor o determinarse mediante la siguiente ecuación:

$$L_v = 1318 P_s^{-0.08774} \dots\dots\dots (19)$$

donde:

L_v : Calor latente de vaporización, en $\frac{BTU}{lb-^{\circ}F}$

2.4.5 Calor total o entalpía del vapor seco y saturado

Es la suma del calor sensible del agua saturada y del calor latente de vaporización del agua, es decir, que es la cantidad de calor contenido en una libra de vapor seco a la temperatura de saturación (constituye la entalpía del vapor seco y saturado).

Dado que la entalpía del vapor seco y saturado depende del calor sensible y del calor latente de vaporización, entonces el calor total también depende de la presión y viene dado por la siguiente ecuación:

$$H_s = H_w + L_v \dots\dots\dots (20)$$

donde:

H_s : Entalpía del vapor seco y saturado, en $\frac{BTU}{lb}$

La entalpía del vapor seco y saturado puede leerse en tablas de vapor o estimarse mediante la siguiente ecuación:



$$H_s = 1119 P_s^{0.01267} \dots\dots\dots (21)$$

El error al usar esta ecuación se estima inferior al 0.3% en el rango de 15 a 1000 psia.

2.4.6 Calidad del vapor y vapor húmedo

A la temperatura de saturación, el agua puede coexistir en estado líquido y en estado de vapor, dependiendo de su contenido de calor, es decir, de su entalpía. La mezcla de vapor y agua coexistentes a la temperatura de saturación, se denomina vapor húmedo y se caracteriza por el contenido de vapor en la mezcla, expresado como fracción del peso total, es decir, por su calidad.

Así, el vapor seco y saturado tiene una calidad de 100% puesto que no existe agua en estado líquido; mientras que el agua saturada puede considerarse como vapor húmedo con calidad igual a 0%. Al vapor con calidades entre estos extremos se le denomina simplemente, vapor húmedo.

La entalpía o contenido de calor del vapor húmedo depende fuertemente de la calidad, especialmente a baja presiones, donde la entalpía del agua saturada es baja. Dado que la entalpía del vapor húmedo es intermedia entre la del agua saturada y la del vapor seco y saturado, esta viene dada por la relación:

$$H_{ws} = H_w + XL_v \dots\dots\dots (22)$$

donde:

H_{ws} : Calor total o entalpía del agua saturada, en $\frac{BTU}{lb}$

H_w : Calor sensible del agua o entalpía del agua saturada, en $\frac{BTU}{lb}$

L_v : Calor del vapor o calor latente de vaporización, en $\frac{BTU}{lb}$

X: Calidad del vapor, fracción

Con la reducción de la calidad, la contribución del calor latente al contenido de calor del vapor húmedo se reduce. Normalmente, el vapor que se utiliza en los procesos de inyección de vapor es húmedo, ya que puede transportar más calor que el agua



caliente y además es capaz de mantener en solución las impurezas sólidas que de otra manera se depositarían en las calderas o en cualquier otro equipo del sistema de generación de vapor, reduciendo así su eficiencia y vida útil.

2.4.7 Vapor sobrecalentado

Se sabe que a una presión dada el vapor tiene una temperatura de saturación definida. Sin embargo, es posible aumentar su temperatura por encima de la de saturación, agregando calor al vapor seco y saturado.

Bajo estas condiciones, el vapor se denomina vapor sobrecalentado.

En aplicaciones industriales el uso del vapor sobrecalentado es ventajoso; sin embargo, está en duda si tal tipo de vapor es de uso ventajoso en recuperación térmica, por lo menos mientras se utilicen los tipos de generadores disponibles en la actualidad.

2.4.8 Entalpía disponible

Si el vapor a una presión P_s (temperatura T) es inyectado a un yacimiento de temperatura T_r , entonces la entalpía disponible para calentar el yacimiento viene dada por:

$$H_r = H_s - c_w(T_r - 32) \dots \dots \dots (23)$$

donde:

H_r : Entalpía disponible, en $\frac{BTU}{lb}$

c_w : Calor específico promedio del agua, en el rango de temperatura considerado, en $\frac{BTU}{lb-^{\circ}F}$

T_r : Temperatura del yacimiento, en $^{\circ}F$



2.4.9 Densidad del vapor

La densidad del vapor seco y saturado puede ser determinada en las tablas de vapor usando valores del volumen específico del vapor seco y saturado (considerando que la densidad en $\frac{gr}{cm^3} = 0.016018463/\text{volumen específico del vapor seco y saturado, en } \frac{pie^3}{lb}$). Para presiones de hasta 1000 psia, la densidad del vapor seco y saturado puede ser determinada mediante la siguiente ecuación derivada por Farouq Alí:

$$\rho_s = 0.0000440189 P_s^{0.9588} \dots\dots\dots (24)$$

donde:

ρ_s : Densidad del vapor seco y saturado, en $\frac{gr}{cm^3}$

2.4.10 Vapor vacío.

Esta propiedad del vapor es muy conocida a temperaturas por debajo de los 100°C y a presión atmosférica, el cual es tradicionalmente encontrado en la cima de los yacimientos geotérmicos y su temperatura puede ser muy constante y en muchas ocasiones no es utilizado o se escapa de las plantas geotérmicas.



Capítulo 3. Clasificación de yacimientos geotérmicos y tipos de sistemas

Se dice que existe un yacimiento geotérmico, cuando en un área geográfica concreta se dan determinadas condiciones geológicas y geotérmicas favorables para que se puedan explotar de forma económica los recursos geotérmicos del subsuelo.

En cambio los sistemas geotérmicos son una variedad de combinaciones de las características geológicas, físicas y químicas que dan origen a diferentes tipos de sistemas que se describirán más adelante.

3.1 Yacimientos geotérmicos

Como ya se había mencionado anteriormente, cuando en un área geográfica concreta se dan determinadas condiciones geológicas y geotérmicas favorables para que se puedan explotar de forma económica los recursos geotérmicos del subsuelo, se dice que allí existe un yacimiento geotérmico.

Dichos yacimientos pueden ser clasificados conforme a diferentes criterios:

- El contexto geológico
- El nivel de temperatura
- El modo de explotación
- Tipo de utilización

En este caso la clasificación que se ha tomado en cuenta es conforme al nivel de temperatura, debido a que es la clasificación más común.



3.1.1 Yacimientos de muy baja temperatura

Prácticamente la totalidad de la corteza terrestre del planeta constituye un extenso yacimiento de recursos geotérmicos de muy baja temperatura, menos de 30°C, que se ve interrumpido por la presencia de masas de agua continentales o marinas.

En cualquier punto de la superficie del planeta se puede captar y aprovechar el calor almacenado en las capas del subsuelo, a pocos metros de profundidad, o en acuíferos poco profundos, para climatización de casas individuales y edificios por medio de bombas de calor geotérmicas.

Cabe mencionar que la superficie del suelo intercambia calor con la atmosfera y sufre las variaciones diarias de temperatura hasta una profundidad de 0.5 m. A pocos metros de profundidad, la temperatura permanece relativamente estable, entre 7 y 13°C, si se le compara con la temperatura ambiente en superficie. Esto se debe al calor recibido del sol y a la gran inercia térmica de suelos y rocas.

Las variaciones estacionales de temperatura son perceptibles en el terreno hasta una profundidad aproximada de 10 m. Y a partir de 10 m de profundidad y tomando en cuenta poca circulación de agua subterránea, el subsuelo es capaz de almacenar el calor que recibe y mantenerlo incluso estacionalmente, de tal forma que el terreno permanece a una temperatura prácticamente constante durante todo el año.

Aproximadamente a una profundidad de 15 m se considera que el terreno se encuentra a temperatura constante todo el año, con un valor ligeramente superior a la temperatura media anual de la superficie. Dicha temperatura depende de factores tales como; la vegetación, su pendiente, la cobertura del suelo, cantidad de nieve y las propiedades generales del suelo.

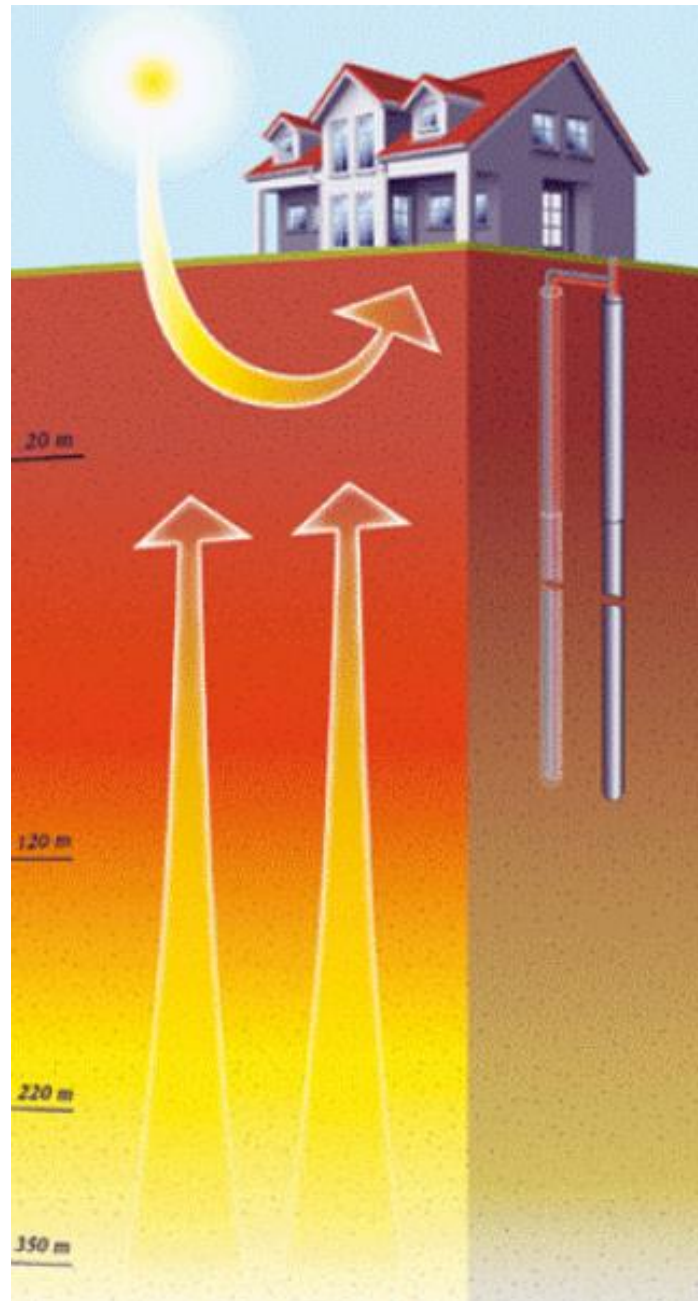


Figura 24.- Profundidad a la que influye la radiación solar y las condiciones climáticas sobre la temperatura del subsuelo. (Geothermie. L'utilisation de la chaleur terrestre. Suisse énergie).



A partir de 15 m de profundidad, la temperatura de las rocas, que reciben el calor terrestre que remonta de las profundidades, no depende de las variaciones estacionales de temperatura, ni del clima, sólo de las condiciones geológicas y geotérmicas.

Por debajo de 20 m de profundidad, la temperatura aumenta a razón de unos 3°C cada 100 m como consecuencia del gradiente geotérmico.

Como dato se puede mencionar que en la mayor parte de las regiones del planeta, las rocas se encuentran a una temperatura que va de 25 a 30°C a una profundidad aproximada de 500 m.

3.1.2 Yacimientos de temperatura baja

Estos yacimientos tienen entre 30-90°C y pueden encontrarse en cuencas sedimentarias en las que el gradiente geotérmico sea el normal o ligeramente superior. La única condición geológica requerida es que se encuentren a la profundidad adecuada, es decir, entre 1500 y 2500 m, de formaciones geológicas permeables, capaces de contener y dejar circular fluidos que extraigan calor de las rocas.

Se sabe que con un gradiente geotérmico normal, de alrededor de 3°C cada 100 m, a una profundidad de 2000 m, la temperatura puede alcanzar 70°C o más.

Como ya se había mencionado en el Capítulo 1, una de las mayores fuentes de calor terrestre es la desintegración de isótopos radioactivos presentes en las rocas. Ese calor varía con la composición química y con la edad de las rocas, razón por la cual, los gradientes geotérmicos son más elevados en cuencas sedimentarias jóvenes que en antiguas.

Un ejemplo de este tipo de yacimientos es el de Boise, Idaho, E.E.U.U., cuya primera red de calefacción a distancia se dio en 1892. Actualmente los edificios del Capitolio, Juzgados y 40 edificios comerciales más, tienen calefacción con agua



geotermal a una temperatura de unos 80°C , que se obtiene a través de varios pozos con una profundidad de 268-580 m, y se inyecta por otro pozo situado a 1.6km al suroeste del campo de pozos de producción.

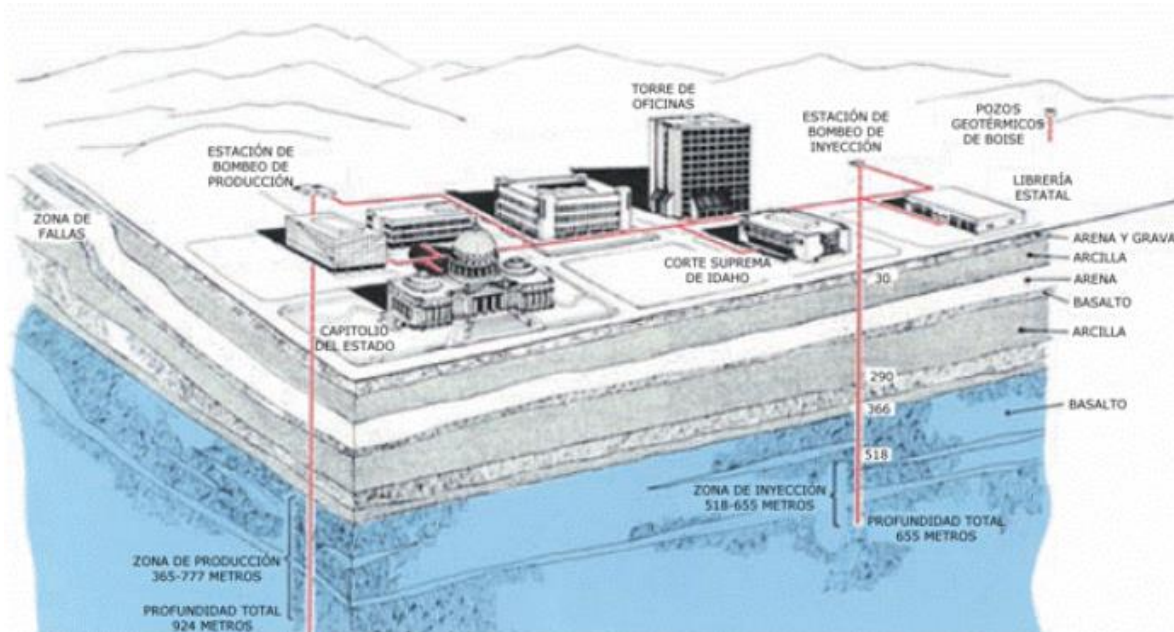


Figura 25.- Sistema de calefacción urbana de Boise. (Geothermal Technologies Program. Direct Use. U.S. Department of Energy. 2004).

3.1.3 Yacimientos de temperatura media

Son aquellos con recursos geotérmicos a temperaturas comprendidas entre 90 y 150°C . Se encuentran en numerosos lugares del planeta: en cuencas sedimentarias, como los de baja temperatura, pero a profundidades comprendidas entre 2000 y 4000 m; en zonas de adelgazamiento litosférico; en zonas con elevada concentración de isótopos radiactivos; o en los mismos ámbitos geológicos que los yacimientos de alta temperatura, pero a menos profundidad, menos de 1000 m.

Yacimientos de este tipo se encuentran en un gran número de zonas muy localizadas donde, debido a discontinuidades y fallas, el agua puede remontar fácilmente hasta la superficie, señalando su presencia mediante aguas termales.



Al igual que los yacimientos de alta temperatura, precisan de una intrusión magmática como fuente de calor, y de un acuífero con buena recarga. Se diferencian de ellos en que no existe capa impermeable sobre el acuífero que mantenga el calor y la presión en el yacimiento.

3.1.4 Yacimientos de temperatura alta

Este tipo de yacimientos cuenta con fluidos geotermiales, o con rocas calientes, a más de 150°C de temperatura, y se encuentran en zonas geográficas con gradiente geotérmico extraordinariamente elevado, hasta de 30°C cada 100 m.

Dichas zonas suelen coincidir con la existencia de fenómenos geológicos notables, como actividad sísmica elevada, formación de cordilleras en épocas geológicas recientes, actividad volcánica muy reciente y, principalmente, regiones volcánicas situadas en los bordes de las placas litosféricas. Se suelen explotar a profundidades comprendidas entre 1500 y 3000 m.

Esos fenómenos no son otra cosa que distintas formas de liberación de la energía interna de la Tierra y se producen como consecuencia de los movimientos de convección de masas de rocas fundidas, magmas, procedentes del manto, y por los desplazamientos relativos de las distintas placas litosféricas que constituyen la litosfera terrestre.

3.1.4.1 La litósfera

Está formada por la corteza terrestre y parte del manto superior, con un espesor variable entre 70 y 150 km, es frágil y quebradiza. Lejos de ser una capa homogénea, está constituida por doce placas principales y varias más pequeñas que flotan sobre la astenósfera, formada por material plástico y dotada de movimientos de convección lentos y regulares.



Las placas litosféricas se desplazan a velocidad muy lenta, entre 1 y 20 cm al año, y su tamaño y forma cambian a lo largo de millones de años.

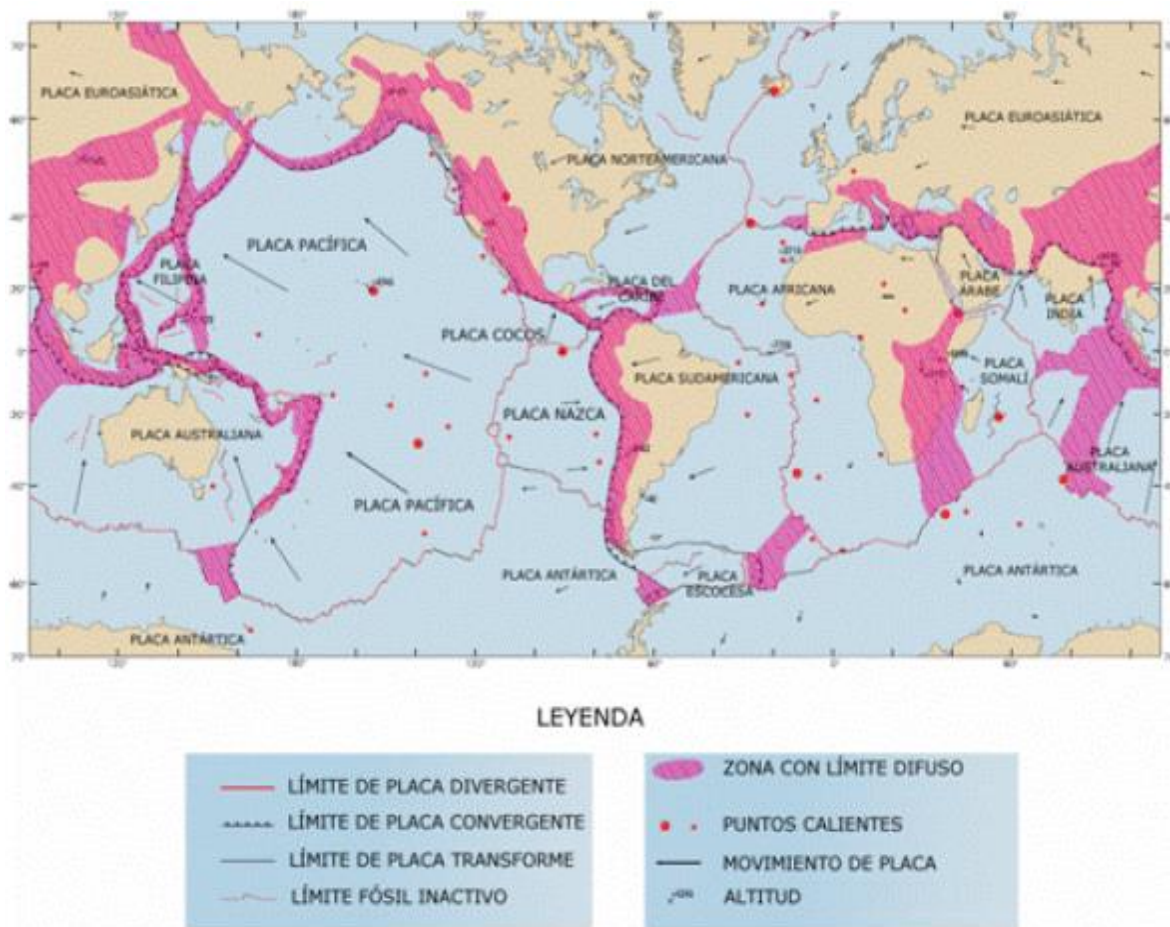


Figura 26.- Placas litosféricas. (U.S. Geological Survey. Smithsonian Institution y U.S. Naval Research Laboratory).

Es esencialmente en los bordes o límites de esas placas, y más generalmente en las zonas frágiles de la corteza, por donde el magma puede escaparse y ascender, dando nacimiento a las intrusiones plutónicas y a los volcanes. En estos casos el calor disipa principalmente por convección, y la transferencia de calor es mucho más eficaz.

Como zonas propicias para que el magma ascienda a la corteza terrestre, pudiendo llegar o no a la superficie, se pueden citar:



3.1.4.2 Dorsales centro-oceánicos

Son áreas de separación de placas en donde existe una generación continua de corteza a partir de magmas ascendentes. Es el caso por ejemplo de Islandia, Islas Azores y el mar Rojo.

3.1.4.3 Áreas de choque de placas

Se produce la subducción de una placa bajo la otra con la consiguiente fusión de corteza y generación de magmas. Es el caso del margen occidental del Océano Pacífico y de la costa occidental de América del Sur.

3.1.4.4 Áreas de actividad distensiva

Dentro de una placa, en zonas de adelgazamiento de la corteza, se pueden originar ascensos de magmas procedentes del manto. Son los casos del gran Rift de África Occidental, el Rift de Río Grande en América del Norte, el Graben del Rin en Europa y el Rift Baikal en Asia.

3.1.4.5 Puntos calientes (Hot spots)

Son también áreas de actividad geotérmica situadas en el interior de placas litosféricas. Focos de calor concentrado situados en el manto, cercanos a la base de la litósfera, que son capaces de calentar la corteza terrestre y producir actividad volcánica. Ver Figura 27.

Los puntos calientes permanecen fijos en el manto mientras las placas litosféricas se mueven sobre ellos. A medida que se mueve la placa, los volcanes se van



enfriando y extinguiendo al quedar cada vez más alejados del foco de calor, que permanece fijo.

Son los casos, entre otros, de las Islas Hawai y del parque Nacional de Yellowstone en Estados Unidos.

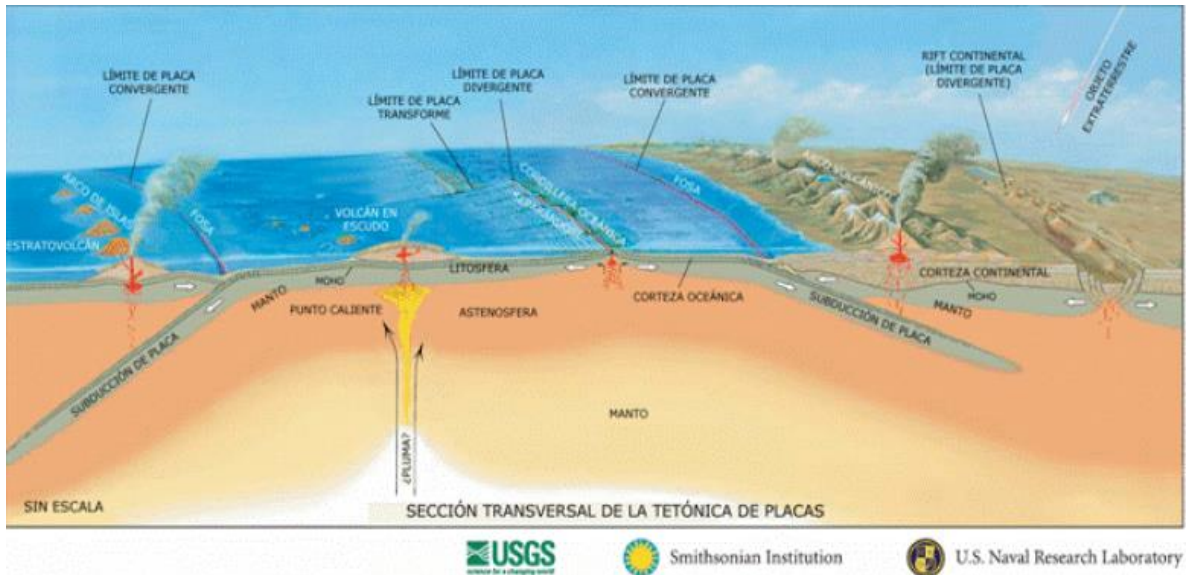


Figura 27.- Sección transversal mostrando los procesos de la tectónica de placas. (Vigil, J.E. y Tilling, R.I. U.S. Geological Survey. Smithsonian Institution y U.S. Naval Research Laboratory).

3.1.4.6 Prototipo de yacimiento geotérmico de alta temperatura

Un modelo de yacimiento geotérmico de alta temperatura, debe reunir tres condiciones geológicas básicas, (Ver Figura 28):

- Fuente de calor: un magma, que puede estar a 700-1000°C, situado a 5-10 km de la superficie. En determinadas zonas con fuerte actividad tectónica como los graben, que son bloques hundidos y limitados por fallas normales, el magma se encuentra más cerca de la superficie y además puede ascender por fallas.



- Acuífero: una capa de rocas calientes permeables de las que el agua en circulación pueda extraer calor que esté conectada a un área de recarga superficial, a través de la cual el agua meteórica pueda reemplazar a la que se escapa por las fuentes termales, o a la que es extraída mediante los pozos de explotación. El agua, dependiendo de su temperatura y presión, estará en fase líquida o en fase vapor, y podrá contener sales disueltas y gases como CO_2 , SH_2 , etc.
- Capa impermeable: situada sobre el acuífero para que mantenga el agua atrapada y la presión del mismo.

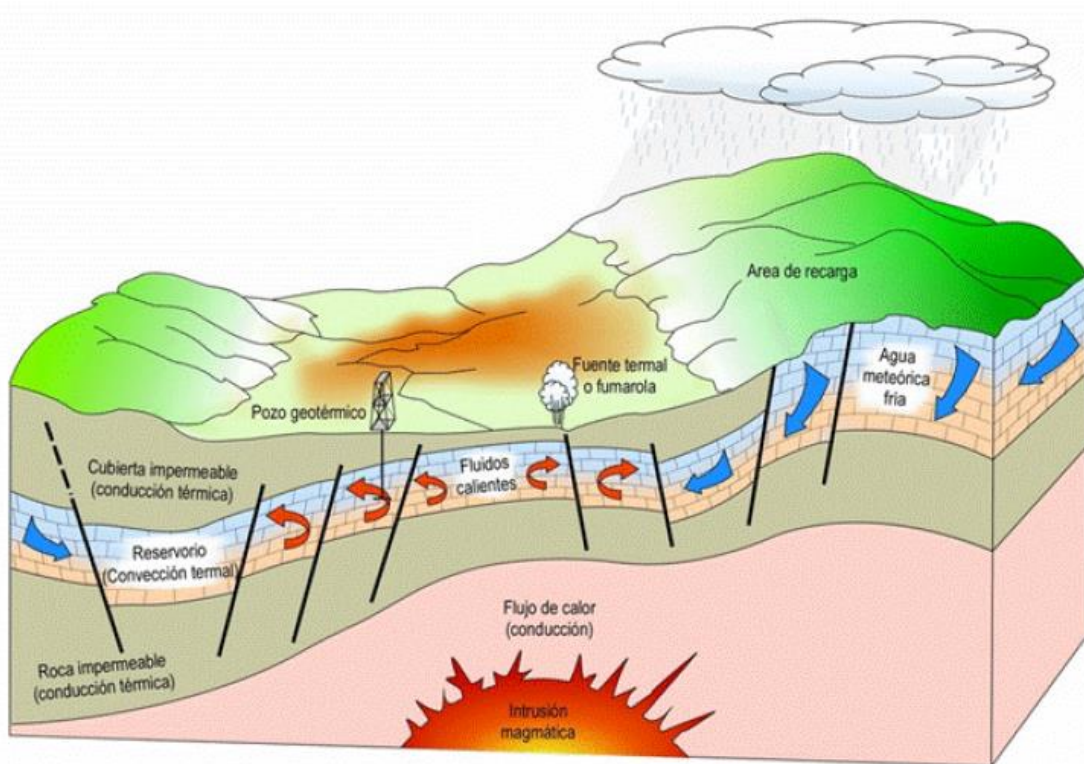


Figura 28.- Representación esquemática del modelo de un yacimiento geotérmico de alta temperatura. (Dickson, M.H. y Fanelli, M. Geothermal Energy).



3.2 Clasificaciones de los sistemas geotérmicos

Los sistemas geotérmicos también se encuentran en la naturaleza en una variedad de combinaciones de características geológicas, físicas y químicas, dando así origen a diferentes tipos.

La siguiente clasificación es propuesta por **El Instituto de investigaciones Eléctrica (IIE)**

3.2.1 Sistemas Hidrotermales

Estos sistemas están constituidos por: una fuente de calor, agua (líquido y/o vapor) y la roca en donde se almacena el fluido. El agua de los sistemas hidrotermales se origina en la superficie de la tierra en forma de lluvia, hielo o de nieve. Se infiltra lentamente en la corteza terrestre, a través de poros y fracturas, penetrando a varios kilómetros de profundidad en donde es calentada por la roca alcanzando en algunas ocasiones temperaturas de hasta 400 °C.

Estos sistemas pueden clasificarse en tres tipos principales: vapor dominante, líquido dominante de alta entalpía y líquido dominante de baja entalpía.

- a) Vapor Dominante: Son sistemas de alta entalpía, generalmente de vapor seco.
- b) Líquido dominante (alta entalpía): Sistemas de salmuera súper caliente, con temperaturas entre 200 °C y más de 300 °C.
- c) Líquido Dominante (baja entalpía): Sistemas con salmueras (agua con una alta concentración de sal disuelta) calientes, con temperaturas entre de 100 °C y 200 °C aproximadamente.



3.2.2 Sistemas de Roca Seca Caliente

Son sistemas rocosos con alto contenido energético pero con escasez de agua, conocidos como HDR (*Hot Dry Rock*). No se explotan comercialmente en la actualidad. El "U.S. Geological Survey" ha estimado que la energía almacenada en los yacimientos de roca seca caliente que se encuentran dentro de los 10 km superiores de la corteza terrestre, equivale a más de 500 veces la energía acumulada en todos los yacimientos de gas y de petróleo del mundo.

Para la explotación se perfora un pozo hasta la profundidad en que se encuentra la formación de roca seca caliente de interés. Como esta roca es esencialmente impermeable, se crea un yacimiento artificial mediante fracturamiento hidráulico, una técnica muy utilizada por las industrias del gas y del petróleo. Posteriormente se perfora otro pozo, por lo general a cientos de metros del primero, interceptando la red de fracturas creada artificialmente. A continuación se inyecta agua a presión en uno de los pozos. Al desplazarse por la red de fracturas, el agua se calienta por contacto con la roca de alta temperatura y el agua caliente es extraída por medio de los pozos.

3.2.3 Sistemas Geopresurizados

Son sistemas que contienen agua y metano disuelto a alta presión (del orden de 700 bar) y mediana temperatura (aproximadamente 150 °C). Estos recursos ofrecen tres tipos de energía: térmica (agua caliente), química (metano) y mecánica (fluidos a muy alta presión).

3.2.4 Sistemas Marinos

Recursos geotérmicos de alta entalpía existentes en el fondo del mar y manifestados como descargas hidrotermales, chimeneas o fumarolas. Los sistemas marinos han sido poco estudiados hasta ahora, aunque se han detectados ya algunos en México, en el Golfo de California con temperaturas hasta de 350 °C



(Mercado, 1988; Villanueva et al., 2006). En la actualidad no se explotan comercialmente.

3.2.5 Sistemas Magmáticos.

Son sistemas de roca fundida existentes en aparatos volcánicos activos a gran profundidad en zonas de debilidad cortical. Posiblemente el atractivo más importante de este tipo de recurso sean las altísimas temperaturas disponibles (800 °C).

3.3 Tipos de yacimientos dentro de los sistemas hidrotermales

Por otro lado dentro de los **Sistemas Hidrotermales** existen clasificaciones diversas como la que se presenta a continuación en donde se realiza una breve descripción de las características principales de cada uno de ellos.

3.3.1 Yacimientos dominados por líquido:

Estos yacimientos son los más comunes. En su estado natural se caracterizan por el hecho de que la fase líquida es la predominante. Por lo general, las manifestaciones superficiales incluyen tanto fumarolas, en las zonas topográficamente altas, como manantiales hirvientes de tipo clorurado sódico, en las zonas bajas.

El perfil de presiones del yacimiento corresponde a un gradiente hidrostático: $P=\rho gh$. Ver Figura 29.

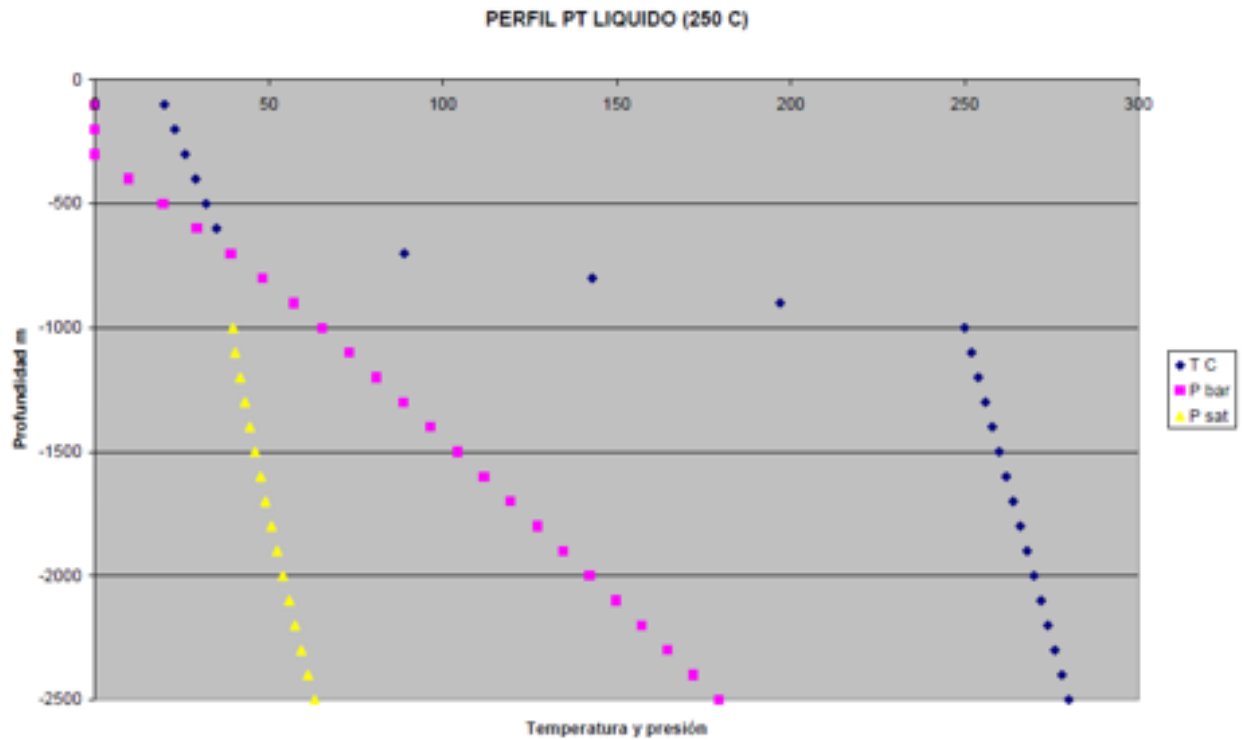


Figura 29.- Perfil idealizado de un yacimiento dominado por líquido.

La línea magenta representa el perfil hidrostático de presión, que es mayor que la presión de saturación (línea amarilla), a la temperatura del yacimiento (línea azul) que es de 250° C.

En el diagrama de Cassius-Clapeyron, la presión y temperatura se ubican en la región de líquido comprimido.

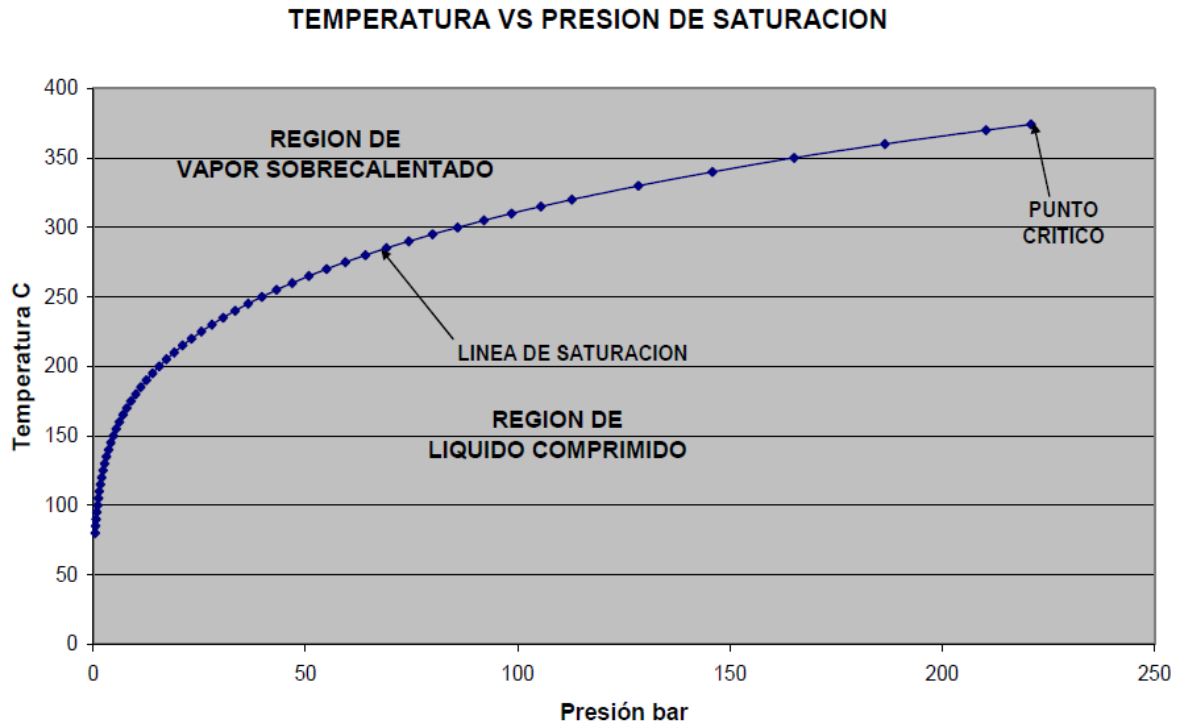


Figura 30.- Diagrama de Cassius-Clapeyron

La presión y temperatura del yacimiento se sitúan por debajo de la línea de saturación, es decir, la presión del yacimiento es siempre mayor que la de saturación.

Los pozos producen una mezcla de agua y vapor, aunque en la zona de alimentación sólo fluye líquido hacia el pozo. La entalpía total de producción corresponde a la entalpía del líquido a la temperatura del yacimiento. Cuando un pozo se cierra o se purga se presenta un nivel de agua dentro del pozo. El coeficiente de almacenaje de estos yacimientos es bajo, lo que implica que la caída de presión por extracción es alta. Es decir, se comportan como acuíferos confinados.

Un ejemplo de esta tipo de yacimientos es el de Cerro Prieto en sus inicios, ya que actualmente ha sufrido cambios importantes en su comportamiento hidrológico.



3.3.2 Yacimientos dominados por líquido con capa de vapor:

Este tipo de yacimientos son similares al caso anterior. La diferencia estriba en la existencia de una capa de vapor en la parte superior del yacimiento. Esto modifica el perfil de presiones, pues en la parte superior el gradiente es menor al hidrostático, como se muestra en la Figura 31.

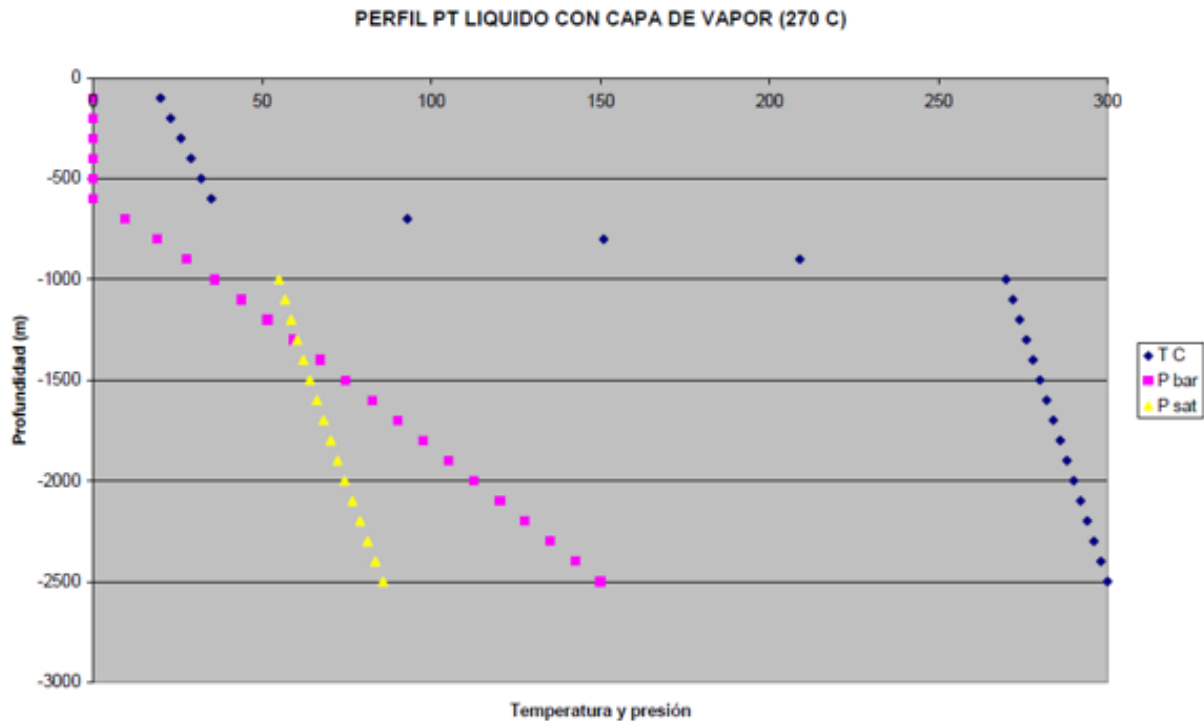


Figura 31.- Perfil idealizado de un yacimiento dominado por líquido con capa de vapor.

La línea magenta representa el perfil hidrostático de presión, que se cruza con el perfil de presión de saturación (línea amarilla), a la temperatura del yacimiento (línea azul) que es de 270° C.

La principal diferencia con el caso anterior, es que, debido a la presencia de la capa de vapor que es muy compresible, el yacimiento tiene un coeficiente de almacenaje alto, por lo que la caída de presión con la extracción es menor. Es decir, se comporta como un acuífero no confinado. Los pozos alimentados por la zona de líquido se



comportarán de manera similar al caso anterior, mientras que los pozos someros producirán vapor únicamente.

Los Azufres es un ejemplo claro de este tipo de yacimientos, como puede apreciarse en el perfil original de presiones (Figura 32). Se observa que la parte superior del perfil de presiones corresponde a una columna de vapor y agua, mientras que la porción inferior es claramente hidrostática. El punto de inflexión está bien definido.

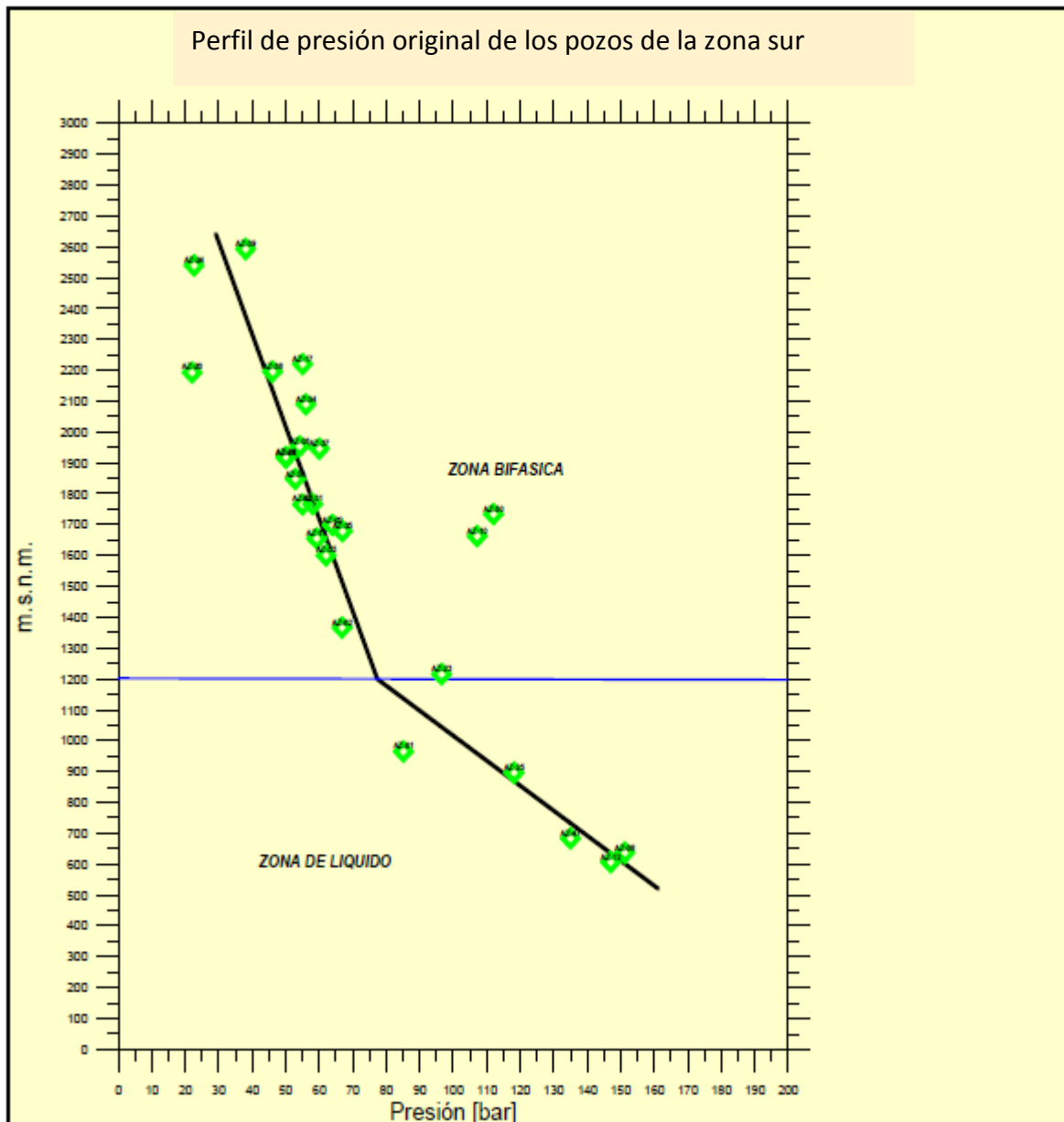


Figura 32.- Perfil de presión del sector sur del yacimiento de Los Azufres.



3.3.3 Yacimientos dominados por vapor:

Este tipo de yacimientos es poco común. Su comportamiento es muy diferente a los casos anteriores. Las manifestaciones naturales de este tipo de sistemas consisten únicamente de fumarolas o suelos vaporizantes. No existen manantiales clorurados. La fase dominante en el yacimiento es el vapor, que representa más del 50% en volumen, aunque en masa el porcentaje es mucho menor, debido a la baja densidad del vapor. Ver Figura 33.

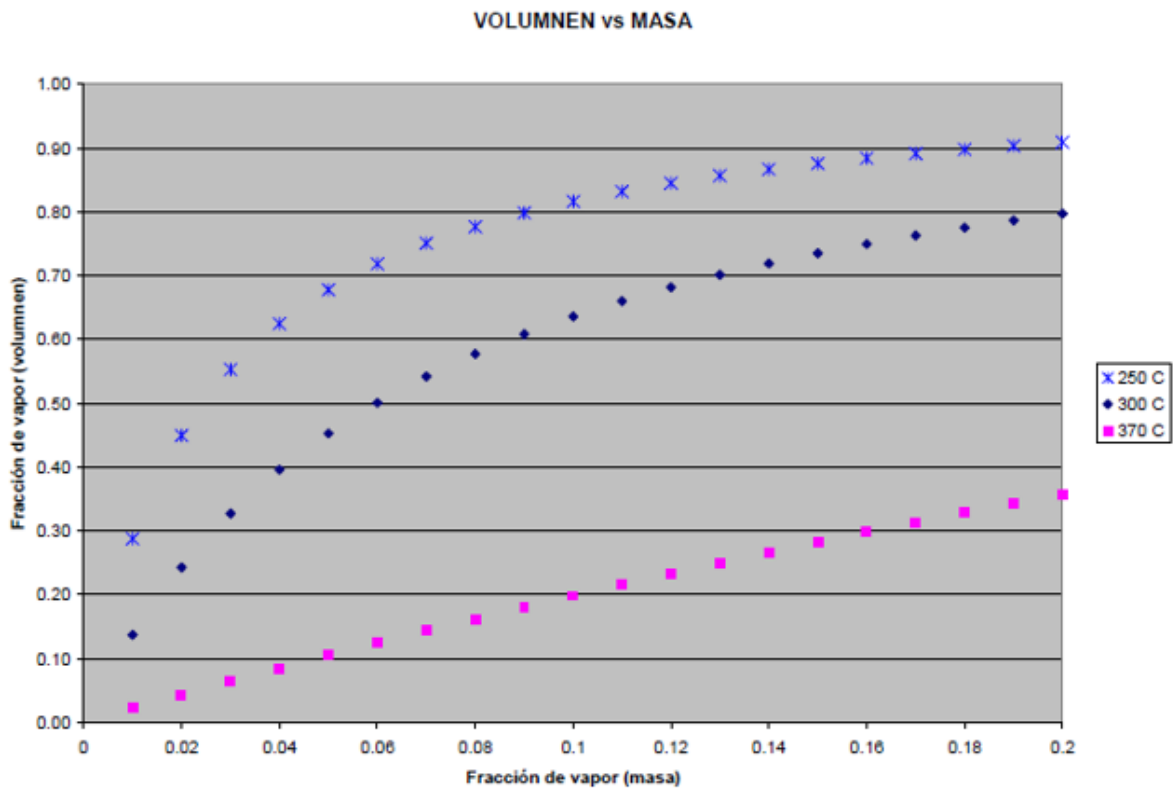


Figura 33.- Correlación entre masa y volumen de vapor en yacimientos con diferente temperatura.

La presión del yacimiento corresponde a la de saturación y el gradiente de presión es prácticamente nulo, debido a la baja densidad del vapor (Figura 34).

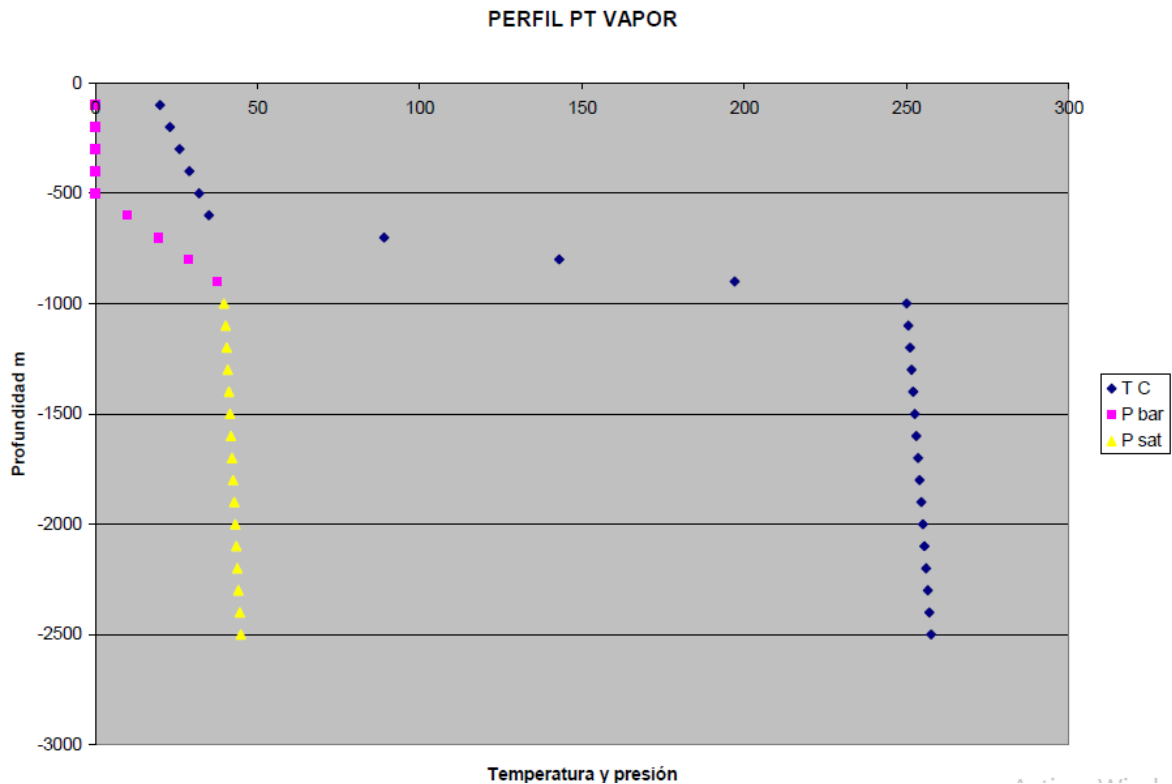


Figura 34.- Perfil idealizado de un yacimiento dominado por vapor.

La línea amarilla representa el perfil de presión de saturación a la temperatura del yacimiento (línea azul) que es de 250° C.

El vapor se localiza en las fracturas y fallas principales, mientras que el líquido se encuentra en los poros adherido a la matriz de la roca. Por ello, la fase móvil dentro del yacimiento es el vapor y es la que fluye hacia el fondo de los pozos, que producen vapor únicamente. La fase líquida es una reserva importante de masa y, al evaporarse por transferencia de calor de la roca, contribuye a la producción de vapor. El manejo de este tipo de yacimientos es más sencillo pues no existe el problema del acarreo del agua superficial y de la reinyección. Los Geysers en Estados Unidos y Larderello en Italia son los ejemplos más conocidos de este tipo.



3.3.4 Yacimientos de Baja permeabilidad (dominados por roca)

Este tipo de yacimientos es también poco común. Se caracterizan por estar saturados de líquido en su condición natural, por lo que el perfil de presión es del tipo hidrostático. Asimismo, cuando el pozo está cerrado o purgado presenta un nivel estático de líquido. Sin embargo, cuando está abierto, produce un fluido de alta entalpía, con una calidad de vapor superior a 0.9. El Campo de Los Humeros es un ejemplo de este tipo de yacimientos.

Otra característica es la ausencia de manifestaciones termales del tipo de fumarolas o manantiales. En todo caso, éstas se limitan al tipo de suelos vaporizantes.

Este comportamiento se debe a la baja permeabilidad. Al abrir el pozo, se establece un gradiente de presión muy grande entre éste y la roca, para poder vencer la resistencia al flujo. Conforme el fluido se mueve hacia el pozo, la presión pasa de una condición de líquido comprimido a una condición de saturación y se inicia el proceso de ebullición dentro del yacimiento. El calor latente de ebullición es proporcionado por la roca. Cuando el fluido ingresa al fondo del pozo, es vapor casi en su totalidad.

En la siguiente figura se muestra un perfil de presión en un pozo de Los Humeros, en condiciones estáticas y fluyendo. Como puede apreciarse, la caída de presión entre el yacimiento y el fondo del pozo es del orden de 100 bar.

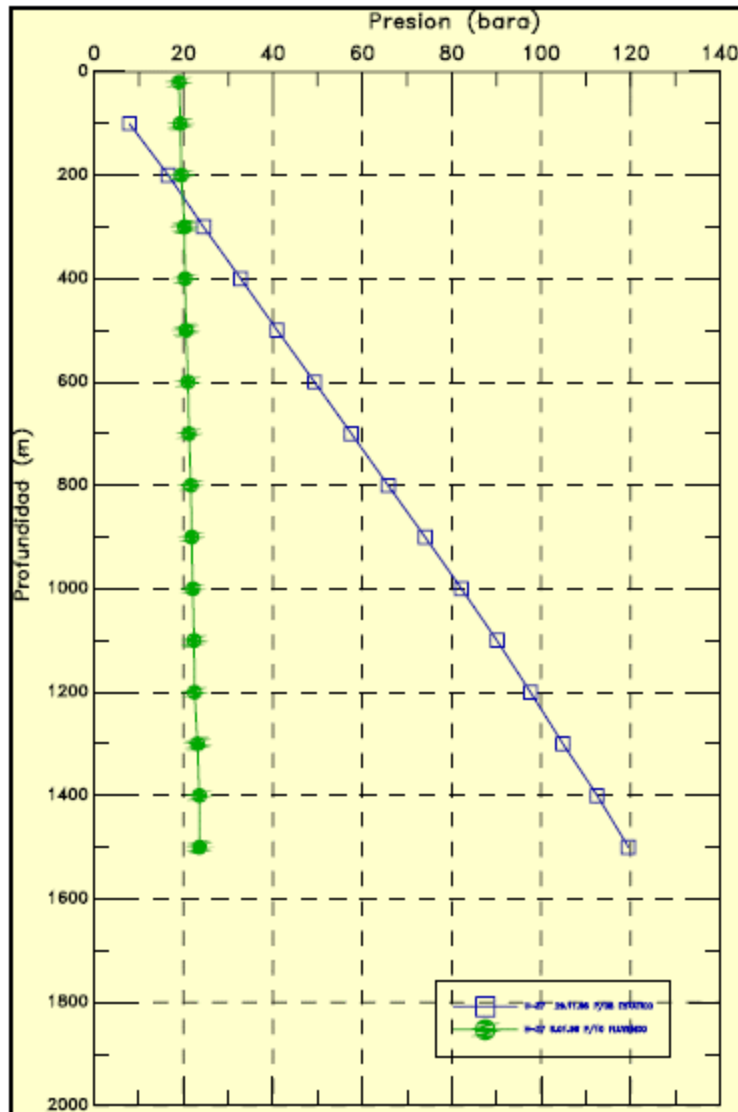


Figura 35.- En azul se muestra el perfil de presión estático y en verde el dinámico.

El perfil dinámico corresponde al de un pozo con alta saturación de vapor, mientras que el perfil con el pozo cerrado es hidrostático.



3.4 Parámetros de los yacimientos geotérmicos

Los parámetros que caracterizan a un yacimiento se agrupan en termodinámicos e hidráulicos. También pueden dividirse en estáticos y dinámicos. Los estáticos son aquellos que no cambian o que su variación es lenta y los dinámicos son los que varían con la explotación de manera significativa. A continuación se definirán estos parámetros y se discutirá su significado.

3.4.1 Volumen y porosidad

El volumen (V) del yacimiento define su tamaño. Este se establece con base en criterios geológicos, geofísicos y de distribución de temperaturas. La definición de las fronteras depende, en cierta medida, del criterio del especialista. Normalmente se consideran las fallas que puedan actuar como límites, la distribución de resistividades del subsuelo, una cierta temperatura mínima, el perfil mineralógico de los pozos exploratorios, etc.

Las fronteras del volumen pueden ser totalmente cerradas, o abiertas al intercambio de calor únicamente o de calor y masa. Las fronteras abiertas pueden ser recarga o descarga del yacimiento.

La porosidad (ϕ) se define como la razón del volumen de huecos entre el volumen total de roca. Es una variable adimensional y se expresa como una fracción o como un porcentaje. Los valores típicos de porosidad de los yacimientos geotérmicos varían de 0.05 a 0.20.

La porosidad total tiene dos componentes. La primera consiste en la porosidad de la matriz de la roca, que suele ser de menor importancia y la segunda, consiste de los huecos generados por el fallamiento y fracturamiento de la roca, que es la más importante, sobre todo en rocas volcánicas e intrusivas.



También suele utilizarse el concepto de porosidad efectiva, aunque en yacimientos geotérmicos no es relevante. La porosidad del yacimiento está saturada de fluidos (agua, vapor y gases); pudiera darse el caso de que cierta fracción del líquido, al estar adherida fuertemente a la matriz de la roca, no fuese recuperable. La porosidad efectiva sería la porosidad total menos esta fracción volumétrica no recuperable de líquido. Sin embargo, en un yacimiento geotérmico es más probable que al agua adherida a la roca se evapore en un momento dado de la vida productiva y, así, viaje hacia los pozos y contribuya a la producción.

La porosidad de la roca se determina mediante registros geofísicos de pozos, por ejemplo, gama-neutrón, y mediante pruebas de laboratorio en núcleos. Las técnicas de registros geofísicos están desarrolladas sobre todo para rocas sedimentarias y su aplicación en rocas volcánicas puede ser algo incierta. Por otra parte, las mediciones en núcleos son muy puntuales y, por lo mismo, poco representativas de todo el yacimiento. Además, los núcleos deben ser manejados con cuidado para no perder la geometría de las fallas o fracturas que estén embebidas en ellos.

3.4.2 Densidad y volumen específico

La densidad del fluido se define como la masa por unidad de volumen ($\frac{Kg}{m^3}$) y su recíproco es el volumen específico (volumen por unidad de masa, $\left(\frac{m^3}{Kg}\right)$). En un yacimiento bifásico la densidad total está dada por la fórmula:

$$\rho_t = x_l * \rho_l + x_v * \rho_v \dots \dots (25)$$

Donde, x_l y x_v son la fracción en masa del líquido y del vapor, respectivamente. A su vez, el volumen específico total es igual a:



$$V_t = x_l * V_l + x_v * V_v \dots\dots\dots (26)$$

Los valores de densidad y volumen específico a diferentes presiones y temperaturas se obtienen de las tablas de vapor.

3.4.3 Saturación y calidad

La saturación es la fracción volumétrica de cada una de las fases (líquido, vapor, gases) con respecto al fluido total. A su vez, la calidad es la fracción másica de cada una de las fases.

Si se conocen las calidades de líquido y vapor, las saturaciones respectivas (S_l y S_v) serán igual a:

$$S_l = \frac{x_l * V_l}{V_t} \dots\dots\dots (27)$$

$$S_v = \frac{x_v * V_v}{V_t} \dots\dots\dots (28)$$

donde $S_l + S_v = 1$.

Si se conocen las saturaciones de cada fase y la temperatura del yacimiento, mediante un procedimiento de ensayo y error se pueden calcular las calidades respectivas.

Por lo general, la saturación y calidad de gas se consideran igual a cero, aunque en realidad tienen valores pequeños. Cuando se tiene necesidad de realizar mediciones o simulaciones numéricas más exactas se debe tomar en cuenta la saturación de gas.

3.4.4 Presión, temperatura y entalpía

Las variables presión (P), temperatura (T) y entalpía del fluido (H) definen el estado termodinámico del yacimiento. La presión y la temperatura son variables intensivas, mientras que la entalpía es extensiva, por lo que se utiliza la entalpía específica (h),



que es la entalpía por unida de masa (kJ/kg). La presión debe expresarse en Pascales (Pa), aunque se permite el uso del bar.

En un yacimiento dominado por líquido, el valor de la entalpía corresponde al del líquido a la temperatura del yacimiento.

En un yacimiento dominado por vapor o bifásico, la presión y la temperatura son interdependientes y tienen los valores correspondientes a la saturación. En este caso, la entalpía depende de la temperatura y de la calidad:

$$h_r = x_l * h_l + x_v * h_v \dots \dots \dots (29)$$

En un yacimiento, la mayor parte de la energía térmica está contenida en la roca, del orden del 70 al 80%. Esta energía se extrae, ya sea al reinyectar o al recargarse el yacimiento con agua más fría, o cuando se presentan procesos de ebullición en el yacimiento. La energía de la roca depende de su capacidad calorífica que es del orden de 0.8 a 1 $\frac{KJ}{Kg^{\circ}C}$; es decir, una roca a 250°C tiene una entalpía específica de 200 a 250 $\frac{KJ}{Kg}$. Si consideramos una densidad típica del orden de 2.5 $\frac{KJ}{m^3}$, un metro cúbico de roca a esa temperatura tiene una entalpía de 500 a 625 $\frac{KJ}{m^3}$.

La razón de por qué se utiliza la entalpía para caracterizar el contenido energético del yacimiento y no le energía interna, es porque en un proceso de expansión adiabática, la entalpía permanece constante y el proceso de flujo a través de un pozo hasta su descarga a la atmósfera se asimila a una expansión casi adiabática.

3.4.5 Transmisividad

El producto de la conductividad hidráulica por el espesor del yacimiento es la trasmisividad:



$$T = \left(\frac{k}{\mu}\right) * h; \dots\dots\dots (30)$$

Donde h es el espesor.

Mediante pruebas transitorias de presión es posible determinar la trasmisividad y también el almacenaje. A partir de la trasmisividad se puede calcular la conductividad; sin embargo, ésto tiene sus inconvenientes, pues los pozos por lo general no atraviesan todo espesor del yacimiento y, además, la sección atravesada por el pozo no es homogénea. Por lo común, las zonas de aporte del yacimiento hacia el pozo se restringen a intervalos limitados de toda la columna del pozo.

3.4.6 Permeabilidades relativas

En los yacimientos de dos fases, la conductividad hidráulica del vapor y del líquido son diferentes. Por ello, es necesario introducir el concepto de permeabilidades relativas, que son factores adimensionales que modifican la conductividad medida en condiciones de una sola fase. La ecuación de Darcy se modifica de la siguiente manera:

$$q = -k \left(\frac{k_{rv}}{\mu_v} + \frac{k_{rl}}{\mu_l} \right) * \frac{dp}{dx} \dots\dots\dots (31)$$

Donde: k_{rv} es la permeabilidad relativa del vapor.

k_{rl} es la permeabilidad relativa del líquido.

Su valor varía entre cero y uno y se cumple siempre la condición de que:

$$k_{rv} + k_{rl} \leq 1.$$

En la interpretación de pruebas de presión y en los modelos de simulación numérica, las permeabilidades relativas se calculan en función de la saturación. Cabe mencionar, que no existen técnicas aceptadas universalmente para determinar la



saturación de las fases en un yacimiento; tampoco se conocen las funciones que relacionan permeabilidad relativa y saturación. Entonces resulta que en el caso de yacimientos bifásicos existen serias limitantes en las herramientas para entender y predecir su comportamiento. Por lo general, reutilizan las llamadas curvas de Corey para determinar las permeabilidades relativas (Figura 36).

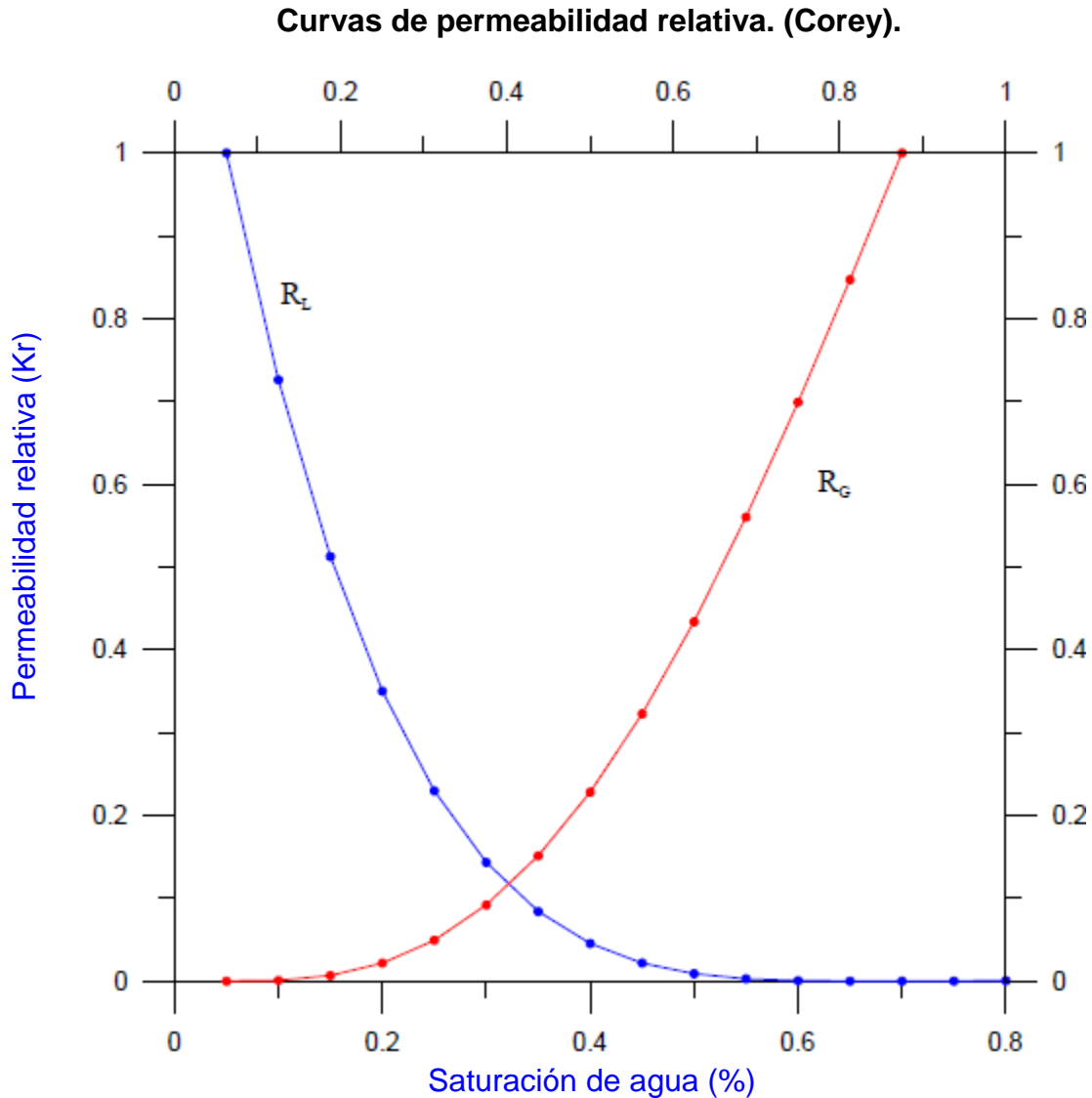


Figura 36.- Las permeabilidades relativas se muestran en función de la saturación de vapor.

La línea azul representa la permeabilidad relativa al líquido y la roja al vapor. Puede observarse que, cuando la saturación de vapor es menor de 0.2, la fase líquida



predomina, mientras que cuando la saturación de vapor es de 0.5 o mayor, la movilidad de la fase líquida se hace cero. Además, en el rango de 0.2 a 0.5 la suma de las permeabilidades es menor de 0.45.

Este comportamiento nos dice que, cuando la saturación de ambas fases es similar, estas se estorban al fluir, por lo que la conductividad hidráulica se reduce significativamente. Cuando una fase predomina, la otra se vuelve inmóvil.

3.4.6.7 Conductividad hidráulica o movilidad

El flujo en medios porosos está descrito por la Ley de Darcy, cuya formulación más simple está dada por la ecuación:

$$q = -\frac{k}{\mu} * \frac{dp}{dx} \dots\dots\dots (32)$$

$$w = -\frac{k}{v} * \frac{dp}{dx} \dots\dots\dots (33)$$

Donde:

q - representa el flujo volumétrico por unidad de área. Sus unidades son $\left[\frac{m}{s}\right]$.

w - el flujo másico por unidad de área $\left[\frac{Kg}{s*m^2}\right]$.

$\frac{k}{\mu}$ - representa la conductividad hidráulica.

La ley dice que, en un medio poroso, el caudal es proporcional al gradiente de presión, que es la fuerza que causa el movimiento del fluido y la conductividad que mide la resistencia que el medio opone al flujo. La conductividad se compone de dos parámetros. El primero es la permeabilidad (k), que es una propiedad de la roca que depende de la geometría de los poros y fracturas; las unidades son $[m^2]$, que pueden visualizarse como una superficie equivalente a través de la cual transita el fluido. El segundo es la viscosidad dinámica (μ), que es una propiedad del fluido y depende de la temperatura; las unidades son $[Pa*s]$. La relación entre porosidad y permeabilidad es compleja y depende del tipo de roca. Por ejemplo, las arcillas son



altamente porosas, pero poco permeables. Existen algunas relaciones empíricas entre ambos parámetros; pero deben tomarse con suma cautela, pues son válidas únicamente para cada caso individual. Cuando la ecuación de Darcy se expresa en términos de masa, se usa la viscosidad cinemática (ν) cuyas unidades son $\left(\frac{m^2}{s}\right)$. Ambas viscosidades se relacionan entre sí como:

$$\mu = \nu * \rho \dots\dots\dots (34)$$

3.5 Almacenaje

El almacenaje relaciona la presión del yacimiento con la masa y con la compresibilidad. En un yacimiento con un almacenaje alto la presión declina de manera moderada como respuesta a la extracción, mientras que si el almacenaje es bajo, la presión declinará rápidamente.

La compresibilidad depende del tipo de yacimiento. Es menor en los dominados por líquido y máxima en los bifásicos. A continuación se discute cada caso.

3.5.1 Almacenaje en yacimientos dominados por líquido.

Teniendo en mente un yacimiento cerrado, en el que no existe recarga natural ni reinyección. En ese caso, el cambio de masa debido a la extracción es igual al cambio de densidad del líquido:

$$V \frac{d(\phi\rho)}{dt} = -q\rho \dots\dots\dots (35)$$

Donde: V - es el volumen del yacimiento

q - el caudal volumétrico extraído.

ρ - densidad del fluido

ϕ - porosidad de la roca



Ya que el fluido está en estado de líquido comprimido, el flujo hacia el fondo del pozo es isotérmico. Bajo esta condición, la ecuación anterior se expresa en términos del cambio de presión de la manera siguiente:

$$V\phi\left(\frac{\partial\rho}{\partial P}\right)_T\left(\frac{dp}{dt}\right) = -q\rho \dots\dots (36).$$

A continuación se definen dos términos: compresibilidad y coeficiente de almacenaje volumétrico. La compresibilidad se define como:

$$c = \left\{ \rho^{-1} \left(\frac{\partial\rho}{\partial P} \right)_T \right\} \dots\dots (37)$$

Y el coeficiente de almacenaje como:

$$\xi_V = V\phi c \dots\dots (37).$$

Sustituyendo estas definiciones en la ecuación (36), se obtiene que:

$$\xi_V \left(\frac{dP}{dt} \right) = -q \dots\dots (38).$$

Esta ecuación relaciona el cambio de presión con el volumen de extracción. Dada una extracción fija (-q es constante), si la compresibilidad es baja, la variación de presión será mayor y, si la compresibilidad es alta, la variación de presión será menor.

Hasta ahora se ha considerado únicamente la compresibilidad del fluido; pero en la realidad también la roca del yacimiento es compresible, por lo que el coeficiente de almacenaje se expresa como:



$$\xi = V(c_m + \phi c) \dots \dots \dots (39)$$

Donde: c_m es la compresibilidad de la roca.

En general, la compresibilidad de las rocas volcánicas e intrusivas es mucho menor que la compresibilidad del fluido; sin embargo, ciertas formaciones sedimentarias pueden tener una compresibilidad comparable a la del fluido. La compresibilidad de la roca raramente se mide, por lo general se utilizan valores tomados de la literatura en las simulaciones numéricas.

El almacenaje de un yacimiento de espesor uniforme h , ésta dado por la expresión:

$$S = (c_m + \phi c)h \dots \dots \dots (40)$$

Y es igual a:

$$S = \frac{\xi}{A} \dots \dots \dots (41)$$

Donde: A - es el área del yacimiento

S - es igual al coeficiente de almacenaje por unidad de área.

3.5.1.2 Ejemplo de cálculo del almacenaje

A manera de ejemplo, se puede calcular el almacenaje de un yacimiento de este tipo, cuya temperatura original es de 250° C. Se supone una presión inicial mayor que la de saturación, por ejemplo, 100 bar. La densidad del líquido, a estas condiciones, es de 805.703 kg/m³. (Los valores se pueden obtener de las tablas de vapor). A 99 bar y 250° C, la densidad es 805.593 kg/m³. Con estos datos se obtiene que la compresibilidad es de:



$$c = \frac{1}{805.703} \left(\frac{805.703 - 805.593}{100 - 99} \right) = 1.365 \times 10^{-4} \text{ bar}^{-1}$$

Un valor pequeño, correspondiente a un acuífero confinado. Si se tiene un yacimiento de 1 km^3 de volumen total y una porosidad de 0.1. El coeficiente de almacenaje volumétrico será:

$$\xi = 1 \times 10^9 * 0.1 * 1.365 \times 10^{-4} = 1.365 \times 10^4 \left[\frac{\text{m}^3}{\text{bar}} \right]$$

Es decir, la capacidad de producción del yacimiento es de 13650 m^3 de agua por cada bar de caída de presión. Suponiendo que la compresibilidad se mantiene constante hasta los 40 bar, presión algo mayor a la de saturación que es de 39.76 bar por lo que el yacimiento sigue siendo de líquido comprimido, la producción acumulada sería del orden de $13650 * 60 = 819000 \text{ m}^3$, equivalente a 655200 toneladas de líquido, suponiendo una densidad de 0.8 t/m^3 a 250° C ; es decir, una cantidad notoriamente insuficiente para que la explotación sea económicamente viable. La cantidad de vapor que se obtiene a una separación de 10bar y, por ende, una calidad de vapor de 0.16, es de 104832 toneladas.

La conclusión de este ejercicio es que un yacimiento de líquido comprimido no es comercial a menos de que exista recarga natural o reinyección o que alcance la condición de saturación y, por lo mismo, aumente notoriamente su coeficiente de almacenaje, como se verá más adelante.

Un escenario más realista consiste en considerar que una fracción del volumen extraído se reinyecta. En ese caso se tiene que el balance volumétrico está dado por la expresión:



$$\xi_v \left(\frac{dP}{dt} \right) = q_r - q \dots\dots\dots (42)$$

Donde: q_r es el caudal volumétrico reinyectado, que es una fracción del caudal extraído.

Por ende se puede simplificar de la siguiente manera:

$$q_r = aq \dots\dots\dots (43)$$

Donde: a- es una constante menor que uno y mayor que cero.

Con objeto de simplificar el ejercicio se supone que las densidades del agua extraída y de la reinyectada son iguales o que la constante (a) incorpora esa diferencia. Entonces:

$$\xi_v \left(\frac{dP}{dt} \right) = (a - 1)q \dots\dots\dots (44)$$

Como es obvio, el efecto de la reinyección puede considerarse equivalente a una reducción de la extracción por el factor (a-1). Si (a) tiene un valor cercano a la unidad querrá decir que la explotación del yacimiento es óptima y la presión decae muy lentamente. Esto, sin embargo, es prácticamente imposible de lograr.

Otra alternativa para hacer comercial al yacimiento es el que exista una recarga natural, la cual puede considerarse proporcional a la caída de presión del yacimiento:

$$q_r = b(P_o - P) \dots\dots\dots (45)$$

Donde: P_o es la presión inicial

b es una constante de proporcionalidad.



Tomando en cuenta las mismas consideraciones sobre la densidad que en el caso de reinyección. Se tiene que:

$$\xi v \left(\frac{dP}{dt} \right) = b(P_0 - P) - q \dots\dots\dots (46)$$

La solución de esta ecuación es:

$$\tau = \frac{\xi}{b} \dots\dots\dots (47)$$

Es un tiempo característico del yacimiento. Puede demostrarse que si el tiempo de extracción es mucho menor que τ , entonces la ecuación anterior se reduce a:

$$P_0 - P = \frac{q}{b} \frac{t}{\tau} = \frac{qt}{\xi} \dots\dots\dots (48)$$

Es decir, al inicio de la extracción, la caída de presión del yacimiento depende del coeficiente de almacenaje. Por otra parte, si el tiempo de extracción es mucho mayor que τ , entonces la ecuación se reduce a:

$$P_0 - P = \frac{q}{b} \dots\dots\dots (49)$$

Cuando el tiempo de extracción es largo, el almacenaje deja de ser significativo y el parámetro importante es b, es decir, la cantidad de recarga.



3.5.2 Almacenaje en yacimientos dominados por líquido con capa de vapor.

En este tipo de yacimiento, el coeficiente de almacenaje es mucho mayor, debido a la capa de vapor existente en la parte superior y que es muy compresible. En estos yacimientos se puede extraer de la capa de vapor o de la zona de líquido. El efecto de extraer de la capa de vapor es un descenso general de las presiones del yacimiento. La tasa de descenso dependerá del coeficiente de almacenaje de la capa de vapor, que se comporta como un acuífero bifásico, caso que se verá más adelante. La extracción de la zona de líquido tiene por efecto el descenso del nivel de transición entre el vapor y el líquido.

La relación entre la extracción y el descenso de presión en la zona de líquido está dada por la expresión:

$$A\phi \frac{dz}{dt} = -q \dots\dots\dots (50)$$

Es decir el volumen extraído es igual a área del yacimiento (A), multiplicada por la porosidad y por el descenso del nivel del agua. Por otra parte:

$$dP = \rho g dz \dots\dots\dots (51)$$

Por ser un perfil hidrostático. Sustituyendo el valor de dz en la ecuación (50), obtenemos:

$$\frac{A\phi}{\rho g} \frac{dP}{dt} = -q \dots\dots\dots (52)$$



Comparando ambas ecuaciones, se obtiene el valor del coeficiente de almacenaje volumétrico del yacimiento, que corresponde al de un acuífero no confinado:

$$\xi_v = \frac{A\phi}{\rho g} \dots\dots\dots (53)$$

Ahora bien, dado que:

$$\xi_v = V\phi c \dots\dots\dots (54)$$

Se tiene que la compresibilidad es igual a:

$$c = \frac{1}{\rho g h} \dots\dots\dots (55)$$

3.5.2.1 Ejemplo de cálculo de almacenaje

Ahora se calcula el valor del almacenaje de un yacimiento cuya temperatura original es de 250° C, su presión de 100 bar y que tiene una capa de vapor en la parte superior. La densidad de líquido es de 805.703 kg/m³. Suponemos también un yacimiento de 1 km³, con un espesor de 1 km. Con estos datos obtenemos que:

$$c = \frac{1}{805.703 * 9.81 * 1000} = 1.27 X 10^{-7} Pa^{-1}$$

Esto es:

$$1.27 X 10^{-2} bar^{-1}$$



El valor obtenido es 2 órdenes de magnitud mayor que el del yacimiento confinado.

El coeficiente de almacenaje volumétrico será:

$$\xi = 1 \times 10^9 * 0.1 * 1.27 \times 10^{-2} = 1.27 \times 10^6 \frac{m^3}{bar}$$

En este caso, se extrae más de un millón de m^3 por cada bar de caída de presión.

Si se permite que la presión descienda hasta 40 bar, como en el caso anterior, se obtiene un volumen total de 76.2 millones de metros cúbicos o 61 millones de toneladas, suponiendo una densidad de 0.8 t/m^3 . En este caso, la cantidad extraída ya puede ser considerada como atractiva comercialmente, incluso considerando que el yacimiento está cerrado. Con una presión de separación de 10 bar y, por ende, una calidad de vapor de 0.16, se obtienen 9.76 toneladas de vapor.

La consideración relativa a la reinyección es válida también en este caso. Su efecto puede considerarse como una reducción de la extracción y, por tanto, disminuir la tasa de decaimiento de la presión. Igualmente, son válidas las consideraciones acerca de la recarga natural. También se debe considerar que un yacimiento de este tipo puede evolucionar a dos fases.

3.5.3 Almacenaje en yacimientos bifásicos

Los yacimientos dominados por vapor, la capa de vapor de un yacimiento dominado por líquido, incluso, un yacimiento dominado por líquido en su estado de madurez, se comportan como acuíferos bifásicos, en los que el líquido ocupa preferentemente los huecos de los poros de la roca y el vapor los huecos de fallas y fracturas. En los yacimientos de baja permeabilidad, en el cono de influencia de los pozos también existen condiciones de dos fases. En este caso, la relación entre caída de presión



y extracción es más compleja, debido al fenómeno de ebullición dentro del yacimiento, que hace que el flujo hacia el pozo no sea isotérmico ni adiabático con respecto al sistema roca-fluido. Para caracterizar termodinámicamente a un yacimiento de este tipo es necesario determinar únicamente la temperatura o la presión, dado que el fluido está en estado de saturación. Además, se debe determinar la saturación de vapor. Este parámetro es crítico para determinar las reservas energéticas del yacimiento; sin embargo, no existe una metodología universalmente aceptada para conocer la saturación original de un yacimiento.

Existen algunos métodos basados en el contenido y distribución de los gases; pero los resultados que se obtienen son un tanto inconsistentes. Normalmente, la saturación es un parámetro que se ajusta en los simuladores numéricos, con base en la calibración de la historia de producción.

En un yacimiento bifásico a una disminución de presión corresponde, inevitablemente, una disminución de temperatura. A su vez, esto hace que la roca ceda calor al fluido, en una cantidad igual a:

$$V(\rho C)\Delta T \dots\dots (56)$$

donde: ρC - es la capacidad calorífica volumétrica de la roca húmeda y está dada por la siguiente expresión:

$$\rho C = (1 - \phi)\rho_r C_r + \phi S_l \rho_l C_l \dots\dots (57)$$

donde: el subíndice r se refiere a la roca.

el subíndice l al líquido.



Este calor que la roca transfiere al fluido hace que un cierto volumen de líquido se evapore y fluya hacia el pozo. El caudal volumétrico producido es igual al volumen de vapor obtenido menos el volumen de líquido evaporado; es decir:

$$\Delta V = \left[\frac{V\rho C\Delta T}{h_{lv}} (v_v - v_l) \right] \dots\dots\dots (58)$$

Donde: h_{lv} es la entalpía específica de vaporización.

v_v es el volumen específico del vapor.

v_l es el volumen específico del líquido.

El término entre corchetes representa la cantidad de masa de líquido evaporada, como puede comprobarse con un análisis dimensional. Si se divide la expresión anterior por ΔP , que es la caída de presión debida a la extracción de volumen ΔV y se acomodan los términos, se obtiene la siguiente expresión:

$$\Delta V = \left\{ \left[\frac{V\rho C}{h_{lv}} \right] (v_v - v_l) \left(\frac{\Delta T}{\Delta P} \right) \right\} \Delta P \dots\dots\dots (59)$$

Que en términos diferenciales y considerando que:

$$\frac{dV}{dt} = -q \dots\dots\dots (60)$$

Es el caudal volumétrico de vapor producido, se obtiene la expresión final:

$$\left\{ \left[\frac{V\rho C}{h_{lv}} \right] (v_v - v_l) \frac{dT_s}{dP} \right\} \frac{dP}{dt} = -q \dots\dots\dots (61)$$



De inmediato se puede reconocer que el coeficiente de almacenaje volumétrico es igual a:

$$\xi = \left[\frac{V\rho C}{h_{lv}} \right] (v_v - v_l) \frac{dT_s}{dP} \dots\dots\dots (62)$$

A diferencia de los casos anteriores, se observa que esta expresión es compleja y depende no solo de la densidad y la presión, sino también de variables térmicas, como la entalpía de vaporización, la capacidad calorífica y el cambio de temperatura. A su vez, la compresibilidad será igual a:

$$c = \left\{ \frac{\rho C}{h_{lv}} (v_v - v_l) \frac{dT_s}{dP} \right\} \frac{1}{\phi} \dots\dots\dots (63)$$

3.5.3.1 Ejemplo de cálculo de almacenaje

Como en los casos anteriores, se hará el ejercicio de calcular la compresibilidad y el almacenaje de un yacimiento bifásico, cuya temperatura inicial es de 250° C. La presión de saturación correspondiente es de 39.76 bar; la entalpía específica de vaporización es de 1716 [kJ/kg] y los volúmenes específicos de vapor y líquido de, 0.05 y 0.00125 [m³/kg], respectivamente. La porosidad es de 0,1. Suponiendo un descenso de 1 bar de presión, el valor $\frac{dT_s}{dP}$ será igual a 1.5.

Por último, el valor de ρC es aproximadamente igual a 2500 [kJ/(m³ °C)]. Con estos valores, se calcula la compresibilidad:

$$c = \left\{ \frac{2500}{1716} (0.05 - 0.00125) 1.5 \right\} \frac{1}{0.1} = 1.07 \text{bar}^{-1}$$



Este valor es dos órdenes de magnitud mayor que el del acuífero de líquido no confinado y cuatro órdenes de magnitud que el caso de acuífero confinado.

A su vez, el coeficiente de almacenaje volumétrico, suponiendo un yacimiento de 1 km³, es igual a:

$$\xi_v = V\phi c = 1 \times 10^9 * 0.1 * 1.07 = 1.07 \times 10^8 \frac{m^3}{bar}$$

Es decir, 100 millones de metros cúbicos de vapor producidos por cada bar de disminución de presión, que equivalen a 2 millones de toneladas de vapor, a la temperatura de 250° C. En este caso, se puede permitir que la presión del yacimiento descienda no más del orden de 10 bar; es decir, que se puede obtener una producción acumulada de 20 millones de toneladas de vapor.

Aunque la capacidad de producción de un yacimiento bifásico cerrado es mucho mayor que la del yacimiento de líquido; sin embargo, también en el largo plazo, la vida útil del yacimiento dependerá de la reinyección y de la recarga natural. Como se verá más adelante, en los yacimientos bifásicos la reinyección debe realizarse con gran cuidado para evitar que la presión disminuya con severidad.

3.5.4 Análisis de los resultados obtenidos en los ejemplos

En la Tabla 3, a continuación se muestra un resumen de los resultados obtenidos, comparando los distintos tipos de yacimientos, bajo el supuesto de que la reinyección y la recarga no existen.



Tipo	T _i (°C)	T _f (°C)	P _i (bar)	P _f (bar)	ξ_v (m ³ /bar)	Ton de masa extraída	Ton de vapor producido
Líquido confinado	250	250	100	40	1.4X10 ⁴	6.6X10 ⁵	1.0X10 ⁵
Líquido no confinado	250	250	100	40	1.3X10 ⁶	7.6X10 ⁷	9.8X10 ⁶
Bifásico	250	234	39.7	29.7	1.1X10 ⁸	2.0X10 ⁷	2.0X10 ⁷

Tabla 3.- Comparación de los resultados obtenidos

Es evidente que el caso bifásico es el más favorable ya que se extrae menos masa total y se obtiene mayor cantidad de vapor (energía). Es importante hacer notar que, en un yacimiento de líquido sin recarga o reinyección, no se extrae la energía térmica de la roca, sino solamente la energía que existe originalmente en el líquido, ya que todo el proceso es isotérmico con respecto a sistema líquido-roca. Sin embargo, estos son ejemplos simplificados que sirven para ilustrar conceptualmente el comportamiento de los yacimientos. En la práctica, no existen yacimientos sin recarga o reinyección. Además, los yacimientos de líquido, especialmente si las temperaturas iniciales son cercanas o mayores a 300° C, eventualmente pasan a la condición de dos fases y su vida útil se prolonga.

Por ejemplo, el yacimiento de Cerro Prieto, después de 33 años de producción, ha evolucionado de manera compleja. El sector occidental, el primero en ser explotado, presenta en general una disminución gradual de la temperatura, por efecto de la recarga natural y la reinyección. El sector central y, sobre todo, el sector oriental han evolucionado a dos fases y han presentado cierta cantidad de recarga profunda de agua caliente.



En el yacimiento de Los Azufres el comportamiento dominante ha sido la ampliación de la capa original de vapor y la evolución generalizada a dos fases, y una influencia limitada de la reinyección. En Los Humeros, la extracción es pequeña en comparación con el potencial del yacimiento, por lo que no ha habido cambios notables; sin embargo, será interesante observar cómo evolucionará este yacimiento de baja permeabilidad.



Capítulo 4. Perforación de pozos geotérmicos.

En la perforación de pozos geotérmicos se tiene como objetivo el manejo de las operaciones mediante las cuales se crea y acondiciona un pozo que servirá como medio para transportar los fluidos geotérmicos desde el subsuelo hasta la superficie; este ducto ayuda a realizar la operación inversa, transportar agua desde la superficie hasta el subsuelo para confinarla en el interior del yacimiento produciendo energía limpia y confiable

4.1 Clasificación de pozos geotérmicos.

Los pozos geotérmicos se clasifican en productores y reinyectores. Los primeros son utilizados para extraer el vapor del yacimiento, el cual es conducido hasta la turbina para generar electricidad. En cambio los segundos, conducen el agua residual del campo geotérmico para ser devuelta al yacimiento a través de ellos.

Los pozos suelen tener un diseño telescópico; ya que la perforación se va desarrollando por etapas, en las cuales hay diámetros de mayor a menor. En algunos casos se inicia perforando un agujero de 34 pulgadas de diámetro, hasta una profundidad de 100 m. Se corre tubería, se cementa para fijarla al subsuelo y luego se continua perforando y corriendo tubería de 20 pulgadas y al llegar a la profundidad deseada, se coloca una tubería ranurada de 12 pulgadas de diámetro y es a través de esas ranuras que gracias a la presión del yacimiento se extrae la mezcla de vapor y agua caliente hacia la superficie. A continuación se describirán los dos tipos de pozos que existen en la industria geotérmica.

4.2 Perforación de pozos geotérmicos exploratorios.

La perforación de pozos exploratorios (Figura 37) es una tarea que se hace en la última fase de la exploración geotérmica. El número, ubicación y profundidad de los mismos estará determinado por los resultados obtenidos en las etapas previas, esto



es, después de conocer la condición geológica estructural del campo, las zonas de mayor anomalía térmica, la probable ubicación del yacimiento y el patrón tentativo de circulación del agua subterránea. El objetivo de estas perforaciones es: corroborar, ampliar y eventualmente modificar los conocimientos obtenidos en la fase de exploración superficial. Durante la perforación de pozos exploratorios se efectúan siguientes tareas:

4.2.1 Reconstrucción de la secuencia estratigráfica.

El control de esta secuencia es muy importante para la programación de las operaciones de perforación: elección de barrenas, fluido de perforación, programa de perforación, diseño del pozo. Consiste en las siguientes operaciones:

- Muestras de recortes para el control estratigráfico (generalmente cada 5 metros).
- Núcleos testigos para una más detallada información de la litología y textura de la roca, basándose en la información deducida a partir de los recortes.
- Núcleos testigos para análisis de las características físicas de las rocas (porosidad, permeabilidad, densidad, conductividad térmica, conductividad eléctrica, etc.).

4.2.2 Muestreo de fluido.

Tiene por finalidad detectar todos los estratos productores atravesados durante la perforación con el fin de reconstruir el esquema hidrológico y su columna estratigráfica.



4.2.3 Medidas de temperatura.

Las medidas de temperatura se realizan mediante el registro de temperatura dinámico y estático que permiten diferenciar las zonas del pozo en las cuales la transmisión de calor se hace por conducción (horizontes impermeables) y otras en las que predominan los fenómenos convectivos (horizontes permeables).

Con las mediciones de temperatura en el pozo en reposo, se calcula la temperatura de la formación (temperatura con tiempo de reposo tendiendo a infinito).

4.2.4 Medidas de presión.

Tienen como objetivo conocer:

- Nivel del fluido en el pozo.
- Presiones de formación de los fluidos.
- Presión en el pozo en función de las condiciones de cabeza de pozo (durante la inyección o producción).

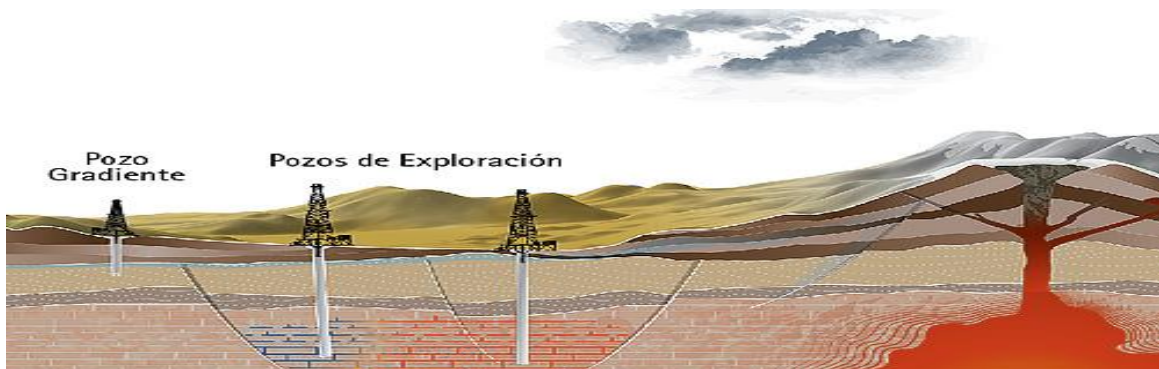


Figura 37.- Pozo geotérmico de exploración (Manual de Pozos Geotérmicos Perforadora Central Mexicana)



4.3 Perforación de pozos geotérmicos de explotación

Los pozos de explotación (Figura 38), permiten el uso completo de las técnicas de perforación.

Las profundidades máximas de estos pozos son de 3000 metros ya que a partir de esa profundidad se empieza a liberar la energía geotérmica

Durante la perforación de pozos geotérmicos de explotación contempla tipos de perforaciones con distintos objetivos, desde pozos de gradiente térmico poco profundos (300 – 1000 m y diámetro delgado) a pozos de explotación de gran diámetro y habitualmente a mayor profundidad (1000 – 3000 metros).

Esta etapa implica la extracción del fluido geotérmico, conduciéndolo por tuberías (vapor ductos) hasta la planta geotérmica. El vapor es conducido hacia las turbinas, que son movidas a gran velocidad. Este movimiento de las turbinas mueve el generador de la planta y por medio de éste, se genera la electricidad.

A su vez, el vapor que ya pasó por la turbina, es condensado y reinyectado al yacimiento. De esta manera se desarrolla un manejo del sistema geotérmico que permite una explotación sustentable del recurso.

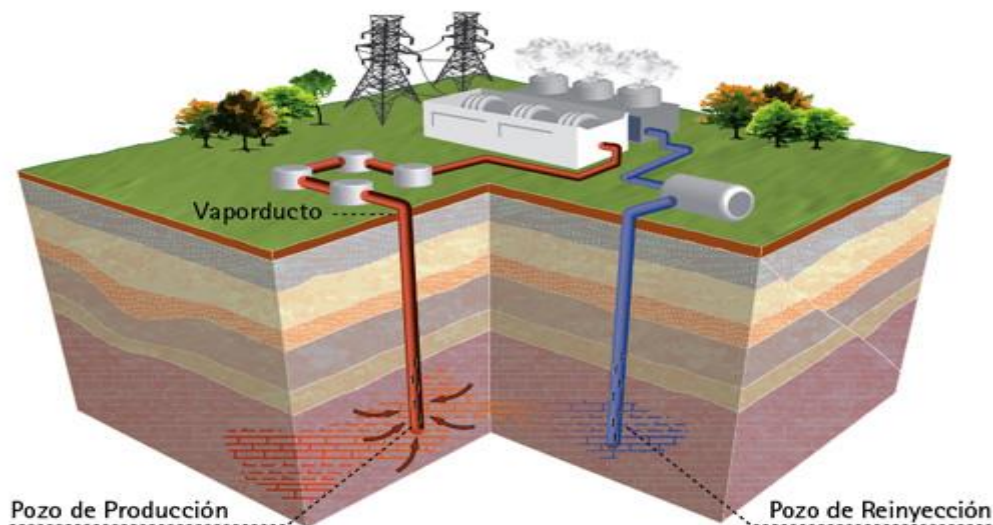


Figura 38.- Pozo geotérmico de explotación. (Manual de Pozos Geotérmicos Perforadora Central Mexicana)



4.4 Equipos de perforación. (Figura 44)

4.4.1 Sistema de izaje

Este sistema de izaje (Figura 39) se considera el componente de mayor tamaño en una plataforma de perforación, sus funciones principales del sistema es proveer un medio de soporte, que consiste en subir y bajar la sarta de perforación, la tubería de revestimiento (TR) y otros equipos sub superficiales cuando se llevan a cabo las operaciones de la perforación en un pozo petrolero o geotérmico. Los principales componentes de este sistema son:

- Mástil y subestructura
- Malacate
- Corona y polea viajera
- Cable de perforación
- De igual forma se consta de un equipo auxiliar (elevadores, gancho, etc.)

Con este sistema se realizan dos operaciones principales, viajes y conexiones. Estas conexiones se usan en el proceso periódico de adicionar tubería conforme se va profundizando el pozo. Estos viajes son referidos al proceso de remover la tubería del pozo para cambiar alguna tubería o algún equipo subsuperficial y posteriormente bajar nuevamente la sarta de perforación.

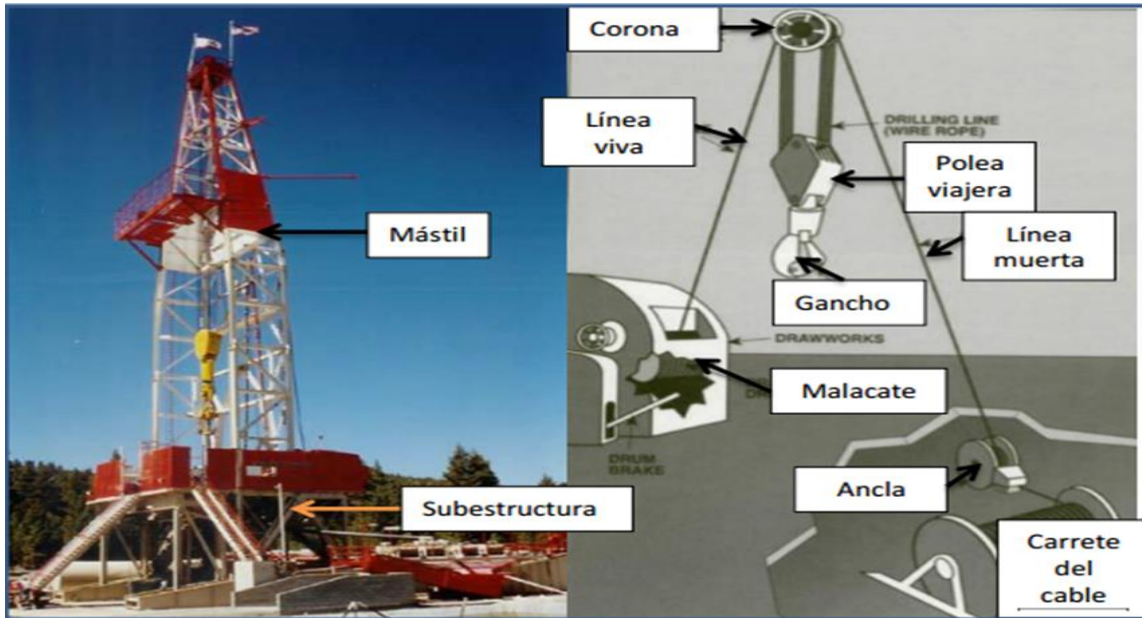


Figura 39.- Sistema de izaje para la perforación de un pozo geotérmico (Manual de Perforación “GRUPO ENAL”)

4.4.2 Sistema de Circulación del fluido de Perforación

La principal función del sistema de circulación es hacer circular el fluido de perforación hacia el interior y fuera del pozo con el propósito de remover los recortes de roca del fondo del pozo a medida que se perfora, además de proveer un medio para controlar el pozo y las presiones de formación. Un esquema simplificado del sistema de circulación del fluido de perforación se muestra en la Figura 40.

La velocidad, eficiencia, seguridad y economía de la perforación, dependerán principalmente del comportamiento del fluido de perforación usado.

Los componentes del equipo superficial son:

- Bombas
- Presas de lodos
- Equipo de control de sólidos
- Desgasificador
- Temblorinas



- Torre de enfriamiento (opcional)

Los componentes del equipo subsuperficial son:

- Tubería de perforación
- Preventores
- Lastrabarrenas
- Barrena de perforación
- Aditamentos de la sarta de perforación

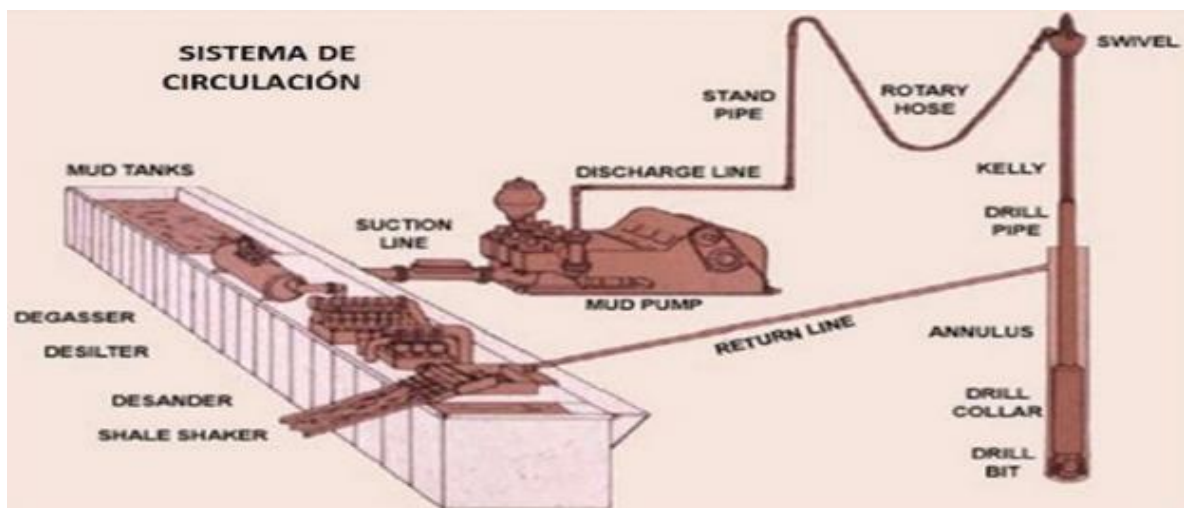


Figura 40.- Sistema de circulación de lodos (revista de energía renovable publicada por la “UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CHILE”)

4.4.3 Sistema de rotación.

Este sistema es un equipo que incluye todos los elementos necesarios para poder lograr que rote el equipo, por lo tanto el objetivo principal es el de proporcionar la acción de rotar la barrena para que esta pueda llevar a cabo la perforación exitosa.

Durante la perforación de pozos geotérmicos, se emplean dos formas distintas de aplicar rotación a la sarta de perforación, las cuales son mediante:



Sistema rotatorio convencional.

Este sistema rotatorio convencional es el que tiene mayor aplicación en la industria geotérmica y está constituido por los siguientes componentes:

- Mesa rotaria
- Buje maestro
- Bushing kelly
- Flecha de transmisión (kelly)
- Unión giratoria
- Válvulas de seguridad
- Sarta de perforación

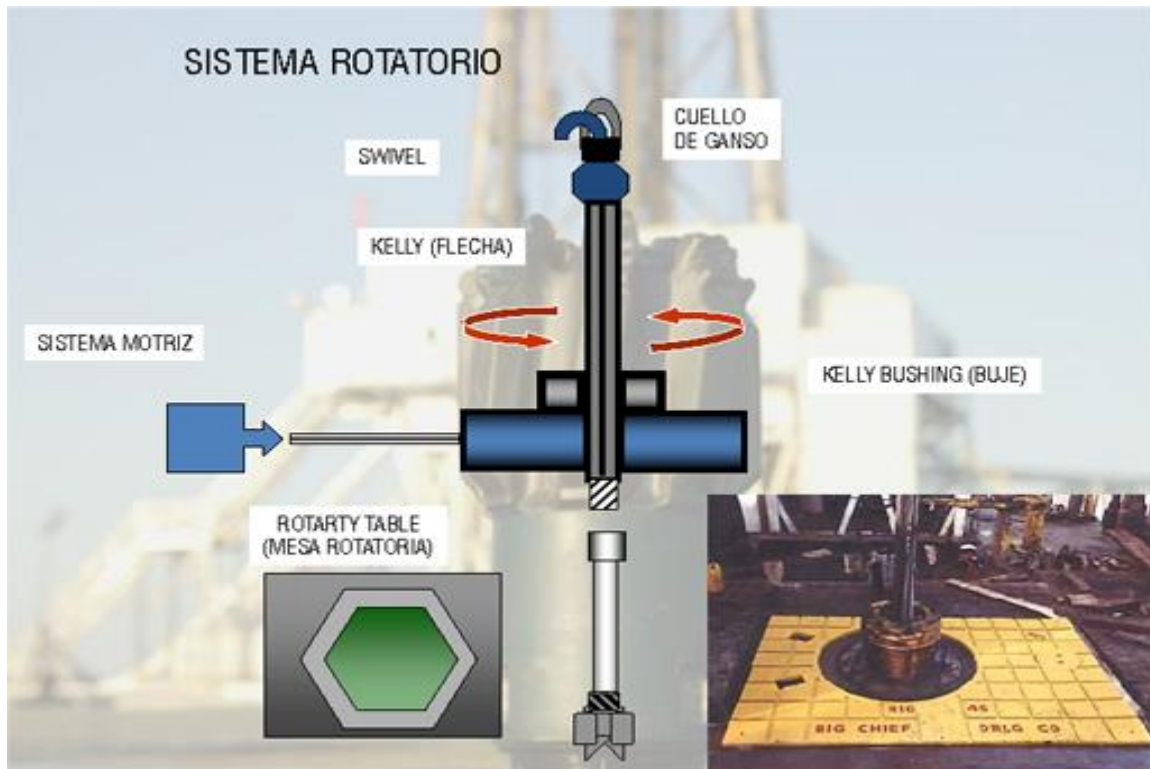


Figura 41.- Sistema rotatorio de pozos geotérmicos (Manual de Perforadora Central Mexicana)



4.4.4 Sistema top drive.

El Sistema *Top Drive* (Figura 42), puede definirse como una herramienta de manera general, pero siendo más precisos podemos definirlo como un motor eléctrico o hidráulico que se suspende en cualquier tipo de mástil de un equipo de perforación. Esta herramienta se encarga de hacer rotar la sarta de perforación y el trépano.

El sistema *Top Drive* puede reemplazar las funciones de una mesa rotaria, permitiendo rotar la sarta de perforación desde el tope, usando una cabeza de inyección propia, en lugar de la cabeza de inyección, vástago y mesa rotaria convencionales. Además el sistema se maneja a control remoto desde la consola del perforador.

En pozos geotérmicos el sistema *Top Drive* es aplicable solo para pozos exploratorios.

Está compuesto por:

- Unión giratoria integrada
- Manguera flexible
- Motor eléctrico
- Árbol de transmisión
- Caja de transmisión
- Preventores
- Llave de apriete
- Sustitutos
- Control remoto para el gancho



Figura 42.- Sistema *Top Drive* (Unión de Perforación Geotérmica Española)

4.4.5 Sistema de control de brotes.

El ocasiones la barrena penetra formaciones que contienen fluidos presurizados y estos vencen la columna hidrostática creada por el fluido de perforación desplazándolo hasta la superficie y se produce el brote del pozo. Para evitar lo anterior se tiene el sistema de control el cual proporciona la seguridad del pozo en situaciones donde existen estas aportaciones de fluido de la formación al pozo.

Los elementos de control de brotes en pozos geotérmicos son:

- **Arreglo de preventores**
- **Sistema de acumulación (acumulador)**

El arreglo de preventores consta de:

- ✓ Preventor rotatorio
- ✓ Preventor anular
- ✓ Arietes para diferentes diámetros de tubería
- ✓ Ariete ciego
- ✓ Ariete de corte
- ✓ Línea de estrangular
- ✓ Línea de matar

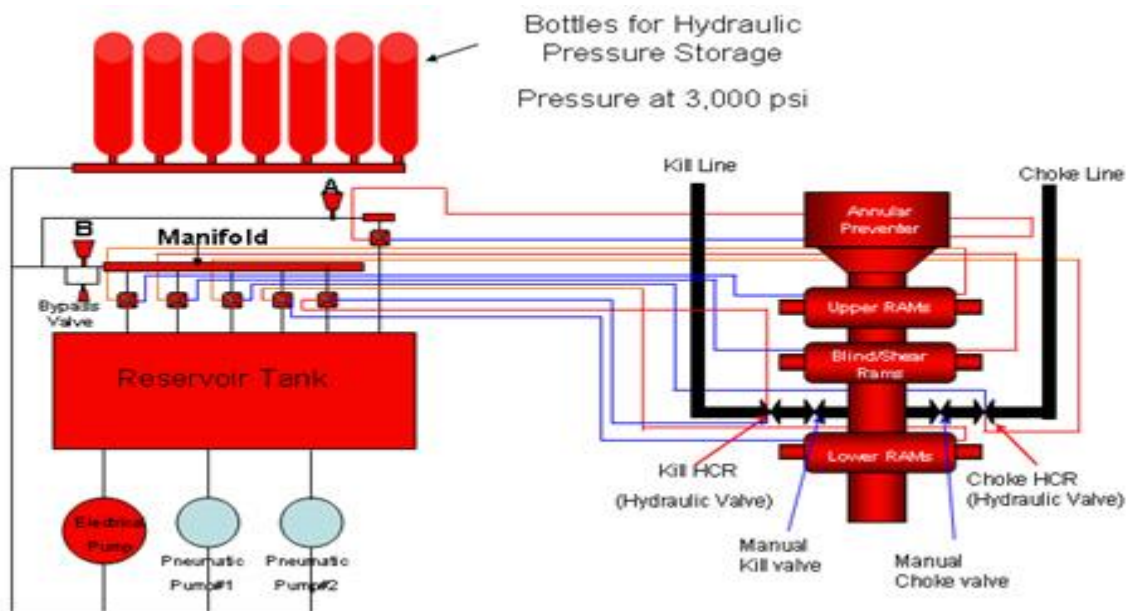


Figura 43. -Sistema de control de brotes para pozos geotérmicos. (Artículos GeoEner)

4.4.6 Sistema de monitoreo

Este sistema tiene la función de monitorear en forma continua todos los parámetros que involucran las operaciones de perforación, con el objeto de llevar a cabo las operaciones en forma segura y eficiente, así como, en caso de tener un problema en la perforación, poder tener un control sobre estos. Los parámetros más importantes que se monitorean son:

- ✓ Profundidad
- ✓ Velocidad de perforación
- ✓ Peso en el gancho
- ✓ Torque aplicado a la columna de perforación
- ✓ Gasto de bombeo
- ✓ Presión en las bombas
- ✓ Densidad y temperatura del lodo
- ✓ Propiedades de la roca.



Equipo de perforación terrestre para pozos geotérmicos.



Figura 44.- Representación de un equipo de perforación completo para un pozo geotérmico (manual de perforación “GRUPO ENAL”)



4.5 Personal de perforación en un pozo geotérmico.

4.5.1 Coordinador o Superintendente.

Es el de mayor rango en el equipo de perforación de un pozo geotérmico, su nombramiento depende, si está en tierra es el que es directamente responsable del equipo, acuerda los programas con la jefatura y los transmite al técnico, tiene a su cargo todo el equipo y está disponible las 24 hrs del día. Generalmente sus conocimientos son adquiridos por la experiencia, aunque actualmente, se está sustituyendo por Ingenieros denominados “Ingeniero de Proyecto”. Dirige operaciones especiales como:

- Toma de registros
- Apertura de ventanas
- Introducción de TR´S
- Cementaciones



Figura 45.-Representa al Superintendente (*Company man*). (Manual de Perforación “Perforadora Central”)

El superintendente (*company man*), es la persona con más experiencia en la perforación de pozos geotérmicos.



4.5.2 Ingeniero químico

Profesionista técnico encargado de supervisar y garantizar las propiedades reológicas del fluido de perforación. (Figura 46). Prepara, mantiene y da tratamiento al fluido de perforación. Es responsable de la existencia adecuada de materiales necesarios para el lodo, así como del control de pegaduras de tubería durante la perforación y da información como la siguiente:

- Controla las especificaciones del lodo.
- Reconoce los problemas y sugiere soluciones.
- La logística de las provisiones de lodo.



Figura 46.- Representación de un ingeniero químico a cargo de los lodos de perforación

4.5.3 Perforador.

Es el jefe de la cuadrilla y se encarga de operar la *consola de mando*. Además lleva un registro de las condiciones de operación y el record de los metros perforados. Conoce todas las herramientas utilizadas para la perforación (barrenas, martillos,



tubería pesada, lastra barrenas, válvulas de contrapresión, etc.) y sabe diferenciar los preventores y su funcionamiento.



Figura 47.- Representación de perforador en un pozo geotérmico
(PERFORADORA CENTRAL DE MEXICO)

4.5.4 Auxiliar de perforador o cabo.

Es el segundo a cargo de la cuadrilla después del perforador. Dada su experiencia y habilidades. Durante las operaciones de sacar y meter tubería, coordina y asiste a los ayudantes de piso, en ausencia del perforador el queda a cargo, sabe manejar la consola del perforador, los motores auxiliares, conoce los diferentes grados de la tubería de perforación. (Figura 48).



Figura 48.- Representación de ayudante de perforador (Perforadora Central de Pozos Geotérmicos y Petroleros)

4.5.5 Cuñero o malacatero

El malacatero o cuñero tiene la función de bajar las sondas de los registros geofísicos de pozos por medio del malacate y registra la información geológica y en ocasiones da reportes geofísicos y en la industria geotérmica da información de la temperatura del vapor.

- Mantenimiento llaves de fuerza
- Mantenimiento del malacate.



Figura 49.- Representación de malacatero en un pozo geotérmico (www.ingeopres.com).



4.5.6 Chango.

Es el responsable de enganchar la tubería de perforación y estibarla a un costado del mástil cuando se está sacando o engancharla al elevador cuando se mete. Cuando se está perforando se encarga de vigilar que el volumen y las propiedades geológicas del lodo (densidad y viscosidad) se mantengan de acuerdo a lo programado y que el sistema de circulación (bombas, eliminadores de sólidos, etc.) opere de forma eficiente.



Figura 50.- Representación del chango encargado de cambiar las tuberías de perforación (Manual de Climatización y Perforación Geotérmica).

4.5.7 Ayudante de trabajos de piso.

Es el personal encargado de realizar todas las maniobras de conectar y desconectar la tubería de perforación al meter o sacar la misma, siendo esta su función principal. También realiza actividades de limpieza del equipo, acomodo de la tubería, etc.



Figura 51.- Representación de ayudante de piso en la perforación de un pozo geotérmico (ACHEGEO)

4.6 Herramientas usadas durante la perforación de un pozo geotérmico.

4.6.1 Barrenas PDC.

Una clase especial de barrena del tipo policristalino térmico estable. Las barrenas de PDC pueden soportar temperaturas mucho más altas que las barrenas tricónicas lo que permiten ser de gran uso en la industria geotérmica (Figura 52). Así, al perforar un agujero de un pozo geotérmico que requiera mucho peso y de altas velocidades rotatorias que generen bastante calor para destruir la capa, el operador puede seleccionar una barrena de PDC ya que podrán resistir la temperatura y la presión del vapor liberado del yacimiento.



Figura 52.- Barrena PDC usada en la perforación de un pozo geotérmico (Manual de Perforación Schlumberger)



4.6.2 Barrenas (*bits*).

Este tipo barrena es la herramienta de corte ubicada en el extremo inferior de la columna de perforación, es empleada para triturar o cortar la formación durante el proceso rotatorio en yacimientos geotérmicos (Figura 53). La función principal de esta herramienta es la de remover la roca al reducir y eliminar el esfuerzo al corte, o mediante el vencimiento de su esfuerzo de compresión.



Figura 53.- Barrena *BITS* usada en la perforación de un pozo geotérmico (Manual de Perforación Schlumberger)

4.6.3 Barrenas tricónicas

Este tipo de barrenas tricónicas son las más empleadas durante las operaciones de perforación rotatoria de pozos geotérmicos, constan de tres conos cortadores que giran sobre su propio eje, los cuales pueden variar de acuerdo a la estructura de corte, ya que pueden tener dientes de acero fresados o insertos de carburo de tungsteno (Figura 54). Las barrenas tricónicas empleadas en la industria geotérmica deben tener especificaciones especiales principalmente para los cojinetes, los sellos y el fluido lubricante; deben estar adecuadas para resistir las altas temperaturas. Las barrenas tricónicas son las más convenientes en la perforación geotérmica debido a su alta durabilidad en rocas duras y fracturadas, característica principal de los yacimientos geotérmicos.



Figura 54.- Representación de una barrena tricónica usada en la perforación de un pozo geotérmico (Manual de Perforación Schlumberger)

4.6.4 Barrenas nucleadoras.

Este tipo de barrenas (Figura 55) adquieren un gran papel dentro de la industria geotérmica cuando se trata de pozos de diámetro reducido que normalmente son exploratorios, estas barrenas funcionan como una barrena nucleadora convencional, con la única diferencia de que el porta núcleos se ubica en la sarta de pozos de diámetro convencional. Estas barrenas sirven para obtener núcleos de la formación los cuales servirán principalmente para realizar estudios sobre la densidad de las fracturas, espaciamiento y apertura de las mismas con el fin de obtener datos de la transmisibilidad de las formaciones.



Figura 55.- Representación de una barrena nucleadora usada en la perforación de un pozo geotérmico (Manual de Perforación Schlumberger)

4.6.5 Tubería de perforación (*drill pipe*).

Estas tuberías de perforación (Figura 56), conforman la parte más larga de la columna de perforación y espesor del cuerpo, el cual consta en ambos extremos de conexiones, en un extremo tiene una caja con cuerda y en el otro tiene un extremo cónico. En la industria geotérmica las tuberías de perforación comunes son de 3 ½", 4 ½" y 5" de diámetro. La correcta selección de la tubería de perforación en pozos geotérmicos puede ser complicada en ocasiones, por lo que las primeras consideraciones son citadas a continuación. Esfuerzos a la que estará sometida: los principales son la tensión y la torsión, estos se presentan cuando se sube la sarta y cuando se aplica el torque a la misma. Diámetros: los diámetros externos e internos de la tubería.



Figura 56.- Representación de una tubería (*drill pipe*) usada en la perforación de un pozo geotérmico (Manual de Perforación Schlumberger)

4.6.6 Portabarrenas (*bit sub*)

Se considera una pieza mecánica tubular metálica que cuenta con dos conexiones tipo caja (Figura 57), y es empleada para conectar la barrena con el siguiente elemento de la columna de perforación (normalmente los denominados portabarrenas). El tamaño de su largo varía normalmente entre 0.3 y 1 metro. La válvula de no retorno que aloja este elemento sirve para asegurar que el flujo no circule a la inversa dentro de la columna de perforación, en la industria geotérmica esto adquiere interés debido a que los fluidos calientes causarían daño si regresaran hasta el piso de perforación de pozos geotérmicos.



Figura 57.- Representación de un portabarrenas que se usa en la perforación de un pozo geotérmico (Manual de Perforación Schlumberger)



4.6.7 Estabilizadores (*Stabilizers*)

La importancia de los estabilizadores (Figura 58), radica en que nos ayudan a mitigar el problema de desgaste de la sarta por abrasión, pues son una herramienta que a través de sus aletas permiten el paso del flujo del fluido de perforación y estabilizan el movimiento de la sarta ya que tienen el mismo diámetro del pozo, estas herramientas son alojadas en diferentes puntos de la sarta de perforación, sin duda alguna debe existir un número óptimo de estabilizadores en una sarta para evitar los riesgos de atascamiento y sobrepeso a causa del fluido.



Figura 58. -Representación de estabilizadores usados en la perforación de un pozo geotérmico (Manual de Perforación Halliburton)

4.6.8 Rimadores (*Reamers*).

Esta herramienta tiene la función de desgastar las paredes del pozo (rimar) para que se garantice un diámetro de pozo igual o muy similar al de la barrena (Figura 59). Son empleados cuando se tiene la problemática de mantener el diámetro del pozo, lo cual ocurre con frecuencia en formaciones abrasivas (característica de las formaciones geotérmicas). Estas herramientas son alojadas normalmente después de la barrena, creando la acción de rimado mediante unos conos giratorios que van



sobre brazos extendibles, accionados por la presión del fluido de perforación cuando se está perforando un pozo geotérmico.



Figura 59.- Representación de rimadores (*reamers*) usada en la perforación de un pozo geotérmico (Manual de Perforación Schlumberger)

4.6.9 Martillos para perforación por percusión (*Impax Hammer Bit System*)

Los martillos para perforación por percusión (Figura 60), son herramientas que se colocan en la columna de perforación, constan principalmente de una camisa-pistón recíprocante, la cual mediante un mecanismo de accionamiento proporciona una carga de impacto a la barrena. Las barrenas empleadas con esta herramienta son normalmente de cortadores fijos con insertos de carburo de tungsteno especiales. Las formaciones asociadas a yacimientos geotérmicos típicamente duras y fracturadas son adecuadas para llevar a cabo operaciones de perforación mediante impacto, debido a que las rocas son muy poco plásticas es por eso que se usan este tipo de martillos.

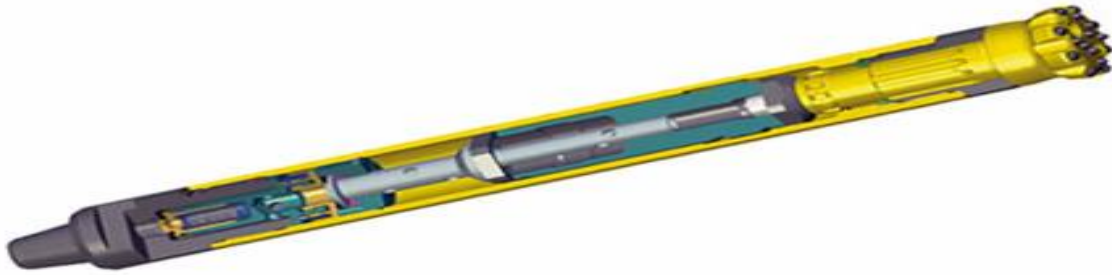


Figura 60.- Representación de un martillo. (*Impax Hammer bit System*) usada en la perforación de un pozo geotérmico (Manual de Perforación Schlumberger)

4.6.10 Lastrabarrenas (*Drill Collar*)

Esta herramienta es colocada después de los portabarrenas, son elementos de acero rígido con una longitud aproximada de 10 metros y un peso de entre 2.5 y 3.5 toneladas, los diámetros más comunes son de 6" a 10"; esto en la industria geotérmica. Sus funciones son:

- Proporcionan el peso de a barrena.
- Rigidez sobre el aparejo de fondo.



Figura 61.- Representación de un Lastrabarrenas (*drill collar*) usada en la perforación de un pozo geotérmico (Manual de Perforación Schlumberger)



4.6.11 Amortiguadores (*Shock sub*)

Los amortiguadores (Figura 62), son una herramienta usada cuando se perforan formaciones duras y fracturadas (ambientes geotérmicos) o incluso formaciones intercaladas, los efectos de alta vibración son comunes. Esta herramienta, como su nombre lo indica, funciona como amortiguador de esos efectos de vibración, atenuando los efectos que se transmiten hacia la parte superior de la sarta de perforación. Estas herramientas son de uso común cuando se emplean martillos de percusión.

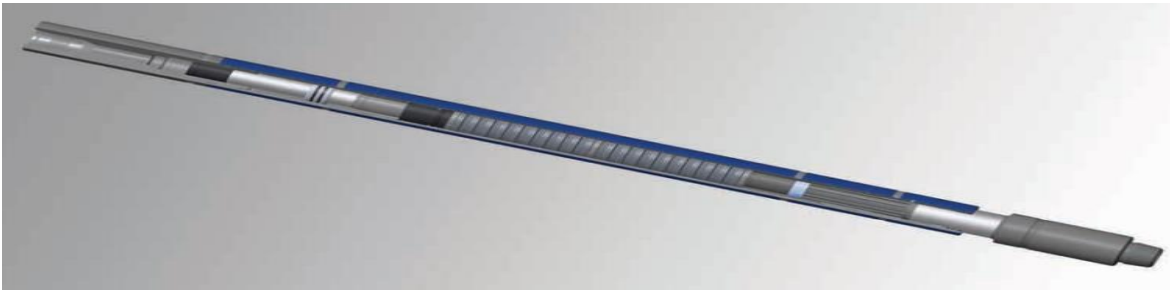


Figura 62.- Representación de un amortiguador (*shock sub*) usada en la perforación de un pozo geotérmico (Manual de Perforación Schlumberger)

4.6.12 Martillos (*Jars*)

Estos martillos de perforación (Figura 63), se usan en la pesca, es decir, cuando algo queda atrapado (atascado) en el pozo durante las operaciones de perforación, la herramienta que ayuda a su liberación es el martillo. Los martillos funcionan mediante la liberación de energía almacenada en la herramienta, tirando hacia arriba de la sarta y provocando su tensión. Existen dos tipos de martillos, los martillos hidráulicos y los mecánicos, ambos operan bajo el mismo principio.



Figura 63.- Representación de un martillo (*Jars*) usado en la perforación de un pozo geotérmico (Manual de Perforación Schlumberger)

4.7 Fluidos de perforación para pozos geotérmicos

Estos fluidos de perforación son circulados a través del pozo con el fin de remover los recortes producidos por las barrenas en el fondo del pozo. El fluido es bombeado a través la sarta de perforación hasta las toberas de la barrena, y regresa a la superficie por el espacio anular que se encuentra entre la sarta de perforación y la pared del pozo. Las principales funciones del fluido de perforación son:

- Limpiar el pozo de los recortes
- Enfriar y limpiar la barrena
- Lubricar la sarta de perforación
- Mantener la estabilidad del pozo
- Permitir la obtención de información geológica
- Controlar la presión de formación
- Proteger la formación perforada de daño
- Transmitir la potencia hidráulica



Los lodos que existen para la industria geotérmica principalmente son los siguientes:

- Lodo base de agua
- Salmueras
- Lodos aireados
- Espumas

Mencionaremos cada una de sus propiedades:

4.7.1 Viscosidad.

Se describe como la oposición que pone un fluido a fluir o a ser deformado. Define la capacidad del lodo de lograr una buena limpieza tanto del pozo como de la barrena y de mantener en suspensión a los recortes. La viscosidad no debe de ser muy grande, debe ser pequeña, para que el lodo pueda ser bombeado con facilidad, ni tampoco tan pequeña como para impedir la extracción de los recortes.

4.7.2 Densidad.

Se puede definir como la capacidad del lodo de ejercer una contrapresión en las paredes del pozo, controlando de este modo la presión de la formación perforada. Es definida como masa por unidad de volumen y es medida en gramos por centímetro cúbico (gr/cm^3). La densidad para los lodos de perforación geotérmicos generalmente debe tener valores de 1.03 a 1.15 gr/cm^3 .

4.7.3 Tixotropía.

Esta es una propiedad que tienen los fluidos que forman una estructura de gel, cuando el fluido se encuentra estático (no hay circulación), y regresando al estado de fluido cuando se aplica un esfuerzo de corte, y de esta manera mantener los recortes en suspensión evitando que se depositen en el fondo del pozo.



4.7.4 Filtrado.

Esta propiedad del fluido de perforación, forma una capa impermeable (enjarre) en la pared del pozo, para evitar la filtración del fluido en zonas permeables. Dicho enjarre debe de ser resistente e impermeable; resistente para que no sea fácilmente erosionable e impermeable para evitar que el agua libre en el lodo invada las zonas permeables.

4.7.5 Potencial de Hidrógeno (pH).

Nos dirá la cantidad del ion hidrógeno en el líquido e indica lo ácido o alcalino que es el fluido de perforación. Se expresa en valor numérico que va del 0 al 14. El pH del fluido de perforación puede afectar en su rendimiento y es importante para el control de la corrosión. Deberá tener valores de pH entre 9.5 a 11.5. Debido a su rendimiento como fluido de perforación.

4.7.6 Contenido de sólidos.

Se define como cualquier material sólido mayor a 74 micras de tamaño contenido en el fluido. El contenido de arena debe de ser inferior a 2% para fluidos de perforación geotérmicos.

4.7.7 Temperatura.

Para la temperatura del fluido de perforación es monitoreada debido a que puede ayudar a entender qué es lo que está pasando en el fondo del pozo y advertir de posibles problemas. Un cambio repentino de la temperatura del fluido de perforación podría indicar una zona permeable lo cual ayuda a la perforación de un pozo geotérmico.



4.8 Descripción de los lodos que se usan en la industria geotérmica.

4.8.1 Lodos base agua.

El agua utilizada para producir estos lodos pueden ser la producida por pozos vecinos, la cual es mezclada con bentonita (incrementa la viscosidad del fluido) y barita (incrementa la densidad del fluido sin afectar su viscosidad). Sin embargo, los lodos de alta densidad raramente son empleados en la industria geotérmica. Generalmente los pozos geotérmicos son perforados usando una simple mezcla de agua y bentonita, este tipo de lodos no requieren tratamientos químicos más allá de control de pH y algunos dispersantes.

4.8.2 Salmuera.

Para la salmuera es generalmente el fluido de perforación geotérmico más económico. Se usa preferentemente en la última etapa de perforación, donde el pozo quedará en agujero descubierto. La salmuera como fluido de perforación es utilizada mientras se perforan zonas permeables de interés, con el fin de no dañar la formación, además de no dañar, economiza la parte de los fluidos.

4.8.3 Espumas.

Este es un fluido muy efectivo para perforar en formaciones secas, climas áridos o climas árticos. De igual forma para perforar a grandes profundidades se añade un agente espumante para ayuda a remover los recortes en el fondo del pozo.



4.8.4 Lodos aireados

Estos son inyectados como aire comprimido junto con el lodo de perforación, ayudando a reducir la densidad del fluido de tal manera que la columna hidrostática dentro del pozo se vuelva ligeramente menor a la presión de la formación del yacimiento geotérmico. La aplicación principal en pozos geotérmicos es la de perforar donde hay problemas significativos de pérdida de circulación.

4.9 Cementación de pozos geotérmicos.

Llamamos cementación al proceso en el cual se mezcla y se bombea la lechada de cemento hacia el fondo del pozo, con el objetivo de llenar el espacio anular producido entre TR y la pared del pozo, sirviendo como material adherente de las tuberías con la pared. Las TR de los pozos geotérmicos son cementadas hasta la superficie, a diferencia de los pozos de hidrocarburos.

La cementación de las TR es una de las operaciones críticas durante la perforación de un pozo geotérmico debido a que una mala operación puede afectar la vida productiva del pozo. Las TR son cementadas por las siguientes causas:

- Para poner un sello hidráulico entre la TR y la formación.
- Reducir el proceso de corrosión exterior de la TR.
- Cuidar las zonas productoras de fluido geotérmico a alta temperatura de ser enfriado por fluidos a baja temperatura de formaciones a poca profundidad del pozo.
- Aislar las formaciones de poco interés, para permitir la perforación más profunda.

En general existen 5 pasos en el diseño de una cementación exitosa:



- Se analizaran las condiciones del pozo.
- Observar la composición de la lechada.
- Determinar el volumen de lechada que será bombeada.
- Detectar el desplazamiento del cemento en tiempo real.
- Hacer una evaluación de la cementación.

4.9.1 El equipo usado en la cementación:

El equipo de cementación de pozos geotérmicos debe ser seleccionado adecuadamente debido que al no haber una buena elección de los equipos de cementación pueden existir muchos problemas en cuanto al asentamiento de tuberías el equipo de cementación debe controlar y ser eficientemente capaz para soportar las presiones en el interior del pozo.

Por qué hacer buen uso de los equipos de cementación:

- Para hacer una buena colocación de TR.
- Para hacer un buen taponamiento en el pozo.
- Para reducir altas producciones de vapor en pozos geotérmicos.
- Para guiar el revestidor dentro del hoyo.
- Para evitar la re-entrada del cemento.
- Para asegurar distribución uniforme del cemento alrededor del revestimiento.

4.9.1.1 Centradores.

Se utilizan para centrar la TR, se colocan en el exterior de la TR con el objetivo de garantizar que la TR no se pegue a la pared del pozo y mejorar la cementación.



4.9.1.2 Tapón limpiador.

Este es un tapón de hule que se introduce antes de iniciar el bombeo de la lechada, también se conoce como tapón de diafragma por que se rompe fácilmente con una mínima presión diferencial.

4.9.1.3 Tapón desplazador.

Después de bombear la lechada se suelta este tapón, con el objetivo de separar el cemento del fluido de desplazamiento. Este tapón es de hule pero el centro es sólido.

4.9.1.4 Cabezal de cementación.

Es el contenedor de los tapones de desplazamiento. También comprende las conexiones superficiales y la parte superior de la TR.

4.9.1.5 Bache lavador.

Normalmente se utiliza agua, su función principal es remover el enjarre de la formación y la película de lodo de perforación de la TR (es el primero en bombearse y está en contacto con el lodo).

4.9.1.6 Bache espaciador.

Es un fluido viscoso, cuya densidad debe de estar entre la densidad del lodo y la del cemento. Se bombea detrás del bache lavador y es el que está en contacto con el cemento.



4.9.2 Procesos de cementación

4.9.2.1 Proceso de cementación primaria

La cementación primaria es el proceso de colocación de una lechada de cemento en el espacio anular que existe entre el revestimiento y las paredes del hoyo; para ello la lechada es bombeada dentro del revestidor y es desplazada hacia el espacio anular. Los principales objetivos de la cementación primaria de un pozo geotérmico son sellar el espacio anular y con él de obtener el aislamiento de la zona. Este último es alcanzado si el cemento en el anular evita el flujo de los fluidos de la formación adicionalmente, el cemento entre la formación y el revestimiento debe igualmente proteger este último de la corrosión potencial producida por el vapor geotérmico liberado, presentes naturalmente en yacimientos geotérmicos.

1. La tubería es bajada con el equipo necesario para la cementación, hasta que la zapata guía se encuentra a pocos metros del fondo
2. El cabezal de cementación se conecta en la parte superior de la tubería. Es muy importante que los tapones de desplazamiento (limpiador y de desplazamiento) se coloquen correctamente en el cabezal de cementación.
3. Antes de empezar el proceso de cementación, se realizan las pruebas de presión.
4. Se bombea el bache limpiador.
5. Se coloca en la parte inferior el tapón limpiador, se libera y se bombea para limpiar el interior de la tubería, seguido por un bache espaciador. El bache espaciador está destinado a proporcionar una barrera para que la lechada de cemento no se mezcle con el fluido de perforación. Cuando el tapón limpiador alcance el cople flotador, su diafragma de goma se rompe, permitiendo que el bache espaciador y la lechada fluyan a través del tapón, alrededor de la zapata y suba por el espacio anular.
6. Al tiempo en que se termina de bombear la lechada se suelta el tapón desplazador y el fluido de desplazamiento se bombea. Cuando el tapón desplazador llegue al



copie flotador y se coloque por encima del tapón limpiador, el proceso de bombeo se detiene.

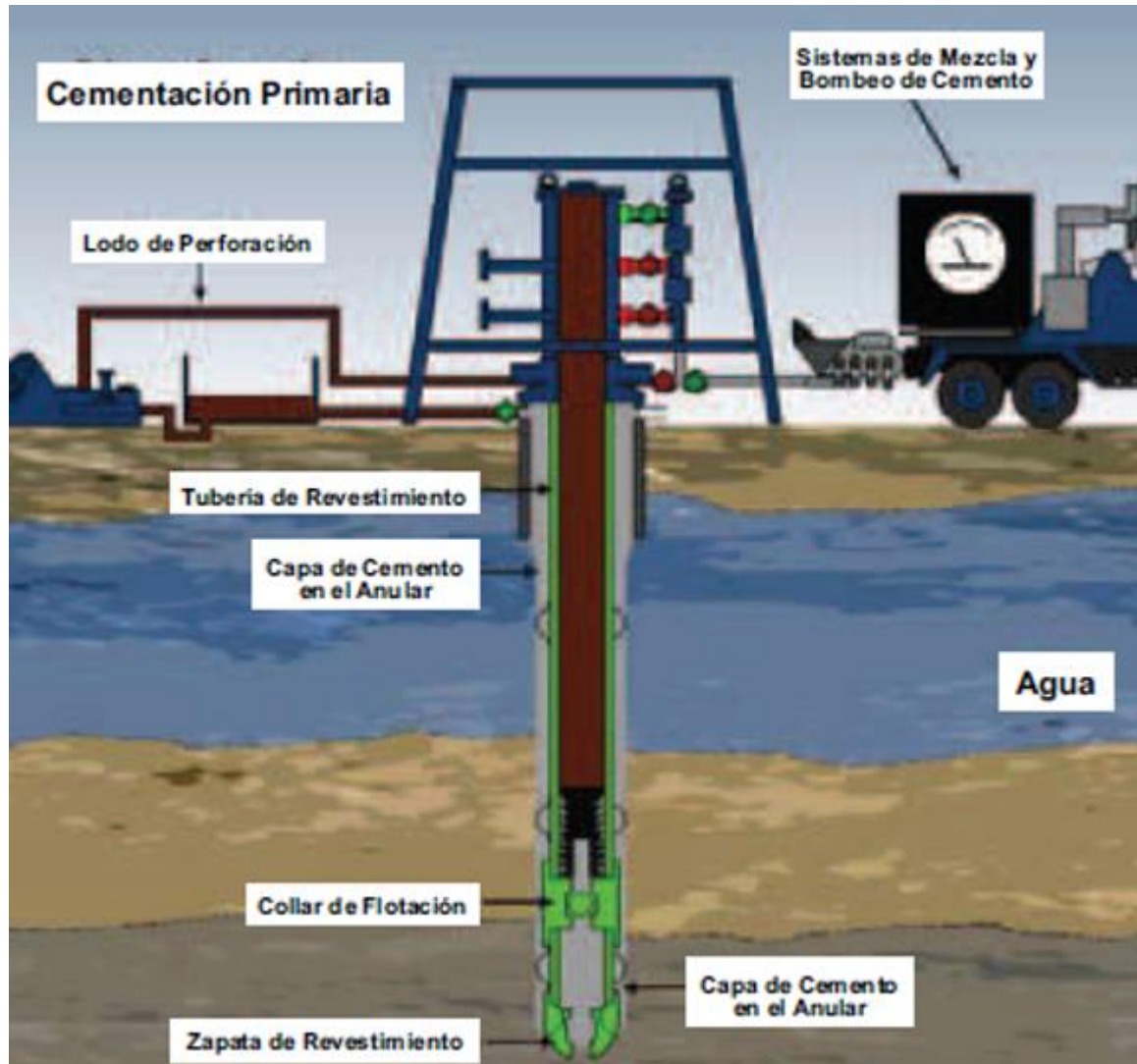


Figura 64.- Representación de una lechada usada de un pozo geotérmico (Artículos de Cementación de Pozos Geotérmicos. UNIVERSIDAD SANTANDER)



4.9.2.2 Proceso de cementación secundaria para un pozo geotérmico.

Una cementación secundaria o forzada para un pozo geotérmico es el proceso de forzamiento de la lechada de cemento bajo presión a través de las perforaciones o huecos del revestidor; con el propósito de construir nodos de buena calidad que permitan aislar o eliminar la producción de vapor indeseable. Ver Figura 65.

Objetivos principales de la cementación secundaria:

- Reparar trabajos de cementación primaria deficientes.
- Reducir altas producciones de vapor.
- Abandonar zonas no productoras de vapor
- Sellar zonas de pérdidas de circulación.
- Proteger la migración del vapor a zonas no productoras.

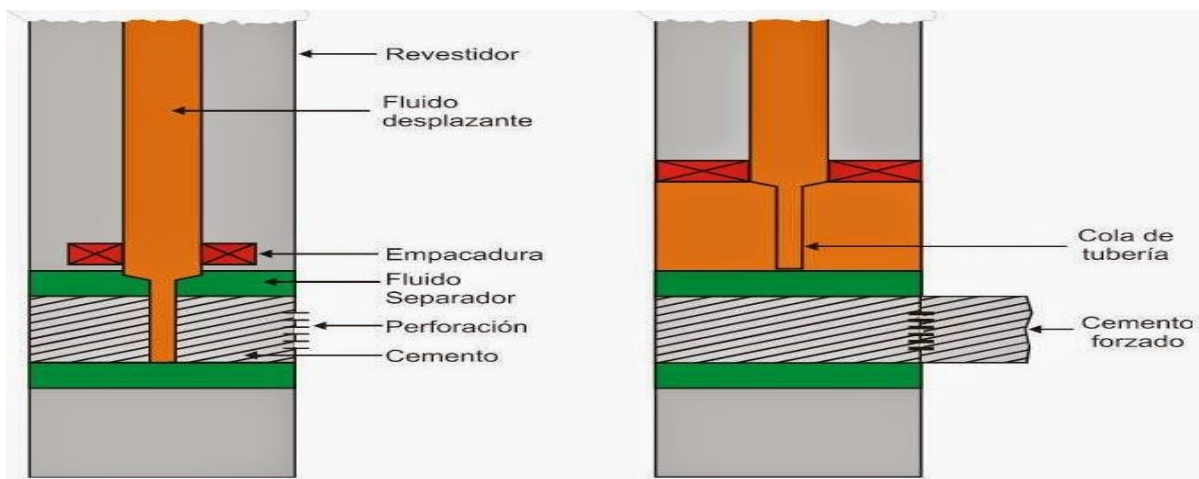


Figura 65.- Imagen representativa de una cementación forzada (FUENTE INGENIERIA CFE)



4.9.3 Tipos de cemento usados en la industria geotérmica.

El cemento Portland, fabricado según las especificaciones de la American Petroleum Institute (API), en general los cementos Clase A o Clase G, son los empleados comúnmente en la cementación de pozos geotérmicos. El cemento Portland es básicamente un material de silicato de calcio, y los componentes más abundantes son silicato tricálcico (C3S), silicato dicálcico (C2S) y aluminato tricálcico (C3A).

4.9.3.1 Características del cemento Portland.

El cemento Portland es el material más utilizado para la preparación de la lechada de cemento que al ser colocada en el espacio anular entre el hoyo y el revestidor, se hidrata y endurecerá permitiendo crear un sello mecánico que garantizará el aislamiento zonal tetracálcico. Estos compuestos son formados en un horno a través de una serie de reacciones químicas a temperaturas tan altas como 2732 °F (1500 °C). En la manufactura del cemento Portland se utilizan como materias primas cal, sílice, alúmina y óxido de hierro; estos materiales son finamente molidos y mezclados en determinadas proporciones, luego la mezcla y adquieren una temperatura dando formación al cemento portland.

4.9.3.2 Cemento clase J.

Este tipo de cemento fue desarrollado a principios de los años 1970 para la cementación de pozos cuya temperatura estática sea mayor que 260 °F; a pesar de que el cemento J fue extraído de la lista de cementos de la API, aún se fabrica y es utilizado para aplicaciones en pozos geotérmicos. Al igual que el cemento Portland, el cemento clase J es rico en silicato de calcio, sin embargo, no presenta fases de aluminato o silicato tricálcico. El cemento clase J presenta la ventaja de que no



requiere la adición de sílice, pues presenta un módulo C/S ajustado de modo que luego del endurecimiento se obtiene la Tobermorita y la Xonotlita.

4.9.3.3 Cementos con alto contenido de alúmina

Los cementos con alto contenido de alúmina son fabricados especialmente para aplicaciones donde se requieren aglomerantes refractarios. Este tipo de material es utilizado en aquellos pozos donde se aplicará la combustión en sitio y cuando se van a cementar zonas congeladas. El principal compuesto cementante es el aluminato monocálcico. A diferencia del cemento Portland, los cementos con alto contenido de alúmina endurecidos no contienen hidróxido de calcio y esta es la razón por la cual pueden soportar grandes fluctuaciones de temperatura.

4.9.4 Consideración para las lechadas de pozos geotérmicos.

Para evaluar la factibilidad técnica de utilizar lechadas de cemento formuladas en la cementación de pozos geotérmicos se aplicaran diferentes pruebas físicas como son:

4.9.4.1 Reología.

La reología de la lechada de cemento se realizó según el procedimiento descrito en prácticas para determinar los parámetros reológicos más utilizados en la industria geotérmica como lo son los puntos máximos de agua y vapor los cuales son empleados para determinar si la lechada de cemento puede ser mezclada y bombeada en el campo sin generar problemas operacionales como por ejemplo la pérdida de circulación.



4.9.4.2 Tiempo de bombeabilidad.

Este parámetro indica el tiempo después del cual la lechada ya no puede ser bombeada al pozo. El equipo utilizado es un consistómetro presurizado como el mostrado en la Figura 66 y tiene una aproximación de un segundo (1s) en las dimensiones de tiempo y consistencia, respectivamente. Se reporta el valor de una medida con una incertidumbre de ± 1 s, en el tiempo de bombeabilidad.



Figura 66.- Representación de un consistómetro para el tiempo de bombeabilidad en un pozo geotérmico (Revista de Energía Geotérmica de Chile)

4.9.4.3 Fluido libre.

Se considera fluido libre en el tope de la lechada una vez que ésta ha sido colocada en el pozo (Figura 67). Las lechadas de cemento no deben generar fluido libre, de lo contrario indica que parte del fluido, necesario para su adecuada hidratación y curado, no estará disponible.



Figura 67.-Representa un fluido de perforación libre antes de ser puesto en función en pozo geotérmico (Manual de Perforación. Perforadora Central Geotérmica)



Capítulo 5. Plan para la producción de pozos geotérmicos.

Antes de diseñar un sistema de recolección del fluido y transmisión, es necesario conocer las propiedades químicas de los fluidos producidos por los pozos, y para ello existen diversas técnicas geoquímicas que se efectúan en los análisis de las aguas que pueden estar relacionadas al yacimiento (manantiales, las emisiones de las fumarolas, las descargas de gases y las aguas frías superficiales, ríos, lagos, lluvia, etc.) para hacer inferencias de las condiciones de los sistemas geotérmicos:

- La variación en composición del fluido termal a profundidad.
- La temperatura y la presión del fluido a profundidad.
- Las rocas relacionadas con los fluidos termales a profundidad.
- El origen de los fluidos, la dirección de flujo en el área y los tiempos de residencia de los fluidos bajo la superficie.
- El gradiente geotérmico y la profundidad a la cual se presenta la ebullición por primera vez en el sistema.
- Las zonas que presentan un alto flujo.
- La posibilidad de encontrar a profundidad fluidos ácidos, que pueden causar serios problemas por corrosión en la etapa de explotación.

5.1 Productividad de pozos geotérmicos

Para conocer las condiciones termodinámicas mínimas que debe tener el yacimiento geotérmico para producir vapor, se toma en cuenta el recorrido del fluido desde el yacimiento hasta superficie. En la (figura 68) se indican los cuatro puntos principales por los que tiene que pasar el fluido para producir vapor.



5.1.1 Explicación de pasos para hacer producir vapor en un pozo geotérmico.

Del punto 1 al 2 el fluido se mueve desde el yacimiento no perturbado por el pozo hacia la tubería ranurada o agujero descubierto del pozo.

Del punto 2 al punto 3 el fluido se mueve verticalmente por el interior del pozo, desde la zona de alimentación dentro del intervalo productor.

Finalmente, del punto 3 al punto 4, que corresponde a la tercera etapa, el fluido total producido pasa por el orificio de producción. En cada una de las etapas mencionadas el fluido va perdiendo presión, de tal forma que $P_1 > P_2 > P_3 > P_4$, o bien $P_y > P_{ff} > P_{cab} > P_s$, siendo:

P_y : presión de yacimiento.

P_{ff} : presión de fondo fluyendo.

P_{cab} : presión del cabezal.

P_s : presión de separación.

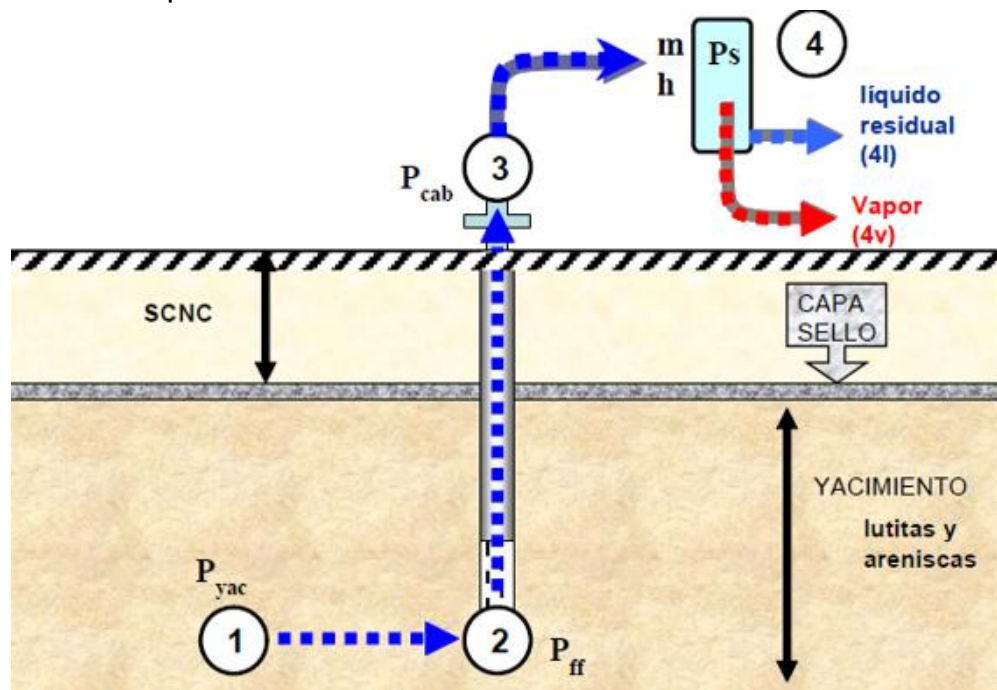


Figura 68.- Representación de la producción de un pozo geotérmico. (Producción geotérmica CFE)



CONDICIONES MINIMAS DEL PUNTO 4 PARA LA PRODUCCIÓN DE VAPOR.

Para conocer las condiciones mínimas del yacimiento en el punto 1 se partirá de las condiciones mínimas que se pueden tener en el punto 4, definidas por los puntos 4V y 4L, correspondientes al vapor y líquido a presión de separación en superficie. Definidas las condiciones en el punto 4, se procederá a calcular las del punto 3, continuando con el punto 2 y finalmente en el punto 1.

CONDICIONES DE LOS PUNTOS 3 Y 2.

Para calcular las condiciones del punto 3, correspondientes al cabezal del pozo, se parte de las condiciones de los puntos 4V y 4L. El flujo másico en el punto 3 queda definido al sumar el vapor y líquido separado.

5.2 Diseño y realización

Una vez confirmada la existencia de recursos geotérmicos en una zona determinada, se perforan pozos con profundidades que oscilan entre 1000 y 3000 metros de profundidad, según la necesidad para conectar con el yacimiento geotérmico. El diseño de los pozos productores dependerá de la profundidad a la que se encuentre el yacimiento y del tipo de roca a perforar. Generalmente un pozo productor consta de los siguientes elementos:

- Tubería de anclaje o conductora: 30" diámetro y 50 m de longitud
- Tubería superficial: 20" diámetro y 300 m de longitud
- Tubería intermedia: 13 3/8" diámetro y 1000 m de largo
- Tubería de producción: 2000 m de longitud
- *Liner* ranurado o tubería corta: 7" de diámetro



5.2.1 Cuándo colocar un árbol de válvulas para la producción de vapor.

Solo en caso de ser necesaria para un pozo productor se cuelga del extremo inferior de la tubería de producción, requiriéndose 500 m de tubería ranurada. En el caso de los pozos exploratorios y productores es necesario realizar la instalación de un arreglo denominado árbol de válvulas cuya principal función es el manejo y control del pozo, ver Figura 69.

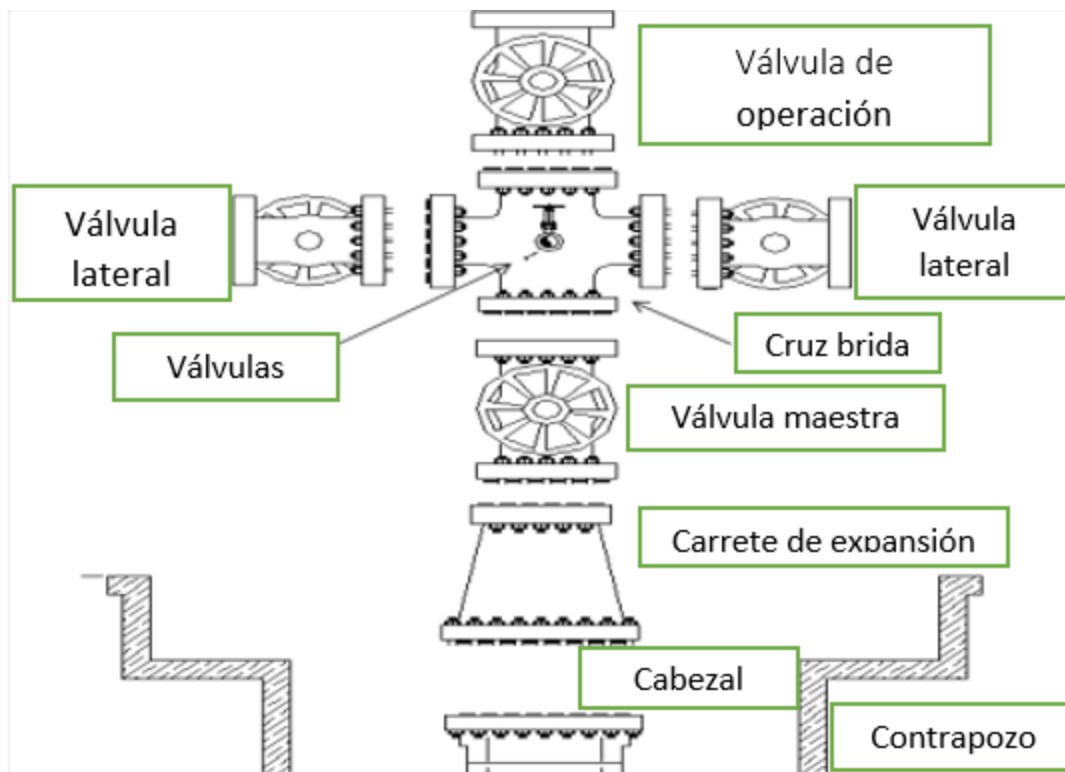


Figura 69.- Representación del árbol de producción de un pozo geotérmico (Productividad de pozos geotérmicos IPC)



5.3 Ecuaciones para la producción de pozos geotérmicos.

Las condiciones termodinámicas, se calculan a partir de las condiciones en el fondo del pozo fluyendo, correspondientes al punto 2 de la Figura 68. El cálculo entre los puntos 1 y 2 es muy complejo, ya que el medio donde ocurre el transporte de fluidos es la formación geológica, que en los yacimientos geotérmicos se caracteriza por ser generalmente heterogénea, con fracturas y fallas de dirección y echado definidos, con volúmenes variables de otras rocas intercaladas. Por lo tanto, determinar la permeabilidad vertical y horizontal de los estratos geológicos del yacimiento dentro del radio de influencia del pozo productor es una tarea compleja. Una manera de afrontar esta complejidad de cálculo es simplificarla, utilizando una correlación entre el flujo másico, el diferencial de presión entre el punto 1 y 2 y un factor denominado índice de productividad (IP). La correlación más simple que involucra estos parámetros es la correlación lineal, la cual se presenta a continuación:

$$IP = \frac{Q}{(P_1 - P_2)} \dots\dots\dots (64)$$

En donde:

IP = Índice de Productividad [t/h/bar]

Q = Flujo másico total (mezcla) [t/h]

P1 = Presión en el punto 1 o Py (Presión del yacimiento) [bar]

P2 = Presión en el punto 2 o Pff (Presión del fondo fluyendo) [bar]

5.3.1 Prueba de Producción por el método de James

El método de evaluación propuesto por R. James (1966) tiene por objetivo la evaluación de la capacidad productiva de los pozos, en flujo másico, midiendo los porcentajes de agua, vapor y gases que se producen bajo diferentes condiciones



de presión en el cabezal, también se define la entalpía y composición química; éste método tiene dos variantes:

- Medición con Presión de Labio y Vertedor (MPLV).
- Medición con Presión de Labio y Descarga Atmosférica (MPLDA)

5.3.2 Método de Presión de Labio Propuesto por G. Hiriart

El método consiste en medir la presión crítica a través de un orificio de 6.35 mm (1/4") de diámetro, perforado a 6.35 mm (1/4") de distancia del extremo final de la tubería de descarga. A este punto de medición se une un cuello de ganso con válvula de paso y un manómetro con glicerina, para minimizar vibraciones (James, 1962). Las terminales de la tubería deben estar libres de rebabas e irregularidades provocadas por la soldadura de la tubería y de la unión de las tomas de 6.35 mm.

Q: Producción de vapor a través de una tubería de descarga de 0.1984 m de diámetro interno (t/h).

P: Presión de labio (bar)

h: Entalpía de vapor (kJ/kg)

F: Factor de corrección

D: Diámetro interno de la tubería de descarga (m)

LV: lectura en el vertedero triangular (mm)

$$Q = 20642 F \frac{PD^2}{\sqrt{h - 2000}} \dots\dots\dots (65)$$



5.3.3 Pruebas de Producción por el Método del Separador.

Es el método más exacto, consiste en conducir el flujo geotérmico a un separador, donde las fases líquida y sólida son separadas a una presión establecida, para posteriormente ser medidas individualmente por medio de placas orificio, caudal y entalpía. Estudios geocientíficos de superficie contemporáneamente a las actividades relacionadas con la perforación profunda, es necesario continuar los estudios geocientíficos para:

- Verificar y detallar el modelo geológico
- Precisar la extensión del yacimiento geotérmico
- Definir nuevos sitios de perforación
- Evaluar los problemas ambientales

5.4 Factores adicionales que pueden afectar la producción.

Hasta aquí se han calculado las condiciones termodinámicas mínimas del yacimiento para producir vapor. Sin embargo, debido a que existen algunos otros factores que afectan negativamente la producción de vapor, es posible que aun teniendo condiciones termodinámicas en el yacimiento por arriba de las mínimas, un pozo perforado en la zona que no logre fluir o que el vapor que produce esté muy por debajo de las expectativas calculadas, aunque se hayan alcanzado la temperatura y presión de yacimiento estimadas. Algunas de las causas más comunes para que eso ocurra se presentan a continuación:

- Baja permeabilidad de la zona.
- Problemas de incrustación en la zona permeable o en el mismo pozo.
- Problemas por recarga dominante de menor temperatura.
- Desgaste y corrosión.



Es posible que las mediciones de presión y temperatura en el pozo bajo condiciones estáticas resulten conforme a lo estimado, pero que al fluir el pozo induzca recarga de fluidos de menor temperatura. Por ello, los registros de fondo con el pozo fluyendo registrarán temperaturas menores, quizás lo suficiente para que el pozo deje de producir.

5.5 Evolución del índice de productividad.

Se ha observado que para pozos de baja entalpía el IP es mayor que para los de alta entalpía. Esto se debe probablemente a que a entalpías altas, por ejemplo mayor de 1500 kJ/kg, se tienen dos fases en la formación productora, y al tener dos fases el flujo total se ve afectado por la diferencia de movilidad entre la fase líquida y la gaseosa (vapor). La relación de la entalpía con el IP se ajusta con una ecuación; esto permite evaluar de una manera práctica el IP, lo cual a su vez se requiere para calcular las condiciones de presión en el yacimiento. La ecuación ajustada es la siguiente:

$$IP = 10 - 0.003 * E \dots\dots\dots (66)$$

En donde: E = Entalpía [kJ/kg]

IP = Índice de Productividad [t/h/bar].

5.5.1 Ejemplos de cálculo del índice de productividad en yacimientos geotérmicos.

PROBLEMA 1.

Se sabe que en un pozo geotérmico se tiene que calcular el índice de productividad con los siguientes datos:

$$P_1 = \textit{presión del yacimiento} = 1500 [\textit{bar}]$$



$P_2 = \text{presión del fondo fluyendo} = 1200 \text{ [bar]}$

$T = 310^\circ\text{C}$ conversión a Fahrenheit = 590

$D = \text{diámetro interno de la tubería} = 12[\text{pg}]$

$h = 2433[\text{KJ/K}]$

Presión del comportamiento del vapor en la tubería = 2000[bar]

Se calcula la descarga del gasto de vapor usando la fórmula de G. Hiriart mencionada.

$$Q = 20642F \frac{PD^2}{\sqrt{h-2000}} \dots \dots \dots (65)$$

Sustituyendo los valores sobre la ecuación

$$Q = (20642)(590) * \frac{(2000)(12)^2}{\sqrt{2433 - 2000}}$$

$$Q = 1.68 \times 10^6 \text{ Toneladas de vapor}$$

Se calcula el índice de productividad.

$$IP = \frac{Q}{P_1 - P_2} \dots \dots \dots (64)$$

Sustituyendo en la ecuación.

$$IP = \frac{1.68 \times 10^6}{1500 - 1200}$$

$$IP = 5600 \text{ [t/h] de vapor}$$



PROBLEMA 2

En el Campo Tres Vírgenes se desea calcular por el método de G. Hiriart la descarga de vapor de una tubería de un pozo geotérmico a su vez se desea calcular el índice de productividad y el gasto máximo de vapor con los siguientes datos:

Presión del labio o presión del comportamiento del vapor en la tubería = 1400[bar]

Diámetro interno= 140[“pg”]

$P_1 = \text{presión del yacimiento} = 1800 \text{ [bar]}$

$P_2 = \text{presión del fondo fluyendo} = 1200 \text{ [bar]}$

$T = 400^\circ\text{C}$ coonvertidos a grados fahrenheit 752

$h = 2455 \text{ [KJ/K]}$

Diámetro interno de la tubería=140[pg]

Usando la fórmula para el cálculo del gasto de vapor:

$$Q = 20642F \frac{PD^2}{\sqrt{h-2000}} \dots\dots\dots (65)$$

Sustituyendo valores

$$Q = (20642)(752) * \frac{(400)(140)^2}{\sqrt{2455 - 2000}}$$

$$Q = 5.70 \times 10^6 \text{ toneladas de vapor}$$

Se calcula el índice de productividad

$$IP = \frac{Q}{P_1 - P_2} \dots\dots\dots (64)$$



$$IP = \frac{5.70 \times 10^6}{1800 - 1200}$$

IP= 9500 [T/h] de vapor

Ahora se calcula el gasto máximo de vapor:

$$q_{\text{maximo de vapor}} = \frac{IP \cdot Pws}{1.8} \dots\dots\dots (67)$$

Sustituyendo valores en la ecuación.

$$q_{\text{maximo de vapor}} = \frac{(9500)(1800)}{1.8}$$

$$q_{\text{maximo de vapor}} = 9500000 \text{ Toneladas de vapor}$$

Si se convierte a kw, queda de la siguiente manera.

$$\left(\frac{950000}{1} \text{ toneladas de vapor}\right) \left(\frac{2202,6 \text{ lb}}{1 \text{ tonelada de vapor}}\right) \left(\frac{37660000 \text{ kwh}}{1 \text{ lb}}\right) = 7.8802 \text{ kw}$$

5.6 Equipos usados para la producción de pozos geotérmicos.

5.6.1 Silenciador:

Recibe el exceso de fluido para soltarlo a la atmósfera. Cuando es necesario dar mantenimiento en alguna de las tuberías o en algún dispositivo, se envía todo el flujo que se extrae por este dispositivo, deben tomarse ciertas precauciones ya que el pozo no debe ser cerrado, debido a que ello implicaría un fenómeno en que el flujo se condense y al descender por el pozo este dejaría de fluir.



5.6.2 El separador centrífugo:

El separador centrífugo, por su diseño (entrada tangencial) genera que el flujo presente una rotación alrededor de la estructura del separador, por efecto de la diferencia de densidades, el líquido se adhiere a las paredes; mientras que el vapor se concentra en la parte central. El vapor es conducido a la turbina a través de los vapor-ductos; mientras que el líquido es reinyectado. Mezcla de agua salina (salmuera geotérmica) y vapor: Una vez en superficie la mezcla de agua salina y vapor, son conducidas a través de un separador centrífugo, en el cual se separa el agua del vapor, ver Figura 70.



Figura 70.- Representación de un separador centrífugo (Equipos de Producción CFE)

5.6.3 Vapor-ducto: (Figura 71)

Son los encargados de la conducción del vapor como aislamiento térmico del pozo a la terminal generadora, fabricados de acero, con un recubrimiento como aislante térmico externo de fibra de vidrio y aluminio. Debido a los cambios de temperatura



que ocurren al vaciado y llenado de vapor en el vapor ducto, se cuenta con modificaciones en la tubería en forma de omega “Ω”, las cuales la protegen y evitan que esta se fracture; razón por la cual se tiene un monitoreo constante. En el diseño de los sistemas de transmisión, la determinación del diámetro de la tubería es de gran importancia para evitar la excesiva caída de presión entre el cabezal y el extremo de la tubería de envío. Debe evitarse la entrada en el vapor, de cualquier cantidad de agua por pequeña que sea, ya que podría contener una insignificante cantidad de cloruro de sodio, el cual al alcanzar grandes concentraciones puede producir fenómenos de corrosión, con riesgo de agrietamiento para los álabes de las turbinas. Las incrustaciones presentes en la tubería se retiran de manera mecánica cuando la tubería es obstruida de manera significativa, esto técnicamente es posible detectarlo cuando existe una alteración en el flujo que alimenta la turbina.



Figura 71.-Representación de un vapor ducto (Equipo para la separación de vapor de ductos)

5.6.4 Turbina:

El vapor a presión se conduce por los vapor-ductos hacia la turbina, el flujo de vapor se encuentra a una alta presión y es por medio de una válvula que el vapor se



expande hasta la presión de operación de la turbina. Esta tiene acoplado un generador eléctrico que a su vez dirige la energía a las líneas de tensión.

Condensador (cámara de vacío): Una vez que el vapor ha alimentado la turbina (se disminuye la presión y temperatura) es dirigido al condensador, donde en contacto directo con el agua proveniente del depósito de la torre de enfriamiento permite se condense. Dentro del condensador existen gases incondensables, que son separados y dirigidos a una cámara conocida como “separador de gases” para su posterior extracción y monitoreo.

5.6.5 Separación de gases: (Figura 72)

Aquello que no logra condensarse es liberado a la atmosfera; pero antes de ello en este dispositivo se mide la cantidad de contaminantes producidos para tener un registro y cumplir con la normatividad preestablecida.



Figura 72.- Representación de separadores de gas (Equipos de Productividad CFE)



5.6.6 Torre de enfriamiento: (Figura 73)

En la torre de enfriamiento se libera el fluido proveniente del condensador con ayuda de un tipo de aspersores localizados en la parte superior; que al entrar en contacto directo con el aire permite el enfriamiento. Parte del líquido se evapora y el resto se almacena en un depósito localizado en la parte inferior de la torre. Cabe destacar que del sobrante de agua, un porcentaje es redirigido al condensador para así, cerrar el ciclo; y el excedente de la torre de enfriamiento es reinyectado.



Figura 73.- Representación de una torre de enfriamiento (CFE)

5.7 Agua separada. (Figura 74)

De la mezcla de agua y vapor proveniente del pozo y una vez que pasa a través del separador, el agua separada (salmuera geotérmica) usualmente es reinyectada al yacimiento en las mismas condiciones que en la extracción, (sólo se utiliza parte de su energía térmica).



Figura 74.- Representación de agua separada (árbol de válvulas P.LATINA)

5.8 Tipos de Centrales de Generación

Las tecnologías de aprovechamiento de los recursos geotérmicos dependen del nivel térmico disponible y del tipo de fluido existente en el yacimiento. En los yacimientos de alta temperatura se produce electricidad mediante una diversidad de tipos de ciclos termodinámicos en función de las características del fluido: ciclo directo con o sin condensación, ciclo semidirecto con flash en una o varias etapas y condensación, ciclos binarios utilizando agua o algún fluido de bajo punto de ebullición. Existen diversas configuraciones de centrales geotermoeléctrica en función de las condiciones en las que se encuentra el recurso así como de los elementos que las constituyen.

- Centrales a Contrapresión
- Centrales a Condensación
- Centrales de Ciclo Binario



5.8.1 Centrales de Contrapresión (Figura 75)

Se utilizan para producir energía de yacimientos de vapor dominante. En este caso el vapor saturado o ligeramente sobrecalentado que se obtiene en la superficie, donde a través de una válvula es llevado a la presión de separación (cabe señalar que esta presión de separación depende directamente de la presión que se tenga en el yacimiento), con ello el vapor seco del pozo, o previa separación de agua si es vapor húmedo, se envía a la turbina y luego se descarga a la atmósfera. Las turbinas a contrapresión con descarga libre a la atmósfera, a diferencia de las turbinas a condensación, se pueden usar cuando las primeras medidas de los fluidos geotérmicos registran un contenido alto de gases incondensables (es decir mayor de 10 a 12% en peso en el vapor de entrada a la turbina) o en todos los casos donde tiene que explotarse un campo, aún con baja eficiencia. En este tipo de centrales el vapor utilizado en la turbina se descarga directamente a la atmósfera provocando que la eficiencia de la central disminuya. Es el más simple y económico de todos los ciclos geotérmicos. Su rendimiento es bajo, el consumo varía entre 20 y 30 kg de vapor/kWh, principalmente por el hecho de que la turbina descarga directamente a la atmósfera, pero se adapta bien para plantas de pequeña capacidad. Se han desarrollado unidades de Capítulo III Tipos de Centrales de Generación 36 turbina/generador simples y compactas, cuyos modelos para capacidades más limitadas se pueden transportar completamente ensambladas (con peso total entre 50 a 80 toneladas) y pueden ser instaladas a boca de pozo sin necesidad de construir casa de máquinas.

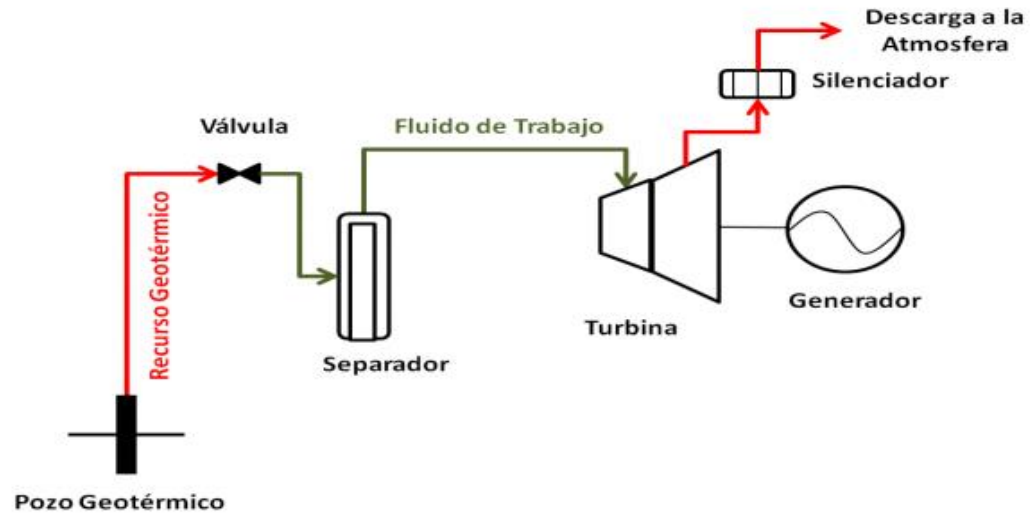


Figura 75.- Representación de una central de contrapresión ([www. Geotermica.mx](http://www.Geotermica.mx))

5.8.2 Centrales de Condensación (Figura 76)

En todas las grandes plantas geotérmicas el vapor es utilizado para alimentar turbinas a condensación y una gran fracción de la generación entre 1/2 a 2/3 es desarrollada por debajo de la presión atmosférica. En yacimientos geotérmicos dominados por líquido, los pozos generalmente producen una mezcla de agua y vapor en la superficie. Esto se debe a que el fluido del yacimiento sufre un proceso de ebullición en el interior del pozo, causado por la caída de presión a lo largo de la tubería. En la superficie el vapor y agua geotérmica se separan por medio de un equipo denominado separador centrífugo, el agua es reinyectada nuevamente al subsuelo, mientras que el vapor (agua en estado gaseoso) es conducido a través de una red de tuberías hasta la central geotérmica, donde la presión y energía calorífica es convertida en energía mecánica al hacer girar la turbina, que a su vez mueve el generador convirtiendo la energía mecánica en energía eléctrica.

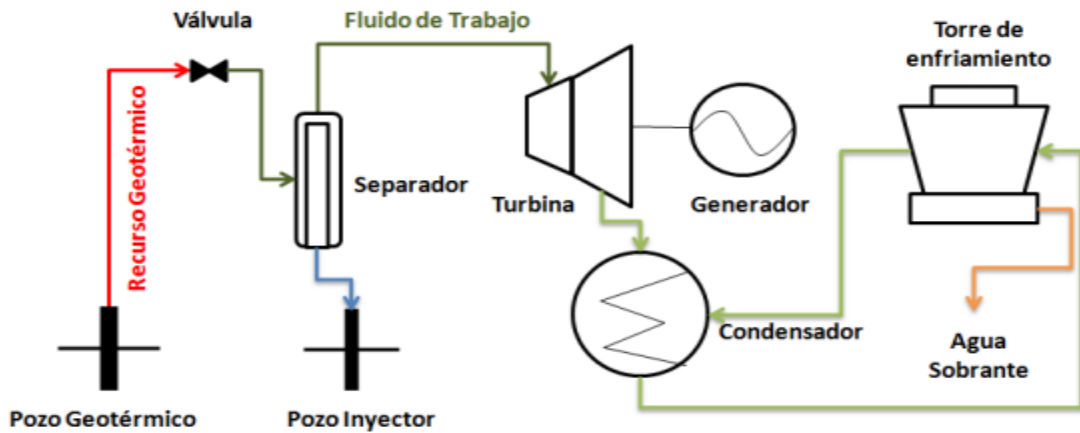


Figura 76.- Representación de una central de condensación ([www. Geotermica.mx](http://www.Geotermica.mx))

5.8.3 Centrales de Ciclo Binario. (Figura 77)

Las plantas de ciclo binario son apropiadas para la explotación de los sistemas geotérmicos de líquido dominante que no están lo suficientemente calientes como para producir una importante ebullición del fluido geotérmico, y para utilizar el calor contenido en los fluidos de desecho de las plantas de separación de vapor. La aplicabilidad del ciclo Rankine con fluido orgánico se puede fijar entre los 90°C y 180°C. Con temperaturas mayores de 180°C resulta más conveniente la aplicación de un ciclo de vapor obtenido por evaporación del fluido geotérmico. En estas plantas, el calor que se obtiene del fluido geotérmico se transmite por medio de un intercambiador de calor a un fluido de trabajo secundario con un menor punto de ebullición (por lo general es un refrigerante). El fluido de trabajo se expande en una turbina, se condensa y se recalienta en otro ciclo. Existen unidades de 1 a 25 MW. Actualmente existe en el mundo una capacidad instalada de aproximadamente 300 MW en este tipo de plantas. Se pueden destacar las siguientes ventajas:



- Para cada aplicación es posible elegir un fluido de trabajo que permita una buena eficiencia de la turbina.
- Las partes en contacto con el fluido geotérmico son todas estáticas, haciendo fácil la inspección de ellos y menos crítica su eventual constitución.
- El circuito de fluido de trabajo es cuidadosamente sellado para evitar pérdidas, resultando en una mayor duración, sin necesidad de continuos controles y correcciones que son típicos de las turbinas de vapor de agua.



Figura 77.- Representación de una central binaria ([www. Geotérmica.mx](http://www.Geotermica.mx)).



Capítulo 6. Futuro de la energía geotérmica

6.1 Tecnologías usadas actualmente en la generación de electricidad

Existen en la actualidad tres tipos de plantas de energía comerciales usadas para la producción de electricidad a partir de la explotación de sistemas hidrotermales:

- plantas de vapor seco
- plantas de evaporación súbita o flasheo
- plantas de ciclo binario.

El tipo de planta a utilizar depende del estado termodinámico del fluido disponible en el yacimiento (vapor, agua líquida o mezcla de ambos), así como de su presión y temperatura.

6.2 Plantas geotermoeléctricas de vapor seco.

Una planta geotérmica de vapor seco usa el vapor extraído del yacimiento mediante pozos perforados profundos, y conduciéndolo directamente hacia un turbogenerador para producir electricidad (Fig. 78). Generalmente, el tipo de recurso geotérmico que usan estas plantas requieren fluidos con altas temperaturas (> 250 °C), razón por lo cual son muy escasas.

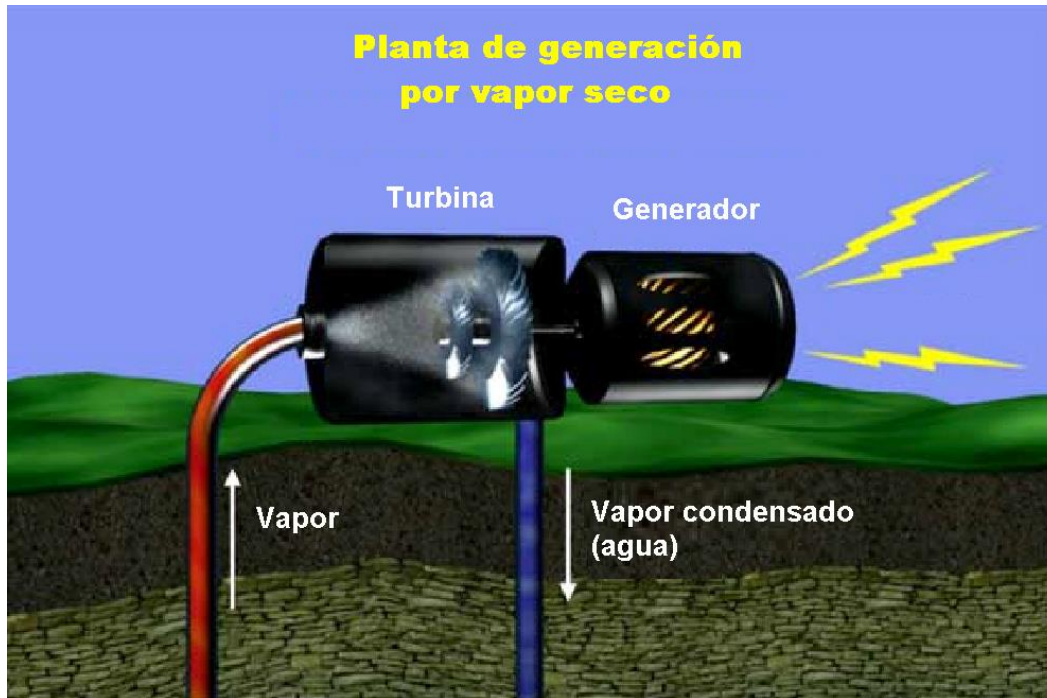


Figura 78.- Esquema de una planta geotermoeléctrica de vapor seco.

6.3 Plantas de evaporación súbita (o flasheo de vapor).

Las unidades de flasheo de vapor son las plantas comerciales más usadas en la actualidad. Estas emplean fluido geotérmico (fase líquida o una mezcla líquido-vapor), con temperaturas superiores a $180\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $< 250\text{ }^{\circ}\text{C}$, y presiones relativamente elevadas (figura 79). La disminución de la presión del fluido en el interior del pozo o a la salida de éste provoca una evaporación súbita ("flasheo") de parte de la fase líquida del fluido para formar vapor, el cual es eficientemente separado del agua en separadores centrífugos. El vapor separado es conducido a turbinas para la producción de electricidad, mientras que la salmuera (agua separada caliente) puede ser sometida a una segunda separación para un mejor aprovechamiento de su energía remanente. Este vapor secundario es empleado para incrementar la producción de electricidad a través de turbinas de baja presión. La potencia instalada en una planta de este tipo es menor que la de vapor seco, pero al ser más comunes los yacimientos que producen estos recursos, y estar distribuidos en forma



más generosa, el número de plantas de este tipo es mayor y consecuentemente la capacidad total instalada es mayor.

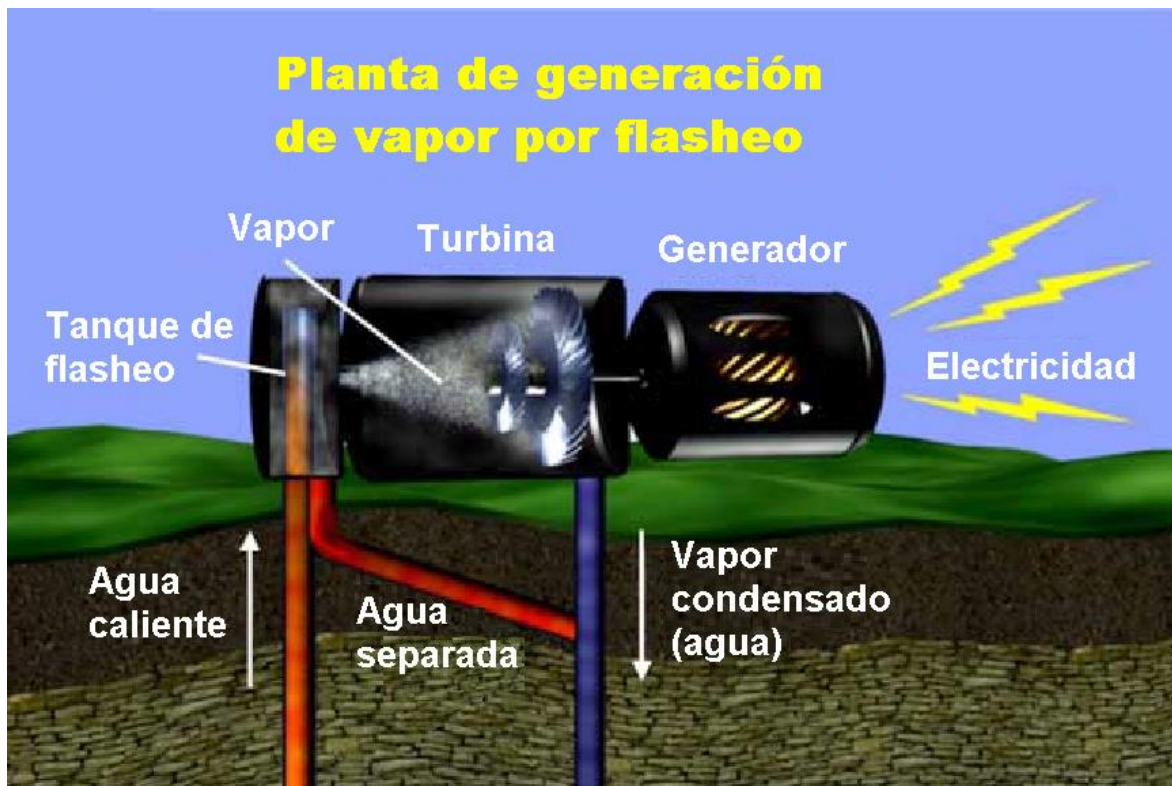


Figura 79.- Esquema de una planta geotermoeléctrica de evaporación súbita.

6.4 Plantas de ciclo binario.

Las plantas de ciclo binario permiten el aprovechamiento de yacimientos de baja entalpía, esto es de recursos geotérmicos de baja a mediana temperatura. En estas plantas, el fluido geotérmico no pasa a través de la turbina generadora, sino que transfiere su energía térmica a un fluido de bajo punto de ebullición (fluido secundario) mediante un intercambiador de calor. El fluido secundario se evapora en el intercambiador de calor, y mediante un proceso termodinámico (ciclo Rankin) produce energía eléctrica al pasar a través de una turbina acoplada a un generador (Figura 80).

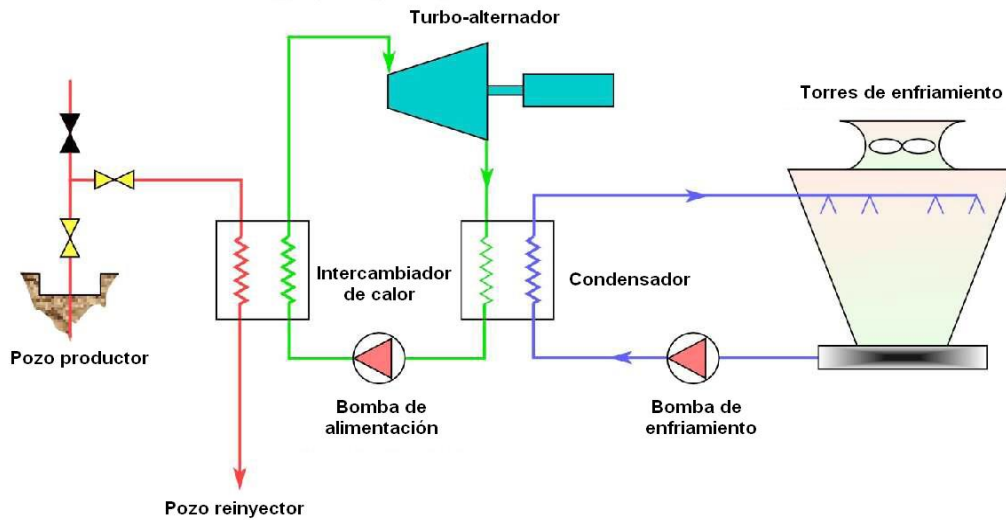


Figura 80.- Esquema de una planta geotermoeléctrica binaria. Fuente: Dickson & Fanelli, 2004.

En la imagen, el color rojo indica el flujo del fluido geotérmico, el verde el fluido secundario y el azul el agua fría.

Una de las mayores ventajas de la generación eléctrica obtenida mediante recursos geotérmicos es el hecho que estas plantas presentan un factor de capacidad muy alto (horas anuales de funcionamiento frente al total posible), mucho mayor que otras tecnologías de energías renovables. A diferencia de otras energías, como la solar o la eólica, con fuertes dependencias estacionales u horarias, una central geotérmica puede estar totalmente operativa, salvo necesidades de mantenimiento, 24 horas al día y 365 días al año.

6.5 Escenarios de la generación geotermoeléctrica

Escenario actual mundial. En 2010, la capacidad instalada a nivel mundial alcanzó los 10715 MWe en 39 países (Figuras 81 y 82) y se pronostica que para el 2015, alcanzará los 18500 MWe, con un factor de capacidad del ~77-85% (Fig. 83). Otros pronósticos más optimistas indican que la capacidad geotermoeléctrica podría alcanzar los 140 GWe en el 2050 (1,104 TWh/a con un factor de capacidad del 90%), implicando un crecimiento de ~14.5 veces la capacidad actual.



Figura 81.- Capacidad instalada para la generación de energía eléctrica mediante recursos geotérmicos mundiales (Bertani, 2010).

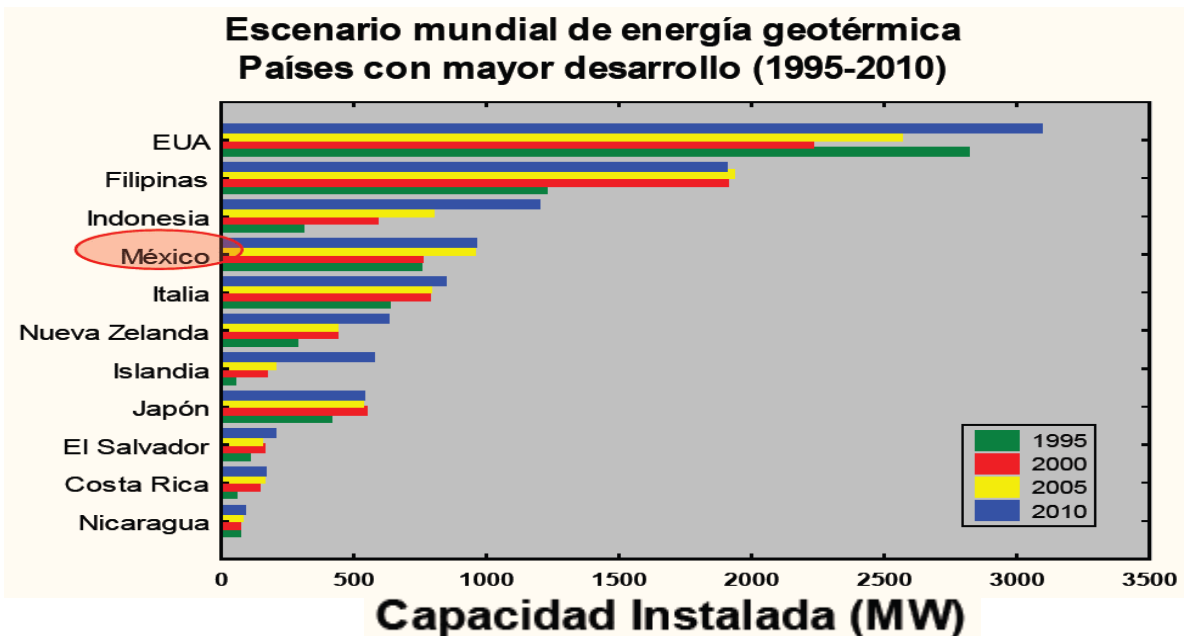


Figura 82.- Escenario mundial de producción de energía eléctrica a partir de recursos geotérmicos.

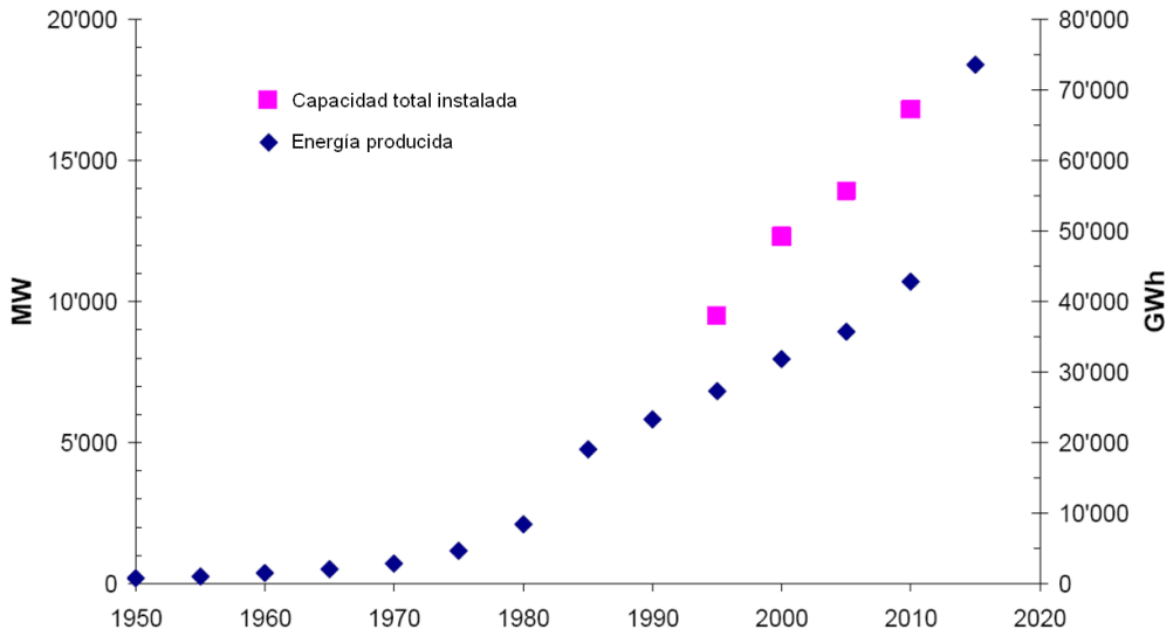


Figura 83.- Evolución mundial de la producción de energía eléctrica a partir de recursos geotérmicos.

6.6 Escenario actual en México.

La generación geotermoeléctrica producida en México alcanza ya los 958 MWe de capacidad instalada (~2% de la capacidad efectiva de generación, ~3.07% de generación por fuente) a través de la explotación comercial de cuatro campos geotérmicos (CFE, 2008; Figura 84): Cerro Prieto en Baja California (720 MWe); Los Azufres en Michoacán (188 MWe); Los Humeros en Puebla (40 MWe) y Las Tres Vírgenes en Baja California (10MWe).



Figura 84.- Localización de campos geotérmicos de México actualmente en explotación.

En la imagen también se muestran dos campos geotérmicos con potencial evaluado y el Cinturón Volcánico Mexicano, región con el mayor potencial geoenergético del país por la presencia de un número importante de volcanes recientes o aún activos.

México se encuentra en cuarto lugar a nivel mundial en generación eléctrica, después de E.U.A. (3093 MWe), Filipinas (1904 MWe) e Indonesia (1197 MWe): Bertani, 2010. Estudios prospectivos indican que la capacidad instalada será incrementada a través de la construcción de nuevas plantas: Cerro Prieto V (100 MW) y Los Humeros II (25 MW; Gutiérrez-Negrín *et al.*, 2010). Por su alta viabilidad técnica y económica, el proyecto Cerritos Colorados (anteriormente La Primavera, Jalisco) con un potencial estimado de 75 MW, podrá sumarse a la capacidad instalada en el futuro. Este proyecto entraría en operación una vez que se clarifique



la naturaleza sustentable y ambiental del proyecto con autoridades y comunidades locales.

Datos reportados por CFE indican que la capacidad geotermoeléctrica actualmente instalada ha requerido la perforación de 556 pozos y la producción de ~65.9 millones de toneladas de vapor al año (~7504 t/h), de los cuales 66.4% corresponden a Cerro Prieto, 15.3% a Los Azufres, 7.7% a Los Humeros y 1.8% a Las Tres Vírgenes (Gutiérrez-Negrín, 2010). El costo de generación se considera competitivo a nivel mundial, oscilando entre 2 y 10 US¢/kWh y con costos de retorno de inversión que fluctúan entre 800 y 3000 US\$/kW. Se espera que en el futuro estos costos puedan reducirse entre 1 y 8 US¢/kWh. Los costos promedio de generación en México han sido variables: Cerro Prieto (3.46 US¢/kWh); Los Azufres (3.29 US¢/kWh); Los Humeros (3.45 US¢/kWh); Tres Vírgenes (3.45 US¢/kWh); y se estiman que en La Primavera (4.11 US¢/ kWh).

6.7 Usos directos de la geotermia

Escenario mundial. Los sistemas geotérmicos de mediana y baja entalpía (temperaturas < 180 °C), son los recursos que se destinan en aplicaciones de usos directos. En el 2010, el uso total de recursos de baja entalpía en el mundo (78 países) fue de 121696 GWh/yr, lo que significó un incremento del 60% respecto al 2005 con una tasa de incremento anual del 9.9% (Lund et al., 2010; Figura 85).

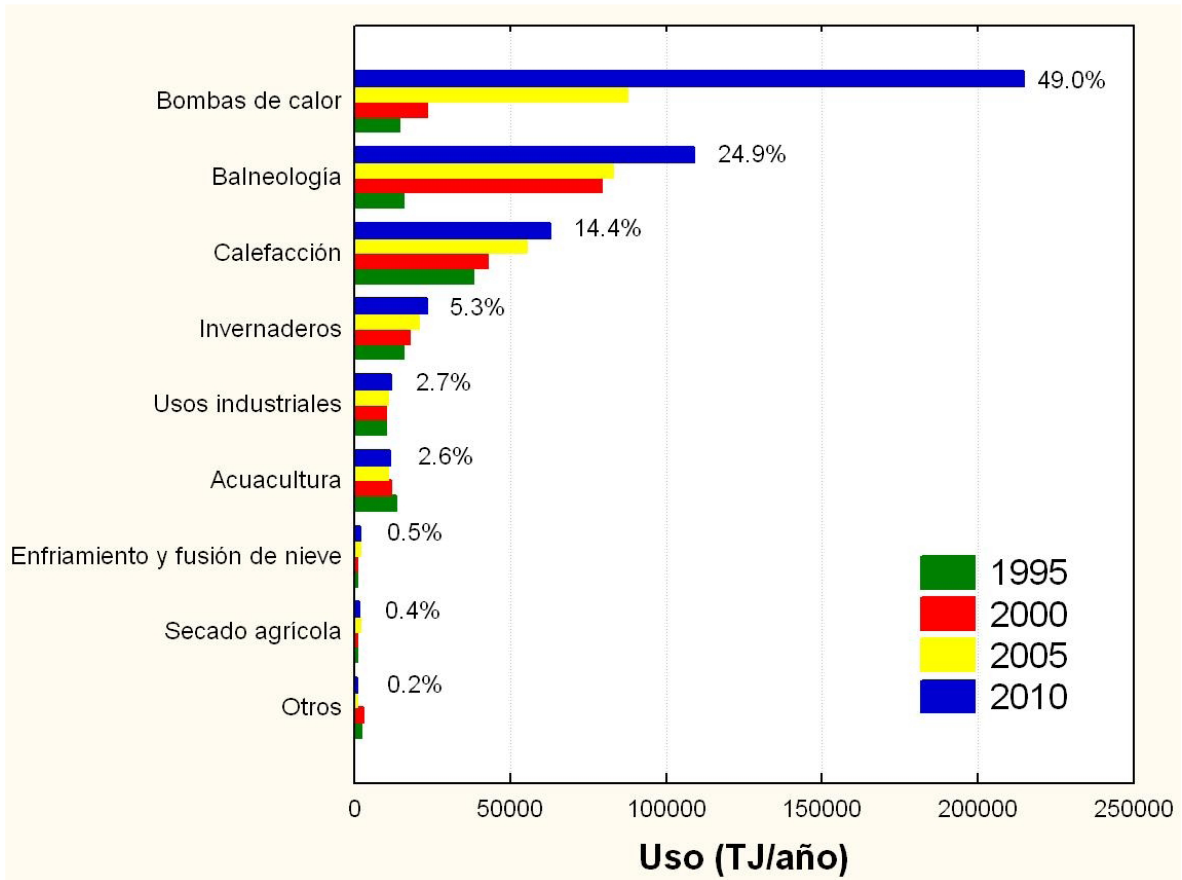


Figura 85.- Evolución de los usos directos de la energía geotérmica de 1995 al 2010.

6.8 Usos directos de la energía geotérmica en México.

Los usos directos de la energía geotérmica en México se han limitado en aplicaciones de recreación (balneología) y tratamientos terapéuticos. Se estima que la capacidad instalada es de ~164MWt distribuidos en más de 160 sitios en 19 estados de la República (Torres *et al.*, 1993; Iglesias & Torres, 2003). Estos recursos representan ~12939 t/h de agua caliente con una temperatura promedio de 50°C. La capacidad instalada de 155.8 MWt podrían generar 3,721.6 TJ/a con un factor de capacidad promedio de 0.82 (Gutiérrez-Negrín *et al.*, 2010).

Asimismo, es importante señalar que ya han existido algunos proyectos piloto, desarrollados por la CFE, sobre usos directos en los campos geotérmicos de Cerro



Prieto, Los Azufres y Los Humeros, entre las cuales destacan: extracción secundaria de minerales en lagunas de evaporación; calefacción de oficinas e invernaderos, aplicaciones agrícolas en el secado de alimentos y madera. Asimismo, se han realizado trabajos de investigación con bombas de calor operadas con energía geotérmica para aplicaciones de refrigeración (Ayala *et al.*, 1998) y purificación de efluentes industriales (Holland *et al.*, 1999).

Se estima que, tal y como ocurre en países de Europa, el uso del calor geotérmico y las bombas de calor constituirán una aplicación muy importante en el futuro ya que permitirá un ahorro importante de energía para el acondicionamiento de espacios (calefacción o refrigeración) en ciudades con temperaturas extremas. En este aspecto, la geotermia tiene la posibilidad de hacer muy eficiente el uso de la energía, ya que el fluido que sale a una temperatura puede ser usado en una segunda aplicación directa, en lo que se llama “uso en cascada” de la energía geotérmica (Figura 86).

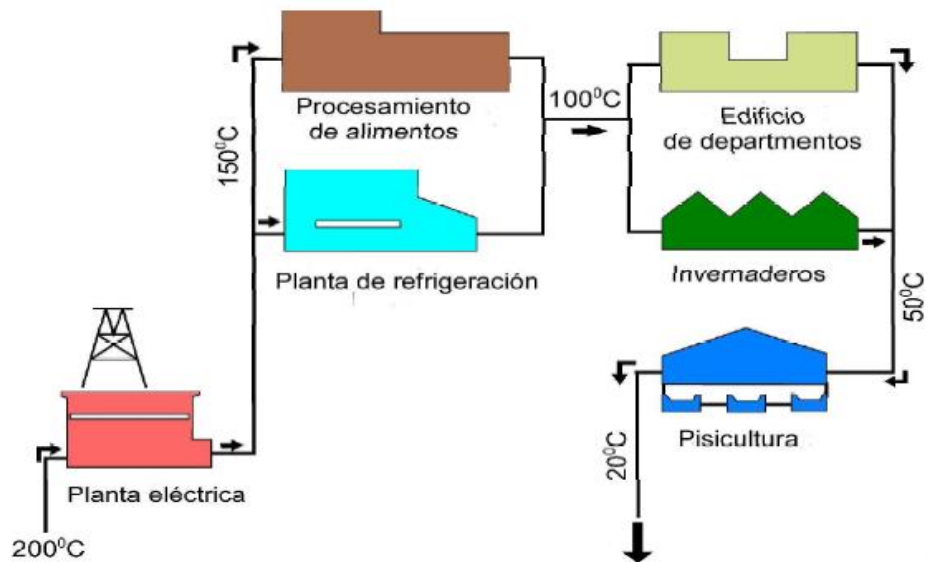


Figura 86.- Uso en línea o “en cascada” de la energía geotérmica. Fuente: Dickson y Fanelli, 2004.



6.9 Potencial Geotérmico Disponible en México

La evaluación del potencial geotérmico disponible en México es una tarea de investigación muy compleja y aún no resuelta. Existen trabajos muy preliminares orientados a estimar dicho potencial, sin embargo éstos se han concentrado en el estudio de los yacimientos productores de los campos geotérmicos ya en explotación. La CFE considera que la capacidad instalada del campo geotérmico de Cerro Prieto puede incrementarse de 100 a 150 MWe adicionales, usando tecnologías apropiadas para el aprovechamiento de las zonas más explotadas del campo, así como plantas de ciclos binarios para aprovechar el calor residual del agua separada. El campo de Los Azufres se podría ampliar en 50 MWe adicionales, una vez que esté operando el proyecto Azufres III y se conozca mejor la respuesta del yacimiento. Estimaciones más realistas del potencial geotérmico almacenado deben venir de estudios geológicos, geofísicos, térmicos y químicos involucrados con el estudio de las fuentes primarias de calor o cámaras magmáticas de estos sistemas (Verma & Andaverde, 2007).

A partir de la identificación de sitios geotérmicos promisorios de alta entalpía, la CFE ha establecido nuevos programas de exploración para la evaluación de sitios potenciales, entre los cuales destacan: Acoculco, Pue.; La Soledad, Jal.; El Domo San Pedro, Nay.; Maguarichic, Chih.; Bahía Concepción, B.C.; Volcán Tacaná, Chis.; San Diego el Naranjo, Nay.; Los Borbollones, Jal.; Los Hervores de la Vega, Jal.; Ixtlán de los Hervores, Mich.; Los Negritos, (Mich.), Purúandiro, (Mich.), Comajilla, (Gto.), San Bartolomé de los Baños, (Gto.), Pathé, (Hgo.), Las Derrumbadas, Pue.; Tulechek, B.C.; Laguna Salada, B.C.; Riíto, B.C.; Santispac, B.C.S.; Agua Caliente, B.C.S.; y Los Volcanes de Saquisismunde, B.C.S. La probable capacidad de estos yacimientos geotérmicos individuales ha sido estimada entre 25 y 50 MWe y su potencial total estimado podría alcanzar los 1000 MWe (Gutiérrez-Negrín, 2007). Ver Figura 87.

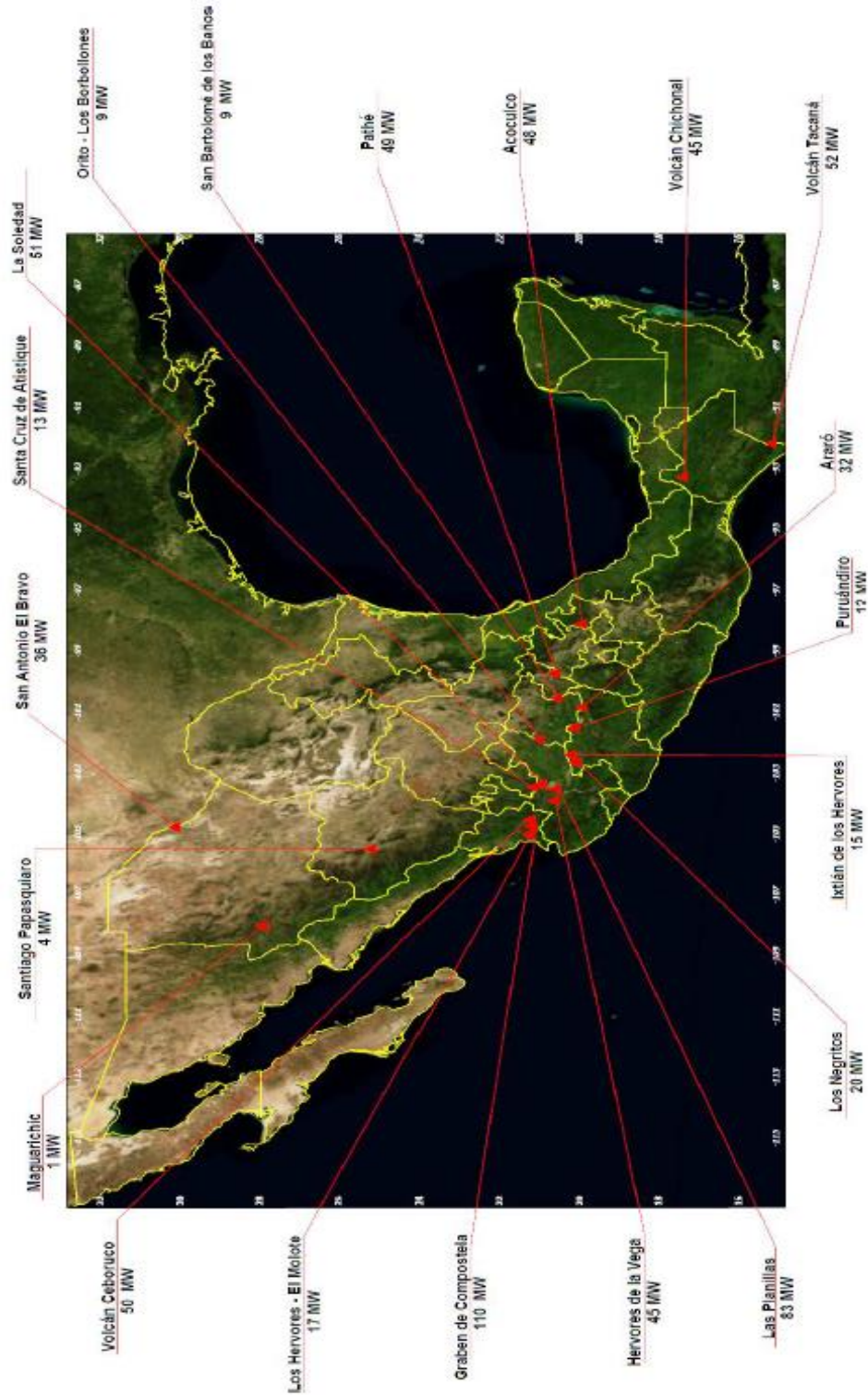


Figura 87.- Localización de las zonas geotérmicas en México. (Comisión Reguladora de Energía. CRE)



Por otro lado, estudios sobre los recursos de media y baja temperatura ($< 200^{\circ}\text{C}$) disponibles a lo largo del país, reportan un potencial disponible para usos directos del calor geotérmico. Existe un inventario de focos termales con recursos de temperaturas mayores a 28°C que incluye el censo de ~ 2332 manifestaciones geotérmicas, distribuidas en 27 estados del país (Torres *et al.*, 1993). Evaluaciones preliminares de reservas geotérmicas en México han sido realizadas sólo en 276 manifestaciones hidrotermales (Iglesias & Torres, 2003). A partir de estos estudios se estimó que las reservas de estos sitios están en el intervalo 7.7×10^{16} y 8.6×10^{16} kJ. La distribución de temperaturas asociadas en estos sitios está entre 60°C y 180°C . Se estima que las cantidades de energía recuperables estén entre 3.08×10^{17} y 3.45×10^{17} kJ (esto es, de 8.56×10^{10} a 9.58×10^{10} MWt).

6.10 Impacto ambiental

La generación de electricidad mediante recursos geotérmicos contribuye a minimizar efectos de degradación del medio ambiente y a mitigar problemas de cambio climático y calentamiento global. Los proyectos geotermoeléctricos emiten concentraciones de CO_2 menores a las producidas por plantas convencionales de combustibles fósiles: gas natural (453 g/kWh); hidrocarburos (906 g/kWh) y carbón (1042 g/kWh). Estudios reportados por Murphy & Niitsuma (1999) muestran emisiones variables de CO_2 para diferentes campos geotérmicos del mundo: Wairakei, Nueva Zelandia (13 g/kWh); Los Geysers, E.U.A. (33 g/kWh); Krafla, Islandia (96 g/kWh); Cerro Prieto, México (175 g/kWh); Tiwi, Filipinas (272 g/kWh); y Larderello, Italia (380 g/kWh).

6.11 Tecnologías para el futuro

El futuro de la explotación geotérmica muestra dos escenarios definidos. A corto plazo, se vislumbra un mejor aprovechamiento de los sistemas convectivos hidrotermales con fluidos de mediana temperatura y el uso de plantas de ciclo



binario más eficientes (se prevé el uso de variantes del ciclo termodinámico Rankine, p. ej., el ciclo Kalina: Chamorro-Camazón, 2009). A mediano-largo plazo, se buscará desarrollar una tecnología más confiable para empezar a explotar los sistemas de roca seca caliente, lo cual sin duda alguna, multiplicará los recursos disponibles y la capacidad instalada geotermoeléctrica, así como en otros usos directos.

Futuro de la Energía Geotérmica en México. México, al ser un país pionero en el aprovechamiento de recursos geotérmicos, tiene una amplia experiencia en la explotación de sistemas hidrotermales. Sin embargo, se deben hacer todavía esfuerzos para optimizar el aprovechamiento de estos recursos, además de la urgente necesidad de desarrollar tecnología para explotar la nueva generación de Sistemas Geotérmicos Mejorados (SGM).

Esto hace necesario que el gobierno apoye más las tareas de investigación y desarrollo tecnológico para explotar estas nuevas fuentes de geoenergía, y de esta forma, ayudar a satisfacer la futura demanda energética del país.



6.12 Tabla 4.- Diferencias entre la Industria Geotérmica y Petrolera.

Industria Geotérmica.	Industria Petrolera.
Es una energía renovable.	Es una energía no renovable.
El recurso no es transportable.	El recurso se puede transportar a otro sitio.
Se tiene en rocas ígneas, sedimentarias y metamórficas.	Se tiene en rocas sedimentarias.
Es de margen activo.	Es de margen pasivo.
Menor impacto ambiental.	Mayor impacto ambiental.
No es muy costosa.	Costos muy elevados.
Existe clasificación de yacimientos y de sistemas.	Existe clasificación de yacimientos.
Para la generación del recurso solo requiere de espacio.	Para la generación del recurso requiere de tiempo, espacio y sincronía.
Se mide en toneladas de vapor.	Se mide en barriles por día.
Se tiene poco estudio y desarrollo de sistemas marinos.	Se explota en aguas someras y profundas.
El flujo de fluidos es no isotérmico.	El flujo de fluidos es isotérmico.



Las herramientas de adquisición de registros durante la perforación y monitoreo de subsuelo deben resistir temperaturas elevadas, hasta de 300°C.	Las herramientas de toma de registros durante la perforación y monitoreo de subsuelo se limitan actualmente a temperaturas inferiores a 175°C.
La búsqueda de formaciones hidrotermales, con excepción de algunos sistemas “ciegos”, se facilita gracias a la presencia de manantiales de agua termal y fumarolas.	La búsqueda de yacimientos petroleros es más compleja.
Se busca que exista un cambio de fase de líquido a vapor.	Se trata de evitar el cambio de fase de líquido a vapor.
La reinyección es lo más común dentro de la industria.	La reinyección solo se efectúa para cierto tipo de yacimientos.
El recurso puede ser de uso directo, dependiendo de la temperatura a la que se encuentre.	El recurso no es de uso directo.
La aplicación de la acidificación o estimulación ácida en sistemas geotérmicos es reciente.	La acidificación o estimulación ácida en pozos petroleros es la técnica de estimulación más antigua que se sigue empleando en la actualidad.



Recomendaciones.

Para que la energía geotérmica sea más competitiva se requiere fomentar algunas acciones para el aprovechamiento integral del potencial de los sistemas geotérmicos, principalmente a través de:

- Mejorar las técnicas de exploración que contribuyan a reducir la incertidumbre de localización de recursos geotérmicos y los costos de exploración;
- Mejorar las metodologías experimentales para la caracterización de materiales (rocas y fluidos) y propiedades de los componentes de un sistema geotérmico;
- Mejorar las técnicas de perforación que logren subsanar los obstáculos de altas temperaturas, fluidos corrosivos y localización confiable de zonas productoras;
- Desarrollar materiales avanzados que se adapten a las nuevas necesidades tecnológicas ante la exploración de sistemas más profundos y más calientes;
- Mejorar las técnicas de ingeniería de yacimientos para la optimización de la extracción de energía geotérmica y su uso comercial con el fin de generar electricidad a menor costo;
- Enfocar la investigación para mejorar la eficiencia y operación de las plantas y de los ciclos termodinámicos usados actualmente, la evaluación de algunas combinaciones de ellos, y el uso de nuevos ciclos termodinámicos;
- Fomentar las acciones de investigación y desarrollo tecnológico requeridas para evaluar el potencial de los recursos geotérmicos de roca seca caliente, geopresurizados, marinos y magmáticos en nuestro país;
- Establecer un programa de investigación sobre las posibles aplicaciones de la geotermia de baja y media temperatura en los sectores residencial, comercial, servicios, agrícola e industrial;
- Canalizar mayores recursos financieros al desarrollo de nuevas tecnologías para el aprovechamiento integral de los recursos geotérmicos existentes en



el país, en especial los procesos en cascada que contemplen la generación de energía eléctrica aunada a otros usos directos, para apoyar programas de ahorro y uso eficiente de energía;

- Formar recursos humanos de alto nivel a través de los programas de especialización y posgrado;

Conclusión.

La geotermia es una fuente de energía que se emplea desde principios del siglo pasado en diversas aplicaciones turísticas, domésticas y agroindustriales y de manera directa para generar energía eléctrica. En México, la CFE la utiliza desde hace casi 35 años para satisfacer parte de la demanda nacional de electricidad de manera confiable, económicamente competitiva y sustentable.

Los estudios de evaluación del comportamiento de los yacimientos geotérmicos de cada campo geotérmico en explotación, y su proyección a largo plazo, permiten definir el potencial adicional que es posible instalar en cada uno de ellos.

México tiene una gran cantidad de recursos geotérmicos de baja temperatura que pueden aprovecharse para generar electricidad con plantas de ciclo binario. Como se dijo antes, el costo de este tipo de plantas aún resulta poco competitivo comparado con el de las plantas convencionales. Sin embargo, en la medida en que el petróleo continúa aumentando de precio y reduciendo sus reservas probadas, las perspectivas de generar energía eléctrica con recursos geotérmicos de baja temperatura se vuelven más prometedoras. Sin duda, este es el futuro de la energía geotérmica en México.

Por todo esto este trabajo busca introducir a los ingenieros petroleros en el tema de la importancia de la energía geotérmica para la generación de la electricidad.



Bibliografía

- Alonso, F. and Suárez M. 1994 “Hot Dry Systems in Mexico”, Geothermal Resources Council Transactions, Vol. 18, pp. 401-404.
 - Alonso, H., 1975 “Potencial Geotérmico de la República Mexicana”, Second United Nations Symp. on the Development and use of Geothermal Resources, Vol. 1, pp. 17-24.
 - Alonso, H., 1985 “Present and Planned utilization of Geothermal Resources in Mexico”, Geothermal Resources Council Transactions, pp. 135-140.
 - Antalya, Turkey, 24-29 April 2005, Ed. International Geothermal Association, Auckland, New Zealand.
 - Christopher H. Armstead. Geothermal Energy: Review of Research and Development. The Unesco Press.
- Dickson, M.H., Fanelli, M. (2004) ¿Qué es la energía geotérmica? Instituto di Geoscienze e Georisorse, CNR, Pisa, Italia. International Geothermal Association, 62 p.
- Dickson, M.H., Fanelli, M. (2005) Geothermal Energy: Utilization and Technology. Earthscan Publications Ltd., 226 p.
 - Enrico Barbier. Energy and Geothermal Energy: an outline. International Institute for Geothermal Research. International School of Geothermics. Pisa (Italy). 1986
 - Enrico Barbier. Technical- Economic Aspects of the Utilization of Geothermal Waters. International Institute for Geothermal Research. Pisa (Italy). 1987.



- Edgar Santoyo-Gutiérrez e Ignacio S. Torres-Alvarado. Escenario futuro de explotación de la energía geotérmica: hacia un desarrollo sustentable. Centro de Investigación en Energía, UNAM.
- ECONOMIDES, M.J.; WATTERS, L. T. and DUNN-NORMAN, S. Petroleum Well Construction. New York: John Wiley & Sons Edition, 1998. ISBN 0-471-96938-9.
- Fridleifsson, G.Ó., Elders, W.A. (2005) The Iceland Deep Drilling

Flores Magaly, Medina Noemí, Ramírez Miguel y Morales Lilibeth. Geotermia: Revista Mexicana de Geoenergía Enero – Junio 2012. Estimulación ácida del pozo Az-68D en el campo geotérmico de Los Azufres. Mich. México.
- Gutiérrez-Negrín L.C.A. and Quijano-León J.L., 2005 “Update of Geothermics in Mexico”, Proceedings World Geothermal Congress 2005, paper 0102.
- Hiriart, G., 1994 “1000 MW de Generación geotermoeléctrica, Meta de la CFE para Fines de este Siglo”, Entrevista en el Boletín IIE mayo/junio 1994, Vol. 18, Num. 3, pp. 106-109
- Manual IMCO. Tecnología aplicada de lodos. 7ma ed. Houston, Texas: Halliburton, 1981
- Miranda Carlos, Canchola Ismael, Raygosa Joaquin y Mora Othón Geotermia Revista Mexicana de Geoenergía Julio - Diciembre 2009



Corrosión de tuberías de línea de revestimiento de pozos en el Campo Cerro Prieto B.C. México.

- Murillo Isaac, Ocampo Juan y De La Peña Gilberto, Geotermia: Revista Mexicana de Geoenergía Julio - Diciembre 2005. Análisis de la automatización y del control de las condiciones de producción de los pozos del campo geotérmico de Cerro Prieto B.C México.
- NELSON, E. and GUILLOT, D. Well Cementing. 2nd ed. Sugar Land, Texas: Schlumberger Dowell, 2006. ISBN-13: 978-097885300-6. ISBN-10: 0-9788530-0-8
- Ordaz Arturo, Flores Magaly. Geotermia: Revista Mexicana de Geoenergía Julio -- Diciembre 2010. Perforación de pozos bilaterales: análisis y selección de pozos en el campo de los Humeros, Puebla México.
- Ramírez Miguel y Flores Magaly. Geotermia: Revista Mexicana de Geoenergía Julio -- Diciembre 2010. Perforación lateral.